



**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

**Министерство на енергетиката**

**Министерство на околната среда и водите**

**ИНТЕГРИРАН ПЛАН В ОБЛАСТТА  
НА ЕНЕРГЕТИКАТА И КЛИМАТА  
НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ  
2021 – 2030 г.**

## СЪДЪРЖАНИЕ

<b>1. ПРЕГЛЕД И ПРОЦЕС НА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПЛАНА.....</b>	<b>14</b>
<b>1.1 Резюме .....</b>	<b>14</b>
i. Политически и икономически контекст на плана, контекст по отношение на околната среда, социален контекст на плана .....	14
ii. Стратегия, свързана с петте измерения на Енергийния съюз.....	18
iii. Обща таблица с ключовите цели, политики и мерки на плана .....	20
<b>1.2 Преглед на настоящата ситуация в областта на политиките.....</b>	<b>21</b>
i. Енергийната система на национално равнище и на равнището на Съюза и контекст на политиките по националния план .....	21
ii. Настоящите политики и мерки в областта на енергетиката и климата, свързани с петте измерения на Енергийния съюз.....	22
iii. Основни въпроси с трансгранично значение.....	36
iv. Административна организация за изпълнение на националните политики в областта на енергетиката и климата .....	36
<b>1.3 Консултации и участие на националните организации и организациите на равнището на Съюза и резултати от тях .....</b>	<b>38</b>
i. Участие на националния парламент.....	38
ii. Участие на местните и регионалните органи .....	38
iii. Консултации със заинтересовани страни, включително социалните партньори и ангажиране на гражданското общество и широката общественост .....	39
iv. Консултации с други държави членки .....	45
v. Повтарящ се процес с участие на Комисията .....	46
<b>1.4 Регионално сътрудничество при подготвянето на плана .....</b>	<b>46</b>
i. Въпроси, които могат да бъдат предмет на съвместно или координирано планиране с други държави членки.....	46
ii. Обяснение как в плана се разглежда регионалното сътрудничество .....	49
<b>2. НАЦИОНАЛНИ ОБЩИ И КОНКРЕТНИ ЦЕЛИ .....</b>	<b>50</b>
<b>2.1 Измерение „Декарбонизация“ .....</b>	<b>50</b>
2.1.1 Емисии и поглъщане на парникови газове .....	50
i. Елементите, посочени в член 4, буква а), точка 1.....	50
ii. Ако е приложимо, други национални общи и конкретни цели, които са в съответствие с Парижкото споразумение и съществуващите дългосрочни стратегии. Ако е приложимо с оглед принос към цялостния ангажимент на Съюза за намаляване на емисиите на парникови газове, други общи и конкретни цели, включително секторни цели и цели за адаптиране към изменението на климата, ако има такива .....	62
2.1.2 Енергия от възобновяеми източници .....	62
i. Елементите, посочени в член 4, буква а), точка 2.....	62

ii.	Прогнозни криви за дела по сектори на енергията от възобновяеми източници в брутно крайно енергийно потребление от 2021 г. до 2030 г. в секторите на електроенергетиката, отоплението и охлаждането, а също и сектора на транспорта .....	65
iii.	Прогнозни криви по технологии за възобновяема енергия, които дадена държава членка предвижда да използва, за да се съобрази с общите и секторните криви за енергия от възобновяеми източници за периода 2020 – 2030 г., включително очакваното общо брутно крайно потребление на енергия за всяка технология и сектор в млн. т.н.е., както и общи планирани инсталирани мощности (разделени на нови мощности и увеличение на мощността на съществуващи инсталации) за всяка технология в MW .....	67
iv.	Прогнозни криви за потреблението на енергия от биомаса, разпределени между топлинната и електрическата енергия и транспорта, и криви за осигуряването на биомаса от различни суровини, с посочване на произхода им (като се прави разграничение между национално производство и внос). За биомасата с произход от горското стопанство – оценка на произхода ѝ, както и оценка на въздействието върху въглеродните поглътители в областта на LULUCF .....	70
v.	Ако е приложимо, други национални криви и цели, включително дългосрочни или секторни (например дял на възобновяемата енергия в топлоснабдяването, използването на възобновяема енергия, възобновяема енергия, произведена от градовете, енергийните общности и самостоятелните потребители, енергия, добита от утайки, получени от пречистване на отпадни води) .....	72
<b>2.2</b>	<b>Измерение „Енергийна ефективност“ .....</b>	<b>72</b>
i.	Елементите, посочени в член 4, буква б).....	72
ii.	Ориентировъчните етапни цели за 2030 г., 2040 г. и 2050 г., установените на национално равнище показатели за напредъка и техният принос за постигане на целите на Съюза в областта на енергийната ефективност, включени в пътните карти, определени в дългосрочните стратегии за саниране на националния фонд от жилищни и нежилищни сгради (частни и обществени), в съответствие с член 2а от Директива 2010/31/ЕС.....	74
iii.	Ако е приложимо, други национални цели, включително дългосрочни цели или стратегии и секторни цели, както и национални общи цели в области като енергийната ефективност в транспортния сектор и по отношение на отоплението и охлаждането .....	75
<b>2.3</b>	<b>Измерение „Енергийна сигурност“ .....</b>	<b>76</b>
i.	Елементите, посочени в член 4, буква в).....	76
ii.	Национални общи цели по отношение на увеличаване на диверсификацията на енергийните източници и доставките от трети държави с цел повишаване на устойчивостта на регионалните и националните енергийни системи.....	77
iii.	Когато е приложимо, национални общи цели по отношение на намаляването на зависимостта от внос на енергия от трети държави, за да се повиши устойчивостта на регионалните и националните енергийни системи.....	78
iv.	Национални общи цели по отношение на увеличаването на гъвкавостта на националната енергийна система, по-специално посредством използването на собствени енергийни източници, оптимизацията на потреблението и съхранение на енергия .....	79
<b>2.4</b>	<b>Измерение „Вътрешен енергиен пазар“ .....</b>	<b>80</b>
2.4.1	Междусистемна електроенергийна свързаност .....	80

i.	Нивото на междусистемна електроенергийна свързаност, което е определено от държавите членки като цел за 2030 г., като се отчита целта за 2030 г. за междусистемна електроенергийна свързаност от поне 15%, със стратегия с равнището от 2021 г. нататък, определено в тясно сътрудничество със засегнатите държави членки, като се отчита целта за 2020 г. за междусистемна електроенергийна свързаност от 10% и следните показатели за спешността на действие: .....	80
1)	Разликата в цените на пазара на едро, превишаваща индикативен праг от 2 евро/мегават час между държавите членки, регионите или тръжните зони; .....	80
2)	Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от върховото натоварване; .....	80
3)	Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от инсталираното производство от възобновяеми източници. ....	80
2.4.2	Електропреносна и газопреносна инфраструктура .....	82
i.	Основните проекти в областта на електропреносната и газопреносната инфраструктура и, по целесъобразност, проекти за модернизиране, които са необходими за постигането на общите и конкретните цели по петте измерения на стратегията за Енергийния съюз .....	82
ii.	Ако е приложимо, главни разглеждани инфраструктурни проекти, различни от проектите от общ интерес (ПОИ) .....	88
2.4.3	Интеграция на пазара .....	89
i.	Национални общи цели, свързани с други аспекти на вътрешния енергиен пазар, като например повишаване на гъвкавостта на системата, по-специално чрез насърчаване на цени на електроенергията, които се определят от конкуренцията съгласно съответното секторно законодателство, интегрирането и обединяването на пазари, с цел увеличаване на търгуемия капацитет на съществуващите междусистемни електропроводи, интелигентни мрежи, групиране, оптимизация на потреблението, съхранение, разпределено производство на електроенергия, механизми за разпределение, преразпределение или съкращаване и ценови сигнали в реално време, включително график за постигане на целите .....	89
ii.	Когато е приложимо, национални общи цели, свързани с недискриминационното участие на енергията от възобновяеми източници, оптимизация на потреблението и съхранение, включително чрез групиране, във всички енергийни пазари, включително график за постигане на целите <sup>93</sup>	
iii.	Когато е приложимо, национални общи цели с оглед да се гарантира, че потребителите участват в енергийната система и ползват собственото генериране на енергия и новите технологии, включително интелигентните измервателни уреди .....	93
iv.	Национални общи цели, свързани с осигуряване на адекватност на електроенергийната система, както и с повишаване на гъвкавостта на енергийната система във връзка с производството на енергия от възобновяеми източници, включително график за постигането на целите .....	94
v.	Когато е приложимо, национални общи цели за защита на потребителите на енергия и подобряване на конкурентоспособността на сектора на пазара на енергия на дребно .....	95
2.4.4	Енергийна бедност .....	95
i.	Когато е приложимо, национални цели във връзка с енергийната бедност, включително график за постигането на целите .....	95
<b>2.5</b>	<b>Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“ .....</b>	<b>96</b>

i.	Национални общи цели и конкретни цели за финансиране за публични и, при наличност, частни научни изследвания и иновации във връзка с Енергийния съюз, включително, ако е подходящо, график за постигане на целите.....	96
ii.	Когато са налице, национални цели за 2050 г., свързани с насърчаването на технологиите за чиста енергия и, ако е подходящо, национални общи цели, включително дългосрочни конкретни цели (2050 г.) за въвеждането на нисковъглеродни технологии, в това число цели за декарбонизация на сектора на енергетиката и на енергийно и въглеродно интензивните промишлени отрасли, и, ако е приложимо, цели за съответната инфраструктура за транспортиране и съхранение на CO <sub>2</sub> .....	97
iii.	Когато е приложимо, национални общи цели по отношение на конкурентоспособността .	98
<b>3.</b>	<b>ПОЛИТИКИ И МЕРКИ.....</b>	<b>98</b>
<b>3.1</b>	<b>Измерение „Декарбонизация“ .....</b>	<b>98</b>
3.1.1	Емисии и поглъщане на парникови газове .....	98
i.	Политики и мерки за изпълнение на целите съгласно Регламент (ЕС) 2018/842, посочени в точка 2.1.1 и политики и мерки за съобразяване с Регламент (ЕС) 2018/841, с които се обхващат всички основни източници и сектори за засилване на поглъщанията, с идея за дългосрочната визия и цел за икономика с ниски нива на емисии и постигане на баланс между емисии и поглъщания в съответствие с Парижкото споразумение .....	98
ii.	По целесъобразност, регионално сътрудничество в тази област .....	109
iii.	Без да се засяга приложимостта на правилата за държавната помощ, финансовите мерки, в това число подкрепата от страна на Съюза и използването на фондовете на Съюза в тази област и на национално равнище, ако е приложимо .....	109
3.1.2	Енергия от възобновяеми източници .....	110
i.	Политики и мерки за изпълнение на националния принос към обвързващата цел за 2030 г. на равнището на Съюза за възобновяема енергия и за кривите, посочени в член 4, буква а), подточка 2, и ако е приложимо или ако са налични — елементите, представени в точка 2.1.2, включително секторни мерки и мерки с оглед на конкретна технология .....	111
ii.	По целесъобразност, специфични мерки за регионално сътрудничество, както и при желание — очакван излишък на произведена енергия от възобновяеми източници, който може да бъде прехвърлен в други държави членки с цел да се постигнат целите за националния принос и кривите, представени в точка 2.1.2.....	122
iii.	Специфични мерки за финансова подкрепа, когато е приложимо — включително подкрепа от страна на Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза за насърчаване и използване на енергия от възобновяеми източници в електроенергетиката, отоплението и охлаждането и транспорта.....	123
iv.	Когато е приложимо, оценка на подкрепата за електроенергия от възобновяеми източници, която държавите членки трябва да извършат съгласно член 6, параграф 4 от Директива (ЕС) 2018/2001 .....	124
v.	Специфични мерки за въвеждане на една или повече точки за контакт, рационализиране на процедурите, осигуряване на информация и обучение, както и улесняване на прилагането на споразумения за покупка на електроенергия.....	124

vi.	Оценка на необходимостта от изграждане на нова инфраструктура за районно отопление и охлаждане, получени от възобновяеми източници .....	125
vii.	Ако е приложимо, специфични мерки за насърчаване на използването на енергия от биомаса, особено за мобилизирането на нови ресурси от биомаса, като се взема предвид: .....	126
3.1.3	Други елементи на измерението .....	127
i.	Когато е приложимо, националните политики и мерки, засягащи сектора на Схемата за търговия с емисии (СТЕ) на ЕС и оценката на взаимната допълняемост и въздействието на СТЕ на ЕС	127
ii.	Политики и мерки за постигане на други национални цели, ако е приложимо.....	128
iii.	Политики и мерки за постигане на мобилност с ниски емисии (включително електрификацията на транспорта) .....	128
iv.	Когато е приложимо, планирани национални политики, крайни срокове и мерки за постепенно премахване на енергийните субсидии, по-специално по отношение на изкопаемите горива	128
<b>3.2</b>	<b>Измерение „Енергийна ефективност“ .....</b>	<b>128</b>
i.	Схеми за задължения за ЕЕ и алтернативни мерки по членове 7а и 7б от Директива 2012/27/ЕС [версия, изменена в съответствие с предложение COM(2016)761] (предстои да се изготвят в съответствие с приложение II)) .....	128
ii.	Дългосрочна стратегия за саниране с цел саниране на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради (обществени и частни), включително политики, мерки и действия за насърчаване на разходноефективно основно саниране и политики и действия, насочени към сегментите от националния сграден фонд с най-лоши характеристики, в съответствие с член 2а от Директива 2010/31/ЕС .....	136
iii.	Описание на политиката и мерките за насърчаване на енергийните услуги в публичния сектор с цел премахване на регулаторните и нерегулаторните пречки, които възпрепятстват разпространението на договорите за енергоспестяване с гарантиран резултат и на други модели на услуги за енергийна ефективност .....	138
iv.	Други планирани политики, мерки и програми за постигане на ориентировъчните национални приноси по отношение на енергийна ефективност за 2030 г., както и другите цели, посочени в точка 2.2 (като например мерки за насърчаване обществените сгради да служат за пример за енергийно-ефективни обществени поръчки, мерки за насърчаване на енергийни обследвания и системи за управление на енергията , мерки за информиране и обучаване на потребителите, както и други мерки за насърчаване на енергийната ефективност).....	139
v.	Когато е приложимо, описание на политиките и мерките за насърчаване на ролята на местните енергийни общности във връзка с приноса им в изпълнението на политиките и мерките, посочени в подточки i), ii), iii) и iv) .....	149
vi.	Описание на мерките за разработване на мерки за използване на потенциала за подобряване на енергийна ефективност на газопреносната и електропреносната инфраструктура	150
vii.	Регионално сътрудничество в тази област, ако е приложимо .....	154
viii.	Финансови мерки, включително подкрепа от ЕС и използване на средства от фондовете на ЕС на национално равнище .....	154

<b>3.3</b>	<b>Измерение „Енергийна сигурност“</b>	<b>155</b>
i.	Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.3	155
ii.	Регионално сътрудничество в тази област	166
iii.	Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза	166
<b>3.4</b>	<b>Измерение „Вътрешен енергиен пазар“</b>	<b>167</b>
3.4.1	Електроенергийна инфраструктура	167
i.	Политики и мерки за постигане на целевото равнище на междусистемна свързаност, посочено в чл. 4, буква г)	167
ii.	Регионално сътрудничество в тази област	167
iii.	Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза	167
3.4.2	Електропреносна и газопреносна инфраструктура	168
i.	Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.4.2, включително, когато е приложимо, специфични мерки, позволяващи изпълнението на проекти от общ интерес (ПОИ) и други основни инфраструктурни проекти	168
ii.	Регионално сътрудничество в тази област	168
iii.	Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза	168
3.4.3	Интеграция на пазара	169
i.	Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.4.3	169
ii.	Мерки за повишаване на гъвкавостта на енергийната система по отношение на производството на възобновяема енергия, като интелигентни мрежи, групиране, оптимизация на потреблението, съхранение, разпределено производство, механизми за разпределение, преразпределение и съкращаване, ценови сигнали в реално време, включително въвеждането на свързване на пазарите в рамките на деня и трансграничните балансиращи пазар	172
iii.	Когато е приложимо, национални мерки за гарантиране на недискриминационното участие на възобновяемата енергия, оптимизацията на потреблението и съхранението, включително чрез групиране, във всички енергийни пазари	173
iv.	Политики и мерки за защита на потребителите, по-специално уязвимите и когато е приложимо, потребителите в положение на енергийна бедност и за подобряване на конкурентоспособността и достъпността на пазара на дребно на електроенергия	174
v.	Описание на мерките за създаване на условия за оптимизация на потреблението и за нейното развитие, включително такива, които се отнасят до тарифи, подкрепящи динамично ценообразуване	175
3.4.4	Енергийна бедност	175
i.	Когато е приложимо, политики и мерки за постигане на целите, посочени в точка 2.4.4	175
<b>3.5</b>	<b>Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“</b>	<b>177</b>
i.	Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.5.3	177
ii.	Когато е приложимо, сътрудничество с други държави членки в тази област, включително по целесъобразност информация как целите и политиките на Стратегическия план за енергийните технологии са приспособени към съответния национален контекст	180

iii.	Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза.....	181
<b>4.</b>	<b>ТЕКУЩО СЪСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗИ ПРИ СЪЩЕСТВУВАЩИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ</b>	<b>182</b>
<b>4.1</b>	<b>Прогнозно развитие на основните външни фактори, които въздействат върху развитието на енергийната система и емисиите на парникови газове .....</b>	<b>182</b>
i.	Макроикономически прогнози (БВП и прираст на населението) .....	182
ii.	Секторни промени, които се очаква да окажат въздействие върху енергийната система и емисиите на парникови газове .....	182
iii.	Глобални тенденции в енергетиката, международни цени на изкопаемите горива, цени на въглеродните емисии в СТЕ на ЕС.....	182
iv.	Изменения на разходите за съответните технологии .....	183
<b>4.2</b>	<b>Декарбонизация .....</b>	<b>183</b>
4.2.1	Емисии и поглътители на парникови газове .....	183
i.	Текущият дял на енергията от възобновяеми източници в брутно крайно потребление на енергия, а също и в различите сектори (топлинна енергия и охлаждане, електрическа енергия и транспорт), както и за всяка технология във всеки от секторите .....	183
ii.	Прогнози по сектори при съществуващите национални и европейски политики и мерки до 2040 г. (включително за 2030 г.) (изцяло преработена) .....	191
4.2.2	Енергия от възобновяеми източници .....	201
i.	Текущият дял на енергията от възобновяеми източници в общото крайно енергийно потребление, а също и в различни сектори (отопление и охлаждане, електроенергетика и транспорт), както и за всяка технология във всеки от секторите .....	201
ii.	Ориентировъчни прогнози за развитието при съществуващите политики за 2030 г. (с прогноза до 2040 г.) .....	205
<b>4.3</b>	<b>Измерение „Енергийна ефективност“ .....</b>	<b>212</b>
i.	Текущо първично и крайно енергийно потребление в икономиката и по сектори (включително промишленост, жилищен сектор, сектор на услугите и транспорт) .....	212
ii.	Текущ потенциал за прилагането на високоефективно комбинирано производство на енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи .....	214
iii.	Прогнози при съществуващите политики, мерки и програми за енергийна ефективност съгласно описаното в точка 1.2, подточка ii) за първичното и за крайното потребление на енергия за всеки сектор най-малко до 2040 г. (включително за 2030 г.) .....	216
iv.	Оптимални по отношение на разходите нива на минимални енергийни характеристики, получени в резултат от националните изчисления в съответствие с член 5 от Директива 2010/31/ЕС	218
<b>4.4</b>	<b>Измерение „Енергийна сигурност“ .....</b>	<b>220</b>
i.	Настоящ енергиен микс, собствени енергийни източници, зависимост от внос, включително относими рискове .....	220



ii.	Прогнози за развитието при съществуващите национални и европейски политики и мерки най-малко до 2040 г. (включително и за 2030 г.).....	226
<b>4.5</b>	<b>Измерение „Вътрешен енергиен пазар“ .....</b>	<b>229</b>
4.5.1	Взаимосвързаност между националните електроенергийни системи .....	229
i.	Текущо равнище на междусистемна свързаност между националните електроенергийни системи и основни междусистемни електропроводи .....	229
ii.	Прогнози за изискванията за разширяване на междусистемните електропроводи (включително за 2030 г.) .....	230
4.5.2	Електропреносна и газопреносна инфраструктура .....	230
i.	Основни характеристики на съществуващата инфраструктура за пренос на електроенергия и газ .....	230
ii.	Прогнози за изискванията за разширяване на мрежите най-малко до 2040 г. (включително за 2030 г.).....	233
iii.	Ориентировъчни прогнози за развитието при съществуващите политики за 2030 г. (с прогноза до 2040 г.) .....	234
4.5.3	Пазари на газ и електроенергия, енергийни цени .....	234
i.	Текуща ситуация на пазарите на газ и електроенергия, включително енергийни цени.....	234
ii.	Прогнози за развитието при съществуващите национални и европейски политики и мерки най-малко до 2040 г. (включително и за 2030 г.).....	241
<b>4.6</b>	<b>Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“ .....</b>	<b>244</b>
i.	Текущото положение на сектора на нисковъглеродни технологии и доколкото е възможно, позицията му на световния пазар (този анализ трябва да се направи на равнището на Съюза или на световно равнище) .....	244
ii.	Текущо равнище на разходите от публични и когато са налични, частни източници за изследвания и иновации в нисковъглеродните технологии, настоящ брой на патентите, настоящ брой на научните работници.....	244
iii.	Разбивка по текущи ценови елементи, които съставляват трите основни ценови компонента (енергия, мрежа, данъци/такси) .....	245
iv.	Описание на енергийните субсидии, включително за изкопаеми горива .....	246
<b>5.</b>	<b>ОЦЕНКА НА ВЪЗДЕЙСТВИЕТО НА ПЛАНИРАНИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ .....</b>	<b>249</b>
<b>5.1</b>	<b>Въздействие на описаните в раздел 3 планирани политики и мерки върху енергийната система и емисиите и поглъщанията на парникови газове, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки (посочени в раздел 4).....</b>	<b>249</b>
i.	Прогнози за развитието на енергийната система и емисиите и поглъщанията на парникови газове, както и по целесъобразност за емисиите на замърсители на въздуха в съответствие с Директива (ЕС) 2016/2284 при планираните политики и мерки най-малко в продължение на десет години след периода, обхванат от плана (включително последната година от периода, обхванат от плана), включително относимите политики и мерки на Съюза. ....	249
ii.	Оценка на взаимодействието между политиките (между съществуващите политики и мерки и планираните политики и мерки в дадено измерение на политиката и между съществуващите	

политики и мерки и планираните политики и мерки от различните измерения) най-малко до последната година на периода, обхванат от плана, по-специално за изграждането на надеждна представа за въздействието на политиките за енергийна ефективност/енергийни спестявания върху мащабите на енергийната система и за намаляване на риска от блокирани инвестиции в енергийните доставки.....	251
iii. Оценка на взаимодействието между съществуващите политики и мерки и планираните политики и мерки и между тези политики и мерки и мерките на политиката на Съюза в областта на климата и енергетиката .....	251
<b>5.2 Въздействие на планираните политики и мерки, описани в раздел 3, на равнището на макроикономиката и доколкото е възможно, здравето, околната среда, заетостта и образованието, уменията и социалните въздействия, включително аспектите на справедливия преход (по отношение на разходите и ползите и на ефективността на разходите), най-малко до последната година от периода, обхванат от плана, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки .....</b>	<b>252</b>
<b>5.3 Преглед на нуждите от инвестиции .....</b>	<b>281</b>
i. Съществуващи инвестиционни потоци и прогнозни предположения за инвестиране по отношение на планираните политики и мерки .....	281
ii. Секторни или пазарни рискови фактори или пречки в национален или регионален контекст	291
iii. Анализ на допълнителното подпомагане с публични финанси или ресурси за преодоляване на недостатъците, установени в подточка .....	292
<b>5.4 Въздействие на планираните политики и мерки, описани в раздел 3 върху другите държави членки и регионално сътрудничество най-малко до последната година от периода, обхванат от плана, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки .....</b>	<b>292</b>
i. Въздействие върху енергийните системи в съседните и други държави членки в региона до възможната степен.....	292
ii. По целесъобразност въздействие върху регионалното сътрудничество .....	292
<b>Част 2 .....</b>	<b>295</b>
<b>1. ОБЩИ ПАРАМЕТРИ И ПРОМЕНЛИВИ.....</b>	<b>295</b>
<b>2. ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ И ПОКАЗАТЕЛИ .....</b>	<b>296</b>
<b>2.1. Енергийни доставки.....</b>	<b>296</b>
<b>2.2. Електрическа и топлинна енергия .....</b>	<b>297</b>

## **Списък на използваните съкращения:**

АЕЦ	Атомна електрическа централа
АУЕР	Агенция за устойчиво енергийно развитие
АЯР	Агенция за ядрено регулиране
БВП	Брутен вътрешен продукт
БЕ	Балансираща енергия
БИФИЕК	Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори
БНБ	Българска народна банка
БНЕБ	Българска независима енергийна борса
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водоелектрическа централа
ВИ	Възобновяеми източници
ВиК	Водоснабдяване и канализация
ВтеЦ	Вятърна електрическа централа
ГГИ	Големи горивни инсталации
ГИС	Географска информационна система
ГРЦ	Газ разпределителен център
ДВ	Държавен вестник
ДПИ	Доставчик от последна инстанция
ЕБВР	Европейска банка за възстановяване и развитие
ЕЕ	Енергийна ефективност
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕИБ	Европейска инвестиционна банка
ЕК	Европейска комисия
ЕП	Електропровод
ЕС	Европейски съюз
ЕСО	Електроенергиен системен оператор
ЕФРР	Европейски фонд за регионално развитие
ЕЦ	Електрическа централа
ЗБР	Закон за биологичното разнообразие

ЗГ	Закон за горите
ЗЕ	Закон за енергетиката
ЗЕВИ	Закон за енергията от възобновяеми източници
ЗЕЕ	Закон за енергийната ефективност
ЗИД	закон за изменение и допълнение
ЗОИК	Закон за ограничаване изменението на климата
ЗООС	Закон за опазване на околната среда
ЗОП	Закон за обществените поръчки
ЗПЗГС	земеползване, промени в земеползването и горското стопанство
ЗПЗП	Закон за подпомагане на земеделските производители
ЗТЕЦ	Заводски топлоелектрически централи
ЗЧАВ	Законът за чистотата на атмосферния въздух
ИКТ	Информационни и комуникационни технологии
ИНПЕК	Интегриран национален план енергетика-климат
ИПУР	Индустриални процеси и употреба на разтворители
ИТС	Интелигентни транспортни системи
КАВ	Качество на атмосферния въздух
КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
КЕП	Крайно енергийно потребление
КПЕТЕ	Комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия
КС	Краен снабдител
КТСП	Контактната точка за строителни продукти
КФ	Кохезионен фонд
ЛОС	Летливи органични съединения
МБТ	Механично и биологично третиране
МЕ	Министерство на енергетиката
МКИК	Междуправителствен комитет по изменение на климата
МОСВ	Министерство на околната среда и водите
МРРБ	Министерство на регионалното развитие и благоустройството
МСП	Малки и средни предприятия
МТСП	Министерство на труда и социалната политика

МФ	Модернизационен фонд
МФК	Международен фонд „Козлодуй“
МФР	Многогодишна финансова рамка
НЕК	Национална електрическа компания
НИРД	Научноизследователска и развойна дейност
НМЛОС	Неметанови летливи органични съединения
НОПЗ	Национален отчетен план за горите
НПДЕВИ	Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници
НПДЕГБ	Национален план за действие за енергия от горска биомаса
НПДИК	Национален план за действие по изменение на климата
НПО	Неправителствена организация
НПУО	Национален план за управление на отпадъците
НСИ	Национален статистически институт
ОВОС	Оценка на въздействие върху околната среда
ОЗ	Приземен озон
ООН	Организация на обединените нации
ОПИК	Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“
ОСП	Обща селскостопанска политика
п/ст	Подстанция
ПАВЕЦ	Помпено-кумулятивна водноелектрическа централа
ПГ	Парникови газове
ПГХ	Подземно газохранилище
ПДС	Пределно допустими стойности
ПЕП	Първично енергийно потребление
ПОИ	Проекти от общ интерес
ПС	Промишлена система
ПЧВ	Пакет за чистота на въздуха
ПЧВЕ	Програма за чист въздух за Европа
РЗП	Разгъната застроена площ
РОУКАВ	Район за оценка и управление на качеството на атмосферния въздух
СПРГС	Стратегически план за развитие на горския сектор

СТЕ	Схема за търговия с емисии
ТАР	Транс адриатически газопровод
ТБО	Твърди битови отпадъци
ТЕЦ	Термична/топло електрическа централа
ТФЕЦ	Топлофикационна електрически централи
ФЕЦ	Фотоволтаична електрическа централа
ФПЧ	Фини прахови частици
ЦП	Цел на политика
ЦПДД	Централизиран пазар на двустранни договори
ИТО	Независим преносен оператор
LNG	Втечен природен газ
NTC	Нетен трансферен капацитет
RBP	Регионалната платформа за резервиране на капацитет
SET план	Европейски стратегически план за енергийни стратегии
WAM	Сценарии с допълнителни политики и мерки
WEM	Сценарии със съществуващи политики и мерки

директива CAFE Директива 2008/50/ЕО относно качеството на атмосферния въздух и за по-чист въздух за Европа

---

# ЧАСТ 1

## ОБЩА РАМКА

### РАЗДЕЛ А: НАЦИОНАЛЕН ПЛАН

---

## 1. ПРЕГЛЕД И ПРОЦЕС НА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПЛАНА

### 1.1 Резюме

*і. Политически и икономически контекст на плана, контекст по отношение на околната среда, социален контекст на плана*

Европейският съюз (ЕС) има за цел да бъде световен лидер в борбата с изменението на климата и в тази връзка се стреми да постигне целите на споразумението от Конференцията на страните по Рамковата конвенция на ООН по изменение на климата (СОР 21) в Париж, като същевременно осигурява чиста енергия в целия Съюз. За да изпълни този ангажимент, ЕС определи следните обвързващи цели за климата и енергетиката за 2030 г., както следва:

- Намалване на емисиите на парникови газове (ПГ) с най-малко 40% в сравнение с 1990 г.;
- Повишаване на енергийната ефективност (ЕЕ) до поне 32,5%;
- Увеличаване на дела на енергия от възобновяеми източници (ВИ) до поне 32% от брутно крайно потребление на енергия в ЕС;
- Осигуряване на минимум 15% ниво на междусистемна електроенергийна свързаност между държавите членки.

С цел осигуряване на координиран и съгласуван подход в целия ЕС и изпълнение на стратегията на Енергийния съюз всяка държава членка (ДЧ) беше длъжна да представи на Европейската комисия (ЕК) проект на своя Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата до 31 декември 2018 г. и своя окончателен Интегриран план до 31.12.2019 г.

Съгласно чл. 34 от Регламент (ЕС) 2018/1999 на 18.06.2019 г. на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 г. относно управлението на Енергийния съюз и на действията в областта на климата за изменение на регламенти (ЕО) № 663/2009 и (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета, директиви 94/22/ЕО, 98/70/ЕО, 2009/31/ЕО, 2009/73/ЕО, 2010/31/ЕС, 2012/27/ЕС и 2013/30/ЕС на Европейския парламент и на Съвета, директиви 2009/119/ЕО и (ЕС) 2015/652 на Съвета и за отмяна на Регламент (ЕС) № 525/2013 на Европейския парламент и на Съвета (Регламент (ЕС) 2018/1999) ЕК публикува своята оценка и препоръки по проектите на планове на ДЧ през м. юни 2019 г.

С оглед отразяване на препоръките на ЕК и разработването на окончателен Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България (Интегриран план, ИНПЕК) Министерство на енергетиката, съвместно с Министерство на околната среда и водите се възползваха от финансиране по Програмата за подкрепа на структурните реформи за периода 2017-2020 г. към Службата за подкрепа на структурни реформи на ЕК, създадена с Регламент (ЕС) 2017/825. Проектът включва разработване на окончателния вариант на Интегриран план, отразяване на препоръките на ЕК по проекта на Интегриран план, разработване на интегриран модел за прогнозиране в областта на енергетиката и климата и разработване на Дългосрочна стратегия в областта на климата. Изборът на консултант беше направен от Службата за подкрепа на структурни реформи на ЕК и договорът с консултанта (Deloitte и E3Modelling) за техническа подкрепа беше подписан на 19.08.2019 г.

Настоящият Интегриран план е изготвен в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2018/1999 и отразява всички препоръки на ЕК по проекта на Интегриран план. С ИНПЕК се определят основните цели и мерки за осъществяване на националните политики в областта на енергетиката и климата, в контекста на европейското законодателство, принципи и приоритети за развитие на енергетиката.

Основните цели, заложи в ИНПЕК са:

- стимулиране на нисковъглеродно развитие на икономиката;
- развитие на конкурентоспособна и сигурна енергетика;
- намаляване зависимостта от внос на горива и енергия;
- гарантиране на енергия на достъпни цени за всички потребители.

Националните приоритети в областта на енергетиката могат да бъдат обобщени, както следва:

- повишаване на енергийната сигурност и диверсификация на доставките на енергийни ресурси;
- развитие на интегриран и конкурентен енергиен пазар;
- използване и развитие на енергията от ВИ, съобразно наличния ресурс, капацитета на мрежите и националните специфики;
- повишаване на енергийната ефективност чрез развитие и прилагане на нови технологии за постигане на модерна и устойчива енергетика;
- защита на потребителите чрез гарантиране на честни, прозрачни и недискриминационни условия за ползване на енергийни услуги.

Интегрираният план е съобразен с основните стратегически документи на европейско и национално ниво.

За изготвянето му са използвани следните национални стратегически документи (и проекти на документи в процес на съгласуване):



- Енергийна стратегия на Република България до 2020 г.;
- Национална стратегия за развитие на минната индустрия до 2030 г.;
- Стратегия за участието на България в Четвъртата индустриална революция;
- Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния фонд от жилищни и нежилищни сгради с хоризонт на изпълнение 2050 г.;
- Иновационна стратегия за интелигентна специализация;
- Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради;
- Национална рамка за политика за развитието на пазара на алтернативни горива в транспортния сектор и за разгръщането на съответната инфраструктура;
- Национален план за действие за насърчаване производството и ускореното навлизане на екологични превозни средства, включително на електрическата мобилност в България за периода 2012-2014 г.;
- Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници;
- Национален план за действие по енергийна ефективност 2014 – 2020 г.;
- Национален план за действие за енергия от горска биомаса 2018 –2027 г.;
- Национална стратегия за адаптация към изменението на климата на Република България и План за действие;
- Национална стратегия за развитие на научните изследвания в Република България 2017 - 2030 г.;
- Трети национален план за действие по изменения на климата (за периода 2013-2020 г.);
- План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2019-2028 г.;
- Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019-2028 г.

За целите на Интегрирания план е разработен прогнозен енергиен баланс на база комбинация от прогнози за добив и внос на енергоносители, необходими за осигуряване потреблението от горива и енергия в страната. Анализът и прогнозата се основават на моделиране, използвайки (B)EST модел за дългосрочно оценяване и енергийно планиране, разработен от E3-Modelling.

Съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 2018/1999 бяха разработени два сценария – WAM (с допълнителни политики и мерки) и WEM (със съществуващи политики и мерки). Сценарият WEM е базов сценарий, в който прогнозата се основава на политики и мерки действащи към настоящия момент. Сценарият WAM е целеви сценарий, при

който се постигат националните цели заложи в настоящия Интегриран план. Прогнозите в него се основават, както на съществуващите, така и на планираните допълнителни политики и мерки, с които се постигат националните цели, заложи в ИНПЕК. Сценарият WEM е подробно разписан в точка 4, а сценарият WAM е разгледан в точки 2 и 3, както и в Анекс I.

Интегрираният план е разработен въз основа на следните основни допускания и стратегически цели:

- Макроикономически растеж и секторна добавена стойност, проектиращи съответния растеж на търсенето и предлагането на енергия.
- Подходящи мерки за енергийна ефективност за постигане на намаляваща крива на енергоемкост на икономиката.
- Интегриран подход за моделиране на използваната енергията, развитие на икономиката и околната среда, основани на исторически данни и прогнози, насочени към отразяване на възможно най-реалистично развитие на икономиката и обществото на страната.
- Включване на приложимите политики и ограничения на ЕС в областта на околната среда в моделирането и планирането на производството на енергия и климата.
- Развитие на енергийния, и по-специално на електроенергийния сектор, с акцент върху националната и регионалната енергийна сигурност, интеграцията на вътрешния пазар и балансиран микс от различни национални и вносни енергийни източници.
- Ефективно използване на местните енергийни ресурси (въглища) при спазване на екологичните изисквания.
- Поддържане на устойчиво ниво на външна зависимост от вноса на енергийни ресурси под средното за ЕС.
- Продължаване на либерализацията на енергийните пазари с бързи темпове, като същевременно са отразени грижите за уязвимите социални групи и управляване на възможните социални рискове и отрицателни въздействия.
- Устойчиво развитие на ВИ на пазарни основи и улесняване на регулирането на цените и определянето на разумни цели за енергийна ефективност, отговарящи на дневния ред и препоръките на ЕК.
- Включване на производство на ядрена енергия от нова ядрена мощност в националния енергиен микс след 2030 г.
- Отразени са препоръките на ЕК от юни 2019 г. към проекта на ИНПЕК от 2018 г.

## *ii. Стратегия, свързана с петте измерения на Енергийния съюз*

Стратегическите цели и приоритети в областта на енергетиката и климата на България, заложи в ИНПЕК, са, както следва:

По отношение на измерението „Декарбонизация“ България ще положи усилия да увеличи дела на енергия от ВИ в брутно крайно потребление на енергия и да намали емисиите на ПГ. Съгласно препоръката на ЕК, България повиши нивото на амбиция по отношение на дела на енергия от ВИ в брутно крайно потребление на енергия от 25% на 27.09%, като по този начин заложи достигането на изчислената цел, съгласно приложение II към Регламент (ЕС) 2018/1999. В подкрепа на тази цел България ще изгради допълнителни мощности с акцент върху вятърната и слънчевата енергия. Също така в случай на необходимост за постигането на поставените цели след 2025 г. е възможно провеждането на търгове за допълнителен капацитет за енергия от ВИ при отчитане на пазарните условия. Предвижда се използването на биомаса да се увеличи във всички сектори: електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане и транспорт. Предвидените промени в сектор транспорт ще имат значително отражение за развитието на енергията от ВИ, както и за намаляване на емисиите на ПГ. По-конкретно, България ще насърчава въвеждането и използването на електрически и хибридни превозни средства в обществения и частния транспорт, а в големите градове се предвижда създаването на ниско емисионни зони. Тези мерки, наред с други, ще допринесат за значително намаляване на емисиите на ПГ в България.

По измерение „Енергийна ефективност“ България ще насочи усилията си към постигане на енергийни спестявания в крайното енергийно потребление - съсредоточавайки се върху подобряване на енергийните характеристики на сградите, както и в производството, преноса и разпределението на енергия.

В съответствие с приоритетите на ЕС за повишаване на енергийната ефективност България поставя енергийната ефективност на първо място, предвид значението ѝ за подобряване на енергийната сигурност на страната чрез намаляване на зависимостта от внос на енергия, за намаляване разходите за енергия на бизнеса и домакинствата, за създаване на повече работни места, за подобряване качеството на въздуха и за намаляване емисиите на ПГ и повишаване качеството на живот на гражданите.

В тази връзка са определени национални цели за постигане на 27,89% намаление на потреблението на първична енергия и 31,67% намаление на крайното потребление на енергия до 2030 г., спрямо референтния сценарий PRIMES 2007 г.

Препоръката на ЕК за разработване на повече политики и мерки в тази област също беше взета под внимание и в съответствие с чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година относно енергийната ефективност за енергийна ефективност (Директива 2012/27/ЕС), България поставя акцент върху алтернативните политики и мерки за насърчаване на енергийната ефективност. Такива мерки включват финансови стимули за изпълнението на проекти за енергийна ефективност, насърчаването на договори с гарантиран резултат (ЕСКО

договори) и обновяването на съществуващия сграден фонд, с оглед увеличаване на броя на сградите с близко до нулево потребление на енергия.

Относно измерението „Енергийна сигурност“, основен приоритет на България е диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ чрез реализация на следните проекти: междусистемна газова връзка България-Гърция (IGB), междусистемна газова връзка между България и Сърбия (IBS), участие в изграждането на терминал за втечен природен газ (LNG терминал) в Александрополис и развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газоразпределителен център „Балкан“. България има за цел да повиши енергийната сигурност чрез диверсификация на енергийните доставки, ефективно използване на местните енергийни ресурси и развитието на енергийната инфраструктура. За постигането на тези цели усилията ще бъдат насочени към развитието на мрежите и осигуряване на гъвкавост на електроенергийната система, в т.ч. допълнително развитие на електропреносната мрежа на напрежение 400 kV и 110 kV. По отношение на ядрената енергия и в съответствие с изискванията на ЕК и насоките на Агенцията по доставките на ЕВРАТОМ (ESA), България изпълнява своите ангажменти и е в ход процедура по изготвяне на технико-икономически анализ за диверсификация на доставките на свежо ядрено гориво за блокове 5 и 6 на АЕЦ "Козлодуй". Основен национален приоритет в областта на енергийната сигурност е изпълнението на стабилна стратегия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ. България насърчава стартиралите проучвания за добив на нефт и природен газ в Черно море.

По измерението „Вътрешния енергиен пазар“, България ще развива конкурентен пазар чрез пълна либерализация на пазара и интеграцията му в регионалния и общоевропейския пазар, както е посочено и в измерението „Енергийна сигурност“. Основен елемент в процеса по пълна либерализация е защитата на уязвимите потребители. В съответствие с препоръката на ЕК за развитие на конкурентоспособни пазари на едро и дребно, чрез насърчаване на конкуренцията в страната и преминаване към изцяло пазарни условия, България поетапно ще премахва регулираните цени на електрическа енергия до края на 2025 г. Очаква се обединението на пазара „Ден напред“ с Румъния да се реализира до края 2020 г., а това с други съседни страни - до 2025 г. През м. ноември 2019 г. се реализира обединения на пазара „В рамките на деня“ с Румъния. Други политики и мерки, насочени към развитието на вътрешния енергиен пазар в съответствие с целите на Енергийния съюз, включват разработване на пазарно ориентиран механизъм за капацитет, оптимизация на потреблението, стимулиране създаването на енергийни общности за производство и потребление на възобновяема енергия и стимулиране по-активната роля на потребителите.

Относно измерението „Научните изследвания, иновации и конкурентоспособност“, България се ангажира да насърчава научния напредък в иновативни енергийни технологии, включително за производство на чиста енергия. Ще бъдат разработени

важни проекти за насърчаване на бизнес иновациите и дигитализацията. България планира да участва в множество програми в тази област.

Съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 2018/1999, България ще преразгледа напредъка си към постигането на целите, заложи в Плана през 2023 г.

*iii. Обща таблица с ключовите цели, политики и мерки на плана*

Приносът на България за постигане на целите на Европейския съюз до 2030г. е представен в таблицата по-долу, която беше преразгледана, като се вземат предвид препоръките на Европейската комисия:

**Таблица 1: Цели на България до 2030 г.**

Преглед на целите за 2030 г.	
Възобновяеми енергийни източници	
Национална цел за дял на енергия от ВИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г.	27.09%
ВИ - E <sup>1</sup>	30.33%
ВИ-ТЕ и ЕО <sup>2</sup>	42.60%
ВИ – транспорт <sup>3</sup>	14.20%
Енергийна ефективност	
Намаляване на първичното енергийно потребление в сравнение с базовата прогноза PRIMES 2007	27.89%
Намаляване на крайното енергийно потребление в сравнение с базовата прогноза PRIMES 2007	31.67%
Първично потребление на енергия	17 466 ktoe
Крайно потребление на енергия	10 318 ktoe
Емисии на парникови газове	
Национална цел за намаляване на емисиите на ПГ до 2030 г. спрямо 2005 г. за секторите извън ЕСТЕ (сграден фонд, селско стопанство, отпадъци и транспорт), съгласно Регламент (ЕС) № 2018/842 за задължителните годишни намаления на емисиите на парникови газове за държавите членки през периода 2021—2030 г.	0%
Национална цел в сектор Земеползване, промените в земеползването и горското стопанство, съгласно	за периодите 2021—2025 г. и 2026—2030 г. емисиите на ПГ да не надхвърлят

<sup>1</sup> Дял на електрическата енергия от ВИ в брутното крайно потребление на електрическа енергия

<sup>2</sup> Дял на топлинната енергия и енергията за охлаждане от ВИ в брутното крайно потребление на топлинната енергия и енергията за охлаждане

<sup>3</sup> Дял на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия в сектор транспорт

Регламент (ЕС) № 2018/841 за включването на емисиите и поглъщанията на парникови газове от земеползването, промените в земеползването и горското стопанство в рамката в областта на климата и енергетиката до 2030 г.	поглъщанията, изчислени като сбора на общите емисии и на общите поглъщания на нейна територия общо във всички отчетни категории площи (No-debit commitment)
Ниво на междусистемна електроенергийна свързаност	15%

Източник: (B)ESTmodel, E3-Modelling

## 1.2 Преглед на настоящата ситуация в областта на политиките

### *i. Енергийната система на национално равнище и на равнището на Съюза и контекст на политиките по националния план*

Република България води прозрачна енергийна политика в защита на държавния и обществен интерес. Енергийната политика на страната цели утвърждаване на пазарните принципи в енергийния сектор, гарантиране на енергийната независимост, устойчиво енергийно развитие на страната, ефективно използване на енергията и енергийните ресурси, задоволяване потребностите на обществото от електрическа и топлинна енергия, природен газ и горива и е насочена към:

- поддържане на сигурна, стабилна и надеждна енергийна система;
- диверсификация на източниците и маршрутите на доставките на природен газ;
- модернизиране и разширяване на газопреносната инфраструктура;
- преодоляване зависимостта от внос на енергийни ресурси, чрез използване на местните ресурси (в т.ч. и въглища);
- модернизиране и разширяване на енергийна инфраструктура;
- развитие на ядрената енергетика съобразно съвременните изисквания за надеждност, безопасност и икономичност;
- подобряване на енергийната ефективност и повишаване използването на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия;
- активно участие на страната в изграждането на единен и стабилен европейски енергиен пазар;
- развитие на конкурентен енергиен пазар и политика, насочена към осигуряване на енергийните нужди и защита на интересите на потребителите;
- осигуряване на равнопоставен достъп до мрежата на всеки потребител, при ясни и недискриминационни правила;
- постигане на баланс на количество, качество и цена на енергията за крайните потребители.

При провеждането на енергийната политика на страната са възприети основните цели на енергийната политика на Европейския съюз, а именно сигурност на доставките, конкурентоспособност и устойчивост, като същата е съобразена с петте взаимно свързани измерения на Европейския енергиен съюз: енергийна сигурност, солидарност и доверие; напълно интегриран европейски енергиен пазар; енергийна ефективност; допринасяща за ограничаване на потреблението; декарбонизация на икономиката и научни изследвания, иновации и конкурентоспособност.

*ii. Настоящите политики и мерки в областта на енергетиката и климата, свързани с петте измерения на Енергийния съюз*

**1) Декарбонизация**

Настоящите политики и мерки са обобщени в трети НПДИК за периода 2013 – 2020 г. Представените в НПДИК секторни политики и мерки са формулирани по начин, който да отговаря на основната цел на Плана – намаляване на ПГ в България и изпълнение на действащото европейско законодателство в областта на изменение на климата. Обособени са приоритетни оси за развитие на дадения сектор и съответните мерки към всяка приоритетна ос.

Мерките са групирани в две направления – такива с измерим ефект върху намалението на ПГ и мерки с косвен ефект, при които също се постига намаление на емисиите, но то е по-трудно измеримо. За всяка мярка са предложени инструменти, които са необходими за нейното прилагане. Те могат да бъдат законодателни изменения, прилагане на закони и подзаконови актове, програми, планове, схеми и др., както и въвеждане на механизми за стимулиране, провеждане на информационни кампании, обучения и др. За всяка мярка са посочени целевите групи, отговорните институции за докладване на изпълнението ѝ, стартирането и срокът за изпълнение, както и необходимият финансов ресурс и източниците за финансиране. Заложен е индикатор за изпълнение, който директно или индиректно е свързан с изчисляването на очаквания ефект, както и целеви стойности по години. Представена е допълнителна информация за мярката, която посочва в кой нормативен акт или стратегически документ е залегнала тя, какви предвиждания са използвани при изчисление на намалението на емисии, каква е връзката между мярката, инструментите, отговорните институции и т.н.

Най-голям дял в общите емисии на ПГ в страната има сектор „Енергетика“, което определя и неговата първостепенна важност за изпълнение на националните цели за намаляването им. Производството на електрическа и топлинна енергия от въглища допринася за над 90% от емитираните ПГ в сектора, където е съсредоточен и основният потенциал за намаление на емисии. Политиките и мерките в сектор „Енергетика“, които са предвидени в НПДИК, се базират на тези, заложи в Енергийната стратегия на България до 2020 г. и в Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници.

Прилагането на заложените допълнителни мерки в този сектор ще доведе до намаление на емисиите на ПГ с 13.8% спрямо нивата в базовия сценарий<sup>4</sup> с мерки към 2020 г.

Сектор „Бит и услуги“ се характеризира с тенденция на нарастване на емисиите ПГ, което е обусловено от увеличение на енергийното потребление на домакинствата. Мерките в този сектор са базирани на Енергийната стратегия на България до 2020 г. и Националната индикативна цел по Директива 2006/32/ЕО и са насочени към повишаване на енергийната ефективност и използването на възобновяеми енергийни източници в брутното крайно енергийно потребление. Прогнозираното намаление на емисиите в този сектор при прилагане на заложените в НПДИК мерки е 22% спрямо емисиите в базовия сценарий за 2020 г.

Особено значим сектор с изключително голям потенциал за намаление на емисии е сектор „Отпадъци“. Очакваните редукиции след прилагане на заложените в НПДИК мерки се равняват на 36.4% спрямо емисиите по базов сценарий. Секторът се явява един от главните източници на ПГ в три основни направления – емисии от депониране на отпадъци, третиране на отпадъчни води и изгаряне на отпадъци. Мерките са съсредоточени основно в подсектора „Депониране на отпадъци“, който е с най-голям дял в нивата на емисии. Голяма част от предвидените мерки в този сектор могат да се постигнат с прилагане на съществуващото законодателство без влагането на особено голям финансов ресурс, което ги прави високо ефективни. Важността от предприемане на мерки в сектор „Транспорт“ се обуславя от факта, че той е един от най-големите емитери на ПГ, бележещ постоянен растеж, но до голяма степен пренебрегван до скоро по отношение на влиянието му върху изменението на климата. В тази връзка основните мерки в сектора са насочени към оптимален баланс в използването на различните видове транспорт и са обособени в четири приоритетни оси:

- намаляване на емисиите от транспорта;
- намаляване на потреблението на горива;
- диверсификация на превозите;
- информиране и обучение на потребителите.

Прилагането на заложените допълнителни мерки в сектора ще доведат до намаление на емисиите на ПГ с 11.3% спрямо тези в базовия сценарий, определени в НПДИК. Общият ефект от предложените мерки по сектори, изразен в очаквано намаляване на емисиите ПГ до 2020 г., се оценява на 44.832 млн. тона CO<sub>2</sub> екв.

Понастоящем България провежда целенасочена политика за развитието на сектор енергия от ВИ. През годините са въведени различни схеми за подкрепа, за да се

---

<sup>4</sup> базов сценарий (при политиката и мерките до референтната 2009 г.) - намаляване на емисиите с 3.1 млн.т. CO<sub>2</sub>екв., или с 11.5% спрямо 2005 г., Национален план за действие по изменение на климата (НПДИК) за периода 2013 – 2020 г.



гарантира, че производството и потреблението на енергията от ВИ ще се развие, така че значително да допринесе за сигурността и разнообразието на енергийните доставки, конкурентоспособността, опазването на околната среда и климата, регионалното развитие и използването на нови технологии.

За насърчаване производството и потреблението на енергията от ВИ са въведени комплекс от регулаторни, административни и финансови мерки.

Законът за енергията от възобновяеми източници е основният нормативен акт, който урежда обществените отношения в областта на енергията от ВИ. С този закон и подзаконовата нормативна уредба към него са транспонирани изискванията на Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. за насърчаване използването на енергия от ВИ (Директива 2009/28/ЕО).

Най-атрактивните сред мерките за насърчаване на производството на електрическа енергия от ВИ, съгласно ЗЕВИ, бяха изкупуването на произведената електрическа енергия по дългосрочни договори и на преференциални цени.

Постигането на задължителната национална цел за 2020 г. е основание съгласно чл. 18, ал. 2 от ЗЕВИ за прекратяване прилагането на част от насърченията за енергийни обекти за производство на електрическа енергия от ВИ, които се заявяват за присъединяване след датата на доклада на министъра на икономиката и енергетиката (27 декември 2013 г.), в който е отчетено, че общата национална цел по дял на енергията от ВИ в брунтото крайно потребление на енергия (16%) е постигната.

По тази причина, както и поради необходимостта от оптимизиране на схемите за подпомагане в съответствие с актуалното състояние и развитието на сектора, в съответствие с Насоките относно държавната помощ в областта на околната среда и енергетиката през 2014-2020 и Регламент № 651/2014 на ЕК от 17 юни 2014 г. за обявяване на някои категории помощи за съвместими с вътрешния пазар през 2015 г. бяха извършени промени в ЗЕВИ.

В резултат от извършените нормативни промени след 1 януари 2016 г., насърченията свързани с изкупуване на електрическа енергия от ВИ по преференциални цени и дългосрочни договори се предоставят само за малки енергийни обекти, изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии (с инсталирана мощност до 30 kW).

Тези изменения в ЗЕВИ са с оглед целият механизъм за подкрепа да бъде съобразен с процеса на либерализация на пазара на електроенергия, както и за отстраняване на някои негативни въздействия.

С изменения в Закона за енергетиката (ЗЕ) през 2018 г. и 2019 г. са извършени промени в насърчаването на производството на електрическа енергия от ВИ. Предвижда се ограничаване подпомагането на произведената електрическа енергия от ВИ чрез преференциални цени, като помощта ще бъде предоставяна само за

произведената електрическа енергия от обекти с обща инсталирана мощност по-малка от 1 MW.

В ЗЕВИ са регламентирани и специфични мерки за насърчаване производството на топлинна енергия и на енергия за охлаждане и на газ от ВИ, в т.ч. чрез подпомагане и реализиране на проекти за изграждане на топлопреносни мрежи в населени места, отговарящи на изискванията за обособена територия, когато е доказана икономическа целесъобразност за потребление на топлинна енергия от ВИ; подпомагане и реализиране на проекти за изграждане на малки децентрализирани системи за топлинна енергия и/или енергия за охлаждане; присъединяване на обекти за производство на топлинна енергия от ВИ към топлопреносната мрежа и изкупуване от топлопреносното предприятие на произведената от друг производител топлинна енергия.

За постигане на задължителния 10% дял на енергията от ВИ в транспорта в ЗЕВИ е въведено задължение към лицата, които пускат на пазара течни горива от нефтен произход, да ги предлагат на пазара при освобождаване за потребление, смесени с биокомпонент в определено процентно съотношение.

В изпълнение на изискванията на Директива 2015/1513/ЕО за изменение на Директива 98/70/ЕО относно качествата на бензиновите и дизеловите горива и за изменение на Директива 2009/28/ЕО през април 2017 г. е определена и представена в ЕК национална цел за биогорива от ново поколение в размер на 0.05 процентни пункта енергийно съдържание от задължителния дял на енергия от ВИ във всички видове транспорт, която следва да бъде постигната до 2020 г.

С оглед постигане на тази цел от 1 април 2019 г. с приетия ЗИД на ЗЕВИ (Обн. ДВ, бр. 91 от 2.11.2018 г.) са регламентирани конкретни мерки. Въведено е задължение към лицата, които пускат на пазара течни горива от нефтен произход в транспорта, да предлагат на пазара горива за дизелови двигатели със съдържание на биодизел минимум 6 процента обемни, като минимум 1 процент обемен от биодизела да бъде биогориво от ново поколение. Такова задължение е въведено и за крайните разпространители и разпространителите на течни горива от нефтен произход.

## **2) енергийна ефективност**

Политиката в областта на ЕЕ е много съществен елемент от националната и европейската енергийна политика и политиката в областта на климатичните промени. Процесът на преминаване към енергетика с ниски нива на вредни емисии изисква повишаване на енергийната ефективност, увеличаване използването на енергия от възобновяеми източници в брутно крайно енергийно потребление, подобряване на енергийното управление, развитие на енергийната инфраструктура и изграждането на вътрешния пазар, както и разработването на различни концепции и внедряване на нови технологии и услуги. В съответствие с приоритетите на ЕС, енергийната ефективност е първият приоритет в енергийната политика и е от основно значение за изпълнението на целите за периода 2020–2030 г.

Нормативната уредба в областта на ЕЕ е приведена в съответствие с европейското законодателство, като основният документ, осигуряващ изпълнението на политиката в тази област е ЗЕЕ.

В изпълнение изискванията на ЗЕЕ и съгласно разпоредбите на Директива 2012/27/ЕС и Директива 2010/31/ЕС относно енергийните характеристики на сградите (Директива 2010/31/ЕС) са разработени и са в процес на изпълнение следните стратегически документи:

- Национален план за действие по енергийна ефективност 2014–2020 г.;
- Национален план за сгради с близко до нулево потребление на енергия 2015 г. – 2020 г.;
- Национален план за подобряване на енергийните характеристики на отопляваните и/или охладени сгради – държавна собственост, използвани от държавната администрация;
- Национална дългосрочна програма за насърчаване на инвестиции за изпълнение на мерки за подобряване на енергийните характеристики на сградите от обществените и частния национален жилищен и търговски сграден фонд.

Основните приоритети и цели в политиката на България в областта на енергийната ефективност са следните:

- постигане спестяване на енергия в размер на 8 325 GWh до 2020 г.;
- реализиране на годишни енергийни спестявания в размер на 1.5% от обема на продажбите на енергия;
- предприемане на мерки за подобряване на енергийните характеристики на поне 5% от общата разгърната застроена площ на всички отоплявани и/или охладени сгради – държавна собственост, използвани от държавната администрация;
- увеличаване броя на сградите с близко до нулево потребление на енергия;
- осигуряване на сигурна и достъпна енергия за всички;
- свеждане до минимум нежеланите последици от използването на енергията върху здравето на хората и околната среда;
- повишаване жизнения стандарт на населението;
- повишаване на конкурентоспособността на българската икономика.

Предвидените политики и мерки за периода след 2020 г. осигуряват взаимовръзка между съществуващите и планираните политики и мерки в рамките на измерението „Декарбонизация“, както и между съществуващите и планираните политики и мерки по останалите измерения на Енергийния съюз до 2030 г. Поради спецификата и взаимозависимостта на ефекта и очакваните резултати, мерките и политиките в

областта на енергията от ВИ са комплексно съчетани с тези от измерение „Енергийна ефективност“. Положени са усилия за постигане на координация на националните политики в областта на климата и енергетиката, като се използват и възможностите за регионалното сътрудничество с други държави-членки, така че да бъдат привлечени необходимите за тяхното изпълнение инвестиции.

Политиките и мерките надграждат обхвата и същността на сега действащите с оглед по-широко разгръщане и по-добра интегрираност на възобновяемата енергия при постигане на основните показатели за финансово достъпна, безопасна, конкурентоспособна, сигурна и устойчива енергийна система.

По отношение на заложения в Енергийната стратегия приоритет за развитието и разширяването на битовата газификация в страната се отчита напредък от 5%. Използването на електрическа енергия в крайното потребление води до три пъти повече разходи на първична енергия в сравнение с екологичната алтернатива – пряко използване на природен газ. Поради това, заместването на електрическата енергия с природен газ за отопление и за домакински нужди в бита ще допринесе за трикратно спестяване на първична енергия и по тази причина трябва да се разглежда като един от начините за повишаване на енергийната ефективност.

За създаване на стимули за увеличаване нивото на битова газификация в страната, в Министерство на енергетиката се изпълнява проект „Мерки за енергийна ефективност при крайните потребители на природен газ“ (DESIREE) – 10.9 млн. евро грант по Международен фонд „Козлодуй“. Целта му е да се стимулира битовата газификация, като се подпомогне първоначалната инвестиция на около 10 000 домакинства (фиксирана такса 30% от стойността на допустимата инвестиция и 100% такса за присъединяване, но не повече от 1000 евро на домакинство за системи с високоефективни котли и не повече от 1200 евро на домакинство за системи с кондензационни котли) за присъединяване към съществуващата газоразпределителна мрежа.

Реализирането на проекта ще постигне намаляване на замърсяването на въздуха, чрез заместване на горива с високи нива на емисии на вредни вещества в атмосферния въздух с природен газ.

### **3) енергийна сигурност**

#### *➤ Сигурност в областта на електроенергийния сектор*

Политиката за сигурността в областта на електроенергийния сектор на страната може да бъде обобщена в две приоритетни оси:

- ефективно използване на местните енергийни ресурси;
- повишаване на междусистемната свързаност.

България използва в максимална степен съществуващия потенциал на местните въглища в страната при спазване на екологичните изисквания, като те могат да осигурят ресурс за производство на електрическа енергия за следващите 60 години.

Използването на местните въглищни запаси има бъдеще като стабилизиращ източник на енергия. Централите, използващи местни въглища осигуряват около 48% от производството на електрическа енергия и са гарант за енергийната сигурност на България и конкурентоспособността на българската икономика. Тези централи са основни базови електропроизводствени мощности за българската електроенергийна система и са основен доставчик на услуги за балансиране на системата, поради което те се явяват основен фактор за електроенергийната сигурност на страната. Това определя ролята на местните въглища като стратегически енергиен ресурс, по отношение на енергийната и национална сигурност на страната.

АЕЦ „Козлодуй“, като базова централа, има своята основна роля за поддържане устойчивост на електроенергийната система. Той осигурява около 33% от производството на електрическа енергия в страната и е гарант за енергийната сигурност на България.

Успешно е изпълнен проект, който позволи да бъде продължен експлоатационният ресурс на съоръженията на 5 и 6 блок АЕЦ „Козлодуй“, каквито са съвременните световни тенденции в областта на ядрената енергетика. С изпълнението на проекта е обоснована възможността за дългосрочна работа на ядрените мощности. В изпълнение на приетата от Народното събрание на 01.06.2011 г. „Енергийната стратегия на Република България до 2020 г.“, през 2017 г. и през 2019 г. Агенцията за ядрено регулиране удължи лицензиите за експлоатация на 5 и 6 блок за десетгодишен срок, съгласно българското законодателство.

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

- В първия етап, общ за двата блока, бе направено Комплексно обследване и оценка на остатъчния ресурс на оборудването и съоръженията на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“, което бе извършено от международен консорциум. Използвана бе методология, отговаряща на очакваното високо ниво за страна, членка на Европейския съюз, и осигуряваща неоспоримостта на получената обосновка.

Резултатите от комплексното обследване показаха, че техническото състояние на конструкции, системи и компоненти на 5 и 6 енергоблок съответства на изискванията на нормативните, проектно-конструкторските и действащите в АЕЦ „Козлодуй“ експлоатационни документи.

- По време на втория етап бяха изпълнени програмите за подготовка за дългосрочна експлоатация, в които са включени конкретни мерки, определени в резултат на извършеното комплексно обследване. На блок 5 са изпълнени 240 мерки, а на блок 6 – 200. В процеса на изготвяне на обосновката на продължаването на срока на експлоатация на шести блок са извършени необходимите анализи на безопасността, разчети и количествени оценки на остатъчния ресурс на съоръженията, свързани с безопасната и надеждна работа на блока.

Паралелно с дейностите по проекта за продължаване на срока на експлоатация е проведен Периодичен преглед на безопасността на двата блока, който представлява систематична преценка на всички фактори на безопасност на проекта и експлоатацията на ядреното съоръжение. Изготвянето на документа е задължително условие при всеки процес на подготовка за лицензиране. Резултатите от Периодичния преглед доказват безопасната експлоатация на блоковете през следващия им лицензионен период, както и високо ниво на ядрена, радиационна и технологична безопасност, съизмерима с тази на най-добрите ядрени централи.

➤ *Повишаване на междусистемната свързаност*

Възможността за обмен на електрическа енергия със съседните електроенергийни системи е важен фактор за повишаване на сигурността на електроенергийната система на страната и в региона. С цел увеличаване на съществуващия капацитет за междусистемен обмен на електрическа енергия се планира изграждане на нови междусистемни връзки, като основните проекти са:

- Изграждане на междусистемна електропроводна ВЛ между България и Гърция има съществено отражение върху сигурността на доставките на електрическа енергия в региона и допринася за гъвкавостта на електроенергийната система, преноса на електроенергия от ВЕИ, оперативната съвместимост и сигурната работата на системата. Групата от проекти повишава нетния капацитет за пренос на границата България – Гърция, ускорява пазарното интегриране и насърчава конкуренцията. Проектът е включен в списъка на проектите от общ интерес и е разделен на следните подпроекти: Междусистемна електропроводна ВЛ между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Неа Санта“
- Вътрешен ЕП(електропровод) между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Пловдив“-предпроектни работи
- Вътрешен ЕП между п/ст „Марица Изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица Изток 3“-предпроектни работи
- Вътрешен ЕП между п/ст „Марица Изток“ и п/ст „Бургас“

Междусистемната ВЛ и трите вътрешни електропровода ще бъдат с преносна способност по 1500 MW всеки.

- Междусистемна електрическа линия между България и Румъния, включваща изграждане на нов 400 kV електропровод;
- Помпено-акумулираща мощност – яз. Яденица е проект от общ икономически интерес, съфинансиран от фонд „Механизъм за свързване на Европа“. Реализация на проект „Яденица“ за увеличаване на обема на долния изравнител на ПАВЕЦ „Чаира“ чрез изграждане на язовир „Яденица“ и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир „Чаира“. Проектът „Яденица“ обхваща изграждането на две основни съоръжения – язовирна стена „Яденица“ с водохранилище и реверсивен напорен тунел „Яденица“.

Реализацията на инвестиционното намерение ще осигури балансираща мощност в електроенергийната система на страната и ще позволи по-нататъшно развитие на електропроизводството от възобновяеми енергийни източници в съответствие с дългосрочните стратегии за развитие на енергетиката в България и Европейския съюз.

➤ *Сигурност в областта на доставките на природния газ*

Основен фактор за сигурността на доставките на природен газ е диверсификацията на източниците и маршрутите, която е основен гарант за енергийната сигурност и елемент от националната сигурност на страната. С цел гарантиране на енергийната сигурност, България изпълнява редица ключови проекти в областта на природния газ, които имат значение не само за нашата страна, но и за целия регион:

◆ Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB)

Газовата връзка е с обща дължина от 182 км и капацитет за транспортиране на природен газ от 3 до 5 млрд. куб. м/г. При наличие на интерес капацитетът може да бъде разширен до 10 млрд. куб. м/г. Трасето на проекта ще бъде между гр. Комотини, Република Гърция и гр. Стара Загора, Република България. Газопроводът IGB ще свърже преносните системи на DESFA и TAP в гр. Комотини, Република Гърция с преносната система на "Булгартрансгаз" ЕАД в гр. Стара Загора.

Проектът за междусистемна газова връзка Гърция – България е част от списъка с проекти от общ интерес на Европейския съюз (ПОИ), съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура. Той е и един от седемте приоритетни газови проекти в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

Предвижда се реализиране на проекта до края на 2020 година.

Преките ефекти от реализацията на проекта са: постигане на реална диверсификация на източниците на доставки на природен газ за Република България и за региона, осигуряване на възможност за доставки на природен газ от Южния газов коридор и от източници на втечен природен газ (LNG), превръщане на Република България и газопреносната ѝ система в основна част от регионална инфраструктура за газови доставки от алтернативни източници за региона на Югоизточна и Централна Европа.

Чрез този проект Република България ще има възможност да внася договорените 1 млрд. куб. м/г. природен газ от втората фаза на газовото находище Шах Дениз в Азербайджан. Междусистемната връзка ще способства и за осигуряване на газови доставки от терминала за втечен природен газ до Александрополис от производители на втечен природен газ като САЩ, Катар, Алжир, Нигерия и др., а за в бъдеще от Израел, Египет и др.

- ♦ Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)

Газовата междусистемна връзка България-Сърбия (IBS) се предвижда като реверсивна връзка, която ще свързва националните газопреносни мрежи на Република България и Република Сърбия. Тя е с обща дължина 170 км от гр. Нови Искър, Република България до гр. Ниш, Сърбия, от които 62,2 км на българска територия. Газопроводът ще създаде възможност за пренос на природен газ в двете посоки: 1 млрд. м<sup>3</sup>/г. до 1.8 млрд. м<sup>3</sup>/г. в посока от Република България до Република Сърбия и 0.15 млрд. м<sup>3</sup>/г. в посока от Република Сърбия към Република България. Очакваният срок за реализиране на проекта е средата на 2022 г.

Междусистемната връзка България – Сърбия е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, както и проект от общ интерес за Енергийната общност. Той е и един от седемте приоритетни газови проекти в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Република Сърбия, използвайки новите входни точки с Република Турция и Република Гърция и значителния свободен капацитет на българската газопреносна мрежа. Същевременно, в кризисни ситуации ще се използва за доставка на природен газ от Република Сърбия.

- ♦ Проект за LNG терминал до Александруполис

Терминалът е с проектен годишен капацитет 6,1 млрд. м<sup>3</sup> и капацитет за съхранение 170 хил. м<sup>3</sup>. Той е съвременен технологичен проект, който включва офшорно плаващо устройство за приемане, съхранение и регазифизиране на втечен природен газ и система от подводни и наземни газопроводи за пренос на газ, чрез които природният газ се доставя в гръцката национална система за природен газ и нататък до крайните потребители. LNG терминалът се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на гръцкия национален газов оператор DESFA S.A.

Проектът е класиран от Европейската комисия като проект от общ интерес, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, включително в третия и в четвъртия списък на ЕК. Българската страна последователно подкрепя включването на проекта в списъка на проекти от общ интерес.

Очаква се търговските операции на терминала за втечен газ да започнат през 2022 г.

Проектният годишен капацитет и капацитет за съхранение на природен газ на терминала ще дадат възможност да се балансират нуждите не само на местния пазар, но и на пазарите на Република България, Румъния, Република Северна Македония, Република Сърбия и Унгария. Българската страна разглежда проекта за терминал на Александруполис като допълващ газовата връзка с Република Гърция и Транс-адриатическия газопровод (TAP), а като източници за захранване се посочват



производители и доставчици на втечен газ от САЩ, Катар, Алжир и др., а за в бъдеще от Израел, Египет и др.

„Булгартрансгаз“ ЕАД ще се включи, като акционер с 20% дял в изграждането на терминала, а „Булгаргаз“ ЕАД ще участва в правно-обвързващата фаза за резервиране на капацитет. Българското участие в проекта за изграждане на терминал за втечен природен газ край Александрополис е от ключово значение както за страната, така и за региона на Югоизточна Европа. Синергията на LNG терминала с междусистемната връзка Гърция - България ще съдейства за сигурността и диверсификацията на енергийните доставки.

- ♦ Газоразпределителен център „Балкан“

Концепцията, разработена със съдействието на Европейската комисия, предвижда изграждане на газоразпределителен център на територията на България, включително необходимата газопреносна инфраструктура, и борса за търговия с природен газ. Газоразпределителният център ще свърже пазарите на природен газ на ДЧ в региона – Република България, Република Гърция, Румъния, Унгария, Република Хърватия, Република Словения и през тях на държавите членки от Централна и Западна Европа и страните от Енергийната общност – Република Сърбия, Република Северна Македония, Босна и Херцеговина. Концепцията за изграждане на газоразпределителен център за Югоизточна Европа на наша територия е основана на идеята в определени реални физически точки да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо транспортиране, като в същото време на тази точка се организира и място за търговия с природен газ.

Проектът е от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура (като група от проекти, която да позволи инфраструктурно изграждане и развитие на газоразпределителния център „Балкан“).

В контекста на европейските цели за създаване на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, изграждането на регионален газоразпределителен център „Балкан“ е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в Европа. Газоразпределителен център „Балкан“ би могъл да разчита на: руски природен газ през новоизградения морски газопровод, при съблюдаване на европейските изисквания на Трети либерализационен енергиен пакет, и по действащото към момента трасе; природен газ, добиван в шелфа на Черно море, в българския и румънския участъци; природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) и LNG от терминалите в Република Гърция и Република Турция.

От 9 декември 2019 г. в България работи борса за търговия с природен газ. Оператор на борсовия сегмент е "Газов хъб Балкан" ЕАД, дъщерно дружество на "Булгартрансгаз" ЕАД.

- ♦ Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“

Проектът е за разширение капацитета на подземното газово находище (ПГХ) „Чирен“, като включва поетапно увеличаване на капацитета на единственото на територията на България газохранилище, с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Проектът предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м<sup>3</sup> и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8–10 млн. м<sup>3</sup>/ден. Проектът за разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура.

Срокът за въвеждане в експлоатация се очаква да бъде през 2025 г.

ПГХ „Чирен“ е ключов инструмент за функционирането на газовия пазар в Р България, чрез който се компенсира сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната, като осигурява необходимата гъвкавост, породена от разликите между доставките и потреблението и осигурява аварийен резерв.

Проектът е изключително важен за гарантиране сигурността на газовите доставки. В средносрочен времеви хоризонт ПГХ „Чирен“ се очертава и като търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията на регионалния газов пазар, както и за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, със съществен принос за управлението на претоварванията и сезонната оптимизация на използване на газопреносните системи.

- ♦ Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система

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

Проектът за рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура. Той е и един от седемте приоритетни газови проекти в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

Срокът за въвеждане в експлоатация на последната фаза се очаква да бъде през 2022 г.

Българската газопрееносна система ще осигурява пренос на азербайджански природен газ и газ от LNG източници през IGB към IBR и IBS, т.е. към Румъния и Сърбия, и след тях към Унгария и Централна Европа.

#### **4) вътрешен енергиен пазар**

##### ***Либерализация на електроенергийния пазар***

В изпълнение целите заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. и във връзка с ангажиментите на страната произтичащи от членството и в ЕС през 2012 г. бяха приети изменения и допълнения в ЗЕ, с които беше транспонирана Директива 2009/72/ЕО за пазара на електрическа енергия. С този законодателен акт и с приемането на подзаконовите нормативни актове бяха създадени условия за развитие на електроенергийния сектор и неговата пазарна либерализация, съгласно изискванията заложи в Третия енергиен либерализационен законодателен пакет на ЕС.

Регламентира се, а в последствие се извърши отделяне и сертифициране на оператора на електропрееносната мрежа – ЕСО ЕАД по модела Независим преносен оператор. Беше ограничен обхвата на крайните клиенти, имащи право да участват на регулирания пазар до битовите и небитовите на ниско напрежение. Беше регламентирана дейността на доставчиците от последна инстанция и бяха издадени лицензии за тази дейност. Създадена бе необходимата нормативна регламентация за функционирането на пазара на балансираща енергия. На 19 януари 2016 г. стартира борсовия сегмент „ден напред“ и централизирания пазар на двустранни договори, през месец април 2018 г. заработи и борсовия сегмент „в рамките на деня“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ). Първостепенна задача на БНЕБ е създаването и оперирането на борсов пазар за електрическа енергия. Чрез българската електроенергийна борса се реализира и европейската политика за интегриране на националните пазари и създаване на добре функциониращи регионални пазари, а в последствие и общ европейски пазар. В резултат на законови промени от началото на 2018 г., цялото количество произведена електроенергия предназначена за свободния пазар се търгува единствено на търговските платформи на БНЕБ.

След като от 01.04.2016 г. КЕВР одобри и въведе Стандартизирани товари профили, битовите и небитовите клиенти на ниско напрежение вече не само имат правото, но и реално могат да сменят своя доставчик на електрическа енергия и да сключват сделки по свободно договорени цени. Въпреки това, сегментът от пазара за търговия по регулирани цени е значителен, с дял около 40% от нетното производство на електрическа енергия. При този сегмент цените на електрическата енергия са регулирани по цялата верига от производство до крайно потребление, чрез обществения доставчик НЕК ЕАД, изпълняващ функции на единствен купувач за този пазарен сегмент.

По отношение на преносните способности (по-конкретно на междусистемните сечения) ЕСО ЕАД прилага изискванията на Третия енергиен пакет като има подписани споразумения със съседните оператори за процеса по разпределяне на капацитетите на база търгове, съгласно Регламент (ЕС) № 714/2009 и съответните Мрежови кодекси (вкл. за Capacity Allocation & Congestion Management).

### ***Либерализация на пазара на природен газ***

В изпълнение целите заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. и във връзка с ангажиментите на страната произтичащи от членството и в ЕС през 2012 г. бяха приети изменения и допълнения в ЗЕ, с които беше транспонирана Директива 2009/73/ЕО за пазара на природен газ.

Важна стъпка в посока либерализация на пазара на природен газ в България и в изпълнение на приоритетите заложи в Енергийната стратегия на България до 2020 г., КЕВР прие пакет от правила, установяващи нов режим на балансиране на преносната система на природния газ. Правилата имат за цел извършване на търговско балансиране на пазара на природен газ. За развитие на конкурентен пазар на природен газ, в контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар, са предприети действия за реализиране на концепция за изграждане на газоразпределителен център „Балкан“ на територията на България. Концепцията е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и е в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в ЕС. Целта е подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците и маршрутите на доставка на природен газ. С цел осигуряване на необходимата пазарна среда за осъществяването на газоразпределителния център „Балкан“ в страната е учредена дъщерна компания на „Булгартрансгаз“ ЕАД, която е оператор на газова борса в България.

По отношение на преносните способности (по-конкретно на междусистемните сечения) „Булгартрансгаз“ ЕАД спазва изискванията на Третия енергиен пакет, като прилага Регионалната платформа за резервиране на капацитет (RBP), съгласно Регламент (ЕС) № 984/2013 за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределение на капацитет в газопреносни системи.

### **5) научни изследвания, иновации и конкурентоспособност**

Иновационната стратегия за интелигентна специализация 2014 – 2020 г. поставя като приоритетна област развитието на чистите технологии с акцент върху икономиката, транспорта и енергетиката (съхранение, спестяване и ефективно разпределение на енергия, електрически превозни средства и еко-мобилност, водород-базирани модели и технологии, безотпадни технологии, технологии и методи за включване на отпадъчни продукти и материали от производства в други производства).

Към настоящия момент в България са разработени редица национални научни програми в областта на енергетиката и климата, като програмата „Нисковъглеродна

енергия за транспорта и бита – ЕПЛЮС“ и „Опазване на околната среда и намаляване на риска от неблагоприятни явления и природни бедствия“. Тези програми са с насоченост към съхранение и преобразуване на възобновяема енергия, ефективни методи за улавяне и оползотворяване на въглероден диоксид, водородно базирани технологии и екомобилност, като преход към нисковъглеродна конкурентоспособна икономика, както и приложни научни изследвания за осигуряване на устойчива, благоприятна и по-полезна среда на живот. Програмите се изпълняват за период от 3 до 5 години, като финансирането им е в размер на 13 300 млн. лв.

По оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 г. се финансират инфраструктурни проекти в областта на енергетиката и енергийната ефективност. В тази връзка по ОПИК се отпусна безвъзмездна финансова помощ в размер на 76.2 млн. лв., за „Изграждане на междусистемна газова връзка Гърция – България“. С реализацията на този проект ще се осигури изграждането на инфраструктура за пренос на природен газ от Южния газов коридор и ще се обезпечи сигурността на доставките на газ за България чрез повишаване на транзитния капацитет към страните от Югоизточна Европа. По този начин ще се осигури диверсификация на доставките на природен газ чрез допълнителни източници.

По ОПИК се реализира и процедурата за „Повишаване на енергийната ефективност в големи предприятия“, по която безвъзмездно се финансират големи предприятия, с цел изпълнение на мерки за енергийна ефективност с оглед постигане на устойчив растеж и конкурентоспособност на икономиката.

### *iii. Основни въпроси с трансгранично значение*

В изпълнение на европейската политика за изграждане на общ енергиен пазар, България изпълнява редица проекти с европейско и регионално значение, подробно разгледани в т. 2.4.2. Основните проекти са за повишаване на енергийната междусистемна свързаност на страната със съседните страни от региона, както и с обединението на енергийните пазари. Целта е повишаване на енергийната сигурност на страната и на региона, гарантиране сигурността на доставките и диверсификация на източниците, маршрутите и развитие на електроенергиен и газов пазар. Това гарантира конкурентоспособността на българския бизнес и развитие на икономиката в страната и региона.

### *iv. Административна организация за изпълнение на националните политики в областта на енергетиката и климата*

Съгласно чл. 3 и чл. 4 от ЗЕ държавната политика в енергетиката се осъществява чрез Народното събрание и Министерския съвет и се провежда от министъра на енергетиката. Агенцията за устойчиво енергийно развитие е администрация към министъра на енергетиката, която изпълнява държавната политика по повишаване на енергийната ефективност, както и за насърчаване на производството и потреблението на енергия от възобновяеми източници.

Министерство на околната среда и водите провежда държавната политика в областта

на околната среда, като основните ѝ аспекти са свързани с изпълнение на секторните политики в областта на климата.

Министерство на икономиката осъществява държавната политика за изграждане на конкурентоспособна нисковъглеродна икономика, за насърчаване и ускоряване на инвестициите, иновациите и конкурентоспособността.

Министерството на транспорта, информационните технологии и съобщенията провежда държавната политика в областта на транспорта, развитието на пътната инфраструктура и електронните съобщения и пощенските услуги.

Министерство на регионалното развитие и благоустройството е отговорно за провеждане на реформата в регионалното развитие на страната, устройството на територията, изграждането на основните мрежи и съоръжения на техническата инфраструктура и изпълнява Националната програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради.

Министерство на земеделието, храните и горите провежда държавната политика в областта на селското стопанство, земеделието, горите и храните.

Министерство на труда и социалната политика реализира държавната политика по социалното подпомагане като администрира целевите помощи за отопление.

Министерството на финансите поддържа устойчиви и прозрачни публичните финанси на страната, подпомагайки правителството в изграждането на ефективен публичен сектор и създаването на условия за икономически растеж. "Българска независима енергийна борса" ЕАД притежава десетгодишна лицензия за дейността „организиране на борсов пазар на електрическа енергия" в Република България. Единоличен собственик на капитала на дружеството е „Българска Фондова Борса – София" АД.

Министерството на външните работи ръководи, координира и контролира осъществяването на държавната политика на Република България в отношенията ѝ с други държави, като осигурява поддържането и развитието на външнополитическия диалог, политиката на сигурност и двустранното, регионалното и многостранното сътрудничеството. Осъществява общата координация в областта на външната политика и международната дейност на Република България.

Министерство на образованието и науката реализира държавната политика в областта на научните изследвания.

Комисията за енергийно и водно регулиране е независим специализиран държавен орган, който осъществява регулирането на дейностите в енергетиката в съответствие с разпоредбите на ЗЕ и на ЗЕВИ и извършва мониторинг на пазара на електрическа енергия и природен газ.

Държавното регулиране на безопасното използване на ядрената енергия и йонизиращите лъчения и на безопасното управление на радиоактивните отпадъци и отработеното гориво се осъществява от председателя на Агенцията за ядрено регулиране.

## **1.3 Консултации и участие на националните организации и организациите на равнището на Съюза и резултати от тях**

### *i. Участие на националния парламент*

Държавната политика в енергетиката се осъществява чрез Народното събрание и Министерския съвет, съгласно чл. 3 от ЗЕ. В тази връзка със стартиране на консултациите с ЕК по проекта на ИНПЕК ще започне паралелно провеждането на консултации с Народното събрание за изготвянето на окончателния Интегриран национален план.

На 19 декември 2019 г. Интегрирания план беше представен от Министерство на енергетиката, с участието на Министерство на околната среда и водите пред парламентарните комисии по „Околна среда“ и „Енергетика“ към 44-тото Народно събрание. Освен членовете на двете парламентарни комисии участие в обсъждането на Интегрирания план взеха представители на бизнеса, НПО и академичните среди, които имаха възможност да изразят своето становище и да поставят конкретни въпроси. Обобщение на резултатите от изслушването в Народното събрание е приложено към настоящия План.

Интегрираният план беше съгласуван с всички министерства и одобрен с решение на Министерския съвет преди нотифицирането му на ЕК.

### *ii. Участие на местните и регионалните органи*

Бяха проведени консултации с всички заинтересовани министерства, като те бяха активно ангажирани в процеса по разработването на Плана. След получаване на препоръките на Европейската комисия по проекта на План, Министерство на енергетиката изпрати за становище и информация получените препоръки до всички заинтересовани министерства. Получената допълнителна информация е взета предвид при разработването на настоящия План.

Компетентния орган за провеждане на държавната политика в областта на околната среда и климата - Министерството на околната среда и водите разработи целите, политиките и мерките в част „Декарбонизация“ и исторически данни за емисиите на ПГ и предполагаемите тенденции. МОСВ предостави информация относно управлението на отпадъците, кръговата икономика, замърсяването на въздуха и биоразнообразието и управлението на обектите по Натура 2000.

Министерството на регионалното развитие и благоустройството предостави информация по отношение на енергийната ефективност във връзка с Националната програма за обновяване, която в момента се разработва и трябва да бъде готова през април 2020 г., съгласно Директивата за енергийна ефективност. За да се гарантира координация и привеждане в съответствие между различните стратегически документи, резултатите от моделирането за целите на настоящия План следва да бъдат взети предвид в Националната програма за обновяване, тъй като настоящият документ предхожда програмата.

Министерство на транспорта, информационните технологии и съобщенията предостави информация по отношение на плановете и политиките за транспортния сектор. Основните насоки за развитие и стратегическите цели на националната транспортна система в периода до 2030 г. са установени в Интегрираната транспортна стратегия в периода до 2030 г. Стратегията е одобрена с Решение № 336/23.06.2017 г. на Министерския съвет. Националната рамка за политика за развитието на пазара на алтернативни горива в транспортния сектор и за разгръщането на съответната инфраструктура е одобрена с Решение на МС № 323 от 11.05.2018 г. и обхваща периода до 2020 г., с хоризонт 2030 г. Министерство на транспорта предостави информация по отношение на планираните политики и мерки в сектор транспорт. Министерството предостави информация за предстоящото развитие на сектора, включително плана за развитие и експлоатация на железопътната инфраструктура, които бяха взети предвид при разработването на окончателния ИНПЕК.

Министерството на земеделието, храните и горите предостави прогнози за развитието на сектора и на наличните стратегически документи, политики и мерки. Тъй като към настоящия момент единственият стратегически документ в сектора след 2020 г. е Националният план за действие за енергия от горска биомаса 2018-2027 г., при моделирането за целите на настоящия План са включени историческите данни от Националния план и на тази основа са направени прогнозите.

Министерството на финансите предостави информация относно макроикономическите показатели и тенденции, както и източници на финансиране във връзка с прилагането на политиките и мерките, заложи в настоящия План.

Едновременно със започването на консултации с ЕК относно проекта на ИНПЕК, Планът беше публикуван за обществено обсъждане на електронната страница на Министерството на енергетиката:

[https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/\\_\\_.pdf](https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/__.pdf).

Също така, преди нотификация на окончателния План на ЕК, той беше публикуван на интернет страницата на Министерство на енергетиката за обществени консултации и беше изпратен за междуведомствено съгласуване от всички министерства.

От местните и регионалните власти не са получени коментари и обратна информация за подготовката на окончателния Интегриран национален план.

*iii. Консултации със заинтересовани страни, включително социалните партньори и ангажиране на гражданското общество и широката общественост*

Българските власти, отговорни за подготовката на ИНПЕК, взеха участие в различни конференции, срещи, кръгли маси и форуми със заинтересованите страни, на които бяха обсъждани теми, свързани с ИНПЕК.

Проектът на ИНПЕК беше публикуван и всички заинтересовани страни имаха възможността да представят своите коментари и препоръки по него. След



представянето на проекта на ИНПЕК, министерствата продължиха да получават допълнителни становища и препоръки от различни заинтересовани страни.

Писмени становища по проекта на ИНПЕК са получени от различни заинтересовани страни, като НПО, частни и държавни енергийни компании, индустриални асоциации, икономически институти и др.

Следните заинтересовани страни представиха писмени становища: WWF България, Хидроенергийна асоциация, Асоциация за вятърна енергия, Българска стопанска камара, Рибарски клуб „Балканка“, Технически университет, ЕВН България ЕАД, Център за изследване на демокрацията, EnEffect център за енергийна ефективност, Екологично сдружение „За Земята“, Институт за пазарна икономика, Европейска банка за възстановяване и развитие, Национална енергийна камара, Българска асоциация „Природен газ“, Институт за енергиен мениджмънт, Мини „Марица Изток“ ЕАД, Българска федерация на индустриални енергийни консуматори.

Таблица с обобщение на постъпилите становища от страна на заинтересованите страни е представена в приложение към настоящия План.

Постъпилите коментари са разнообразни по своето съдържание и подход. Има общи коментари и препоръки към проекта на ИНПЕК.

Идентифицирани са области, в които получените коментари са сходни и последователни:

- в Плана следва да бъдат заложили по-амбициозни цели;
- окончателният План трябва да съдържа ясно формулирани и оценени планираните политики и мерки;
- яснота за бъдещето на ТЕЦ на въглища и начини за постигането на декарбонизация на икономиката;
- увеличаване на амбицията за използване на енергията от ВИ, най-вече от относително слънчевата и вятърната енергия. Мерки за намаляване на административните бариери;
- ИНПЕК трябва да съдържа по-конкретни законодателни и регулаторни мерки за постигане на заложените цели, както и график за тяхното изпълнение и финансовото им осигуряване;
- приоритизиране на мерките, политиките и проектите, които трябва да бъдат изпълнени, и определяне на срокове, отговорна институция и времеви график за изпълнение;
- взаимовръзките и зависимостите между мерките и целите в различните измерения и подраздели на ИНПЕК трябва да бъдат изяснени, противоречията в целите и мерките трябва да бъдат премахнати;

- субсидиите и мерките за държавна помощ трябва да бъдат ясно идентифицирани и да бъде предоставена пътна карта за тяхното поетапно премахване;
- стимулите за ЕЕ и ВЕИ трябва да бъдат пазарни и да бъдат разграничени между домакинствата и индустриалния сектор;
- ИНПЕК трябва да съдържа конкретни законодателни и регулаторни стъпки, за да се даде възможност за навлизане и интегриране в пазара на нови мощности за производство на енергия от ВИ;
- идентифицирани области, които се нуждаят от механизми за реструктуриране, целящи по-ефективна и подходяща за целта система за пренос на енергия;
- липса на правна рамка и стратегически документи след 2020 г. за почти целия икономически сектор в България. При съществуващи стратегически документи след 2020 г. са установени потенциални противоречия с целите и задачите на настоящия план;
- необходимост от разработване на отбелязаните раздели на проекта на ИНПЕК като „неприложими“ или предоставяне на обосновка относно това защо са отбелязани като „неприложими“;
- необходимост от финансова оценка на предлаганите мерки и политики.

Коментарите на заинтересованите страни се отнасят до всички раздели на проекта на ИНПЕК. Последващият преглед представлява обобщение на основните коментари и препоръки:

### **Декарбонизация - емисии и поглъщане**

Ролята на ТЕЦ на въглища в прогнозния енергиен микс на страната е основен коментар на повечето заинтересовани страни във връзка с измерението Декарбонизация. Заинтересованите страни са поставили под въпрос дали България може да поддържа ТЕЦ на въглища, както е представено в проекта на ИНПЕК за годините, за които има доказан запас от лигнитни въглища, като същевременно бъдат взети предвид целите на ЕС относно декарбонизацията и ВЕИ и на каква цена.

По-голямата част от изявленията на заинтересованите страни, включително НПО, икономически институти и асоциации на ВЕИ производители, препоръчват подобряване на Плана по отношение изчисленията за постигане на целите на ЕС за намаляване на емисиите на ПГ. Препоръките включват изработване на ясна пътна карта за извеждане от експлоатация или обновяване на ТЕЦ на въглища, постепенно премахване на въгледобивната зависимост на енергийната система и преобразуване на въглищните региони, като същевременно се обръща специално внимание на предотвратяването и управлението на потенциалните преки и косвени отрицателни социални и икономически последици за заетостта в сектора.

Според тях следва да се предприемат конкретни мерки за преход към нисковъглеродна икономика. Това може да включва участието на България в програмите на ЕС за реструктуриране на въглищните региони („Въглищни региони в преход“), както и алтернативна индустриализация и насърчаване на съоръжения за производство на ВЕИ в тези региони.

От друга страна, коментарът на „Мини Марица Изток“ ЕАД е свързан с необходимостта от изясняване на този въпрос, с оглед на бизнес планиране на дейността на дружеството във връзка с концесионния им договор в сила до 2043 г., с опция за удължаване.

Друг коментар е свързан с необходимостта от повече яснота относно прехода на някои ТЕЦ-ове от въглища към отпадъци или към биомаса, който вече се наблюдава в България. Притесненията на заинтересованите страни са свързани с потенциално увеличаване на замърсяването на въздуха. Други препоръки са за увеличаване на усилията и мерките в селскостопанския сектор и отпадъците.

Постъпили са и коментари за предоставяне на конкретни данни за %-тно намаление на емисиите на ПГ за сектора на СТЕ и извън СТЕ в сравнение с 2005 г. и общото намаляване на ПГ в сравнение с 1990 г.

Други коментари са насочени към взаимовръзките между декарбонизацията и диверсификацията на доставките на природен газ и развитие на политиките във връзка с бъдещия достъп на природен газ като гориво на прехода.

### **Възобновяеми енергийни източници**

Възобновяемите енергийни източници също са широко застъпени в коментарите на заинтересованите страни. Те засягат най-вече възможностите за навлизане на ВЕИ на либерализирания енергиен пазар и необходимостта от допълнителни механизми за развитие на ВЕИ в градската среда, активните потребители и енергийните общности. По-голямата част от получените изявления касаят необходимостта от премахване на административните бариери за навлизане на пазара на ВЕИ и стимулиране на развитието на ВЕИ в индустриалните зони и градската среда, главно за собствено потребление. Това е свързано с препоръки за модернизиране на мрежата и разработване на интелигентни мрежи. Предложено е увеличаване на целта за дял на енергията от ВИ до поне 27%, като някои становища съдържат и предложение за по-висок дял.

Има някои противоречиви предложения и твърдения, идващи от заинтересовани страни с различни интереси и цели. Въпреки че производството на електрическа енергия от водоелектрически централи е определен като основен ВИ (с най-голям потенциал за развитие), има коментари, които показват, че производството от тези централи има значително неблагоприятно въздействие върху околната среда, върху биоразнообразието и върху обектите по Натура 2000.

Специално внимание се обръща и на мярката в проекта на ИНПЕК за ръст в използването на биомаса за енергийни цели, предвид че увеличеното използване на

този ВИ ще увеличи значително и заплахите, свързани с качеството на въздуха и биоразнообразието.

Има няколко искания за предоставяне на разбивка за дела на енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане, както и за осигуряване на яснота относно енергията от ВИ в транспорта и планове и политики за трансформация и електрификация на транспортния сектор, особено по отношение на плановете за предлагане на стимули, които биха насърчили трансформацията на сектора.

### **Енергийна ефективност**

Енергийната ефективност се обсъжда подробно с конкретни коментари и предложения, започвайки с искания за ясно изложение на целите за ЕЕ в секторите и планираните спестявания на енергия в първичното и крайното потребление на енергия, включително в сектора за отопление и охлаждане.

Специален акцент е поставен върху въпроса за стимулите за постигане на целите за ЕЕ в домакинствата и в промишления сектор, включително кои основни и допълнителни мерки ще бъдат валидни след 2020 г., предвидени ли са промени в механизма на ЕСКО и какви механизми за финансиране ще бъдат налични по Фонда за модернизация. В няколко становища има искане за предоставяне на подробности относно планираните обновявания на сгради в частния и публичния сектор, както и за плановете за прилагане на Директивата за ЕЕ и изискванията за сгради, отговарящи на дефиницията на сгради с близко до нулево потребление на енергия, вкл. необходими инвестиции и целенасочени крайни енергийни спестявания.

По отношение на изискванията за ЕЕ имаше предложения за промяна в действащата задължителна схема, прилагана в България. Няколко заинтересовани страни, включително задължени лица, предоставиха конкретни препоръки с конкретна мярка за въвеждане на нови изисквания и стимули за повишаване на ефективността на проектите за ЕЕ.

### **Вътрешен пазар**

По отношение на вътрешния пазар има коментари относно необходимостта малките производители на ВЕИ да бъдат интегрирани в развитието на вътрешния пазар. Насърчаване на инвестициите в инсталации за съхранение на енергия, интелигентни мрежи, оптимизация на потреблението (demand-response), електроенергийна междусистемна свързаност и пазарите обединения в рамките на европейската електроенергийна система също са част от отзивите на заинтересованите страни.

Либерализацията на пазара и необходимостта от регулаторни промени в това отношение са основно застъпени в по-голямата част от получените коментари. Заинтересованите страни смятат, че развитието на пазара "ден напред" и пазар „в рамките на деня" са от решаващо значение за развитието на възобновяеми енергийни източници. По отношение на интеграцията на пазара, според заинтересованите страни, ИНПЕК трябва да обърне специално внимание на аспектите на производството за собствени нужди (self-production) и пазарната интеграция на малките

производители, които могат да мобилизират огромен потенциал, съдържащ се в децентрализираното производство на енергия. Препоръчва се преодоляването на съществуващите правни бариери, липса на ясно дефинирана регулаторна рамка и сложни административни разрешителни режими.

### **Енергийна сигурност**

Коментарите основно са свързани с въпроса за планираните нови ядрени мощности. Също така, има предложения природният газ да бъде разглеждан като „гориво на прехода“ - подмяна на горивната база на някои съществуващи ТЕЦ от въглища на природен газ. Политиката за сигурност на електроенергийния сектор се нуждае от доразвиване по отношение на ефективното използване на местните енергийни ресурси и интегрирането в системата на допълнителни ВЕИ и ядрени мощности. Във връзка с измерението Декарбонизация е повдигнат и въпросът за извеждане от експлоатация и/или трансформация на ТЕЦ на въглища, както и необходимостта от план за преход на въглищните региони и необходимостта от приоритет на проектите, осигуряващи диверсификация не само на нови маршрути, но и на нови източници на природен газ.

### **Научни изследвания и иновации**

Коментарите по това измерение се отнасят основно до това, че то е слабо засегнато в проекта на ИНПЕК и се нуждае от допълнително развиване - определяне на цели и конкретни финансови мерки за насърчаване на научноизследователската и развойната дейност, съобразени с целите на ИНПЕК.

Коментирани са и възможностите за развитие на водородните технологии.

Препоръки и коментари, включени в окончателния доклад на ИНПЕК:

Значителна част от коментарите са отразени в настоящия План.

По-голямата част от коментарите, свързани с несъответствията и противоречията между различните цели, политики и мерки в проекта на План, както и липсата на специфични оценки по отношение на ВЕИ, ЕЕ, ПГ и инвестициите, бяха отстранени с резултатите прогнозирането в сектор енергетика и околна среда, извършено за целите на Плана. Окончателният План съдържа описание на планираните политики и мерки, списък на преките и косвените субсидии, включително и тези за изкопаемите горива. Емисиите на замърсители във въздуха са моделирани и прогнозирани в ИНПЕК, като се вземат предвид топлоелектрическите централи, които кандидатстват за дерогации от екологичните изисквания. Предвидено е увеличение на дела на възобновяемата енергия в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г. на 27%. Делът на производството на първична енергия от твърди горива намалява през посочения период. По отношение на производството на енергия от ВИ не се предвиждат нови субсидии, следвайки предположението, че разходите за ВЕИ технологии ще постигнат паритет на разходите за тяхното въвеждане. От друга страна, либерализацията на пазара на електрическа енергия ще насърчи свободното формиране на цените на

електрическата енергия, което от своя страна би създадо благоприятна рамка за реализиране на проекти за оползотворяване потенциала на енергията от ВИ.

С оглед насърчаване на производството на енергия от ВИ, са предвидени мерки, които да спомогнат за интегрирането на тази енергия в електроенергийния пазар, както и облекчаване на административните процедури, създаване на едно или повече звена за контакт и др.

Развитието на вятърните електрически централи е включено в прогнозите и в настоящия План, тъй като това е възможност за увеличаване на производството на вятърна енергия. Описани са конкретни законодателни и регулаторни мерки, които да позволят навлизането и пазарната интеграция на електрическата енергия от ВИ, изграждане на нови инсталирани мощности за производство на електрическа енергия от ВИ, както и насърчаването на инвестиции в съоръжения за съхранение на електрическа енергия и интелигентни мрежи.

По отношение на електроенергийната междусистемна свързаност, в рамките на европейската електроенергийна система, целите ще бъдат постигнати, като в Плана са описани и инициативите за пазарни обединения.

По отношение на енергийната ефективност, таблицата на кумулативните икономии на енергия съгласно чл. 7 параграф 1 от Директивата за енергийна ефективност е представена в Плана. Мерките и прогнозите за икономията на енергия са взети предвид в оценките на ПГ. В Плана се потвърждава, че обновяването на жилищните сгради ще продължи и след 2020 г.

В настоящия План са подробно разработени измеренията Енергийна сигурност и Вътрешен енергиен пазар, както и взаимовръзките им с други измерения на Енергийния съюз.

Представени са и целите за инвестиции в научноизследователска и развойна дейност и конкретни проекти, в които България планира да участва, за да допринесе допълнително за устойчивата енергийна система и трансформацията към нисковъглеродна икономика.

#### *iv. Консултации с други държави членки*

В процеса на изготвяне на настоящия План, България проведе консултации със съседните ѝ държави членки – Румъния и Гърция под формата на въпроси, относно възможностите за регионално сътрудничество по петте измерения на Енергийния съюз и консултации върху резюме на Българския План.

В следствие на проведените консултации, бяха идентифицирани следните потенциални области за бъдещо сътрудничество:

- Трансгранични проекти в областта на ВЕИ;
- Проекти за съхранение на енергия в електроенергийния сектор и секторът на природния газ;
- Обединение на борсовите пазари в Югоизточна Европа;

- Увеличаване междусистемната свързаност;
- Сътрудничество с цел намаляване на енергийната бедност;
- Диверсификация на енергийните източници и маршрути;
- Дигитализация на електрическите мрежи и засилване ролята на потребителя в управлението на електрическата енергия.

Също така, бяха идентифицирани следните потенциални пречки пред бъдещо сътрудничество:

- Поставяне на националните интереси пред регионалните;
- Съществуващите различия в националните законодателства, въпреки, че те са в съответствие със законодателството на ЕС;
- Липсата на идентифицирани общи проекти в други области освен междусистемните връзки или вътрешния пазар (т.е. възобновяеми енергийни източници, енергийна ефективност).

Конкретно направление „Енергийна ефективност“ беше обсъдено в рамките на среща за сътрудничество между Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) и Австрийската енергийна агенция. На срещата бяха обсъдени поставените пред България и Австрия национални цели и възможностите за обмен на добри практики по отношение на изпълнението на формулираните политики и мерки за повишаване на енергийната ефективност в двете страни.

#### *v. Повтарящ се процес с участие на Комисията*

В Регламента за управлението на европейския съюз се предвижда постоянен процес на консултации с ЕК, състоящ се в оценка на ИНПЕК от страна на Комисията, както и актуализация на плановете и изготвянето на доклади за напредък от страна на държавите членки.

## **1.4 Регионално сътрудничество при подготвянето на плана**

### *i. Въпроси, които могат да бъдат предмет на съвместно или координирано планиране с други държави членки*

Към настоящия момент, регионалното сътрудничество в областта на енергетиката в Югоизточна Европа се осъществява чрез Инициативата за енергийна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC). Основната причина са създаването на CESEC е историческата уязвимост на региона на Югоизточна Европа към сигурността на доставките на енергия, по-специално на природен газ.

CESEC допринася за укрепването на региона по отношение на сигурността на доставките, като основно помощта се отнася към приоритизиране изграждането на нови междусистемни инфраструктурни проекти. Редица инфраструктурни проекти, които са централни за България, са идентифицирани в плана за действие на CESEC, а именно Транс Адриатическият газопровод, газовите връзки със съседните на България

страни, включително Гърция, Румъния и Сърбия, както и укрепването на газопреносната мрежа на България. Освен това, в рамките на CESEC се обсъждат и оперативни теми свързани с обратните потоци, трансграничните тарифи и разпределението на капацитета.

Дейността на CESEC е съсредоточена върху оперативната и инфраструктурната страна на регионалното сътрудничество в областта на природния газ.

Към настоящия момент се изпълняват редица проекти за пазарни обединения като част от плана за действие на CESEC, чийто обхват беше разширен извън природния газ. България участва в осъществяването на обединение на борсовия пазар „ден напред“ с Гърция и Италия; разработване на методология за изчисляване на общ капацитет в региона на Югоизточна Европа с Румъния и Гърция; осъществяване на обединение на борсовия пазар „ден напред“ със Северна Република Северна Македония, с Хърватия и Сърбия.

Редица проучвания относно потенциала за развитие на енергията от ВИ в региона на Югоизточна Европа показват, че в тази област има неизползван икономически потенциал. Тази тема е част от плана на CESEC за оценка на потенциала енергията от ВИ (до 2030 и 2050 г.), както и за насърчаване на разработването на инструменти за финансиране на енергията от ВИ.

CESEC разглежда енергийната ефективност като приоритетна политиката, в това число и ролята ѝ в борбата с енергийната бедност. Към настоящия момент ролята на CESEC е свързана с обмен на информация и най-добри практики относно:

- Мобилизиране на частно финансиране и използване на финансови инструменти;
- Предоставяне на помощ за подобряване на качеството на проектите в процеса на реализация;
- Анализирание на ролята на енергийна ефективност като ефективно средство за облекчаване на енергийната бедност.

#### Възможности за регионално сътрудничество

По отношение на възможностите за регионално сътрудничество, България ще започне да проучва следните възможности за двустранно сътрудничество и за сътрудничество чрез съществуващи форми като CESEC.

#### Пазар на електрическа енергия

- Обединение на борсовия пазар „ден напред“ с 4M MC, в допълнение към инициативите за пазарни обединения, посочени в документа на CESEC;
- Проучване на възможностите за регионално сътрудничество в областта на енергийната бедност, например чрез създаване на тематична група в CESEC относно енергийната бедност;
- Пазар на природен газ;



- Подобряване на капацитета за съхранение на природен газ;
- Регионално сътрудничество по отношение на втечнения природен газ;
- Интеграция на енергията от ВИ;
- Регионално сътрудничество с цел увеличаване на капацитета на ПАВЕЦ;
- Регионално сътрудничество във връзка със социално-икономическия преход на въгледобивните региони, по-специално с цел да се осигури финансиране за прехода;
- Регионално сътрудничество за трансгранични проекти свързани с използване на енергията от ВИ чрез финансиране от CEF (повече от 1 млрд. евро налични средства);
- Осъществяване на регионално сътрудничество за координиране на капацитета за съхранение на енергия.

Научни изследвания, развитие и иновации

Въз основа на предложените политики в ИНПЕК на Румъния и Гърция, България е определила възможности за сътрудничество в следните области:

- Разработване на иновативни технологии за съхранение на енергия, като капацитет на резервни системи за интегриране на електрическа енергия от ВИ чрез електрически акумулаторни системи;
- Дигитализация на енергийните мрежи чрез разработване на интелигентни мрежи и интелигентно измерване, интелигентни системи за разпределение на електрическа енергия на средно и ниско напрежение и ефективно използване на локални енергийни източници.
- Защита на потребителите и справяне с енергийната бедност.

Към настоящия момент, регионалното сътрудничество в областта на енергетиката в Югоизточна Европа се осъществява чрез Инициативата за енергийна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC). Основната причина са създаването на CESEC е историческата уязвимост на регионът на Югоизточна Европа към сигурността на доставките на енергия, по-специално на природен газ.

CESEC допринася за укрепването на региона по отношение на сигурността на доставките, като основно се отнася към нови междусистемни инфраструктурни проекти. Редица инфраструктурни проекти, които са централни за България, са идентифицирани в плана за действие на CESEC, а именно Транс Адриатическият газопровод, газовите връзки със съседните на България страни, включително Гърция, Румъния и Сърбия, както и укрепването на газопреносната мрежа на България. Освен това, в рамките на CESEC се обсъждат и оперативни теми свързани с обратните потоци, трансграничните тарифи и разпределението на капацитета.

Дейността на CESEC е съсредоточена върху оперативната и инфраструктурната страна на регионалното сътрудничество в областта на природния газ.

Към настоящия момент се изпълняват редица проекти за пазарни обединения като част от плана за действие на CESEC, чийто обхват беше разширен извън природния газ. България участва в осъществяването на обединение на борсовия пазар „ден напред“ с Гърция и Италия; разработване на методология за изчисляване на общ капацитет в региона на Югоизточна Европа с Румъния и Гърция; осъществяване на обединение на борсовия пазар „ден напред“ със Северна Република Северна Македония, с Хърватия и Сърбия.

Редица проучвания относно потенциала за развитие на възобновяемата енергия в региона на Югоизточна Европа подчертават, че в тази област има неизползван икономически потенциал. Тази тема е част от плана на CESEC за оценка на потенциала за възобновяема енергия (до 2030 и 2050 г.), както и за насърчаване на разработването на инструменти за финансиране на възобновяеми източници на енергия.

CESEC разглежда енергийната ефективност като приоритетна политиката, в това число и ролята ѝ в борбата с енергийната бедност. Към настоящия момент ролята на CESEC е на форум за обмен на информация и най-добри практики, особено относно:

- Мобилизиране на частно финансиране и използване на финансови инструменти;
- Помощ свързана с подобряване на качеството на проектите в процес на реализация;
- Анализи свързани с ролята на енергийна ефективност като ефективно средство за облекчаване на енергийната бедност.

#### *ii. Обяснение как в плана се разглежда регионалното сътрудничество*

Съгласно член 12, пар. 1 от Регламент (ЕС) 2018/1999, „държавите членки си сътрудничат помежду си, като отчитат всички съществуващи и потенциални форми на регионално сътрудничество, за да постигнат по ефективен начин общите цели, конкретните цели и приносите, определени в техните интегрирани национални планове в областта на енергетиката и климата“.

В тази връзка и в изпълнение на европейската политика за изграждане на общ енергиен пазар, България изпълнява редица проекти с европейско и регионално значение. Основните проекти са за повишаване на енергийната междусистемна свързаност на страната със съседните страни от региона, както и с обединението на енергийните пазари. Целта е повишаване на енергийната сигурност на страната и на региона, гарантиране сигурността на доставките и диверсификация на източниците и маршрутите и развитие на електроенергиен и газов пазар. Това гарантира конкурентоспособността на българския бизнес и развитие на икономиката в страната и региона.

## 2. НАЦИОНАЛНИ ОБЩИ И КОНКРЕТНИ ЦЕЛИ

### 2.1 Измерение „Декарбонизация“

#### 2.1.1 Емисии и поглъщане на парникови газове

##### *і. Елементите, посочени в член 4, буква а), точка 1*

Политическата рамка за климата и енергетиката до 2030 г. определя ангажимента на ЕС за постигане на задължителна цел за намаляване на емисиите на ПГ с най-малко 40 % до 2030 г. в сравнение с 1990 г. Всички сектори следва да допринесат за постигането на тези намаления на емисиите. Целта ще бъде постигната колективно от ЕС, като намаленията в СТЕ и секторите извън СТЕ възлизат съответно на 43 % и 30 % до 2030 г. в сравнение с 2005 г.

Системата за търговия с емисии на ЕС е в основата на стратегията на ЕС за намаляване на емисиите на ПГ от промишлеността и енергийния сектор.

Регламент (ЕС) № 2018/842 за задължителните годишни намаления на емисиите на парникови газове за държавите членки през периода 2021—2030 г., допринасящи за действията в областта на климата в изпълнение на задълженията, поети по Парижкото споразумение, и за изменение на Регламент (ЕС) № 525/2013, определя национални цели за секторите извън СТЕ (сграден фонд, селско стопанство, управление на отпадъците и транспорт). За тези сектори националната цел на България за намаляване на емисиите на ПГ до 2030 г. в сравнение с 2005 г. е 0%.

Регламент (ЕС) № 2018/841 за включването на емисиите и поглъщанията на парникови газове от земеползването, промените в земеползването и горското стопанство в рамката в областта на климата и енергетиката до 2030 г. и за изменение на Регламент (ЕС) № 525/2013 и Решение № 529/2013/ЕС, е част от усилията на ЕС за намаляване емисиите на ПГ с 40 % до 2030 г. в сравнение с 1990 г. Регламентът изисква от държавите членки да гарантират, че емисиите от всички категории земеползване не надвишават поглъщанията на ПГ в продължение на два петгодишни периода между 2021 и 2030 г. (2021 до 2025 г. и от 2026 г. до 2030 г.), като се прилагат определени правила за отчитане и се позволява известна гъвкавост.

За противодействие на климатичните промени и въздействието им върху икономиката, България изготви Национална стратегия за адаптация към изменението на климата и План за действие към нея, приета с решение на Министерския съвет през 2019 г.

Документът очертава стратегическата рамка и приоритетите по отношение на адаптацията към изменението на климата до 2030 г. Целта е да се намали уязвимостта на страната спрямо последиците от изменението на климата и да се подобри капацитетът за адаптация на екологичните, социалните и икономическите системи към въздействията на изменението на климата.

Националната стратегия за адаптация към изменението на климата обхваща девет сектора, които са: сектор „Селско стопанство“, сектор „Гори“, сектор „Биологично разнообразие и екосистеми“, сектор „Води“, сектор „Енергетика“, сектор „Транспорт“,

сектор „Градска среда“, сектор „Човешко здраве“ и сектор „Туризъм“. Към нея е включен и анализ на макроикономическите последици от изменението на климата и оценка на сектор „Управление на риска от бедствия“.

Със стратегията се запълва празнота в политиката на България по изменение на климата, като се очертава подходът на страната за адаптиране на ключовите сектори на икономиката към променящия се климат.

Част от документа е и разработеният План за действие, в който са определени целите и приоритетите за подобряване на капацитета за адаптация. В плана, детайлно са разписани дейности за всеки от секторите, в това число необходим финансов ресурс, очаквани резултати, отговорни институции за тяхното прилагане.

Обхватът на вариантите за адаптиране за секторите, отразява обхвата и сложността на въздействията на изменението на климата. Мерките са насочени основно към: укрепване на политиката и правната рамка за включване на адаптацията към изменението на климата; изграждане на адаптивен капацитет и разработване на финансови, социални и политически насоки за управление на риска; подобряване управлението на знанията, научните изследвания, образованието и комуникацията със заинтересованите страни.

Прогнози за емисиите парникови газове от Енергийния сектор по сценарии с допълнителни мерки (WAM).

Прогнозите за ПГ се базират на анализ на енергийния баланс на страната. Анализът се основава на моделиране, използвайки (B)EST модел за дългосрочно оценяване и енергийно планиране. Направените прогнози вземат предвид както съществуващите мерки за намаляване на емисиите на парникови газове, така и редица допълнителни мерки, подробно описани в раздели „Енергия от възобновяеми източници“, „Енергийна ефективност“, „Енергийна сигурност“ и „Вътрешен енергиен пазар“, които допринасят за значителната промяна на енергийната система в България и намаляването на емисиите парникови газове. Към 2015 г. повече от 74% от емисиите парникови газове са от енергийния сектор, трансформацията на този сектор има ключова роля за намалението на ПГ като цяло. Значителен принос за намаляването на емисиите на парникови газове имат мерките, водещи до увеличаване на ЕЕ в производството на енергия, промишлеността и домакинствата, ВЕИ в производството на енергия и ВЕИ в транспорта, както и промените, предвидени във вътрешния енергиен пазар.

Имплементирането на допълнителните мерки води до следните тенденции, които обуславят енергийния сектор в цялост и са изброени в таблицата по-долу:

**Таблица 2:** Прогнози за емисиите парникови газове от Енергийния сектор след прилагане на допълнителни мерки, в Gg CO<sub>2</sub> екв. – ктн – Сценарий WAM

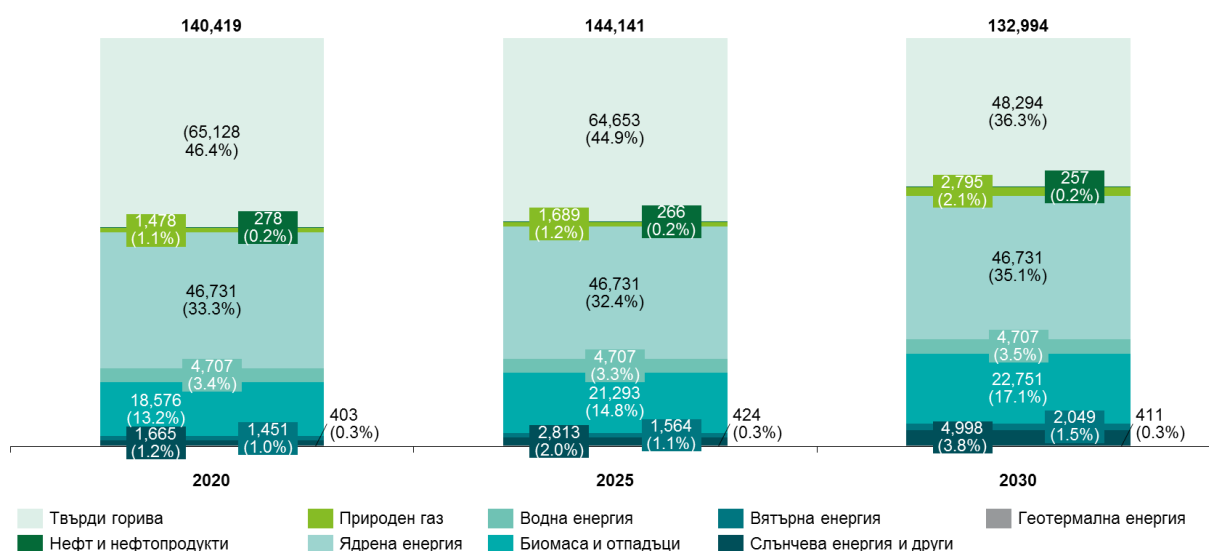
Емисии	2015	2020	2025	2030
CO <sub>2</sub> емисии, в ктн CO <sub>2</sub>	45,428.60	43,579.24	42,088.03	35,702.85
CH <sub>4</sub> и N <sub>2</sub> O емисии, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	1,822.85	2,084.99	2,036.75	1,889.17
Общо емисии на ПГ, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	47,251.45	45,664.23	44,124.78	37,592.02

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Прогнозите отчитат всички съществуващи и допълнителни мерки за намаляване на емисиите на парникови газове. България предприема значителни мерки за реструктуриране на енергийната система на страната – въвеждат се допълнителни към съществуващите мерки за стимулиране на енергията от възобновяеми източници за постигане на обща цел от приблизително 27% в крайното потребление на енергия. Допълнително, след прилагането на мерките и политиките за енергийна ефективност, се очаква намаляване на крайното потребление на енергия във всички сектори, което впоследствие ще доведе до по-нататъшно намаляване на емисиите на ПГ.

Резултатите от моделирането показват, че нивата на парникови газове в енергийния сектор намаляват с около 19% до 2030 г. в сравнение с базовата година за моделиране - 2015 г. Това може да се обясни със значителния спад в производството на първична енергия от твърди горива, запазващата се роля на производството на първична енергия от ядрено гориво, използването на природен газ и увеличаване на възобновяемите енергийни източници (като слънчева енергия, вятърна енергия и биомаса), съчетани с повишена енергийна ефективност в жилищния, промишления и енергийния сектор.

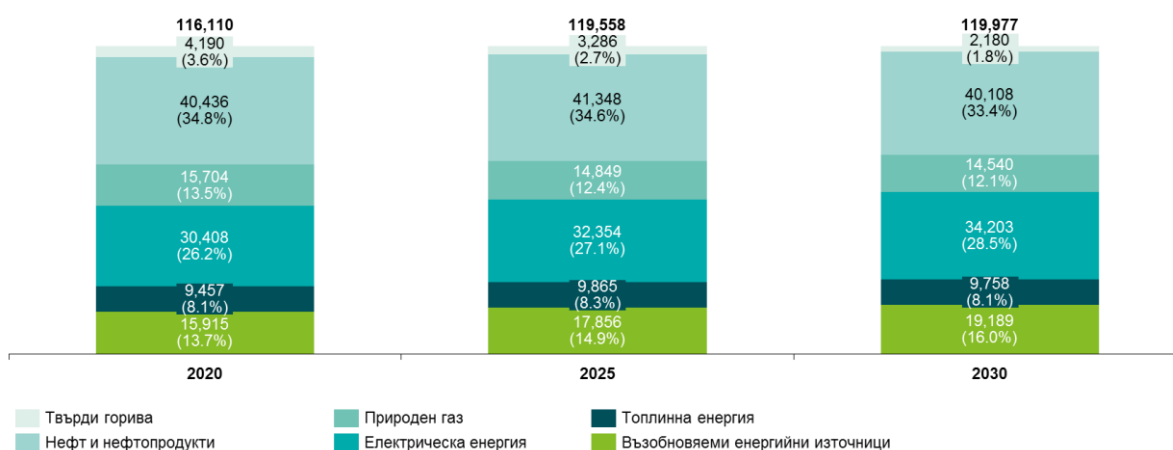
**Фигура 1:** Производство на първична енергия (GWh)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

При WAM сценария очакванията са до 2030 г. крайното потребление на енергия, произведена от твърди горива да намалее. Ръст се очаква при потреблението на енергия от възобновяеми енергийни източници. Крайното потребление на топлинна енергия от газообразни горива, пара и възобновяеми енергийни източници ще запази нивата си през разглежданите години. Тенденциите не се очаква да се отличават със значителни пикове и спадове. Очакваните изменения в потреблението на различните горивни източници ще бъдат на по-високи нива от разглежданите в WEM сценария, свързан с прилагането на съществуващите мерки, което се обуславя от допълнителните мерки, които са предвидени за ЕЕ и ВЕИ.

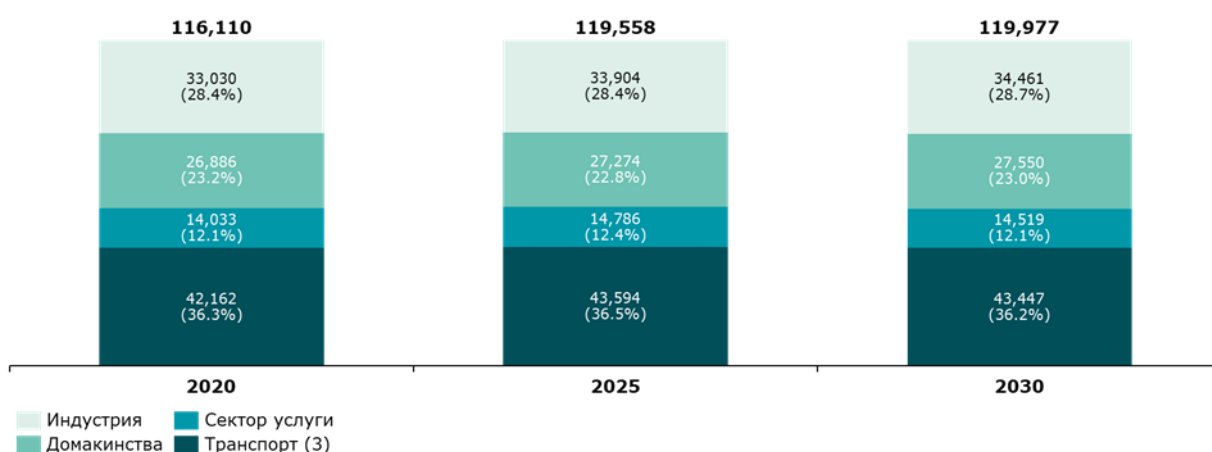
**Фигура 2:** Крайно потребление на енергия по видове горива и енергия (GWh)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

По отношение потреблението на енергия в различните сектори, не се очакват значителни промени във връзка с дела им в крайното търсене на електроенергия, както е представено по-долу:

**Фигура 3:** Крайно потребление на енергия по сектори (GWh)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

## **Енергийни индустрии**

В този сценарий също, предвижданията са този сектор да продължи да изпуска най-голяма част от емисиите. Прогнозните тенденции на емисиите в подсектор „Енергийни индустрии“ са представени в таблицата по-долу.

**Таблица 3:** Прогнози за емисии в подсектор „Енергетика“ при прилагане на допълнителните мерки, в CO<sub>2</sub> екв. - ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
CO <sub>2</sub> емисии, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	29,376.24	27,572.58	26,386.36	20,978.51
N <sub>2</sub> O емисии, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	117.30	96.93	94.37	71.88
Общо емисии на ПГ, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	29,493.54	27,669.51	26,480.73	21,050.39

*Източник: (B)EST модел, E3-Modelling*

През годините до 2030 г. крайното потребление на енергия от различните сектори на индустрията ще поддържа относително постоянни нива, но се очаква значителен спад в използването на твърди горива, включително дизеловото гориво, за производството на електроенергия в преработваща промишленост и строителство като същевременно се увеличава производството на възобновяема енергия за собствено използване.

При разглеждания сценарий се очаква до 2030 г. общото количество на генерираните емисии на парникови газове от енергийните индустрии да намаляват с около 26 % до 2030 г. в сравнение с емисиите на ПГ през базовата за модела 2015 г., което е с около 102% повече от очакваното намаляване на емисиите, при прилагане само на съществуващите мерки.

## **Преработваща промишленост и строителство**

Прогнозите за подсектора се основават на очакванията и прогнозите за икономическо развитие, дела на отделните подсектори, прогнозите за употреба на горива, както и общите прогнози за използването на някои от основните енергийни източници.

**Таблица 4:** Прогнози на емисиите в подсектор „Преработваща промишленост и строителство“ при прилагане на допълнителните мерки, CO<sub>2</sub> екв. - ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
CO <sub>2</sub> емисии, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	2,817.40	4,910.22	4,746.75	4,411.50
N <sub>2</sub> O емисии, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	26.69	28.66	37.65	45.74
Общо емисии ПГ, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	2,844.09	4,938.87	4,784.40	4,457.24

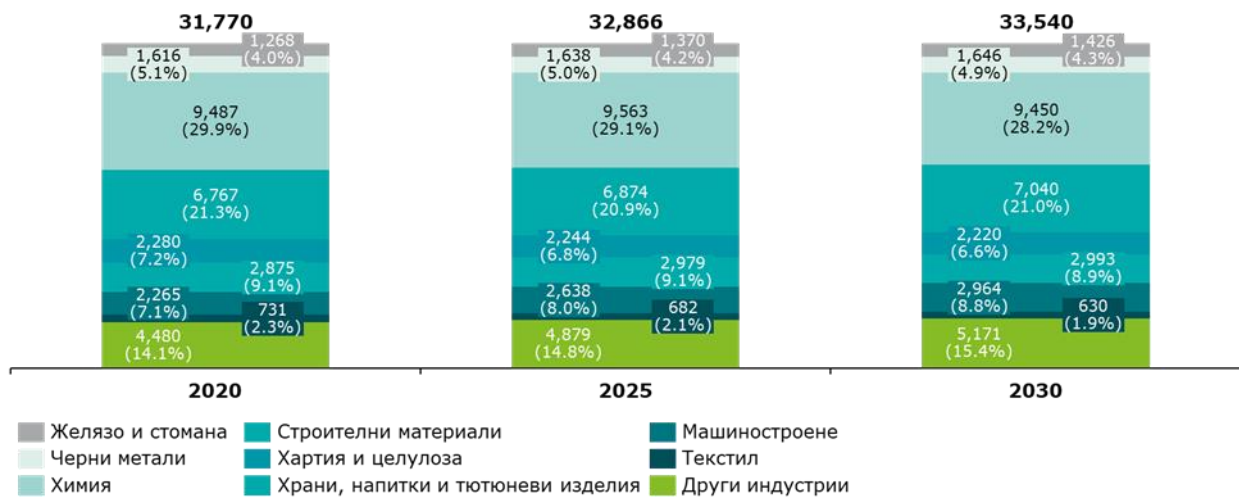
*Източник: (B)EST модел, E3-Modelling*

Очаква се регистрираните емисии на парникови газове да спаднат до 2030 г. с почти 12% или 6 пъти повече, отколкото при прилагане само на съществуващите мерки.

Това би било резултат от прилагането на съществуващите политики и мерки и от въвеждането на редица допълнителни мерки, описани подробно в раздел „Енергийната ефективност“, което се вижда от общото намаляване на енергийната интензивност на индустриалните сектори и стимулирането на ВЕИ в индустрията. Имплементирането на тези мерки ще допринесе за постигането на националните цели за намаляване на парниковите газове.

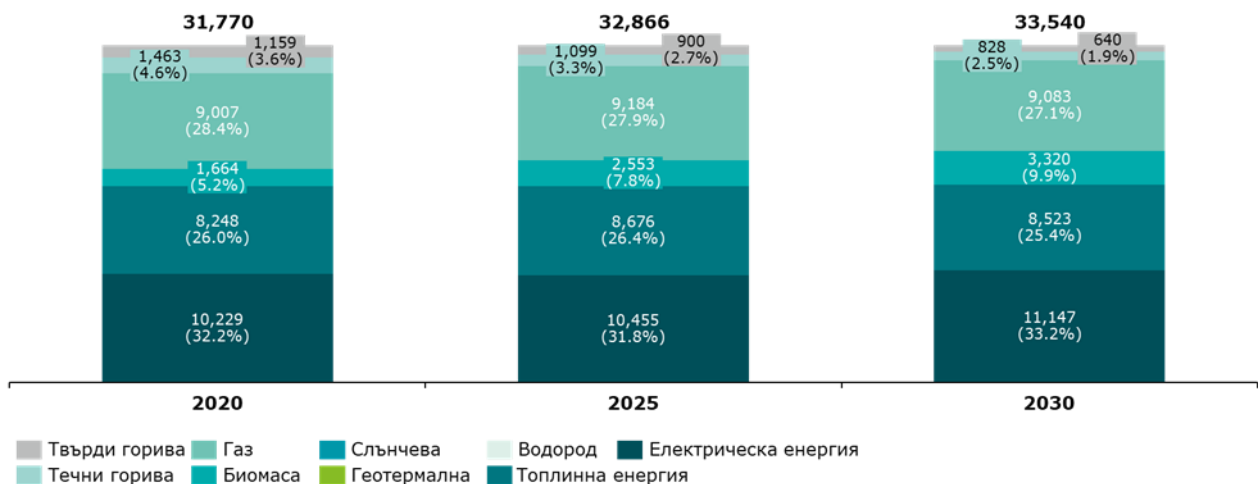
Потребление на енергия от различните сектори на индустрията за разглеждания период до 2030 г. ще запази сравнително постоянни нива, като не се очаква да бъдат регистрирани значителни пикове и спадове при дадени производства. Разглежданият сценарий отново се отличава със значителен спад в използването на твърди и течни горива при производството на електроенергия в индустриалния подсектор – с около 1,1 пъти по-висок от очаквания спад при реализиране само на съществуващите мерки.

**Фигура 4:** Крайно потребление на енергия по сектори (GWh)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

**Фигура 5:** Крайно потребление на енергия по видове горива и енергия в сектор „Преработваща промишленост и строителство“ (GWh)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling



## Транспорт

Прогнозата за развитието на подсектор „Транспорт“ е изготвена в съответствие с прогнозата за използването на горива в сектора. Транспортният сектор е разделен на четири подсектора: автомобилен трафик, вътрешен въздушен трафик, железопътен трафик и корабоплаване.

**Таблица 5:** Прогнози на емисиите в подсектор „Транспорт“ при прилагането на допълнителни мерки, CO<sub>2</sub> екв. - ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
CO <sub>2</sub> емисии, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	8,903.71	8,982.78	9,168.53	8,882.54
CH <sub>4</sub> и N <sub>2</sub> O емисии, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	110.32	113.56	113.90	107.23
Общо емисии ПГ, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	9,014.03	9,096.34	9,282.43	8,989.77

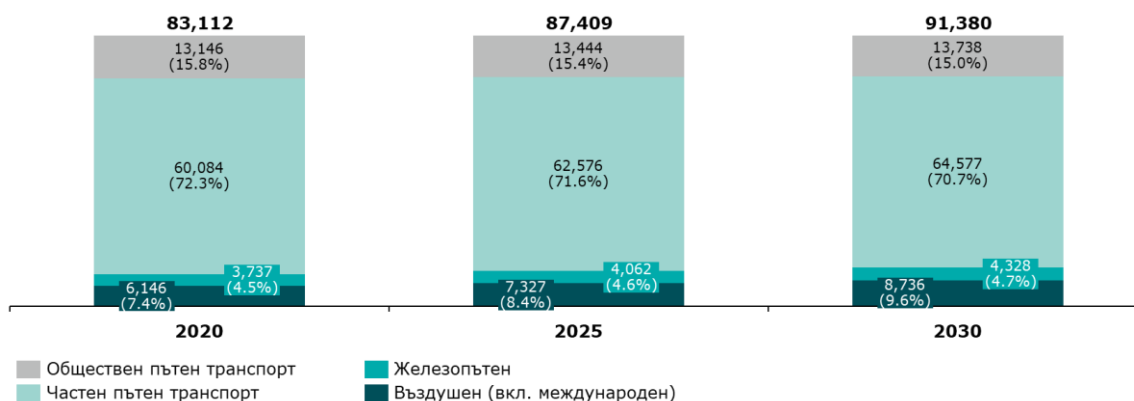
*Източник: (B)EST модел, E3-Modelling*

По отношение емисиите на парникови газове от подсектор „Транспорт“ при разглежданият сценарий, свързан с прилагането на допълнителни мерки, може да се заключи, че до 2030 г. се очаква, макар и по-плавен, лек спад в сравнение с базовата за модела 2015 г.

Общото увеличение на крайното потребление на енергия в транспортния сегмент се обуславя от авиационния сегмент, който се очаква да нарасне с приблизително 35% спрямо нивото през 2020 г. Частният автомобилен транспорт се очаква да се увеличи малко между 2020 - 2030 г., същевременно с лек ръст на железопътния транспорт.

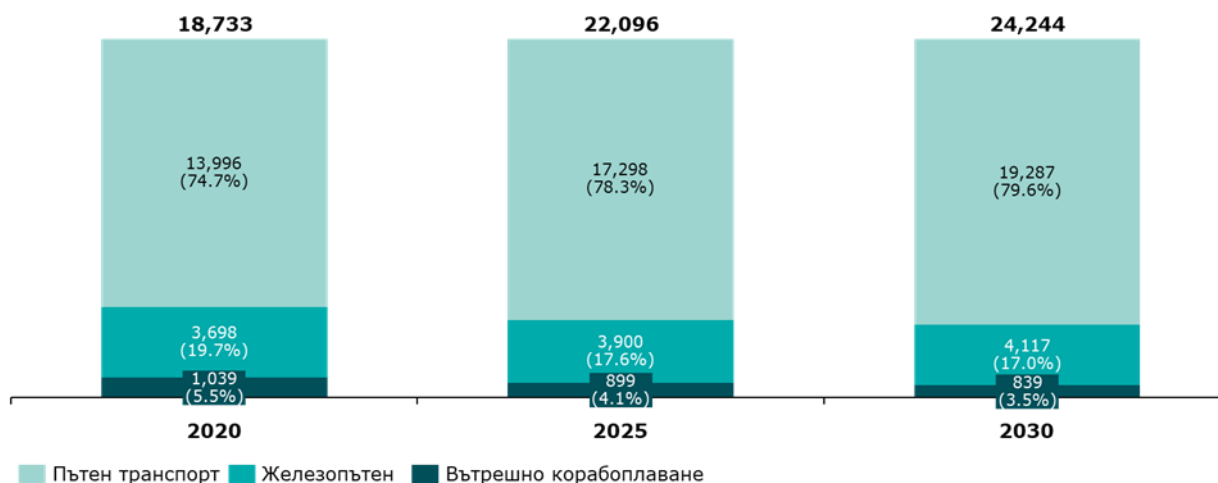
По отношение на възобновяемата енергия, използвана в транспортния сектор, се очаква диверсификация на източниците чрез въвеждане на биогорива от ново поколение (1 095 GWh през 2030 г.) и водород (32 GWh до 2030 г.). Тези промени в енергийните ресурси захранващи транспортния сектор, включително прогнозираното увеличение на дела на обществения електрически транспорт и електрическите и хибридни превозни средства, както и развитието на зареждащата инфраструктура в градските райони по отношение на транспортния сектор, водят до регистрираното намаляване на емисиите на ПГ.

**Фигура 6:** Структура на пътническата транспортна дейност (Мркт, %)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

**Фигура 7:** Структура на товарната транспортна дейност (Мркт, %)

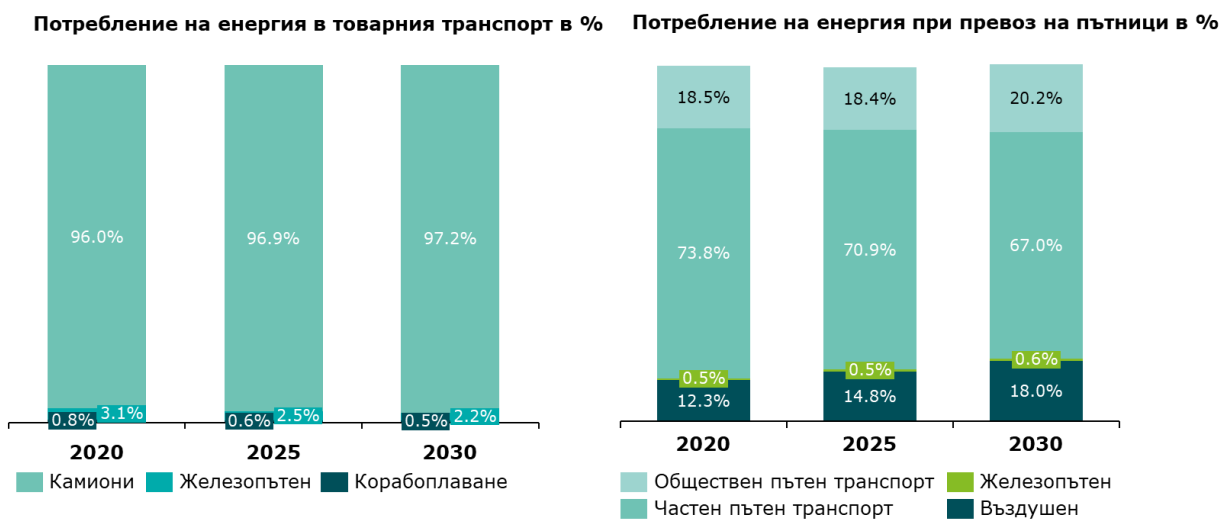


Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

От данните представени в графиките по-горе може да се заключи, че до 2030 г. не се очакват значителни различия във вариациите на транспортния сектор по видове при двата разглеждани сценария, като и тук при обществения транспорт се очаква автомобилният транспорт да запази нивата си през годините за сметка на повишаване дела на авиацията и железопътния транспорт. Ще има лек спад в частния автомобилен транспорт и прилагането на допълнителни мерки ще допринесе за запазване на нивата му по-ниски, отколкото в сценария, свързан само с прилагането на съществуващите мерки. Очаква се товарният транспорт постепенно да увеличи товарния транспорт по пътищата, но по-значително от железопътния и вътрешния воден транспорт, като увеличенията и в двата сценария поддържат едни и същи нива.

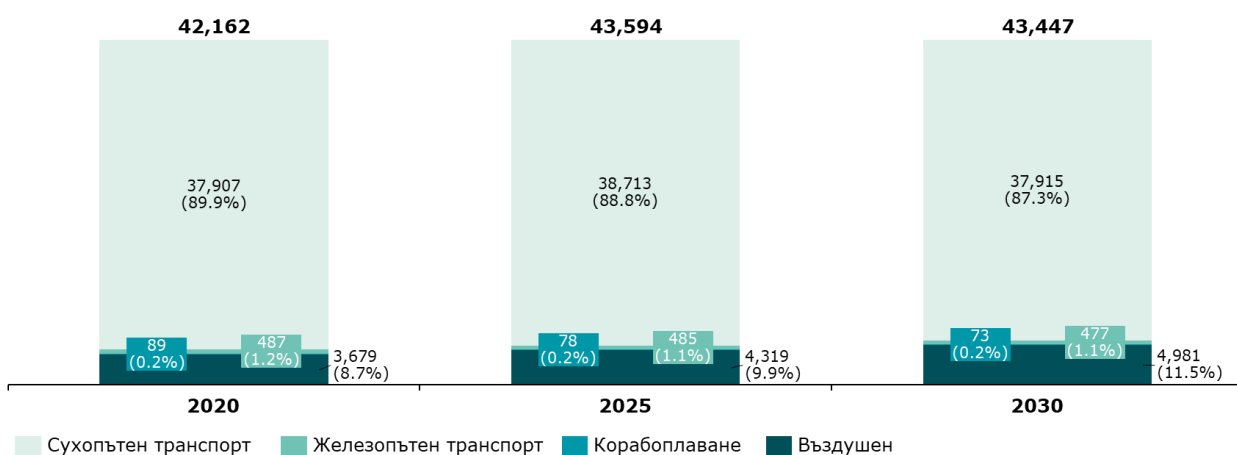
Допълнителните мерки, разгледани за транспортния сектор, се отнасят главно до по-висока степен на смесване на биогоривата, както и до увеличен брой електрически превозни средства (особено лекотоварни).

**Фигура 8:** Потребление на енергия в товарния и пътнически транспорт (%)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

**Фигура 9:** Разделение на потреблението на енергия по видове транспорт (GWh)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

### Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор **Индустриални процеси**

Прогнозният сценарий за генерираните емисии на парникови газове в сектора на индустриалните процеси и тук стъпва на очакванията за плавен растеж на българската икономика.

**Таблица 6:** Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Индустриални процеси, в CO<sub>2</sub> екв. -кТН

Емисии	2015	2020	2025	2030
CO <sub>2</sub> емисии, в кТН CO <sub>2</sub> екв.	4,383.57	4,631.74	4,834.26	4,988.98
N <sub>2</sub> O и HFC <sub>s</sub> емисии, в кТН CO <sub>2</sub> екв.	1,322.31	1,495.91	1,990.08	2,431.41
Общо емисии на ПГ, в кТН CO <sub>2</sub> екв.	5,705.88	6,127.65	6,824.34	7,420.40

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

И при този сценарий предвид очаквания икономически растеж се очаква увеличаване на емисиите на парникови газове от сектор Индустриални процеси в сравнение с базовата за модела 2015 г. Очакваното увеличение на емисиите е с около 30%, подобно на сценария със съществуващите мерки. Тук не са предвидени допълнителни мерки.

#### **Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Селско стопанство**

Прогнозните емисии на парникови газове в сектор Селско стопанство са дадени в таблицата по-долу:

**Таблица 7:** Прогнози на емисиите в сектор Селско стопанство при прилагане на допълнителни мерки, CO<sub>2</sub> екв. - кТН

Емисии	2015	2020	2025	2030
CH <sub>4</sub> емисии, в кТН CO <sub>2</sub> екв.	1,633.94	1,889.72	1,950.00	2,036.54
N <sub>2</sub> O емисии, в кТН CO <sub>2</sub> екв.	4,409.58	4,465.18	4,872.92	5,280.78
Общо емисии ПГ, в кТН CO <sub>2</sub> екв.	6,043.52	6,354.90	6,822.92	7,317.32

Източник: (B)EST model, E3-Modelling

Данните в таблицата по-горе показват, че не са планирани допълнителни мерки за намаляване на емисиите, генерирани в сектор Селско стопанство. Също като WEM сценария регистрираното увеличение е с около 20% ще бъде резултат от очаквания растеж на сектора според прогнозата, предоставена от Министерството на земеделието, храните и горите. Заложените в моделирането мерки от Третия национален план за действие по изменението на климата и Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 са валидни и за WAM сценария.

#### **Прогнози на емисии и поглътителни на парникови газове в сектор ЗПЗГС**

Основната категория, която допринася за премахването на парникови газове, е горския сектор. Всички останали категории (обработваема земя, населени места, водни площи) са източници на емисии на CO<sub>2</sub>. Основната причина за общите

постоянни резултати за погълтителите се дължи на намаляването от поглъщането от горския сектор и лекото увеличение на емисиите от обработваемите земи, населени места и водни площи.

Основната причина за спада в усвояването от горския сектор е наблюдаваният спад в темпа на ръст на горите, като се има предвид средната им възраст.

Очаква се увеличеното използване на биомаса да не наруши използването на земята, а оттам и сектора ЗПЗГС, тъй като съществува значителен потенциал за използване на горски и селскостопански остатъчни продукти. Допълнителните изисквания към земята идват от използването на биогорива: преминаването от производство на конвенционални биогорива към производство на биогорива от ново поколение, има положителен ефект върху земеползването, тъй като вторите биогорива изискват по-малко земя от конвенционалните биогорива.

За осигуряването на необходимата биомаса се предполага, че България разчита не само на горската биомаса, съгласно Националния план за действие за енергията за горските биомаси 2018-2027 г., но и ще използва неоползотворения потенциал на биологично разградимата част от продуктите, отпадъците и остатъците от биологичен произход от селското стопанство, включително растителни и животински вещества, от горското стопанство и свързаните с него промишлености, включително рибарство и аквакултури, както и биоразградимата част от отпадъците, включително промишлените и битовите отпадъци от биологичен произход, отговарящи на критериите за устойчивост, посочени в член 29 от Директива (ЕС) 2018/2001 от 11 декември 2018 г. за насърчаване на използването на енергия от възобновяеми източници (Директива RED II).

За снабдяването с конвенционални биогорива площта на земята, необходима за производството им, ще намалее между 2020 г. и 2030 г. Допълнителните площи, необходими за производството на биогорива от ново поколение, поради въвеждането на допълнителни мерки, стимулиращи използването на биогорива от ново поколение от 2020 г., ще бъдат компенсирани от общото намаление на площите, необходими за конвенционалните биогорива.

Като цяло не се предвижда земеползването да претърпи значителни промени през следващите 10 години.

Моделът също така взема предвид Делегирания регламент (ЕС) 2019/807 на Комисията от 13 март 2019 г. по отношение на ЗПЗГС във връзка с критериите за устойчивост на биогоривата и биомасата. Тъй като се очаква съгласно изискванията твърдата биомаса да се извлича главно от остатъчни вещества, не се изисква допълнителна площ земя за производството на биоенергия от биомаса поради предполагаемото преминаване от конвенционални към биогорива от ново поколение.

Според прогнозите, както в WEM сценария, така и тук, България изпълнява задължението си да не намалява поглъщанията под референтното ниво до 2030 г. Не се очакват значителни промени в земеползването, както и в потенциала за погълтителите в ЗПЗГС сектора.

**Таблица 8:** Прогнози за емисии и поглъщания в ЗПЗГС сектора в резултат на прилагането на допълнителни мерки, CO<sub>2</sub> екв. – ктн

Категории ЗПЗГС	2015	2020	2025	2030
Общо за ЗПЗГС сектора, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	<b>-8,489</b>	<b>-8,641</b>	<b>-8,594</b>	<b>-8,593</b>
Гори ктн CO <sub>2</sub> екв.	-7,305	-7,109	-6,924	-6,744
Обработваеми земи ктн CO <sub>2</sub> екв.	936	681	678	671
Пасища ктн CO <sub>2</sub> екв.	-1,730	-1,825	-1,939	-2,079
Водни площи ктн CO <sub>2</sub> екв.	277	277	277	277
Населени места ктн CO <sub>2</sub> екв.	781	805	827	847
Други земи ктн CO <sub>2</sub> екв.	-590	-575	-576	-594
Продукти от дървесина ктн CO <sub>2</sub> екв.	-857	-896	-937	-970

*Източник: (B)EST модел, E3-Modelling*

Горските екосистемите допринасят най-много за поглъщането на ПГ от всички екосистеми. Въпреки това, прогнозите от модела и от Националния доклад по инвентаризация на емисиите на парникови газове показва, че може да се очаква намаляване на поглъщителната способност на горите в България поради ограниченията за допълнително залесяване и поради средната възраст на горите, описани в т. 4.2.1 на WEM сценария.

### **Прогнози на емисиите на ПГ в сектор Отпадъци**

Прогнозните емисии в сектор „Отпадъци“ след прилагането на съществуващите мерки са дадени в таблицата по-долу. Тук се предвижда продължаване и надграждане на мерките от Третия национален план за действие по изменение на климата за периода 2013-2020 г. Очаква се емисиите на парникови газове в сектора да намалят с малко над 26% до 2030 г., а нивата в WEM сценария, който отчита само съществуващите мерки, се запазват. Предвидените допълнителни мерки оказват влияние върху намаляването на емисиите на парникови газове до 2025 г., като ускоряват процеса, но не оказват значително влияние върху намаляването на емисиите на парникови газове. Това се дължи и на прилагането на Националния план за управление на отпадъците, в който са предвидени конкретни мерки за намаляване на изхвърлянето на отпадъци на депата и за интензивно отделяне и рециклиране на отпадъци, както и оползотворяване, съгласно йерархията на отпадъците. Подобреното управление на отпадъците и събирането и оползотворяването на биоразградимите отпадъци е от съществено значение и за реализирането на двата сценария, по-специално за WAM сценария.

**Таблица 9:** Прогнози на емисиите в сектор Отпадъци, като резултат от прилагането на допълнителни мерки, CO<sub>2</sub> екв. - ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
Общо емисии, ктн CO <sub>2</sub> екв.	4,157.64	3,759.01	3,410.54	3,062.84

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

### Заклучение

Таблицата по-долу представя прогнозите за намаляване на емисиите парникови газове в България към 2030 г. чрез прилагане **на допълнителни мерки**.

**Таблица 10:** Прогнози за намаляване на емисиите на парникови газове, CO<sub>2</sub> екв. - ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
Емисии ПГ (в ктн CO <sub>2</sub> екв.) – вкл. ЗПЗГС	54,656	53,495	53,117	47,553
ЗПЗГС	-8,489	-8,641	-8,594	-8,593
Емисии ПГ (в ктн CO <sub>2</sub> екв.) – без ЗПЗГС	63,145	62,137	61,711	56,146
Общо емисии CO <sub>2</sub> от сектор Енергетика (в ктн CO <sub>2</sub> )	44,574	44,014	42,707	36,500
Общо емисии CO <sub>2</sub> без сектор Енергетика (в ктн CO <sub>2</sub> )	4,912	5,133	5,313	5,459

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

В заключение, посредством политиките и мерките, изложени в раздел 3 и политиките в сектор Енергетика, България чрез прилагане на допълнителните мерки, достига намаление с 49% през 2030 г. в сравнение с 1990 г.

*ii. Ако е приложимо, други национални общи и конкретни цели, които са в съответствие с Парижкото споразумение и съществуващите дългосрочни стратегии. Ако е приложимо с оглед принос към цялостния ангажимент на Съюза за намаляване на емисиите на парникови газове, други общи и конкретни цели, включително секторни цели и цели за адаптиране към изменението на климата, ако има такива*

Не е приложимо

#### 2.1.2 Енергия от възобновяеми източници

*i. Елементите, посочени в член 4, буква а), точка 2*

Република България ще се стреми да постигне до 2030 г. най-малко 27.09% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия. Така определената

национална цел следва да бъде постигната чрез увеличаване на потреблението на енергия от ВИ и в трите сектора: електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане, и транспорт.

Възприетата в ИНПЕК прогноза за развитие на енергийния баланс на страната за периода от 2020 г. до 2050 г. отразява приоритетното значение на енергийната ефективност за прехода на българската икономика към нискоемисионна и приносът на енергията от ВИ за намаляване емисиите на ПГ.

Прогнозата за енергийния баланс на страната предвижда през 2030 г. увеличаване на дела на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия с 11.09 процентни пункта, спрямо определената за Република България в Приложение I на Директива 2009/28/ЕО5 национална цел за 2020 г. Планираното увеличение отчита ранните усилия на България от очакваното преизпълнение през 2020 г. на националната задължителна цел от 16% дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия и надхвърля референтните стойности за увеличение на дела на енергията от ВИ за 2022 г., 2025 г. и 2027 г., посочени в чл. 4, параграф 1, б. а), т. 2) от Регламент (ЕС) 2018/1999.

При определянето на националната цел до 2030 г. Република България е следвала препоръките на ЕК, България да повиши равнището на амбициозност за 2030 г., като предвиди дял на енергия от ВИ най-малко 27%.

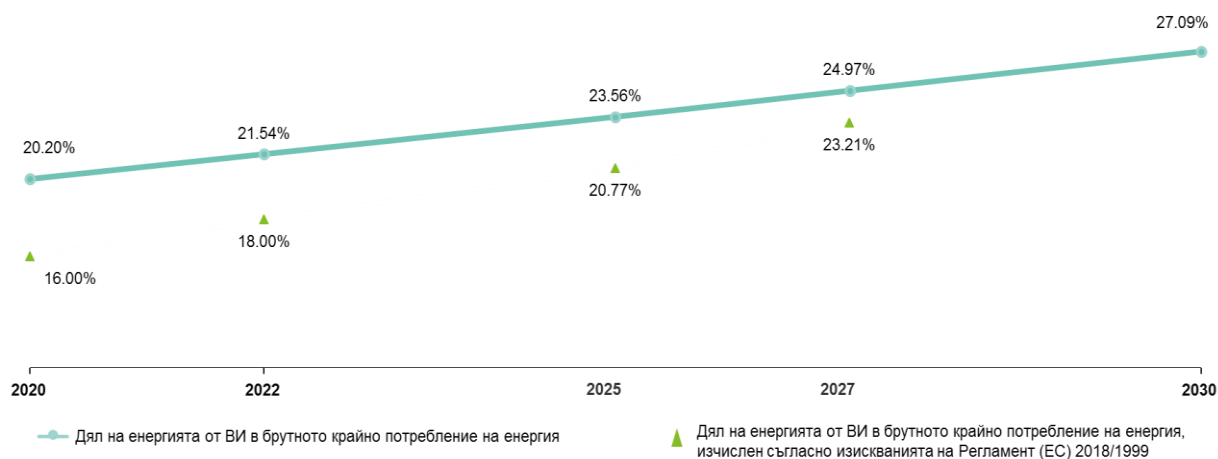
По този начин Република България ще допринесе в максимална степен за по-бързото нарастване на потреблението на енергия от ВИ и постигането през 2030 г. на поне 32-процентен дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия в Европейския съюз.

**Фигура 10:** *Индикативна траектория за дела на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия в страната за периода 2020-2030 г.*

---

<sup>5</sup> Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 година за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници





Източник: (B)EST model, E3-Modelling, анализ на Делойт

България разполага с подходящи климатични условия за развитие на сектора на възобновяемата енергия, но са налице някои обективни ограничения, свързани с определени местности, в които не могат да бъдат изградени съоръжения за производство на енергия от ВИ.

Пример за това са териториите около защитените зони от Натура 2000 (съгласно Директива 92/43/ЕИО на Съвета от 21 май 1992 година за опазване на естествените местообитания и на дивата флора и фауна и Директива 2009/147/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 30 ноември 2009 година, относно опазването на дивите птици). В тези райони не е възможно да се изградят инсталации за производство на енергия от вятърни електрически централи, съгласно НПДЕВИ 2011-2020.

В изпълнение на своите ангажименти България е определила 234 защитени зони за опазване на природните местообитания и на дивата флора и фауна и 120 защитени зони за опазване на дивите птици. Защитените зони обхващат 41 053,2 км<sup>2</sup> от територията на България, от които 38 231,84 км<sup>2</sup> са разположени на сушата, а 2 821,35 км<sup>2</sup> принадлежат към морската територия. Предмет на опазване в мрежата „Натура 2000“ в България са над 90 типа природни местообитания и 121 вида, различни от птици – в това число 28 приоритетни местообитания и 8 приоритетни вида, както и 120 птици и 70 прелетни птици. По този показател държавата се нарежда на едно от първите места в Европа.

В периода на действие на ИНПЕК развитието на енергията от ВИ ще бъде съобразено с всички изисквания, произтичащи от екологичното законодателство, включително по отношение на защитените зони и Натура 2000.

Всички проекти за изграждане на енергийни обекти за производство на енергия от ВИ ще бъдат реализирани при спазване разпоредбите на Закона за опазване на околната среда, Закона за биологичното разнообразие и др. нормативни актове в областта на екологичното законодателство.

*ii. Прогнозни криви за дела по сектори на енергията от възобновяеми източници в брунтото крайно енергийно потребление от 2021 г. до 2030 г. в секторите на електроенергетиката, отоплението и охлаждането, а също и сектора на транспорта*

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

- 30.33% дял енергията от ВИ в сектор електрическа енергия;
- 42.60% дял енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане;
- 14.2% дял енергията от ВИ в сектор транспорт.

В периода 2020-2030 г. в сектор електрическа енергия се предвижда ръст на потреблението на електрическа енергия от ВИ, дължащ се на увеличаване на произведената електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия и биомаса. Прогнозирано е делът на електрическата енергия от ВИ в сектор електрическа енергия да нараства с 0.55 – 1.24 процентни пункта годишно.

**Таблица 11 :** Индикативна траектория за дела на електрическата енергия от ВИ в брунтото крайно потребление на електрическа енергия за периода 2020-2030 г. - сектор електрическа енергия

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на електрическата енергия от ВИ в брунтото крайно потребление на електрическа енергия, %	21.40	21.99	22.56	23.13	23.69	24.24	25.48	26.70	27.92	29.13	30.33

*Източник: По данни от (B)EST model, E3-Modelling, Deloitte*

Определянето на целите в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане е извършено при отчитане на изискванията на чл. 23, ал. 1 от Директива (ЕС) 2018/2001 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 година за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници (Директива (ЕС) 2018/2001). Посочената разпоредба предвижда годишно ориентировъчно увеличение от 1.3 процентни пункта в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане. Увеличението може да бъде редуцирано до ориентировъчно 1.1 процентни пункта в случай на неизползване на отпадна топлина и студ. Отчитайки посочените изисквания в периода 2020-2030 г. прогнозираното ориентировъчно годишно увеличение е 1.15 процентни пункта (изчислено като разлика между дела на енергията от ВИ между 2020-2030 г., разделена на броя на годините).

**Таблица 12:** Индикативна траектория за дела на топлинната енергията и енергията за охлаждане от ВИ в брунтото крайно потребление на топлинната енергията и енергията за охлаждане за период 2020-2030 г. - сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на топлинната енергия и енергията за охлаждане от ВИ в брунтото крайно потребление на топлинна енергия, %	31.07	32.48	33.89	35.30	36.71	38.11	38.99	39.88	40.78	41.68	42.60

Източник: По данни на (B)EST model, E3-Modelling, Deloitte

Директива (ЕС) 2018/2001 (чл. 23, ал. 1) въвежда задължение към доставчиците на горива да гарантират, че делът на енергията от ВИ, в крайното потребление на енергия в сектор транспорт, е най-малко 14%. За Постигането на целта в сектор транспорт следва да бъдат отчетени и следните изисквания на Директива (ЕС) 2018/2001:

- ограничаване използването на конвенционални биогорива до 7% от крайното потребление на енергия в пътния и железопътния транспорт през 2030 г.;
- увеличаване на дела на биогорива от ново поколение и на биогаза в крайното потребление на енергия в сектор транспорт - най-малко на 0.2% през 2022 г., най-малко на 1% през 2025 г. и най-малко на 3.5 % през 2030 г.
- ограничаване използването на биогорива и биогаз, произведени от суровини, посочени в част Б от приложение IX на Директива (ЕС) 2018/2001 (отпадъчно олио и животински мазнини) до максимум 1.7% от енергийното съдържание на транспортните горива, потребявани на пазара;
- делът на електрическа енергия от ВИ се счита за равен на енергийното ѝ съдържание, умножено по четири, когато се доставя за пътни превозни средства и може да се счита за равен на енергийното съдържание, умножено по 1.5, когато се доставя за железопътния транспорт;
- делът на горивата, потребявани в секторите въздушен и воден транспорт, се счита за равен на енергийното им съдържание, умножено по 1.2 (с изключение на горивата, произведени от хранителни и фуражни култури).

Предвиденото увеличение в потреблението на енергия от ВИ е съобразено с посочените по-горе изисквания, както и с изискването използваните биогорива в сектор транспорт да отговарят на критериите за устойчивост.

В периода 2020-2030 г. се очаква делът на енергията от ВИ в сектор транспорт да се увеличи и да достигне 14.20%.

**Таблица 13:** Индикативна траектория за дела на енергията от ВИ в крайно потребление на енергия за период 2020-2030 г. - сектор транспорт

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дял на енергия от ВИ в транспорта в крайното потребление на енергия в сектор транспорт, %	9.89	9.91	9.92	9.94	9.95	9.97	10.80	11.62	12.45	13.27	14.20

Източник: По данни на (B)EST model, E3-Modelling, Deloitte

*iii. Прогнозни криви по технологии за възобновяема енергия, които дадена държава членка предвижда да използва, за да се съобрази с общите и секторните криви за енергия от възобновяеми източници за периода 2020 – 2030 г., включително очакваното общо брутно крайно потребление на енергия за всяка технология и сектор в млн. т.н.е., както и общи планирани инсталирани мощности (разделени на нови мощности и увеличение на мощността на съществуващи инсталации) за всяка технология в MW*

### **Сектор Електрическа енергия**

В периода 2020-2030 г. се очаква увеличение с 2 645 MW на нетната инсталирана мощност на електрическите централи, използващи енергия от ВИ. Този ръст е съпроводен с увеличение на нетната инсталирана мощност при фотоволтаичните електрически централи (ФЕЦ) с 2 174 MW и при вятърните електрически централи (ВТЕЦ) с 249 MW. Прогнозираното увеличение от този вид централи е свързано с бързото развитие на технологиите и намаляване на инвестиционните разходите за тяхното изграждане.

Увеличение се очаква и при електрически централи на биомаса (ЕЦ на биомаса) с 222 MW, като съществено за отчитането на произведената от тях енергия за националната цел и секторните цели е използваните газообразни и твърди горива от биомаса в инсталации, произвеждащи електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане или горива с обща номинална топлинна мощност, по-голяма или равна на 20 MW за твърдите горива от биомаса, и с обща номинална топлинна мощност, по-голяма или равна на 2 MW за газообразните горива от биомаса да съответстват на критериите за устойчивост и да водят до намаление на емисиите на ПГ, определени в чл. 28, параграфи 2—7 и параграф 10 на Директива (ЕС) 2018/2001.

**Таблица 14:** Прогноза за нетната инсталирана мощност на електрически централи на ВИ за периода 2020-2030 г., MW

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ВЕЦ	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508
ВтЕЦ	699	709	719	729	739	749	788	828	868	908	948
ФЕЦ	1 042	1 191	1 339	1 488	1 636	1 785	2 071	2 357	2 643	2 930	3 216
ЕЦ на биомаса и отпадъци	80	114	149	184	219	253	263	273	282	292	302
<b>Общо</b>	<b>4 329</b>	<b>4 521</b>	<b>4 714</b>	<b>4 907</b>	<b>5 101</b>	<b>5 294</b>	<b>5 630</b>	<b>5 966</b>	<b>6 302</b>	<b>6 638</b>	<b>6 973</b>

Източник: По данни от (B)EST model, E3-Modelling, анализ на Делойт

В периода 2020-2030 г. брутното производство на електрическа енергия от ВИ ще се увеличи с повече от 33%, дължащо се на трикратното увеличение на произведената електрическа енергия от ФЕЦ и на ръст от 41% при производството от ВтЕЦ. Увеличение с 46% се очаква и при производството от ЕЦ на биомаса, при които до 2030 г. нараства използването на биоразградими отпадъци от 14 GWh през 2020 г. до 115 GWh през 2030 г.

Разглежданите два сценария в ИНПЕК (WAM и WEM), вземат предвид уязвимостта на водните ресурси, както и риска от тяхното намаляване в резултат на изменението на климата, като производството на електрическа енергия от ВЕЦ в периода 2015–2020 г. намалява със 17% (от 5 660 GWh през 2015 г. до 4 707 GWh през 2020 г.). Производството от ВЕЦ се очаква да остане постоянно през целия период.

**Таблица 15:** Прогнозни криви по технологии за енергията от ВИ за периода 2020-2030 г., GWh – сектор електрическа енергия<sup>6</sup>

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ВЕЦ	4 707	4 707	4 707	4 707	4 707	4 707	4 707	4 707	4 707	4 707	4 707
ВтЕЦ	1 451	1 474	1 496	1 519	1 542	1 564	1 661	1 758	1 855	1 952	2 049
ФЕЦ	1 402	1 623	1 844	2 064	2 285	2 506	2 935	3 364	3 793	4 223	4 652
ЕЦ на биомаса	1 113	1 177	1 241	1 304	1 368	1 432	1 471	1 510	1 549	1 588	1 627
Брутно производство на електрическа енергия от ВИ	8 673	8 981	9 288	9 595	9 902	10 209	10 775	11 340	11 905	12 470	13 035
Брутно крайно потребление на електрическа енергия	40 521	40 842	41 162	41 482	41 802	42 123	42 294	42 465	42 636	42 807	42 978
<b>ВИ-Е, %</b>	<b>21.40</b>	<b>21.99</b>	<b>22.56</b>	<b>23.13</b>	<b>23.69</b>	<b>24.24</b>	<b>25.48</b>	<b>26.70</b>	<b>27.92</b>	<b>29.13</b>	<b>30.33</b>

Източник: По данни от (B)EST model, E3-Modelling, анализ на Делойт

### **Сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане**

Крайното потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане в страната се очаква да намалее с 2% през 2030 г. спрямо 2020 г., поради планираните допълнителни мерки и политики за подобряване на енергийната ефективност, които ще повлияят позитивно върху загубите при централизираното отопление (от 2 229 GWh през 2020 г. до 1 574 GWh през 2030 г.). По отношение на възобновяемия

<sup>6</sup> ВИ-Е, % – Дял на електрическата енергия от ВИ в брутното крайно потребление на електрическа енергия в страната.

микс се планира допълнително развитие на слънчевите инсталации, от които се очаква производство на топлинна енергия от 347 GWh през 2030 г.

Очаква се значително увеличение на биомасата за производство на топлинна енергия, поради развитие на когенерационни централи (от 4 GWh през 2020 г. до 2 497 GWh през 2030 г.), докато геотермалните източници и термопомпите ще се повишават слабо през целия период. Предвиденото увеличение на потреблението на биомаса включва и използване на биоразградими отпадъци, които в периода 2020-2030 г. се увеличават от 36 ktoe (414 GWh) до 75 ktoe (873 GWh).

**Таблица 16:** Прогнозни криви по технологии за енергията от ВИ за периода 2020-2030 г., ktoe - сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане<sup>7</sup>

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Биомаса	1 109	1 163	1 217	1 270	1 324	1 378	1 404	1 430	1 456	1 482	1 508
Слънчева енергия	23	23	24	25	26	26	27	28	28	29	30
Геотермална енергия	35	35	35	36	36	36	36	36	36	36	35
Термопомпи	98	101	104	108	111	114	116	117	119	120	122
Брутно крайно потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ	1 264	1 322	1 381	1 439	1 497	1 555	1 583	1 611	1 639	1 667	1 695
Брутно крайно потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане	4 069	4 072	4 074	4 076	4 078	4 080	4 060	4 039	4 019	3 999	3 978
<b>ВИ-ТЕ и ЕО, %</b>	<b>31.07</b>	<b>32.48</b>	<b>33.89</b>	<b>35.30</b>	<b>36.71</b>	<b>38.11</b>	<b>38.99</b>	<b>39.88</b>	<b>40.78</b>	<b>41.68</b>	<b>42.60</b>

Източник: По данни на (B)EST model, E3-Modelling, анализ на Делойт

### **Сектор транспорт**

В периода 2020-2030 г. се очаква да се разнообразят използваните ВИ в сектор транспорт чрез въвеждане на биогорива от ново поколение и водород (през 2030 г.). Освен това се очаква потреблението на електрическа енергия от ВИ да се увеличи повече от два пъти.

<sup>7</sup> ВИ-ТЕ и ТО, % – Дял на топлинната енергия и енергията за охлаждане в брутното крайно потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане в страната.

**Таблица 17:** Прогнозна криви по технологии за енергията от ВИ за периода 2020-2030 г. ,  
ktoe - сектор транспорт<sup>8</sup>

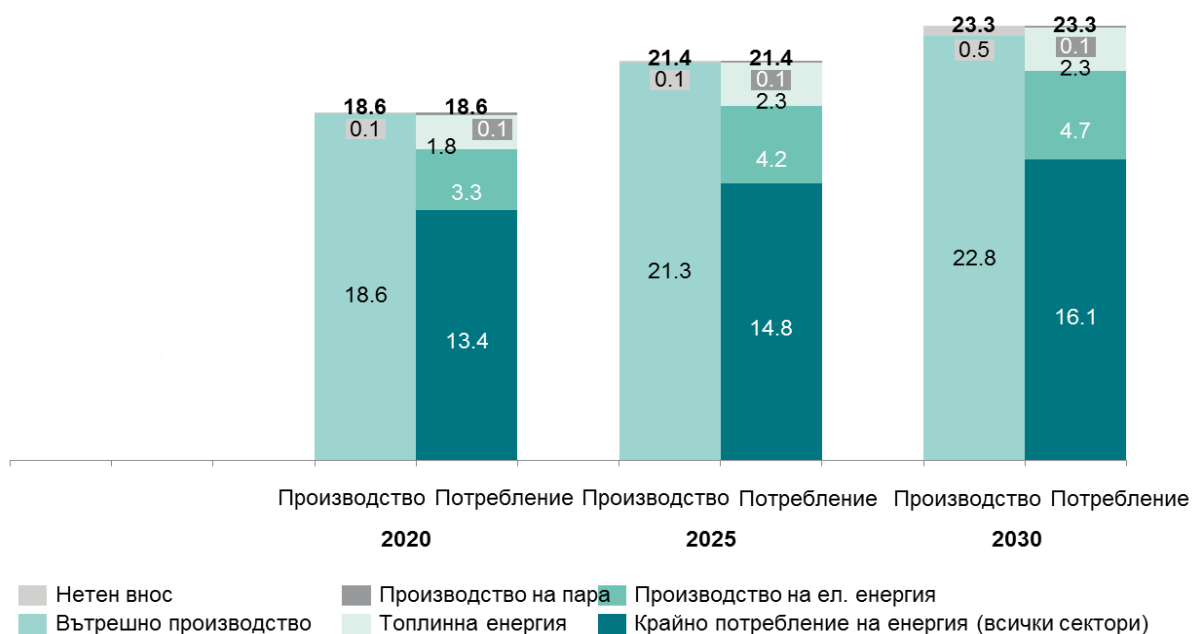
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Биогорива (ограничение до 7%)	187.6	189.0	190.3	191.7	193.0	194.4	181.5	168.2	155.0	141.7	128.4
Биогорива от ново поколение	27.7	28.0	28.2	28.5	28.7	29.0	42.0	55.0	68.1	81.1	94.1
Биогорива от ново поколение, умножени по 2 или 2*1.2	55.4	55.9	56.5	57.0	57.5	58.0	84.1	110.1	136.2	162.3	188.4
Биогаз	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Биогаз, умножен по 2 или 2*1.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Е-ВИ в пътният транспорт	1.3	1.7	2.1	2.4	2.8	3.2	5.3	7.5	9.7	11.9	14.1
Е-ВИ в сектор транспорт (за 2020 г. умножена по 5 съгласно Директива 2009/28/ЕО, за периода 2021-2030 г. умножена по 4 съгласно Директива (ЕС) 2018/2001)	6.6	7.8	9.0	10.2	11.4	12.6	21.4	30.1	38.9	47.6	56.4
Е-ВИ в железопътния транспорт	6.0	6.3	6.6	6.9	7.2	7.4	7.9	8.5	9.0	9.5	10.0
Е-ВИ в железопътния транспорт (за 2020 г. умножена по 2.5 съгласно Директива 2009/28/ЕО, за периода 2021-2030 г. умножена по 1.5 съгласно Директива (ЕС) 2018/2001)	15.0	14.2	13.5	12.7	11.9	11.2	11.9	12.7	13.4	14.2	15.0
Е-ВИ в др. сектори на транспорта	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
Водород	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7
Крайно потребление на енергия от ВИ в сектор транспорт	223.1	225.4	227.7	229.9	232.2	234.5	237.4	239.9	242.4	244.9	250.2
Крайно потребление на енергия от ВИ в сектор транспорт, изчислено за определяне на секторната цел	265.2	267.5	269.8	272.1	274.4	276.7	299.5	321.9	344.3	366.6	391.7
Крайно потребление на енергия в сектор транспорт	2 680.6	2 699.8	2 719.0	2 738.2	2 757.3	2 776.5	2 773.0	2 769.4	2 765.8	2 762.2	2 758.6
<b>ВИ-Т, %</b>	<b>9.89</b>	<b>9.91</b>	<b>9.92</b>	<b>9.94</b>	<b>9.95</b>	<b>9.97</b>	<b>10.80</b>	<b>11.62</b>	<b>12.45</b>	<b>13.27</b>	<b>14.20</b>

Източник: По данни на (B)EST model, E3-Modelling, анализ на Делойт

*iv. Прогнозни криви за потреблението на енергия от биомаса, разпределени между топлинната и електрическата енергия и транспорта, и криви за осигуряването на биомаса от различни суровини, с посочване на произхода им (като се прави разграничение между национално производство и внос). За биомасата с произход от горското стопанство – оценка на произхода ѝ, както и оценка на въздействието върху въглеродните поглътители в областта на LULUCF*

<sup>8</sup> ВИ-Т, % – дял на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия в сектор транспорт.

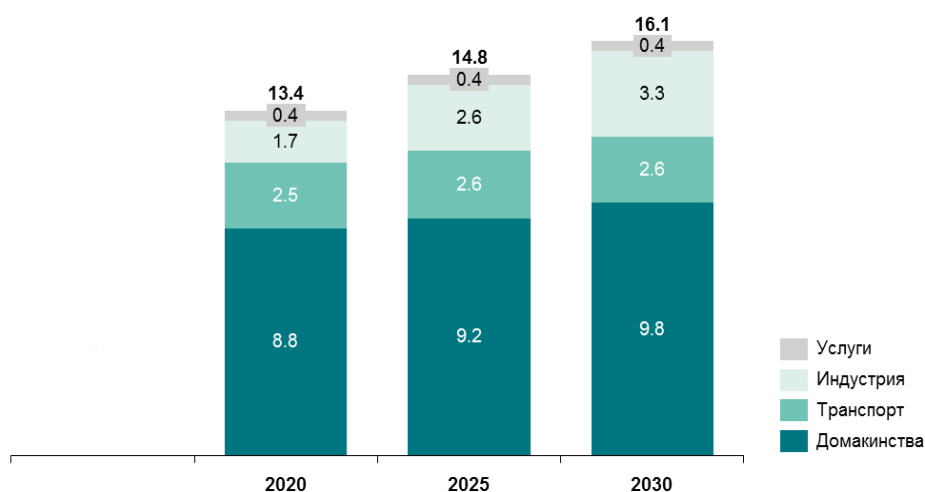
**Фигура 11:** Прогнозна крива на потреблението до 2030 г. на енергия от биомаса, разпределена по потребление и произход (GWh)



Източник: По данни на (B)EST model, E3-Modelling, анализ на Делойт

Очаква се потреблението на енергия от биомаса да се повиши както в крайното потребление на енергия, така и при производството на електрическа енергия. Допълнителното потребление на енергия от биомаса ще изисква увеличаване на количествата от биомаса в България (произведена по устойчив начин), като в периода 2020-2030 г ще нарасне с 37%

**Фигура 12:** Крайно потребление на енергия от биомаса, по сектори (GWh)



Източник: По данни на (B)EST model, E3-Modelling, Делойт



Най-голямо е увеличението при използването на енергия от биомаса в сектор индустрия, където през 2030 г. увеличението е с близо 100% спрямо 2020 г. В сектор домакинства, в който се използва най-голямо количество биомаса (дял от 66% в крайното потребление на енергия през 2020 г.) нарастването ще е по-умерено (11%). В секторите транспорт и услуги увеличението през 2030 г. спрямо 2020 г. е по-слабо, съответно 2.3% и 2.6%.

За горската биомаса, както и оценка на въздействието на източника ѝ върху погълтителите на LULUCF бяха взети под внимание Националният отчетен план за горите и определяне на референтното ниво на горите на България (НОПГ) за периода 2021-2025 г. и Националният план за действие за енергия от горска биомаса (НПДЕГБ) 2018-2027. За повече подробности относно оценката, вижте глава 5.2.

*в. Ако е приложимо, други национални криви и цели, включително дългосрочни или секторни (например дял на възобновяемата енергия в топлоснабдяването, използването на възобновяема енергия, възобновяема енергия, произведена от градовете, енергийните общности и самостоятелните потребители, енергия, добита от утайки, получени от пречистване на отпадни води)*

*Не е приложимо*

## **2.2 Измерение „Енергийна ефективност“**

*і. Елементите, посочени в член 4, буква б)*

### **Индикативен национален принос по отношение на енергийната ефективност**

През 2030 г. България планира да постигне намаляване на потреблението на първична енергия с 27.89% и намаляване с 31.67% в крайно потребление на енергия, спрямо референтния сценарий PRIMES 2007.

По отношение на абсолютното ниво на потребление на енергия за 2030 г. България си е поставила цел от 17 466 ktоe потребление на първична енергия и 10 318 ktоe крайно потребление на енергия.

**Фигура 13:** Траектория на първичното и крайното потребление на енергия, ktce



**Обща кумулативна цел за енергийни спестявания за периода 2021-2030 г., съгласно чл. 7, параграф 1, буква б) относно задълженията за енергийни спестявания съгласно Директива 2012/27/ЕС**

Съгласно член 7, параграф 1 от Директива (ЕС) 2018/2002 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 година за изменение на Директива 2012/27/ЕС (Директива (ЕС) 2018/2002), целите за спестяване на енергия, определени за всяка държава членка, които трябва да бъдат постигнати в периода от 1 януари 2021 г. до 31 декември 2030 г., са еквивалентни на минимум 0,8% годишно от средното крайно енергийно потребление за периода 2016–2018 г.

В таблицата по-долу е представено крайното енергийно потребление за периода 2016–2018 г. и изчисленото средно годишно потребление, въз основа на което са изчислени годишните енергийни спестявания и кумулативната цел до 2030 г.

**Таблица 18:** Крайно потребление на енергия за периода 2016–2018 г. и средно годишно крайно енергийно потребление за периода

	2016	2017	2018
Крайно енергийно потребление, ktce	9 731,2	9 976,0	10 003,0
Средно годишно крайно енергийно потребление за периода 2016 – 2018 г.	9 903,4		

Въз основа на средното годишно крайно потребление на енергия за периода 2016–2018 г. са изчислени енергийните спестявания, които трябва да бъдат постигнати в периода 2021–2030 г. и съответно кумулативната цел за спестяване на енергия, която трябва да бъде постигната до 31 декември 2030 г. Тези стойности са представени във следващата таблица.

**Таблица 19:** Годишни енергийни спестявания в крайното енергийно потребление, ktоe

2021	69.2										69.2
2022	69.2	69.2									138.4
2023	69.2	69.2	74.05								212.45
2024	69.2	69.2	74.05	74.05							286.5
2025	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0						378.5
2026	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0					470.5
2027	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0	92.0				562.5
2028	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0	92.0	92.0			654.5
2029	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0		746.5
2030	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	838.5
<b>ОБЩО кумулативни спестявания за периода 2021-2030 г.</b>											<b>4357.55</b>

България ще се възползва от възможността по Директива (ЕС) 2018/2002 за поетапно увеличение на целта (от 0,7% до 0,92%), като достигне определената кумулативната цел от 4 357,55 ktоe през 2030 г.

*ii. Ориентировъчните етапни цели за 2030 г., 2040 г. и 2050 г., установените на национално равнище показатели за напредъка и техният принос за постигане на целите на Съюза в областта на енергийната ефективност, включени в пътните карти, определени в дългосрочните стратегии за саниране на националния фонд от жилищни и нежилищни сгради (частни и обществени), в съответствие с член 2а от Директива 2010/31/ЕС*

Съгласно приетата на 30 май 2018 г. Директива (ЕС) 2018/844 на Европейския парламент и на Съвета изменяща Директива 2010/31/ЕС държавите членки следва да разработят дългосрочна стратегия за саниране в подкрепа на санирането на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради, както обществени, така и частни, за постигане на високо енергийно ефективен и декарбонизиран сграден фонд до 2050 г., улеснявайки разходно ефективната трансформация на съществуващите сгради в сгради с близко до нулево нетно потребление на енергия. Разпоредбите на директивата следва да бъдат транспонирани в националното законодателство до 10 март 2020 г. В тази връзка е в процес на разработване е Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г., с която да се определят:

- индикативни междинни цели за 2030 г., 2040 г. и 2050 г.;
- примерно описание на финансови средства за подпомагане на изпълнението на стратегията;

- ефективни механизми за насърчаване на инвестициите в санирането на сгради.

В следващата таблица е представена информация за индикативните междинни цели за десет годишни периоди, считано от 2021 г. до 2050 г.

**Таблица 20:** Индикативните междинни цели за обновяване на жилищния и нежилищния сграден фонд

Индикатор		2021-2030 г.	2031-2040 г.	2041-2050 г.
<b>Спестявания на енергия общо</b>	<b>GWh/y</b>	<b>2 917</b>	<b>6 502</b>	<b>7 329</b>
Жилищни сгради	GWh/y	2 477	5 694	6 294
Нежилищни сгради	GWh/y	440	808	1 035
<b>Обновена площ</b>	<b>m2</b>	<b>22 203 509</b>	<b>49 570 668</b>	<b>55 823 015</b>
Жилищни сгради	m2	19 026 656	43 735 175	48 343 297
Нежилищни сгради	m2	3 176 852	5 835 493	7 479 718
Обновена площ от съществуващия сграден фонд за обновяване в момента	%	7,9%	17,5%	19,8%
<b>Спестяване на емисии CO2</b>	<b>тон</b>	<b>1 306 435</b>	<b>2 891 610</b>	<b>3 274 453</b>
Жилищни сгради	тон	1 065 184	2 448 461	2 706 441
Нежилищни сгради	тон	241 251	443 149	568 012

Така поставените цели в сградния сектор се очаква да имат принос в изпълнението на задълженията по чл. 7 от Директива (ЕС) 2018/2002 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 година за изменение на Директива 2012/27/ЕС.

Анализът на наличната информация от реално сертифицирани сгради показва, че за постигане на количествените измерения на индикаторите, политиките за обновяване трябва да са фокусирани приоритетно към сгради с класове на енергопотребление E, F и G за всички категории сгради.

*iii. Ако е приложимо, други национални цели, включително дългосрочни цели или стратегии и секторни цели, както и национални общи цели в области като енергийната ефективност в транспортния сектор и по отношение на отоплението и охлаждането*

Постигането на целите за повишаване на енергийната ефективност е стратегически свързано с обновяването на сградния фонд, като приоритет ще се дава на енергийната ефективност в съчетание с използването на възобновяеми енергийни източници в сградния сектор.

Ще се дава приоритет на навлизането на високоефективните охладителни и отоплителни инсталации, на въвеждането на иновативните технологии, използващи геотермална, хидротермална и слънчева енергия, и на използването на отпадна топлина и студ.

Освен това ще се насърчава използването на ефективно централно отопление и централно охлаждане. Предвижда се, чрез нови топлофикационни мрежи – локални и

разширения на съществуващите, да се задоволят потребностите в сградите от обществен сектор и услугите, които не са свързани към централно отопление.

Потенциалът за енергийна ефективност на инфраструктурата на централното отопление и охлаждане се съдържа в рехабилитацията на топлопреносните мрежи и подмяната на остарелите директни абонатни топлофикационни станции с модерни високоефективни автоматизирани индиректни станции, което ще намали загубите по преноса и разпределение на топлинна енергия и ще доведе до намаляване емисиите на CO<sub>2</sub>.

При най-добрите практики, свързани с използване за районните отоплителни инсталации на предварително изолирани тръби, се постига намаляване на топлинните загуби до 3%. Подобно ниво на загубите може да бъде постигнато за системи с висока плътност на мощността. В контекста на националните условия Република България се приема, че средната плътност на мощността на районните отоплителни системи ще позволи намаляване на топлинните загуби до 10% при използване на най-добрата налична технология. Развитието на производството на електрическа енергия от високоефективна когенерация допринася за намаляване на използваните горива, повишаване ефективността на производството на електрическа енергия и опазването на околната среда.

## **2.3 Измерение „Енергийна сигурност“**

### *і. Елементите, посочени в член 4, буква в)*

Основен приоритет на ЕС в енергийния сектор е разнообразяването на енергийните източници в Европа и гарантирането на енергийната сигурност чрез солидарност и сътрудничество между държавите членки, засилване на диверсификацията на енергийните доставки на ЕС и разработването и използването на местните енергийни ресурси. Основната цел е обезпечаване сигурността на енергийните доставки, което означава гарантиране на непрекъснати и адекватни доставки на енергия от всички източници за всички потребители.

Взимайки това предвид, целите, които си поставя България по отношение на енергийната сигурност са свързани с:

- Диверсификация на доставките на енергийни ресурси;
- повишаване на гъвкавостта на националната енергийна система;
- предприемане на мерки относно ограничени или прекъснати доставки от даден енергиен източник с цел подобряване на устойчивостта на регионалните и националните енергийни системи, включително график за постигането на целите;
- повишаване на мрежовата и информационна сигурност (киберсигурност).

*ii. Национални общи цели по отношение на увеличаване на диверсификацията на енергийните източници и доставките от трети държави с цел повишаване на устойчивостта на регионалните и националните енергийни системи*

Диверсификация на източниците за доставки на природен газ чрез повишаване на междусистемната свързаност със съседни държави и доставки от:

- Каспийския регион през Южен газов коридор;
- На втечен природен газ от региона на Средиземно море и други страни чрез терминал за втечен природен газ.

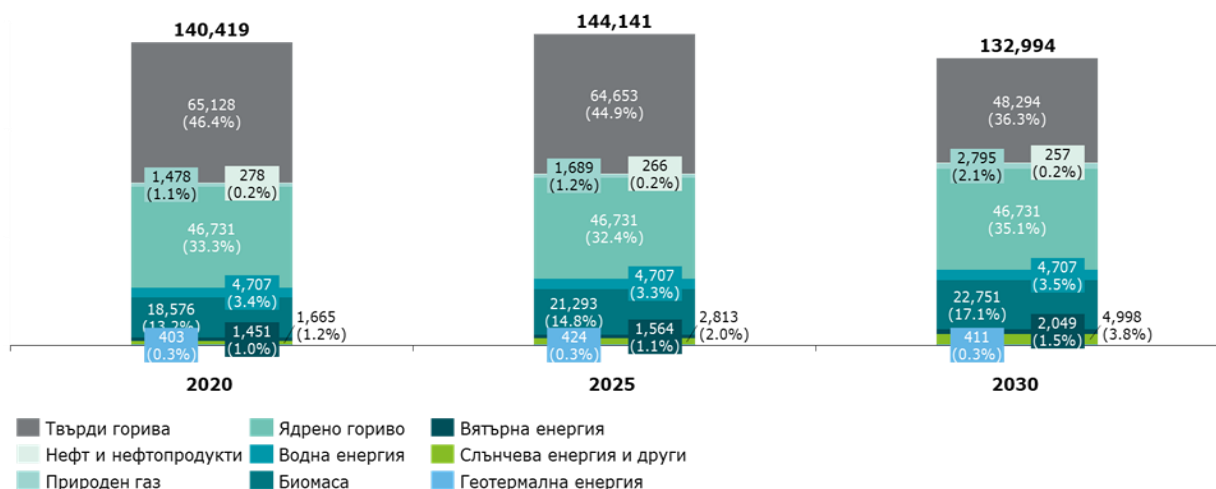
За диверсификацията би допринесло и развитието на местния добив на природен газ чрез проучвания за нови находища на нефт и природен газ, в т.ч. и в дълбоко Черно море.

Целта на диверсификацията на доставките на свежо ядрено гориво е гарантиране на непрекъснатата работа на ядрените мощности, както и на сигурността и надеждността на производството на електроенергия.

Оползотворяване потенциала от възобновяеми енергийни източници като местен ресурс, който намалява зависимостта от внос, подобрява сигурността на енергоснабдяването и облекчава задълженията по опазване на околната среда.

Предвижда се твърдите изкопаеми горива да представляват 36,3% от първичното енергийно производство през 2030 г. Ядрената енергия, която се счита за местен енергиен източник, ще играе все по-важна роля, достигайки 35,1% от производството на първична енергия до 2030 г. България, също така, има за цел да диверсифицира своите енергийни източници, за да позволи по-голямо навлизане на възобновяеми енергийни източници: биомасата се очаква да нарасне до 17,1%, слънчевата енергия - до 3,8%, а вятърната енергия - до 1,5% в хоризонта на 2030 г.

**Фигура 14:** Производство на първична енергия, съгласно сценарий WAM (GWh)



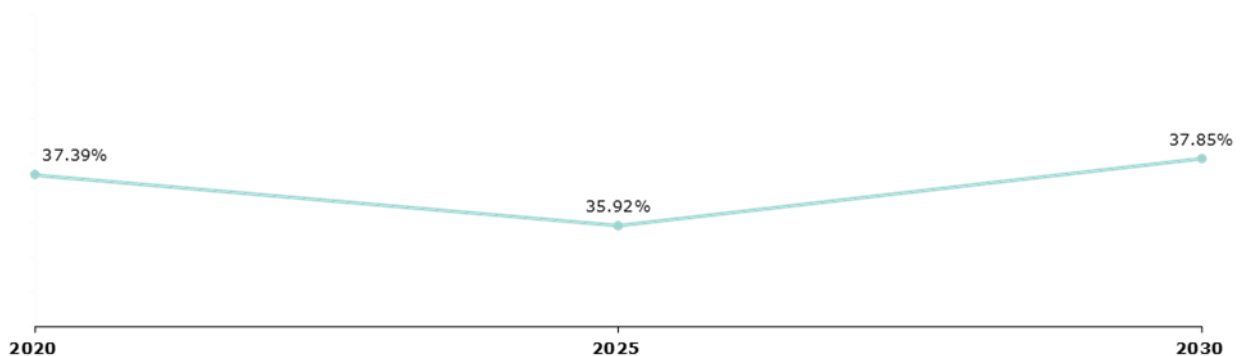
Източник: (B)EST model, E3-Modelling

iii. Когато е приложимо, национални общи цели по отношение на намаляването на зависимостта от внос на енергия от трети държави, за да се повиши устойчивостта на регионалните и националните енергийни системи

Повишаването на устойчивостта на националната енергийна система е свързано с диверсификацията на източниците и маршрутите на природен газ. В тази връзка България изпълнява редица проекти от общ интерес на ЕС.

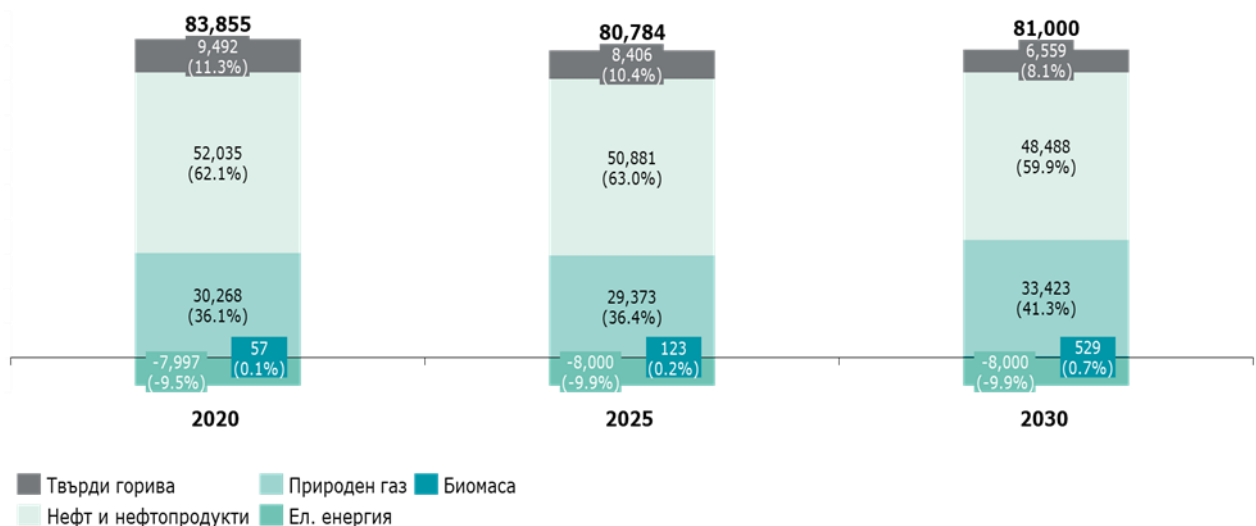
България полага усилия за запазване на ниското ниво на зависимост от внос на енергийни ресурси. Съгласно прогнозата, зависимостта от вносни енергийни ресурси през 2030 г. ще се запази близка до нивото от 2020 г.

**Фигура 15:** Зависимост от внос, съгласно сценарий WAM



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

**Фигура 16:** Нетен внос съгласно сценарий WAM (GWh)



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

*iv. Национални общи цели по отношение на увеличаването на гъвкавостта на националната енергийна система, по-специално посредством използването на собствени енергийни източници, оптимизацията на потреблението и съхранение на енергия*

Цели по отношение на увеличаване на гъвкавостта на националната енергийна система:

- Запазването на ключовата роля на местните енергийни ресурси (въглища) и използването им в съществуващите производствени мощности, в съответствие с изискванията на екологичното законодателство;
- Запазване ролята на ядрената енергия, която се счита за местен енергиен източник;
- Поддържане и развитие на преносната способност на мрежите за пренос на електрическа енергия и природен газ;
- Оптимизация на потреблението в енергийната система чрез развитие на енергийните пазари;
- Увеличаване на капацитета за съхранение на електрическа енергия и природен газ чрез развитие на съществуващите и изграждане на нови съоръжения за съхранение.

В периода от 2021 г. до 2030 г. се предвижда да бъдат въведени мерки, свързани с развитието на енергийната инфраструктура, подкрепа за интегрирането в електроенергийните мрежи на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, както и от по-широкото използване на интелигентни системи за съхранение на енергия. Реализирането на такива мерки ще доведе до по-пълното използване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, благодарение на нейното по-лесно интегриране в електроенергийната система.



## 2.4 Измерение „Вътрешен енергиен пазар“

### 2.4.1 Междусистемна електроенергийна свързаност

*i. Нивото на междусистемна електроенергийна свързаност, което е определено от държавите членки като цел за 2030 г., като се отчита целта за 2030 г. за междусистемна електроенергийна свързаност от поне 15%, със стратегия с равнището от 2021 г. нататък, определено в тясно сътрудничество със засегнатите държави членки, като се отчита целта за 2020 г. за междусистемна електроенергийна свързаност от 10% и следните показатели за спешността на действие:*

- 1) Разликата в цените на пазара на едро, превишаваща индикативен праг от 2 евро/мегават час между държавите членки, регионите или тръжните зони;
- 2) Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от върховото натоварване;
- 3) Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от инсталираното производство от възобновяеми източници.

*Всеки нов междусистемен електропровод се подлага на социално-икономически и екологичен анализ на разходите и ползите и се реализира само ако потенциалните ползи надхвърлят разходите.*

Съгласно европейското законодателство, равнището на междусистемна електроенергийна свързаност за всяка държава членка трябва да бъде поне 10% до 2020 г. и поне 15% до 2030 г., спрямо инсталираните мощности. Максималното ниво на капацитет на междусистемните електропроводи и мрежовите елементи следва да бъде предоставено, като се спазват стандартите за безопасност, за сигурна експлоатация на мрежата, включително при спазване на стандарта за сигурност при извънредни ситуации. В съответствие с европейските препоръки, България е определила цел от най-малко 15% междусистемна електроенергийна свързаност. Тази цел ще бъде постигната чрез реализиране на проекти от общ интерес и допълнителни инициативи, които са описани по-долу. След изграждането на новите електропроводи по т. 2.4.2 прогнозните данни за 2030 г. са:

- 14 600 MW - обща инсталирана производствена мощност в българската ЕЕС;
- 6 200 MW - преносен капацитет при износ (електрическа свързаност 42.5% при износ);
- 6 200 MW - преносен капацитет при внос (електрическа свързаност 42.5% при внос).

Съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 1999/2018, в стратегията за междусистемна свързаност, като допълнение към европейската цел за междусистемна свързаност, следва да се съобразят три индикатора за спешни действия в тази област. По текущи данни два от тези индикатора за спешност са на праговата стойност.

**Таблица 21:** Индикатори за спешност за преносен капацитет

Индикатор	Коментар
Разликата в цените на пазара на едро, превишаваща индикативен праг от 2 евро/мегават час между държавите членки, регионите или тръжните зони	
Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от върховото натоварване	<p>Прогноза за максимален товар на системата за 2030 г. – 8 100 MW</p> <p>Прогнозен за 2030 г. общ номинален преносен капацитет на междусистемните електропроводи – 12 320 MW, което е 152% спрямо върховия товар</p>
Номинален капацитет за пренос на междусистемните електропроводи под 30% от инсталираното производство от възобновяеми източници.	<p>Прогнозна за 2030 г. инсталирана производствена мощност от енергия от ВИ - 7 126 MW</p> <p>Общ номинален преносен капацитет на междусистемните електропроводи - 12 320 MW, което е 173% спрямо инсталирана производствена мощност от енергия от ВИ.</p>

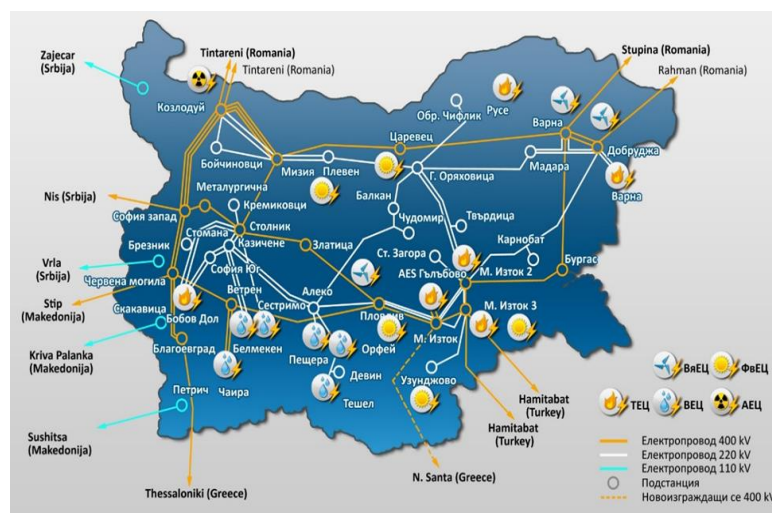
Източник: по данни на ЕСО ЕАД

Номиналният преносен капацитет на междусистемните електропроводи трябва да бъде поне 30% от върховия товар.

Прогнозните данни за 2030 г. са следните:

- 8 100 MW - максимален товар на системата;
- 12 320 MW - общ номинален преносен капацитет на междусистемните електропроводи, което е 152% спрямо върховия товар.

**Фигура 17:** Междусистемна свързаност



Източник: ЕСО ЕАД

Номиналният преносен капацитет на междусистемните електропроводи да бъде поне 30% от инсталираното производство от възобновяеми източници.

По информация на електропреносния системен оператор данните са следните:

- 7 126 MW – прогнозна инсталирана производствена мощност от ВИ за 2030 г.;
- 12 320 MW - общ номинален преносен капацитет на междусистемните електропроводи, което е 173% спрямо инсталирана производствена мощност от ВИ.

Трябва да се има предвид, че номиналната преносна способност на електропровод 400 kV с проводници 2xACO500 е 1 200 MW, а при проводници 3xACO400 е 1 280 MW (при отчитане преносната способност на всички тоководещи елементи на електропровода и среден фактор на мощността 0.93).

Българската ЕЕС работи в паралел с ЕЕС на страните от континентална Европа. Свързаността на нашата ЕЕС с обединената европейска ЕЕС се осъществява чрез четири междусистемни електропровода с Румъния, два с Турция и по един със Сърбия, Република Северна Македония и Гърция, както следва:

- ЕП 400 kV АЕЦ Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);
- ЕП 400 kV АЕЦ Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Варна (BG) – п/ст Ступина (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Добруджа (BG) – п/ст Рахман (RO);
- ЕП 400 kV ТЕЦ „Марица Изток 3“ (BG) – п/ст Хамитабат (TR);
- ЕП 400 kV ТЕЦ „Марица Изток 3“ (BG) – п/ст Хамитабат (TR).
- ЕП 400 kV п/ст София запад (BG) – п/ст Ниш (RS);
- ЕП 400 kV п/ст Червена могила (BG) – п/ст Щип (МК);
- ЕП 400 kV п/ст Благоевград (BG) – п/ст Солун (GR).

#### 2.4.2 Електропреносна и газопреносна инфраструктура

- і. Основните проекти в областта на електропреносната и газопреносната инфраструктура и, по целесъобразност, проекти за модернизирание, които са необходими за постигането на общите и конкретните цели по петте измерения на стратегията за Енергийния съюз*

Основните проекти в областта на електропреносната и газопреносната инфраструктура и проекти за модернизация са:

1. В областта на електропреносната инфраструктура

За изпълнението на приоритетите, свързани с европейската енергийна инфраструктура, Европейската комисия включи някои проекти за развитие на трансгранична инфраструктура в Четвъртия европейски списък на проекти от общ интерес (PCI), одобрен през октомври 2019 г.:

Приоритетен коридор електрическа връзка север-юг в Централна, Източна и Южна Европа ("NSI East Electricity").

- Клъстер България-Гърция и необходимото изграждане на инфраструктура на територията на България:
  - Междусистемна въздушна линия (122 км на Българска територия) подстанция „Марица Изток“ и подстанция „Неа Санта“;
  - Вътрешна въздушна линия (94 км) между подстанция „Марица Изток“ и подстанция „Пловдив“;
  - Вътрешна въздушна линия (13 км) между подстанция „Марица Изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица Изток 3“;
  - Вътрешна въздушна линия между подстанция „Марица Изток“ и подстанция „Бургас“;
  - ЕП 400 kV п/ст Бургас – п/ст Варна.

Всички изградени нови електропроводи ще имат капацитет от по 1 500 MW.

- Клъстер България-Румъния за увеличаване на капацитета („Коридор Черно море“), който включва вътрешна линия между Добруджа и Бургас:
  - изграждане на електропровод 400 kV между подстанция Добруджа и подстанция Бургас;
  - изграждане на нова единична верига в паралел на съществуващата;
  - преносен капацитет от 1 500 MW.
- Хидро-помпено акумулиращ проект в България – Яденица

Хидроенергиен комплекс Яденица е ключов за балансиране на системата. Проектът е в списъка с ПОИ.

## 2. Основни проекти в областта на газопреносната инфраструктура

През 2019 г. българският регулатор публикува Десетгодишния план за развитие на мрежата на "Булгартрансгаз" ЕАД за периода 2019-2028 г., който е основа за разработването на Регионални инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs) и Общностния плана за развитие на мрежата в ЕС, изготвен от Европейската мрежа на операторите на преносни системи (ENTSO-G).

Проектите имат за цел да гарантират сигурността на доставките на природен газ за страната чрез изграждане на междусистемни газопроводи чрез разширяване на възможностите за подземно съхранение на природен газ, както по отношение на съоръженията за добив и компресия, така и по отношение на възможността за

съхранение на по-голям обем природен газ. Друга основна цел е да се предостави на по-голям брой общини и крайни клиенти достъп до природен газ, което ще допринесе за подобряване на околната среда, качеството на живот и повишаване на енергийната ефективност. В тази връзка се предвижда разширяване на съществуващата газопреносна мрежа до нови региони на страната и изграждането на нови измервателни и регулиращи станции.

За създаването на регионален пазар на природен газ е от съществено значение изграждането и експлоатацията на нови инфраструктурни проекти, в т.ч. и проекти от общ интерес. Ключов в това отношение е междусистемният газопровод между Гърция и България, който е сред седемте енергийни приоритетни проекта на ЕС и ще бъде реализиран в синхрон с проекта TAP. Българските и гръцките регулаторни органи взеха съвместно решение за предоставяне на временно освобождаване на междусистемният газопровод от изискванията за достъп на трети страни, регулирани тарифи и отделяне съгласно Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ.

- ♦ Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB)

Газовата връзка е с обща дължина от 182 км и капацитет за транспортиране на природен газ от 3 до 5 млрд. куб. м/г. При наличие на интерес капацитетът може да бъде разширен до 10 млрд. куб. м/г. Трасето на проекта ще бъде между гр. Комотини, Република Гърция и гр. Стара Загора, Република България. Газопроводът IGB ще свърже преносните системи на DESFA и TAP в гр. Комотини, Република Гърция с преносната система на "Булгартрансгаз" ЕАД в гр. Стара Загора.

Проектът за междусистемна газова връзка Гърция – България е част от списъка с проекти от общ интерес на Европейския съюз (ПОИ), съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура. Той е и един от седемте приоритетни газови проекти в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

Предвижда се реализиране на проекта до края на 2020 г.

Преките ефекти от реализацията на проекта са: постигане на реална диверсификация на източниците на доставки на природен газ за Република България и за региона, осигуряване на възможност за доставки на природен газ от Южния газов коридор и от източници на втечен природен газ (LNG), превръщане на Република България и газопреносната ѝ система в основна част от регионална инфраструктура за газови доставки от алтернативни източници за региона на Югоизточна и Централна Европа.

Чрез този проект Република България ще има възможност да внася договорените 1 млрд. м<sup>3</sup>/г. природен газ от втората фаза на газовото находище Шах Дениз в Азербайджан. Междусистемната връзка ще способства и за осигуряване на газови доставки от терминала за втечен природен газ до Александрополис от

производители на втечен природен газ като САЩ, Катар, Алжир, Нигерия и др., а за в бъдеще от Израел, Египет и др.

- ♦ Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)

Газовата междусистемна връзка България-Сърбия (IBS) се предвижда като реверсивна връзка, която ще свързва националните газопреносни мрежи на Република България и Република Сърбия. Тя е с обща дължина 170 км от гр. Нови Искър, Република България до гр. Ниш, Р Сърбия, от които 62,2 км на българска територия. Газопроводът ще създаде възможност за пренос на природен газ в двете посоки: 1 млрд. м<sup>3</sup>/г. до 1.8 млрд. м<sup>3</sup>/г. в посока от Република България до Република Сърбия и 0.15 млрд. м<sup>3</sup>/г. в посока от Република Сърбия към Република България. Очакваният срок за реализиране на проекта е средата на 2022 г.

Междусистемната връзка България – Сърбия е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, както и проект от общ интерес за Енергийната общност. Той е и един от седемте приоритетни газови проекти в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Република Сърбия, използвайки новите входни точки с Република Турция и Република Гърция и значителния свободен капацитет на българската газопреносна мрежа. Същевременно, в кризисни ситуации ще се използва за доставка на природен газ от Република Сърбия.

- ♦ Проект за LNG терминал до Александруполис

Терминалът е с проектен годишен капацитет 6,1 млрд. м<sup>3</sup> и капацитет за съхранение 170 хил. м<sup>3</sup>. Той е съвременен технологичен проект, който включва офшорно плаващо устройство за приемане, съхранение и регазифизиране на втечен природен газ и система от подводни и наземни газопроводи за пренос на газ, чрез които природният газ се доставя в гръцката национална система за природен газ и нататък до крайните потребители. LNG терминалът се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на гръцкия национален газов оператор DESFA S.A.

Проектът е класиран от ЕК като проект от общ интерес, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, включително в третия и в четвъртия списък на ЕК. Българската страна последователно подкрепя включването на проекта в списъка на проекти от общ интерес.

Очаква се търговските операции на терминала за втечен газ да започнат през 2022 г.

Проектният годишен капацитет и капацитет за съхранение на природен газ на терминала ще дадат възможност да се балансират нуждите не само на местния пазар, но и на пазарите на Република България, Румъния, Република Северна Македония,

Република Сърбия и Унгария. Българската страна разглежда проекта за терминал на Александруполис като допълващ газовата връзка с Република Гърция и Транс-адриатическия газопровод (TAP), а като източници за захранване се посочват производители и доставчици на втечен газ от САЩ, Катар, Алжир и др., а за в бъдеще от Израел, Египет и др.

„Булгартрансгаз“ ЕАД ще се включи, като акционер с 20% дял в изграждането на терминала, а „Булгаргаз“ ЕАД ще участва в правно-обвързващата фаза за резервиране на капацитет. Българското участие в проекта за изграждане на терминал за втечен природен газ край Александруполис е от ключово значение както за страната, така и за региона на Югоизточна Европа. Синергията на LNG терминала с междусистемната връзка Гърция - България ще съдейства за сигурността и диверсификацията на енергийните доставки.

- ♦ Газоразпределителен център „Балкан“

Концепцията, разработена със съдействието на Европейската комисия, предвижда изграждане на газоразпределителен център на територията на България, включително необходимата газопреносна инфраструктура, и борса за търговия с природен газ. Газоразпределителният център ще свърже пазарите на природен газ на държавите членки в региона – Република България, Република Гърция, Румъния, Унгария, Република Хърватия, Република Словения и през тях на държавите членки от Централна и Западна Европа и страните от Енергийната общност – Република Сърбия, Република Северна Македония, Босна и Херцеговина. Концепцията за изграждане на газоразпределителен център за Югоизточна Европа на наша територия е основана на идеята в определени реални физически точки да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо транспортиране, като в същото време на тази точка се организира и място за търговия с природен газ.

Проектът е от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура (като група от проекти, която да позволи инфраструктурно изграждане и развитие на газоразпределителния център “Балкан”).

В контекста на европейските цели за създаване на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, изграждането на регионален газоразпределителен център „Балкан“ е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в Европа. Газоразпределителен център „Балкан“ би могъл да разчита на: руски природен газ през новоизградения морски газопровод, при съблюдаване на европейските изисквания на Трети либерализационен енергиен пакет, и по действащото към момента трасе; природен газ, добиван в шелфа на Черно море, в българския и румънския участъци; природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) и LNG от терминалите в Република Гърция и Република Турция.

От 9 декември 2019 г. в България работи борса за търговия с природен газ. Оператор на борсовия сегмент е "Газов хъб Балкан" ЕАД, дъщерно дружество на "Булгартрансгаз" ЕАД.

- ♦ Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“

Проектът е за разширение капацитета на подземното газово находище (ПГХ) "Чирен", като включва поетапно увеличаване на капацитета на единственото на територията на България газохранилище, с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Проектът предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м<sup>3</sup> и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8–10 млн. м<sup>3</sup>/ден. Проектът за разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура.

Срокът за въвеждане в експлоатация се очаква да бъде през 2025 г.

ПГХ „Чирен“ е ключов инструмент за функционирането на газовия пазар в Р България, чрез който се компенсира сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната, като осигурява необходимата гъвкавост, породена от разликите между доставките и потреблението и осигурява аварийен резерв.

Проектът е изключително важен за гарантиране сигурността на газовите доставки. В средносрочен времеви хоризонт ПГХ „Чирен“ се очертава и като търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията на регионалния газов пазар, както и за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, със съществен принос за управлението на претоварванията и сезонната оптимизация на използване на газопреносните системи.

- ♦ Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система

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

Проектът за рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура. Той е и един от седемте приоритетни газови проекти в рамките на



инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

Срокът за въвеждане в експлоатация на последната фаза се очаква да бъде през 2022 г.

Българската газопреносна система ще осигурява пренос на азербайджански природен газ и газ от LNG източници през IGB към IBR и IBS, т.е. към Румъния и Република Сърбия, и след тях към Унгария и Централна Европа.

*ii. Ако е приложимо, главни разглеждани инфраструктурни проекти, различни от проектите от общ интерес (ПОИ)*

- Изграждане на нов двоен междусистемен електропровод 400 kV между Република България и Република Сърбия" (85 км) с капацитет 1 500 MW

Проектът е включен като нова инвестиция в последния десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа в Европа на ENTSO-E от 2016 г. Оценката за необходимостта от изграждане на втората междусистемна връзка между България и Сърбия е направена в рамките на пазарните изследвания, изпълнени от регионалната група към ENTSO-E. Проектът ще повиши междусистемния капацитет на българо-сръбската граница и ще ускори търговските потоци между западните граници на Румъния и България с региона на Западните Балкани.

- Изграждане на нов междусистемен електропровод 400 kV между България и Турция;
- Изграждане на нови вътрешни електропроводи 400 kV между ВС Ветрен и п/ст Благоевград и между п/ст Царевец и п/ст Пловдив;
- Модернизация и разширение на елементи от вътрешната електропреносна мрежа и на системите за управление за повишаване на ефективността, гъвкавостта, сигурността на снабдяването;
- Присъединяване на нови ниско и беземисионни електроенергийни източници.

### 2.4.3 Интеграция на пазара

- i. Национални общи цели, свързани с други аспекти на вътрешния енергиен пазар, като например повишаване на гъвкавостта на системата, по-специално чрез насърчаване на цени на електроенергията, които се определят от конкуренцията съгласно съответното секторно законодателство, интегрирането и обединяването на пазари, с цел увеличаване на търгуемия капацитет на съществуващите междусистемни електропроводи, интелигентни мрежи, групиране, оптимизация на потреблението, съхранение, разпределено производство на електроенергия, механизми за разпределение, преразпределение или съкращаване и ценови сигнали в реално време, включително график за постигане на целите*

#### **Либерализация на пазара на електрическа енергия**

В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. В резултат на законови промени от началото на 2018 г., цялото количество произведена електрическа енергия предназначено за свободния пазар се търгува единствено на търговските платформи на БНЕБ.

#### **Въвеждане на пазар в рамките на деня**

Очаква се производителите на електрическа енергия от ВИ в голяма степен да се възползват от възможностите, които предлага пазара „в рамките на деня“, за да намалят разходите си за балансиране. През 2018 г. стартира пазар „в рамките на деня“, който е свързващото звено между дългосрочното договаряне, пазарът за краткосрочни сделки „ден напред“ и пазарът в реално време – балансиращият пазар. С въвеждането му е изградена цялостната структура на пазара в България - такава, каквато съществува на повечето Европейски пазари, позволяваща на участниците да променят договорните си позиции, съгласно прогнозата за производство или консумация, максимално близо до реалния час на търговия.

#### **Участие в интеграционните процеси**

ЕСО ЕАД, заедно с всички оператори на преносни мрежи в Европа, в съответствие с изискванията на Регламент ЕС 2015/1222, подписа през м. май 2018 г. Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между ОПС и НОПЕ (IDOA) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (TCID), като по този начин стартира участието му, заедно с БНЕБ в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проект XBID за времеви хоризонт в рамките на деня.

България е част от регионалния проект LIP 15 и от ноември 2019 г. страната има оперативен, обединен пазар „В рамките на деня“ през границата между България и Румъния. С тази стъпка, българо-румънската граница ще бъде първата граница, на

която преносната способност ще се разпределя по имплицитен начин, за времеви хоризонт „в рамките на деня“, в рамките на обединен европейски регион.

За времеви хоризонт „ден напред“ се подготвя стартиране на проект за пазарно обединение на българо-гръцка граница. ЕСО, БНЕБ и гръцките оператори (ИПТО, НЕНЕх) отправиха писмо до регулаторите на двете държави за одобрение и включване на българо-гръцката граница към регионален проект Обединение на италианските граници (IBWT-Italian Border Working Table).

### **Модел на балансиране и балансиране на ВИ**

Моделът на балансиране в България е прозрачен, предвижда еднакви условия за балансиране, независимо от технологията на производство, големината на обектите и дали се снабдяват по регулирани или свободно-договорени цени.

Общата инсталирана мощност от ВИ е относително висока спрямо разполагаемите мощности в страната, а наличието и на две големи единични мощности в АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, всяка от 1 000 MW, в сравнително малка ЕЕС, са причина за поддържане на мощности в студен резерв, както и разполагаемост за предоставяне на допълнителни услуги (първично и вторично регулиране). Включването на потребителите в предоставянето на бавен третичен резерв, чрез намаляване на потреблението при дефицит на мощности в ЕЕС е реализирано чрез разработването на правила и проведения първи търг през октомври 2018 г. Това увеличава източниците на балансиране и потенциала от диспечерируеми мощности, на разположение на оператора, съответно намалява разходите за балансиране.

### **Агрегатори на обекти за участие на балансиращия пазар**

ЕСО стартира проект по програмата за структурни реформи на ЕС, за подпомагане на дейността по разработване на изискванията за регистрация на агрегатори, техническа свързаност със системите на ЕСО ЕАД и операторите на разпределителни електрически мрежи, комуникация между мрежовите оператори, определяне на предоставената регулираща енергия и разплащания.

След въвеждането през 2016 г. на Стандартизирани товари профили, битовите и небитовите клиенти на ниско напрежение могат да сменят своя доставчик на електрическа енергия и да сключват сделки по свободно договорени цени. Въпреки това, към момента сегментът от пазара за търговия по регулирани цени е значителен, с дял около 40% от нетното производство на електрическа енергия. В тази връзка, през 2020 г. се предвижда да започне поетапно премахване на регулираните цени за битовите потребители и малките промишлени потребители. Процесът на либерализация ще отнеме от три до пет години. Дерогацията съгласно член 5, параграф 6 от Директива (ЕС) 2019/944 относно вътрешния пазар на електроенергията е временна мярка до пълна либерализация на пазара на дребно на електрическа енергия.

Поетапното премахване на регулираните цени за всички крайни потребители и на цените за производители ще доведе до увеличаване на конкуренцията между

доставчиците на електрическа енергия. Пълната либерализация на пазара на електрическа енергия ще създаде условия за повишаване гъвкавостта на системата, чрез осигуряване условия за постигане на конкурентни цени и ще увеличи ликвидността на борсовия пазар на електрическа енергия.

Пълната либерализация на пазара на електрическа енергия е предпоставка за постигане на целта за пълна интеграция на пазара на електрическа енергия към общия европейски енергиен пазар.

### **Интеграция и обединение на електроенергийните пазари**

За постигане на целите за междусистемна свързаност България е предприела конкретни мерки за повишаване интеграцията на електроенергийния пазар на регионално ниво. Страната планира да увеличи свързаността с Румъния, Гърция и Република Северна Македония, като проектите са в различна степен на реализация. Реализацията на някои от тези проекти зависи от развитието на електроенергийните пазари в гореспоменатите държави.

**Таблица 22:** Обединение на пазара на електрическа енергия

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

Проект	Състояние
Тристранно пазарно обединение между България – Сърбия - Хърватия	Стартиране и участие в проект за тристранно обединение на пазарите „Ден напред“ на пазарните зони на Република България, Република Сърбия и Република Хърватска

Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия определя минималния наличен капацитет за трансгранична търговия на 70% от капацитета за пренос на електрическа енергия, като се спазват ограниченията за експлоатационна безопасност след отчитане на непредвидени ситуации, считано от 2026 г. Освен това, член 15 от Регламента предвижда изискването за разработване на конкретен план за действие за справяне с прага от 70%.

В този контекст българският електропреносен оператор кандидатства за дерогация съгласно член 16, параграф 9 от Регламент (ЕС) 2019/943. Предоставянето на дерогация подлежи на одобрение след проведени регионални консултации с регулаторите органи на съседните страни. Периодът на дерогация е максимум 1 година.

### **Либерализация на пазара на природен газ**

Либерализацията на пазара на природен газ заема важно място в европейската енергийна политика и е свързана със стратегическите цели за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците и маршрутите на доставка на природен газ, както и изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар. Чрез разширяване на междусистемната газова свързаност, диверсификация на източниците за доставка на природен газ и създаването на газоразпределителен център ще се създадат реални условия за функциониране на ликвидна борса за търговия с природен газ.

За реализиране на концепцията за газоразпределителен център "Балкан", от 1 декември 2019 г. в България функционира борса за търговия с природен газ, която ще създаде конкурентна среда за търговците и потребителите на природен газ. Считано от 2 януари 2020 г. на платформата за търговия стартира многостранна търговия на организирания борсов пазар, в т.ч. краткосрочен сегмент (spot), дългосрочен сегмент и брокерска услуга.

Съгласно илюстрираното в раздел 2.4.2, планът за развитие, публикуван от „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 - 2028 г., има за цел да разшири и подобри газопреносната инфраструктура, да доразвие точките за взаимосвързаност и да увеличи капацитета за съхранение.

Реализацията им предоставя възможност за осъществяване на регионален газоразпределителен център „Балкан“. Това ще насърчи създаването на конкурентен пазар на природен газ, което ще предостави възможност за по-голям избор за

участниците на пазара. Това би осигурило ценови стимули, които създават условия за ликвиден пазар на природен газ.

*ii. Когато е приложимо, национални общи цели, свързани с недискриминационното участие на енергията от възобновяеми източници, оптимизация на потреблението и съхранение, включително чрез групиране, във всички енергийни пазари, включително график за постигане на целите*

Съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 и Директива (ЕС) 2019/944 относно вътрешния пазар на електрическа енергия и с оглед на бъдещата пълна либерализация на електроенергийния пазар, България ще полага усилия за насърчаване на участието на крайните клиенти в оптимизация на потреблението чрез агрегиране, както и за разрешаване на участието на крайните клиенти, включително и на тези, които предлагат оптимизация на потреблението чрез агрегиране на всички пазари на електрическа енергия наред с производителите.

*iii. Когато е приложимо, национални общи цели с оглед да се гарантира, че потребителите участват в енергийната система и ползват собственото генериране на енергия и новите технологии, включително интелигентните измервателни уреди*

България си поставя за цел прогресивно премахване на регулаторните и търговските пречки пред това потребителите да използват, съхраняват и продават на пазара произведената от тях електрическа енергия и да участват на пазара, като предоставят гъвкавост на системата, чрез съхранение на енергия и оптимизация на потреблението.

С цел насърчаване на потребителите на енергия да участват по-активно и ефективно на пазара, ще бъдат предприети допълнителни действия (по-подробно развити в раздел 3.4). Тези мерки включват:

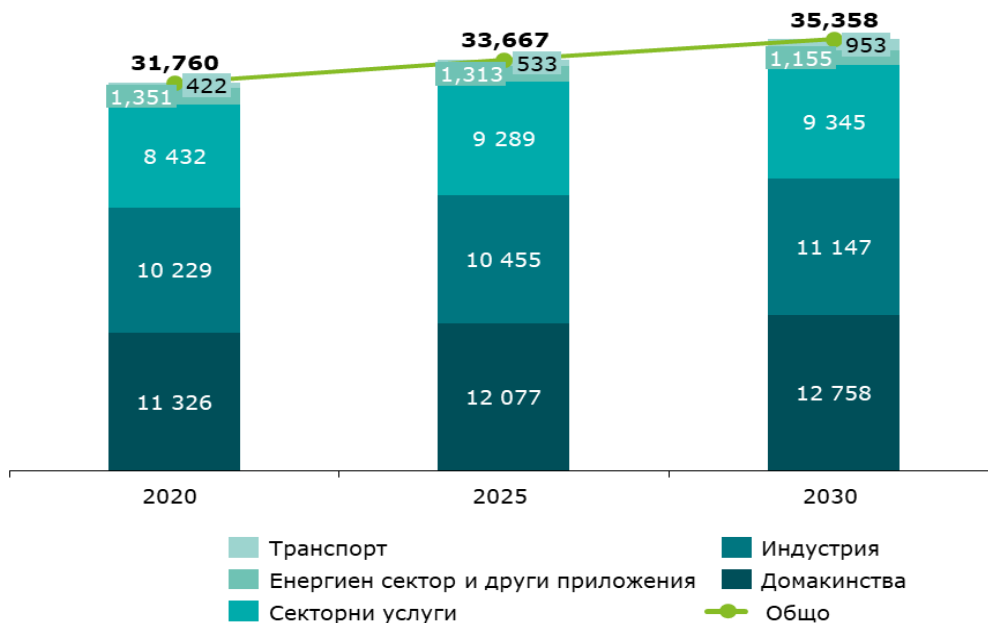
- Популяризиране на местните енергийни общности по смисъла на Директива (ЕС) 2019/944 и регламентирането на правила за основаването и функционирането им;
- Създаване на опции като договори с динамични цени на електроенергията и агрегиране, разработване на платформи за повишаване на прозрачността на информацията, особено в полза на домакинствата и микро предприятията;
- Развитие на регулаторната рамка за насърчаване на потребителите.

Тези мерки са предназначени да допълнят процеса на либерализация, описан в раздел 2.4.3.i.

Постигането на тези цели е важно с оглед на прогнозите, съгласно които през периода 2020-2030 г., вътрешното потребление на електрическа енергия ще се увеличи с 11% и ще достигне 35 358 GWh. Ръстът в жилищния сектор ще бъде най-значим, като жилищният и индустриалният сектор ще продължат да представляват две трети от

общото потребление. Потреблението в транспорта ще се удвои до около 953 GWh през 2030 г.

**Фигура 18:** Ръст на вътрешното потребление на електрическа енергия (GWh)



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

*iv. Национални общи цели, свързани с осигуряване на адекватност на електроенергийната система, както и с повишаване на гъвкавостта на енергийната система във връзка с производството на енергия от възобновяеми източници, включително график за постигането на целите*

Пълната либерализация на пазара на електрическа енергия ще създаде условия за повишаване гъвкавостта на системата, чрез осигуряване условия за постигане на конкурентни цени и ще увеличи ликвидността на борсовия пазар на електрическа енергия.

Повишаването на гъвкавостта на системата ще се осигури чрез развитие на балансиращите мощности, капацитета за съхранение на енергия и способностите за нейното управление.

С цел облекчаване на вътрешните претоварвания и увеличаване на междусистемния капацитет се предвижда надграждане на преносните способности на мрежите.

*v. Когато е приложимо, национални общи цели за защита на потребителите на енергия и подобряване на конкурентоспособността на сектора на пазара на енергия на дребно*

В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. Поетапното премахване на регулираните цени за крайните потребители ще доведе до увеличаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия, но в също време това може да изложи потребителите на по-голямо ценово непостоянство. В тази връзка, целта, която си поставя България е осигуряване на адекватна защита за уязвимите битови потребители на електрическа енергия.

#### 2.4.4 Енергийна бедност

*i. Когато е приложимо, национални цели във връзка с енергийната бедност, включително график за постигането на целите*

В ход е разработването на дефиниция за уязвими потребители и критерий за идентификация, както и мерки за тяхната защита.

Към настоящия момент, в България се прилага мярка за подпомагане на лица, отговарящи на критериите за доходна и имуществена бедност, като през отоплителния период на тези лица се предоставят целеви помощи за отопление от системата за социално подпомагане.

Пазарът на електрическа енергия в България е частично либерализиран, като регулираният дял е 40%. Пазарът на дребно на електрическа енергия в България е частично либерализиран. В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. От 2007 г., всички крайни клиенти, в това число и битовите потребители имат право да купуват електрическа енергия по договорени цени, като свободно избират своя доставчик на електрическа енергия. Въпреки това, за определена категория крайни клиенти, в това число и битовите, е осигурена възможност те да купуват електрическа енергия по регулирани от Комисията за енергийно и водно регулиране цени, от краен снабдител за съответната територия.

Поетапното премахване на регулираните цени за крайните потребители ще доведе до увеличаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия, но в също време това излага потребителите на по-голямо ценово непостоянство. За да се гарантира защитата на енергийно уязвимите клиенти, държавата ще въведе мерки за подпомагане, позволяващи преминаването на процеса на либерализация на пазара без социални смущения (вж. Също раздел 3.4.4.).

В тази връзка, целите които си поставя България е, чрез системата за социално подпомагане:



- да осигурява адекватна защита за енергийно бедните лица с предоставяне на целеви помощи за отопление;
- прилагане на механизъм за защита на уязвимите клиенти при стартиране на процеса към пълна либерализация на цените на електрическата енергия за крайните клиенти, в това число и битовите;
- обновяване на сградния фонд. При обновяването на многофамилни жилищни сгради до класове „B” се понижават средните месечни разходи, необходими за адекватно отопление на жилищата. Това може да доведе до изваждането на домакинствата, определени като рискови по доходи от групата на застрашените от енергийна бедност;
- повишаване на енергийната ефективност чрез въвеждането към националната цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС, на изискването за приоритетно изпълнение на мерки за повишаване на енергийната ефективност при уязвими клиенти, включително домакинства, засегнати от енергийна бедност, и когато е целесъобразно, в сгради за социално жилищно настаняване.

## **2.5 Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“**

- i. Национални общи цели и конкретни цели за финансиране за публични и, при наличност, частни научни изследвания и иновации във връзка с Енергийния съюз, включително, ако е подходящо, график за постигане на целите*

Необходимостта от внедряване на нови енергийни технологии е безспорна. Стремешт ни е този процес да се ускори, с цел реализиране на по-бърз преход към чисти и високоефективни енергийни технологии. Това е и един от механизмите за постигане на сигурна, устойчива, екологосъобразна и високоефективна енергетика. Внедряването на нови технологии ще допринесе за намаляване на технологичните загуби по мрежите, разширяване на енергийния пазар, ще способства за решаване на предизвикателствата с декарбонизацията, намаление на разходите за енергия на потребителите, намаляване на вредните емисии, в резултат на което ще се повиши и качеството на живот на хората.

В тази връзка, целите, които си поставя българската държава в областта на научните изследвания, иновации и конкурентоспособност са:

- постигане целите по пакета „Чиста енергия за всички европейци” на ЕС до 2030 г., както и за развитие на нисковъглеродна икономика в дългосрочен план;
- постигане целите на Енергийния съюз, свързани с повишаване сигурността на енергийните доставки и подобряване на енергийната и ресурсната ефективност в транспорта;

- насърчаване създаването на иновации, тяхната пазарна реализация и технологичното обновление на предприятията;
- подкрепа на местната индустрия за въвеждане на ниско-въглеродни технологии, на обществено-административния и битовия сектор за използване на нови високо ефективни енергоспестяващи технологии;
- подобряване качеството на атмосферния въздух;
- внедряване на нови енергоспестяващи технологии, които да подобрят качеството на живот и да подобрят условията за работа на българските граждани;
- внедряване на нови топлоизолационни материали за остъквени повърхности;
- изграждане на интелигентни електрически мрежи (Smart grid) за автоматизиран контрол на системите за електрическата енергия, както от страна на доставчика така и от страна на потребителя, с цел осигуряване на най-качественото електрозахранване на потребителите и оползотворяване в максимална степен енергията от възобновяеми източници. Крайната цел е модернизиране и автоматизиране на съществуващите електрически мрежи;
- изграждане на съоръжения за съхранение на енергия;
- подкрепа на научните изследвания и иновациите в областта на ядрената енергетика, изследвания в насока устойчивото и безопасно управление на радиоактивни отпадъци;
- повишаване на конкурентоспособността и пазарните позиции на българската индустрия, както и насърчаване развитието на иновативни производства с висока добавена стойност;
- запазване конкурентоспособността на базовите енергоемки индустрии и ограничаване на рисковете от "изтичане на въглерод";
- развитие на електрическите автомобили и водородните технологии.

*ii. Когато са налице, национални цели за 2050 г., свързани с насърчаването на технологиите за чиста енергия и, ако е подходящо, национални общи цели, включително дългосрочни конкретни цели (2050 г.) за въвеждането на нисковъглеродни технологии, в това число цели за декарбонизация на сектора на енергетиката и на енергийно и въглеродно интензивните промишлени отрасли, и, ако е приложимо, цели за съответната инфраструктура за транспортиране и съхранение на CO<sub>2</sub>*

*Не са налице национални цели в тази област*

*iii. Когато е приложимо, национални общи цели по отношение на конкурентоспособността*

*Не е приложимо*

## **3. ПОЛИТИКИ И МЕРКИ**

### **3.1 Измерение „Декарбонизация“**

#### **3.1.1 Емисии и поглъщане на парникови газове**

*i. Политики и мерки за изпълнение на целите съгласно Регламент (ЕС) 2018/842, посочени в точка 2.1.1 и политики и мерки за съобразяване с Регламент (ЕС) 2018/841, с които се обхващат всички основни източници и сектори за засилване на поглъщанията, с идея за дългосрочната визия и цел за икономика с ниски нива на емисии и постигане на баланс между емисии и поглъщания в съответствие с Парижкото споразумение*

Съществуват ограничен брой мерки, специфични за декарбонизацията, предвидени в сценария на НПЕК. Основен принос за декарбонизацията са мерките, съществуващи и планирани в енергийния сектор, тъй като този сектор представлява основният източник на ПГ. Съществуващите мерки за декарбонизация ще бъдат удължени за периода до 2030 г. в допълнение към мерките, предвидени за трансформация на ВЕИ сектора и другите измерения на Енергийния съюз - ЕЕ, вътрешния пазар и енергийната сигурност, описани по-подробно в съответните раздели на НПЕК. Освен това съществуващите стратегически документи в България за периода след 2021 г. включват и мерки, които в допълнение към основната си цел биха могли да окажат положително влияние върху целите за намаляване на емисиите на ПГ като Интегрираната транспортната стратегия на България до 2030 г. и Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 година. Предвижда се и допълнителна информация за планираните политики и мерки в транспортния сектор. По-долу са изброени съответните секторно специфични предложения за мерките и политиките.

#### **Сектор Транспорт**

Основните цели на политиката за намаляване на емисиите на парникови газове в сектор Транспорт са:

- Насърчаване на производството на електрически и други екологични превозни средства;

- Насърчаване на потреблението/търсенето на нови екологични превозни средства;
- Ускорено разгръщане на инфраструктурата за зареждане на електрически и хибридни автомобили;
- Насърчаване на научноизследователски и развойни дейности, свързани с екологични превозни средства и системи за таксуване;
- Организиране на кампании за повишаване на осведомеността, изграждане на капацитет на заинтересованите страни по отношение на развитието на устойчивата мобилност.

Интегрирана транспортна стратегия в периода до 2030 г.

Стратегията очертава основните насоки за развитие на националната транспортна система в периода до 2030 г.

В документа са определени 3 стратегически цели, които обхващат 9 стратегически приоритети, всеки от които съдържа рамка от конкретни цели (задачи). На тази база са набелязани мерки, които са най-подходящи за постигане на съответните цели.

Стратегическите цели на транспортната политика до 2030 г. са:

- Повишаване на ефективността и конкурентоспособността на транспортния сектор;
- Подобряване на транспортната свързаност и достъпност (вътрешна и външна);
- Ограничаване на отрицателните ефекти от развитие на транспортния сектор.
- Стратегическите приоритети в развитието на транспорта са:
- Ефективно поддържане, модернизация и развитие на транспортната инфраструктура;
- Подобряване на управлението на транспортната система;
- Развитие на интермодален транспорт;
- Подобряване на условията за прилагане на принципите на либерализация на транспортния пазар;
- Намаляване на потреблението на горива и повишаване на енергийната ефективност на транспорта;
- Подобряване на свързаността на българската транспортна система с единното европейско транспортно пространство;
- Осигуряване на качествен и достъпен транспорт във всички райони на страната;
- Ограничаване на негативното въздействие на транспорта върху околната среда и здравето на хората;
- Повишаване на сигурността и безопасността на транспортната система.

В обхвата на стратегическия документ е подготвен и Национален транспортен модел, който е разработен за пътническия и товарния транспорт и е приложим за отделните видове транспорт в рамките на страната, международния и транзитния транспорт.

Насърчаване на устойчивата градска мобилност

Мерките в транспортния сектор с непосредствено действие са, както следва:

- Рехабилитация и модернизация на съществуващата пътна инфраструктура за осигуряване на оптимална скорост и оптимални режими на управление на автомобилните двигатели;
- Въвеждане на интелигентни транспортни системи по националната и градската пътна мрежа;
- Увеличаване дела на общественя електрически транспорт - железопътен, тролейбусен, трамваен, метро;
- Разработване и изграждане на интермодални терминали за комбиниран транспорт.
- Увеличаване на дела на биогоривата.

Интелигентните транспортни системи (ИТС) обхващат широка гама от технически решения, предназначени да подобрят транспорта, като подобрят мобилността и повишат безопасността на движението по пътищата. Телематиката (комбинация от телекомуникации и информатика) използва усъвършенствани технологии, за да отговори на нуждите на транспорта. Интелигентните транспортни системи и телематичните решения спомагат за подобряване на безопасността по пътищата, насърчават ефективността на използваната съществуваща инфраструктура и допринасят за намаляване на замърсяването на околната среда чрез контролиране на трафика и управление на обема на трафика.

Интелигентните транспортни системи в градските условия могат да включват интегрирано управление на таксите за обществен транспорт, засилено управление на взаимоотношенията с клиентите, прогнози за трафика, подобро управление на трафика, информация за пътниците и събиране на пътни такси. Тези системи прилагат съвременни технологии за събиране на повече и по-добри данни, за извършване на точен анализ на тези данни и за свързването им чрез по-ефективни мрежи. Резултатът: по-ефективен, по-ефективен и по-добре насочен към гражданите в движение. Източник на финансиране са европейските фондове с държавно и общинско съфинансиране и в някои случаи схемата за зелена инвестиция и частните инвестиции.

Пътни такси

През 2019 г. Агенция „Пътна инфраструктура“ въвежда електронна система за събиране на пътни такси от пътните превозни средства.

От 1 януари 2019 г. пътните превозни средства до 3.5 тона ще трябва да закупуват електронна винетка за ползване на пътната инфраструктура – таксуване по време.

Нови политики и мерки, както и продължение на съществуващите политики и мерки в сектор Транспорт са:

- Модернизиране на автомобилния парк чрез разрешаване на вноса в България само на автомобили от Евро IV и по-високи евро, в съответствие с Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 г.;
- Зона с ниски емисии (LEZ) в големите агломерации за ограничаване на търсенето на шофьори на пътни превозни средства от тип „Евро“ и „Евро I“ (дизелови пътнически автомобили) за достъп до градски центрове в съответствие с Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030;
- Насърчаване на използването на хибридни и електрически превозни средства, в съответствие с Третия национален план за действие по изменението на климата (мярката трябва да бъде продължена до 2030 г.) и в съответствие със стратегическите планове, предоставени от Министерството на транспорта;
- Фискална политика за стимулиране на икономиката и ограничаване на потреблението на конвенционални горива в съответствие с Третия национален план за действие за изменение на климата 2013-2020 г. (мярката трябва да бъде продължена до 2030 г.);
- Намаляване на товари, предназначени за превоз с моторни превозни средства на разстояние повече от 300 км, като го пренасочите към по-екологосъобразни видове транспорт, например железопътния транспорт, в съответствие с Третия национален план за действие по изменението на климата 2013-2020 г. (мярката трябва да бъде продължена до 2030 г.) и в съответствие със стратегическите планове, предоставени от Министерството на транспорта;
- Улесняване на информирания избор на транспортно превозно средство за увеличаване на броя на закупените превозни средства с по-ниско ниво на вредни емисии (съответстващо на Евро IV, V или VI).

### **Сектор Индустрия**

Мерките в индустриалния сектор са насочени към:

- По-висока енергийна ефективност в промишлеността и намаляване на топлинните загуби;
- Увеличаване използването на природен газ в промишлеността чрез нова газова инфраструктура
- Използване на алтернативни горива;

- Създаване на технологичен парк - въвеждане на стимули за насърчаване на частния сектор да инвестира в научноизследователска и развойна дейност и иновации на широко използвани производствени методи, насочени към оптимална ефективност на ресурсите;
- Насърчаване на обмена на добри практики между предприятията по отношение на ефективното използване на суровините в производството;
- Системи за мониторинг за използване на енергия в промишлеността
- Одити за енергийна ефективност и изпълнение на предписаните мерки

Освен Европейската схема за търговия с емисии, така и европейското законодателство относно промишлените емисии (комплексно предотвратяване и контрол на замърсяването), намаляване на флуорираните парникови газове и контролиране на веществата, които разрушават озоновия слой, също допринасят за намаляване на емисиите на ПГ и вредни вещества във въздуха.

### **Сектор Селско стопанство**

Законът за подпомагане на земеделските производители (ЗПЗП) регламентира държавната подкрепа за земеделските производители по отношение на изпълнението на мерките, включени в Националния план за развитие на земеделието и селските райони. Помощта се предоставя на земеделски производители, които оперират и са регистрирани в райони в неравностойно положение или в райони, обхванати от мрежата "Натура 2000".

ЗПЗП регламентира някои от дейностите, чрез които могат да бъдат приложени мерките, предвидени за селското стопанство, както и дейностите, свързани с производството на биогорива. ЗПЗП е законът, който регламентира основния финансов механизъм за управление на селскостопанските дейности. Повечето от предложенията - дали въвеждането на най-добри практики за производство на ориз или за насърчаване на сеитбообращението, особено с азот-фиксиращи култури, за възстановяване на деградирани селскостопански земи или въвеждането на технологии за напояване с пестене на вода, могат да бъдат приложени чрез финансовите механизми регулиран от ЗПЗП.

Закон за защита на земеделските земи позволява промяна на земеделската земя само в определени специфични случаи.

Изгарянето на стърнища и други растителни остатъци в земеделските земи е забранено. Потребителите на земеделска земя са отговорни за изгарянето на стърнища и други растителни отпадъци на земеделската земя и трябва да участват в тяхното гасене.

Собствениците и ползвателите на земеделска земя имат право на данъчни и кредитни преференции при изпълнение на задължителното ограничаване на използването на земеделските земи, както и при изпълнение на проекти за възстановяване и подобряване на плодородието на земеделските земи.

Законът съдържа правна рамка, обхващаща някои от дейностите, предвидени за сектора на селското стопанство, като противодействие на изгарянето на стърнища и растителни отпадъци и насърчаване на селскостопанските практики, насочени към намаляване на емисиите на парникови газове.

Мерките в Третия национален план за действие за изменение на климата 2013-2020 г. са насочени към намаляване на емисиите от основните източници в сектора. Мерките са в съответствие със състоянието на сектора и основните приоритети на ОСП за периода 2014-2020 г. Едно от основните предизвикателства, пред които е изправена ОСП, е намирането на решение на все по-влошените производствени условия в селското стопанство поради изменението на климата и необходимостта земеделските стопани да намалят своя дял от парниковите газове, да играят активна роля за смекчаване на изменението на климата и за предоставяне на енергия от възобновяеми източници.

Въз основа на анализа на основните източници на емисии в селското стопанство се определят следните две основни цели:

- Намаляване и / или оптимизиране на емисиите от селскостопанския сектор;
- Повишаване на осведомеността и познанията както на фермерите, така и на администрацията по отношение на действията и въздействието им върху изменението на климата.

До тези основни цели се отнасят следните приоритети:

- Намаляване на емисиите от земеделска земя;
- Намаляване на емисиите на метан от биологичната ферментация в животновъдството;
- Подобряване управлението на оборския тор;
- Оптимизиране на използването на растителни остатъци в селското стопанство;
- Подобряване на управлението на оризовите полета и технологиите за производство на ориз;
- Подобряване на познанията на земеделските стопани и администрацията по отношение на намаляването на емисиите от сектора на селското стопанство.

Мерките, предвидени в Третия национален план за действие за изменение на климата, които са предвидени да продължат до 2030 г. и Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 г. включват:

- Стимулиране използването на подходящи сеитбообороти, особено с азот-фиксиращи култури;
- Управление на деградирани земеделски земи чрез:
  - биологична рекултивация с типични за региона тревни видове и
  - прилагане на мерки за контрол на ерозията и методи за обработка на почвата;



- въвеждане на технологии за напояване и спестяване на вода и енергия, насърчаване на екстензивното земеделие;
- мерки за намаляване на метановите емисии от биологичната ферментация в животновъдството;
- подобряване на управлението и използването на оборския тор;
- въвеждане на нисковъглеродни практики за обработка на оборски тор, напр. компостиране, превръщане на оборския тор в биогаз при анаеробни условия;
- подобряване на осведомеността и знанията на земеделските производители относно възможната употреба на растителни остатъци и заплахите, породени от изгарянето на стърнища;
- прилагане на Правила за добра селскостопанска практика за контрол на емисиите на амоняк, изпускани във въздуха от селскостопански източници, въз основа на Рамковия кодекс на ИКЕ на ООН за добра селскостопанска практика за намаляване на емисиите на амоняк:
  - добри практики за прилагане на торове / оборски тор с ниски емисии и засилване на прилагането на Директивата за нитратите)
  - добри практики за управление на животински тор.

### **Сектор управление на отпадъците**

Мерките от Третия национален план за действие за изменение на климата 2013 - 2020 г., които се предвиждат да бъдат продължени и надградени до 2030 г.

- Продължаване и увеличаване на разделното събиране на „зелени“ отпадъци в общините;
- Улавяне и изгаряне на биогаз във всички нови и съществуващи регионални депа;
- Улавяне и изгаряне на биогаз в стари общински депа за затваряне;
- Оценка на енергийния потенциал на биогаза от депата, които се планират да бъдат затворени;
- Въвеждане на анаеробна стабилизация на утайки с улавяне и изгаряне на биогаз в нови инсталации и инсталации в процес на реконструкция в населени места с над 20000 еквивалента на населението;
- Изграждане на общински съоръжения за оползотворяване на биоразградими отпадъци, с производство на енергия и компост;
- Въвеждане на диференцирани такси за генерираните отпадъци.

Основните цели в сектор Отпадъците са изложени подробно в Националния план за управление на отпадъците 2014-2020 г., както и в подробните програми и мерки за постигане на целите. Предвижда се планът и конкретните програми да бъдат актуализирани, а изпълнението на ключовите цели да бъде продължено и засилено в периода 2021-2030 г. Основните цели предвиждат значително увеличение на

процента на отпадъците за оползотворяване и рециклиране през годините, използване на значителния потенциал в България за подобряване на предотвратяването и управлението на отпадъците.

Предполага се, че изпълнението на следните програми от мерки ще продължи като част от изпълнението на националния план:

- Национална програма за предотвратяване на отпадъците;
- Програма за постигане на целите за подготовка за повторна употреба и рециклиране на битови отпадъци от хартия, метали, пластмаса и стъкло;
- Програма за постигане на целите за биоразградими отпадъци;
- Програма за постигане на целите за рециклиране и оползотворяване на масово разпространени отпадъци;
- Програма за подобряване на йерархията на управление на други потоци от отпадъци и намаляване на риска за околната среда от депата.

Изпълнение на програмата за постигане на целите и изискванията за биоразградими отпадъци, се предвижда да се засилят. Изпълнение на количествените цели за разделно събиране, рециклиране и оползотворяване на битови отпадъци. Целта е да се намалят депата на биоразградими отпадъци и да се ограничи количеството на депонираните биоразградими битови отпадъци, като е предвидено да бъдат разширени и модернизирани.

### **Сектор Енергетика**

За енергийния сектор по-голямата част от мерките, които оказват влияние върху декарбонизацията, са включени в разделите за ВИ, ЕЕ, вътрешния пазар и енергийната сигурност по-долу, тъй като общите промени в тези измерения водят до намаляване на емисиите на ПГ. В допълнение към мерките, изброени в тези раздели по-долу, има няколко други мерки, които имат косвено положително въздействие върху намаляването на ПГ. Предполага се, че всички изброени мерки от Третия национален план за действие за изменение на климата (2013-2020 г.) са удължени до 2030 г., както следва:

- Реконструкция на когенерационни инсталации и котли за централно отопление с турбини на природен газ;
- Намаляване на загубите от разпределителните и преносните мрежи;
- Намаляване на загубите в топлопреносните мрежи;
- Заместване на горивата - от въглища на природен газ;
- Увеличаване на високоефективното комбинирано производство;
- Увеличаване на дела на отоплението и охлаждането въз основа на възобновяеми енергийни източници;

- Подобряване на ефективността на производството в съществуващите въглищни електроцентрали.

*Обобщени политики и мерки за битовия и обществен сектор*

- Газоснабдяване на домакинствата;
- Монтаж на слънчеви колектори;
- Изпълнение на мерките в Националната програма за ускорена газификация (НПУГ) в България;
- Обновяване (саниране) до определения годишен процент на обществените и държавни сгради (с обща площ над 250 квадратни метра) след влизането в сила на директивата за енергийна ефективност;
- Въвеждане на задължителна схема за енергийна ефективност (намаляване на потреблението на гориво и енергия в консумацията на крайно потребление на енергия);
- Ускоряване на датата, на която да влезе в сила Регламентът за екодизайна 2015/1185; и въвеждане на задължително, ускорено прекратяване на традиционните замърсяващи отоплителни уреди (печки) в съответствие с Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 г.;
- Въвеждане на стандарт за качество на горивата за въглища (в национален мащаб), сурогатни мерки за намаляване на съдържанието на влага в дърва за огрев, използвани в общини, които не отговарят на критериите за качество на въздуха PM10 и, евентуално, на максимален стандарт на съдържание на влага за дърва за огрев, в съответствие с Националния контрол на замърсяването на въздуха Програма 2020-2030 г.;
- Домакинствата, засегнати от задължителното прекратяване на традиционните печки за преминаване към отопление с природен газ (повторно свързване и нови връзки), централно отопление (повторно свързване и нови връзки) или отоплителни уреди, отговарящи на екодизайна), в съответствие с Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 г.

*При използването на различни от конвенционалните горива за първично производство на енергия е необходимо да бъдат приложени и следните мерки:*

- Разработване и приемане на национален анализ на потенциала за устойчива биомаса от всички сектори (вкл., но не само на горите и селското стопанство) и критерии за устойчивост, като се вземат предвид критериите за устойчивост на Директивата (ЕС) 2018/2001;
- Синхронизация между стратегически документи във връзка с управлението и използването на горите. Когато се извършват преразглеждане, актуализиране и разработване на стратегически документи, те трябва да

бъдат съгласувани помежду си и с ИНПЕК. Такива стратегически документи, които трябва да бъдат преразгледани, актуализирани, приведени в съответствие с ИНПЕК, могат да включват: Доклад за горския сектор, приложение към Плана за действие на Националната стратегия за адаптация към изменението на климата на Република България, Национална стратегия за развитие на горския сектор, Национален план за действие за енергия от горна биомаса, Национален план за действие за възобновяема енергия;

- Синхронизация между стратегически документи във връзка със селскостопанския сектор. Когато се извършва преразглеждане, актуализиране и разработване на стратегически документи, те трябва да бъдат съгласувани помежду си и с ИНПЕК. Стратегическите документи, които ще бъдат преразгледани, актуализирани и приведени в съответствие с ИНПЕК, могат да включват планове за прилагане на Общата селскостопанска политика за периода след 2020 г.;
- Синхронизация между стратегически документи във връзка със сектора на отпадъците. Когато се извършва преразглеждане, актуализиране и разработване на стратегически документи, те трябва да бъдат съгласувани помежду си и с ИНПЕК. Стратегическите документи, които ще бъдат преразгледани, актуализирани и съгласувани с ИНПЕК, могат да включват: План за управление на отпадъците и съответните програми като Програма за постигане на биоразградими цели за отпадъци, в т.ч. за биологичните отпадъци и Програмата за подобряване на йерархията на управление на други потоци от отпадъци и намаляване на риска за околната среда от депата за периода след 2020 г.

Счита се, че прилагането на горепосочените допълнителни мерки има положително отражение както върху производството на първична енергия, така и върху секторите на ЗПЗГС.

## **Сектор Земеползване, промяна в земеползването и горско стопанство**

### **Закон за горите**

Горските дейности са обект на планиране. Планирането на горите се осъществява на три нива и включва Национална стратегия за развитие на горите и стратегически план за развитие на горите, планове за регионално развитие на горите и горските планове и програми.

Плановете и програмите за управление на горите определят допустимото ниво на използване на горските ресурси и насоките за постигане на целите за управление на горите за период от 10 години. ЗГ забранява намаляването на общия процент на горската земя в страната. Промяната на използването на земята в горските територии е възможна само в определени конкретни случаи.

## **Национална стратегия за развитие на горския сектор в Република България за периода 2013-2020 г.**

Стратегическият документ отразява европейските и национални политики и стратегически документи, свързани с горите и горското стопанство в България, основните принципи и анализи на горския сектор в България за периода 2006-2011 г., визията, мисията и целите, приоритетите и мерките, източниците от финансирането за постигане на целите на стратегията и наблюдение на нейното изпълнение.

### **Стратегически план за развитие на горския сектор 2014-2023 г. (СПРГС)**

Този план е разработен с финансовата подкрепа на Европейския социален фонд по проект "Стратегическо планиране в българските гори - гарант за ефективно управление и устойчиво развитие" по Оперативна програма "Административен капацитет".

Изпълнението на оперативните цели със съответния бюджет, график, очаквани резултати, показатели за изпълнение, отговорни институции и заинтересовани страни се регламентира в конкретни под-дейности в СПРГС, както следва:

*Оперативна цел 1:* „Увеличаване на горската площ, дървесните запаси и запасите от въглерод в горските територии“;

*Оперативна цел 2:* „Подобряване на управлението и използването на горите“;

*Оперативна цел 3:* „Повишаване ефективността на предотвратяването и борбата с горските пожари и незаконните дейности в горите“;

*Оперативна цел 4:* „Увеличаване на устойчивостта и адаптивността на горските екосистеми към изменението на климата“.

Горепосочените оперативни цели и дейности се очаква да имат директен и понякога непряк положителен ефект както върху адаптирането на горските екосистеми към изменението на климата, така и върху намаляването на отрицателното въздействие на изменението на климата, включително чрез увеличаване на усвояването на парникови газове от атмосферата.

Съществуващите разпоредби на Закона за собствеността и ползването на земеделските земи предвиждат, че решението на общинския съвет определя ежегодно правилата за ползване на ливади и пасища. Тези разпоредби съдържат:

- План за действие в перспектива за паша;
- Части от тревни площи и пасища, главно за косене;
- Мерки за опазване, поддържане и подобряване на пасищата, като почистване на храсти и други нежелани растителни видове, противоерозионни дейности, торене, временно ограждане;
- Части от тревни площи и пасища за изкуствени пасища за засаждане с подходящи тревни смеси;

- Начин на използване, забрани и ограничения в зависимост от особеностите на ландшафта, почвата, климата и други природни условия.

По отношение на обработваемите земи, съгласно чл. 7 от Закона за собствеността и ползването на земеделските земи се регламентира, че ерозиралите, замърсени, солени, кисели и водоподземни земеделски земи се възстановяват и подобряват въз основа на набор от дейности или технологии, които действат въз основа на предварително проектирани, координирани и одобрени технологии и проекти, одобрени от Експертен съвет.

Долините, кариерите и другите райони с нарушен почвен профил, пепелници, хвостохранилища, сметища и други депа за отпадъци, стари речни корита, пътища на изоставени канали, пътища, железопътни линии и строителни площадки след разкомплектоване на инженерно оборудване, облицовки и надстройки подлежат на рекултивация. Рекултивацията се основава на предварително установен, съгласуван и одобрен проект, който е неразделна част от проекта за изграждане на обекта. Процедурата за използване на хумус след отнемането му, рекултивацията, подобреното на земята и приемането на рекултивирани площи са определени в Наредба № 26 за рекултивация на земите, подобряване на нископродуктивните земи, отнемане и оползотворяване на хумусния слой.

Един от основните стратегически документи, съдържащи мерки за земеползването, промяна в земеползването и горското стопанство, е НПДИК 2013-2020 г., чиито мерки ще продължат да се прилагат и след 2030 г.:

- Използване на "незалесени площи, предназначени за залесяване" в горските територии;
- Залесяване на изоставена земеделска земя, голи и обезлесени площи, ерозирани и застрашени от ерозия територии извън горските територии;
- Увеличаване на площта за градски и крайградски паркове и зелени зони;
- Възстановяване и устойчиво управление на влажните зони. Защита и опазване на влажните зони в горските територии, торфищата, блатата;
- Възстановяване и поддръжка на защитни горски пояси и ново противоерозионно залесяване.
- Увеличаване на плътността в изброените природни и изкуствени насаждения.

#### *ii. По целесъобразност, регионално сътрудничество в тази област*

*Регионалното сътрудничество в тази област не е целесъобразно*

#### *iii. Без да се засяга приложимостта на правилата за държавната помощ, финансовите мерки, в това число подкрепата от страна на Съюза и използването на фондовете на Съюза в тази област и на национално равнище, ако е приложимо*

*Не приложимо*

### 3.1.2 Енергия от възобновяеми източници

За постигането на определената национална цел от 27.09% дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия до 2030 г. ще бъдат прилагани съществуващи, а така също и допълнителни политики и мерки.

Политиките и мерките отчитат приоритетите и насоките в новата европейска политика в областта на енергетиката и климата и са съобразени с натрупания опит и постигнатите резултати от провежданите до настоящия момент политики и мерки в областта на производството и потреблението на енергия от ВИ. Целта е да бъде постигнато разходоэффективно развитие на енергията от ВИ, като важна част от политиката за декарбонизация на ЕС до 2030 г.

В периода 2021-2030 г. развитието на сектор електрическа енергия е съобразено с възможността за максимално интегриране на произведената електрическа енергия от ВИ в електроенергийния пазар, отчитане на децентрализираното производство на електрическа енергия и осигуряване на потребителите на електрическа енергия от ВИ на възможно най-ниска цена. Създадена е благоприятна рамка за насърчване и улесняване на развитието на потреблението на собствена електрическа енергия от ВИ и създаване на общности за възобновяема енергия.

За по-широкото и ежегодно увеличаващо се потребление на енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане ще се дава приоритет на използването на високоефективните отоплителни и охладителни инсталации, на въвеждането на иновативните технологии, използващи геотермална, хидротермална и слънчева енергия, и на използването на отпадна топлина и студ. Използването на биомаса за централизирано и локално производство на топлинна енергия ще се увеличи при спазване на изискванията на чл. 28, параграфи 2—7 и параграф 10 на Директива (ЕС) 2018/2001.

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

*i. Политики и мерки за изпълнение на националния принос към обвързващата цел за 2030 г. на равнището на Съюза за възобновяема енергия и за кривите, посочени в член 4, буква а), подточка 2, и ако е приложимо или ако са налични — елементите, представени в точка 2.1.2, включително секторни мерки и мерки с оглед на конкретна технология*

1) *Схеми за подпомагане*

В периода от 2021 г. до 2030 г. ще продължи предоставянето на подкрепа под формата на преференциални цени по вече сключени договори за изкупуване на електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана мощност по-малка от 1 MW. В посочения период получаването на преференциални цени и изкупуването по дългосрочни договори е предвидено само при въвеждането на нови инсталации с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

Производството на електрическа енергия от ВИ от централи с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW, за които са сключени дългосрочни договори за изкупуване по преференциални цени ще се стимулира чрез предоставяне на премия за количеството електрическа енергия, продадено на борсовия пазар. Предоставянето на помощта ще продължи до изтичане на определения в договорите за изкупуване срок.

Остатъчният бюджет за помощта за производство на електрическа енергия от ВИ за периода от 1 януари 2019 г. до изтичане на определения в договорите за изкупуване/премии срокове възлиза на 4 970 746 хил. евро<sup>9</sup>.

Изграждането на нови централи, използващи вятърна и слънчева енергия, и биомаса ще се реализира на пазарен принцип и без предоставянето на инвестиционна или оперативна финансова подкрепа.

Като подходяща форма на подпомагане се обмисля и възможността за провеждането на търгове за предоставяне на капацитет за производството на електрическа енергия от ВИ и предоставянето на добавка под формата на премия към пазарната цена за продаваната електрическата енергия на електроенергийния пазар.

Посочените схеми за подпомагане ще бъдат съобразени с изискванията на приложимите разпоредби и насоки за предоставяне на държавни помощи на европейско ниво.

---

<sup>9</sup> Одобрена от ЕК държавна помощ SA.44840 (2016/NN) — България Подпомагане на производството на енергия от възобновяеми източници в България



Годишното изпълнение на целта за дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия ще бъде предмет на анализ в двугодишните доклади на ИНПЕК и в случай на констатирано неизпълнение, и необходимост от нови енергийни обекти може да бъде иницирана процедура за стартиране на схема за подпомагане чрез търгове.

2) Развитие на електроенергийната мрежова инфраструктура за пренос и разпределение, на интелигентните мрежи, на съоръженията за съхранение и на междусистемните връзки

Необходимостта от подкрепа за интегриране на електрическата енергия от ВИ в преносната и разпределителната мрежа, все по-широкото използване на интелигентни мрежи и използването на системи за съхранение на енергия е констатирана и ще бъде една от основните и важни мерки в периода 2021 - 2030 г. В този период се предвижда ускоряване на темповете на изграждане на нови централи, използващи ВИ в сравнение с периода 2010-2018 г. Това от своя страна предполага по-добро, навременно планиране и изграждане на необходимата инфраструктура с оглед безпроблемно присъединяване и пренасяне на произведената електрическа енергия от ВИ. Операторът на електропреносната мрежа (ЕО) и операторите на разпределителните мрежи предвиждат в своите планове за развитие, мерки и съответно необходимите инвестиции за обезпечаване на сигурното и надеждно функциониране на електроенергийната система на страната при отчитане на увеличаващо се производство от централи, използващи енергия от ВИ, в т.ч. вятърна и слънчева енергия.

С оглед осигуряване на необходимите съоръжения за съхранение на електрическа енергия, усилията ще бъдат насочени към развитието на съществуващите и изграждане на нови такива. Реализацията на проекта „Яденица“ ще позволи по-нататъшно развитие на производството на електрическа енергия от ВИ в съответствие с дългосрочните стратегии за развитие на енергетиката в България и Европейския съюз.

Детайлна информация е представена в т. 3.3. по Измерение „Енергийна сигурност“.

4) Изисквания за използване на енергия от ВИ в сгради

В периода на действие на Плана ще продължи стимулирането за използването на енергия от ВИ в сградите. В ЗЕВИ са поставени изисквания за използване на енергия от ВИ при изграждане на нови или при реконструкция, основно обновяване, основен ремонт или преустройство на съществуващи сгради, когато това е технически възможно и икономически целесъобразно. Предвидено е най-малко 15 на сто от общото количество топлинна енергия и енергия за охлаждане, необходима на сградата да бъде произведена от ВИ чрез въвеждане на:

- централизирано отопление, използващо биомаса или геотермална енергия;

- индивидуални съоръжения за изгаряне на биомаса с ефективност на преобразуването най-малко 85 на сто при жилищни и търговски сгради и 70 на сто при промишлени сгради;
- слънчеви топлинни инсталации;
- термопомпи и повърхностни геотермални системи.

Законът за енергията от възобновяеми източници изисква при изготвянето на инвестиционни проекти за нови сгради или за реконструкция, основно обновяване, основен ремонт или преустройство на съществуващи сгради в част "Енергийна ефективност" и при обследването за енергийна ефективност на съществуващи сгради задължително да се анализират възможностите за използване на енергия от ВИ. Анализът на възможностите за използване на енергия от ВИ е част от оценката на показателите за годишен разход на енергия в сградата.

Изискванията за използване на енергията от ВИ в сгради е надградено, като с приетия през 2015 г. нов Закон за енергийната ефективност се въвежда национално определение за сгради с близко до нулево потребление на енергия, съгласно което "Сграда с близко до нулево потребление на енергия" е сграда, която отговаря едновременно на следните условия:

- а) енергопотреблението на сградата, определено като първична енергия, отговаря на клас А от скалата на класовете на енергопотребление за съответния тип сгради;
- б) не по-малко от 55 на сто от потребената (доставената) енергия за отопление, охлаждане, вентилация, гореща вода за битови нужди и осветление е енергия от възобновяеми източници, разположени на място на ниво сграда или в близост до сградата.

Директива 2010/31/ЕС поставя изисквания след 31.12.2018 г. заетите или притежавани от публични органи нови сгради да са с близко до нулево потребление на енергия, а след 21.12.2020 г. всички нови сгради да са с близко до нулево потребление на енергия.

Нормативните изисквания, свързани с използването на енергия от ВИ в сгради ще бъдат прецизирани в съществуващата нормативна уредба, с цел постигане на декарбонизиран сграден фонд.

Законът за енергията от възобновяеми източници предвижда при реализиране на проекти за модернизация на производствените процеси в малки и средни предприятия мерките за енергийна ефективност да се комбинират с въвеждане в експлоатация на инсталации за производство на топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ за задоволяване на технологични нужди на предприятието.

- 4) Засилване ролята на държавните и местните власти за по-широко разпространение на енергията от ВИ

Приносът на месните власти за по-широкото разпространение на енергията от ВИ, за създаването на условия за потребление на собствена енергия от ВИ и потребление на

енергия от ВИ от обособени „общности за възобновяема енергия“ на местно ниво е от съществено значение за икономически ефективното развитие на възобновяемата енергия в страната. Директива 2009/28/ЕО, а така също и Директива (ЕС) 2018/2001 изискват възможностите за използване на енергия от ВИ да се отчита при планирането, проектирането, изграждането и модернизирането на селищната инфраструктура, включваща промишлените, търговските и жилищните зони и енергийната инфраструктура, като специално внимание се поставя на използването на топлинната енергия и енергията за охлаждане от ВИ.

В тази връзка ЗЕВИ регламентира задължение към органите на държавната власт и органите на местното самоуправление да предприемат мерки, за да осигурят, че считано от 1 януари 2012 г. новите сгради за обществено обслужване, както и съществуващите сгради за обществено обслужване, в които се извършва реконструкция, основно обновяване, основен ремонт или преустройство, изпълняват ролята на образец за постигане целите на този закон. Това задължение може да бъде изпълнявано чрез спазване на стандартите за жилищни сгради с нулево потребление на енергия или посредством осигуряване използването на покривите на такива сгради или сгради със смесено предназначение, включително за обществено обслужване, от трети лица за инсталации за производство на енергия от възобновяеми източници.

Активното ангажиране на местните власти с изпълнението на държавната политика в областта на енергията от ВИ ще продължи и в периода на действие на ИНПЕК, чрез изпълнение на регламентираните в ЗЕВИ отговорности към местните власти да разработват общински дългосрочни и краткосрочни програми за насърчаване използването на енергията от ВИ и биогорива на територията на своите общини.

5) Въвеждане на облекчения при присъединяването на потребителите на собствена енергия от ВИ и на демонстрационните проекти на възобновяема енергия с електрическа мощност равна или по-малка от 10.8 kW към електроразпределителните мрежи

Директива (ЕС) 2018/2001 регламентира въвеждането на облекчение при присъединяване на потребителите на собствена енергия от ВИ и на демонстрационните проекти на възобновяема енергия с електрическа мощност равна или по-малка от 10.8 kW. Посоченото изискване ще бъде разгледано и съществуващите нормативни изисквания ще бъдат оптимизирани.

Към настоящия момент ЗЕВИ предвижда облекчена процедура по присъединяване на инсталации с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

6) Изготвяне на оценка за потенциал за енергия от възобновяеми източници и за оползотворяване на отпадна топлина и студ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане

Изготвянето на посочената оценка ще бъде част от втората всеобхватна оценка съгласно чл. 14, параграф 1 от Директива 2012/27/ЕС, която ще бъде разработена до 31 декември 2020 г.

#### 7) Достъп до и експлоатация на мрежи

В чл. 18, ал. 2 и ал. 3 от ЗЕВИ са предвидени насърчения по отношение развитието на производството на газ от ВИ и топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ в страната. Посочените стимули ще продължат своето действие и след 2020 г., като в процеса на транспониране на Директива (ЕС) 2018/2001 ще бъдат обсъдени и в случай на необходимост ще бъдат извършени съответните промени с оглед увеличаване на дела на възобновяема енергия в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане.

#### 8) Създаване на условия за потребителите на собствена електрическа енергия от ВИ и общности за възобновяема енергия

Интересът на българските потребители към производството на електрическа енергия от ВИ за собствено потребление е слаб и този начин за осигуряване на потреблението с електрическа енергия не е развит в България. В ЗЕВИ съществува възможност за изграждането на малки инсталации, използващи ВИ за съвместно производство, потребление и продажба на електрическа енергия.

В действащия ЗЕВИ има възможност при подаване искане за проучване на условията и начина на присъединяване пред оператора на електрическата мрежа, производителят да декларира, че произведената електрическа енергия от ВИ ще бъде използвана за собствено потребление. Също така за малки инсталации с инсталирана мощност до 30 kW (чл. 24, т. 1 на ЗЕВИ) са предвидени съкратени срокове по присъединяване, не се изисква одобряване на инвестиционен проект и разрешение за ползване. Разрешението за строеж се издаване на базата на становище от инженер конструктор. Количеството електрическа енергия, което не е използвано за собствено потребление, се изкупува от съответния краен снабдител по цена, определена от КЕВР при условията и по реда на съответната наредба по чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката.

През 2019 г. бяха извършени промени в чл. 147, ал. 1, т. 14 на Закона за устройство на територията (ЗУТ), с които се предвижда да не се изисква одобряване на инвестиционни проекти за издаване на разрешение за строеж при монтаж на инсталации за производство на електрическа енергия, топлинна енергия и/или енергия за охлаждане от ВИ с обща инсталирана мощност до 1 MW включително към съществуващите сгради в урбанизираните територии, в т.ч. върху покривните и фасадните им конструкции и в прилежащите им поземлени имоти.

За строежите по чл. 147, ал. 1, т. 14 от ЗУТ се представят становища на инженер-конструктор, на електроинженер и/или на инженер по топлотехника с чертежи, схеми, изчисления и указания за изпълнението им, и становище, с което са определени условията за присъединяване към разпределителната мрежа.

С оглед въвеждането на благоприятна рамка за насърчаване и улесняване на развитието на потреблението на собствена електрическа енергия от ВИ се предвижда да бъдат извършени законодателни промени, чрез които да бъде оптимизирана действащата нормативна уредба и да бъдат по-добре регламентирани правата на този вид потребители. Подпомагането ще се осъществява чрез осигуряването на възможност за опериране в енергийната система, ще бъде улеснено тяхното интегриране на пазара, ще бъдат създадени благоприятни условия за привличането на обществото към тази инициатива и ще бъдат регламентирани оптимални административни процедури, съобразени със спецификите на общностите за възобновяема енергия и др.

В периода 2021-2030 г. ще се търсят възможности за финансиране на такива проекти и ще се предприемат мерки за осигуряване на достъп до потреблението на електрическа енергия от ВИ за потребители с ниски доходи или за уязвимите домакинства чрез системата за социално подпомагане.

9) Стимулиране използването на топлинна енергия и енергия за охлаждане, произведена от ВИ

Законът за енергията от възобновяеми източници насърчава производството на топлинна енергия и на енергия за охлаждане от ВИ чрез:

- подпомагане и реализиране на проекти за изграждане на топлопреносни мрежи в населени места, отговарящи на изискванията за обособена територия, когато е доказана икономическа целесъобразност за потребление на топлинна енергия от ВИ, за производството на която е представен идеен инвестиционен проект;
- подпомагане и реализиране на проекти за изграждане на малки децентрализирани системи за топлинна енергия и/или енергия за охлаждане;
- присъединяване на обекти за производство на топлинна енергия от ВИ към топлопреносната мрежа и изкупуване от топлопреносното предприятие на произведената от друг производител топлинна енергия, когато това е технически възможно и икономически целесъобразно.

Също така ЗЕ предвижда стимулиране на високоефективното комбинирано производство на енергия, чрез изкупуване по преференциални цени на произведената електрическа енергия или предоставяне на премии при пазарна реализация на електрическата енергия. Съществува и задължение за обществения доставчик и крайните снабдители да изкупуват от производителите с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 1 MW, присъединени към съответната мрежа на цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство. За произведената електрическа енергия следва да е издаден месечен сертификат за произход от КЕВР.

Количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на КЕВР за определяне на преференциална цена.

Посочената в мярка 8) облекчена процедура по чл. 147, ал. 1, т. 14 от ЗУТ е приложима и при производството на топлинна енергия и/или енергия за охлаждане от ВИ от инсталации с обща инсталирана мощност до 1 MW включително към съществуващите сгради в урбанизираните територии, в т.ч. върху покривните и фасадните им конструкции и в прилежащите им поземлени имоти.

Посочените мерки ще продължат своето действие и след 2020 г., като с цел изпълнение на определеното в Директива (ЕС) 2018/2001 годишно увеличение на използването на топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ ще се търсят нови възможности за развитието на високоефективно комбинирано производство на енергия, ефективни районни отоплителни централи и локални инсталации в сгради. Ще се търсят възможности и за замяна на конвенционалните горива с енергия от ВИ, в случай, че това би довело до ефективно и икономически оправдано производство и потребление на топлинната енергия и енергията за охлаждане.

#### 10) Насърчаване използването на геотермална енергия

С оглед усвояване потенциала на този вид възобновяем енергиен източник ще се насърчи реализацията на малки по мащаб проекти за производство на топлинна енергия в централизирани и локални системи.

Различни проучвания и национални стратегии показват, че България е богата на геотермални находища, от които проучените са над 840 водоизточника с температура до 103 градуса по Целзий. Регистрираните минерални извори с различен дебит и температура между 20 и 101.4 градуса са 136 броя. В същото време само 18% от геотермалната енергия на страната се използват, а разкритите минерални извори са едва 6%.

Развитието на технологиите, свързани с оползотворяване на енергията, съхранявана под формата на топлина в подземните води, се развиват динамично и изискват адекватни и навременни решения, с оглед ефективното им и икономически целесъобразно използване, при съблюдаване на националните особености.

11) Предоставяне на крайните потребители на информация на енергийните характеристики и за дела на енергията от ВИ в топлоснабдителните и охладителните системи

При промяна на законодателството, свързано с използването на енергия от ВИ ще бъдат въведени изисквания за предоставяне на информация за енергийните характеристики на използвания ВИ при производството на топлинна енергия и енергия за охлаждане от централи за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и районни отоплителни централи.

12) Въвеждане на изисквания в законодателството за издаване на гаранции за произход за енергия от ВИ

В ЗЕВИ и Наредба № РД-16-1117 от 14.10.2011 г. за условията и реда за издаване, прехвърляне, отмяна и признаване на гаранциите за произход на енергията от възобновяеми източници са въведени изискванията на Директива 2009/28/ЕО.

Предвидено е издаването на гаранция за произход да бъде за удостоверяване произхода на произведената електрическа и топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ. Директива (ЕС) 2018/2001 изисква да бъде предвидено издаването на гаранции за произход за газ, включително водород. В тази връзка при транспонирането на Директива (ЕС) 2018/2001 действащата нормативна уредба ще бъде оптимизирана и допълнена с новите изисквания по Директива (ЕС) 2018/2001.

Нормативната уредба ще уреди възможностите за прехвърляне на гаранции за произход на потребители, които желаят да докажат произхода на използваната от тях енергия.

13) Оптимизиране на нормативната уредба за прилагане на завишените изисквания по Директива (ЕС) 2018/2001 по отношение на критериите за устойчивост и намаляването на емисиите на ПГ при използване на биогорива, течни, газообразни и твърди горива от биомаса.

Съществуващата нормативна уредба, с която в националното законодателство са транспонирани изискванията на Директива 2009/28/ЕО и Директива (ЕС) 2015/1513/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 9 септември 2015 година за изменение на Директива 98/70/ЕО относно качеството на бензиновите и дизеловите горива и за изменение на Директива 2009/28/ЕО за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници (Директива 2015/1513/ЕО) по отношение на критериите за устойчивост на биогоривата и течните горива от биомаса ще бъде оптимизирана и хармонизирана с изискванията на Директива (ЕС) 2018/2001 относно критериите за устойчивост и за намаляване на емисиите на ПГ. При изготвянето на нормативните актове по транспониране на Директива (ЕС) 2018/2001 ще бъдат въведени изисквания относно критериите за устойчивост и за намаляване на емисиите на ПГ за газообразни и твърди горива от биомаса, които се използват в инсталации, произвеждащи електрическа и топлинна енергия и енергия за охлаждане или горива.

При производството и потреблението на енергия от ВИ се насърчава устойчивото използване на съществуващите дървесни и селскостопански ресурси и развитието на нови производствени системи в областта на горското и селското стопанство, при условие че са спазени критериите за устойчивост и намаляването на емисиите от ПГ.

Биогоривата, нетранспортните течни горива от биомаса и газообразните и твърдите горива от биомаса, които се използват за постигане на националната цел, както и тези, които ползват схеми за подпомагане, задължително отговарят на критериите за устойчивост и за намаление на емисиите на ПГ.

Регламентирането на изисквания, свързани с критериите за устойчивост и за нетранспортните течни горива от биомаса е от основно значение за постигането на националните и европейските цели на енергийната политика.

14) Въвеждане на задължение към доставчиците на горива и електрическа енергия за изпълнението на целта в сектор транспорт

С оглед постигането на новите по-амбициозни цели ще бъдат нормативно регламентирани конкретни задължения към доставчиците на горива и енергия, които следва да предлагат на пазара конвенционални биогорива, биогорива от ново поколение, течни и газообразни горива от небиологичен произход, електрическа енергия от ВИ и рециклираните въглеродно горива.

Към момента обезпечаването на потреблението на необходимите количества биогорива за постигането на националната задължителна цел за 2020 г. се осъществява чрез задължение към лицата, които пускат на пазара течни горива от нефтен произход в транспорта, да предлагат на пазара горива от нефтен произход със съдържание на биокомпонент в определено в ЗЕВИ процентно съотношение, в т.ч. биогорива от ново поколение. Такова задължение е въведено и за крайните разпространителите и разпространителите на течни горива от нефтен произход.

Предвид изискванията на Директива (ЕС) 2018/2001 е възможно при транспонирането ѝ да бъде извършена промяна във възприетия подход за изпълнение на целта за сектор транспорт, като се въведат квоти за всеки доставчик на енергия от ВИ.

#### 16) Насърчаване използването на енергия от ВИ в обществения транспорт

За изпълнение на целта в сектор транспорт местните власти съгласно регламентираните им отговорности по изпълнение на политиката в областта на енергията от ВИ и в изпълнение на своите дългосрочни и краткосрочни програми ще разработват и прилагат схеми за насърчаване използването на енергия от ВИ, в т.ч. алтернативни възобновяеми горива, биогорива от ново поколение, рециклирани въглеродни горива, електрическа енергия от ВИ, както и развитие и стимулиране използването на обществен електрически транспорт в зависимост от специфичните условия в общината.

Ръстът в използването на енергия от ВИ в обществения транспорт ще бъде постигнат, чрез изпълнението на комплексни политики и мерки, предвидени за сектор Транспорт, в т.3.1.1. към Измерение „Декарбонизация“ и в т.3.2. Измерение „Енергийна ефективност“.

Развитието и по-широкото използване на обществения транспорт, както и увеличаване използването на енергия от ВИ в обществения транспорт до 2030 г. са приоритети в национални стратегически документи в областта на транспорта, в т.ч.:

- Национална рамка за политика за развитието на пазара на алтернативни горива в транспортния сектор и за разгръщането на съответната инфраструктура;
- Интегрирана транспортна стратегия до 2030 г.

17) Създаване на условия за развитие и използването на биогорива от ново поколение, възобновяеми течни и газообразни горива от небиологичен произход и рециклирани въглеродни горива



За осигуряване на необходимите количества биогорива от ново поколение, възобновяеми течни и газообразни горива от небиологичен произход и рециклирани въглеродни горива на достъпни цени за целите на Директива (ЕС) 2018/2001 ще са необходими комплексни мерки, свързани както с потреблението, така и с тяхното производство.

В тази слабо развита и в същото време авангардна област, усилията ще бъдат насочени към приложните научни изследвания и по-широкомащабните демонстрационни дейности, свързани с усвояване на нови енергийни източници и въвеждането на технологии за тяхното оползотворяване. Необходимо е създаването на интегрирана верига за научни изследвания и нововъведения, която да обхваща елементи от приложните научни изследвания, производството до навлизането на пазара на посочените по-горе горива.

Също така местните власти ще разработват и прилагат схеми за насърчаване използването на енергия от ВИ, алтернативни възобновяеми горива, биогорива от ново поколение и рециклирани въглеродни горива в зависимост от специфичните условия в общината, в рамките на програми за насърчаване използването на енергията от ВИ и биогорива и в съответствие с приоритетите в националните програми и стратегически документи за насърчаване използването на тези горива в транспорта.

Много важен фактор за насърчаване използването на тези горива е популяризирането им и преодоляването на първоначалния скептицизъм сред потребителите и населението. За целта следва да бъдат предприети мерки по организиране на информационни кампании сред населението на съответните общини в съответствие с националните програми за насърчаване използването на тези горива в транспорта.

18) Стимулиране развитието и разгръщането на електрическата мобилност в транспорта, в т.ч чрез създаване на инфраструктура за автомобилния транспорт и въвеждане на нови технологии в иновативни железопътни линии

За стимулиране развитието и разгръщането на електрическата мобилност ще бъдат регламентирани отговорности към местните власти в рамките на своите краткосрочни и дългосрочни програми да въвеждат собствени специфични мерки на своята територия, които да увеличат атрактивността от използването на този транспорт. Също така в тези програми следва да бъдат предвидени мерки за насърчаването развитието и използването от населението на градския и железопътния електротранспорт.

Предприетите действия в някои отделни общини ще бъдат популяризирани като добри практики, с оглед по-широкото им разпространение, например: данъчни облекчения, облекчен достъп, осигуряване на минимален брой паркоместа и др. при ползване на електромобили.

С цел създаване на благоприятни условия за развитие на необходимата инфраструктура ще се създаде необходимата правна рамка. Понастоящем в ЗЕ са регламентирани изискванията към операторите на публично достъпни зарядни точки

за зареждане на електрически превозни средства. За постигане на пълно съответствие с разпоредбите на Директива 2018/2002/ЕС и Директива 2018/844/ЕС ще бъде регламентирано инсталирането най-малко на една зарядна точка за електрически автомобили при новите нежилищни сгради и нежилищни сгради, подложени на основен ремонт, с повече от десет места за паркиране, като същевременно сградите трябва да бъдат изградени с инфраструктура за окабеляване на зарядни точки за електрически автомобили.

19) Създаване на подходящи финансови стимули осигуряващи постигането на целта в сектор транспорт

В съответствие с изискванията за държавни помощи при целесъобразност ще бъдат обмислени възможности за въвеждането на финансови стимули, чрез данъчни облекчения, схеми за подпомагане и др. за потреблението на биогорива от ново поколение и разгръщане на електрическата мобилност.

Основният източник на финансиране за зелени проекти за обществен транспорт в България са Европейските структурни фондове и Кохезионния фонд чрез различни Оперативни програми.

За постигането на целите в сектор транспорт ще се използват следните финансови програми, които ще приключат през 2020 г., но ще имат продължителен ефект след 2021 г.:

- Оперативна програма Транспорт и транспортна инфраструктура 2014 - 2020 г. ще продължи през периода 2021 - 2030 г.;
- Приоритетна ос 1 „Устойчиво и интегрирано градско развитие“ на Оперативна програма „Региони в растеж“ 2014-2020 г. предвижда дейности за развитие и подобряване на системите за обществен градски транспорт, включително закупуване на нов подвижен състав за нуждите на градските оператори;
- Оперативна програма „Околна среда 2014-2020“ осигурява подкрепа за сектор Транспорт, като сектор допринасящ за замърсяването на въздуха в страната, с акцент върху замърсителите - PM10 и NOx. Конкретно по Приоритетна ос 5 „Подобряване качеството на околния въздух“ се предоставя подкрепа за мерки, свързани с намаляване на емисиите от обществения транспорт.

През юли 2019 г. по тази приоритетна ос беше обявена нова процедура „Мерки насочени към транспорта като източник на замърсяване на атмосферния въздух“ с бюджет от 500 млн. лв. Целта на процедурата е да допринесе за:

- Подобряване на качеството на атмосферния въздух чрез намаляване на нивата на фини прахови частици или азотни оксиди;

- Опазване на околната среда чрез подобряване на работата на превозните средства на обществения транспорт - замяна на остарелия подвижен състав с екологично чисти превозни средства;
- Подобряване на надеждността, комфорта и времето за придвижване с обществения транспорт, което ще насърчи промяната на модела на придвижване и намаляване на пътуванията с лични автомобили и по този начин ще се намали количеството на вредните газове от двигателите с вътрешно горене.

Процедурата включва два компонента:

Компонент 1: Извършване на дейности за подобряване на качеството на атмосферния въздух, чрез закупуване и доставка на превозни средства - електрически автобуси и тролейбуси;

Компонент 2: Изпълнение на дейности за подобряване на качеството на атмосферния въздух чрез закупуване и доставка на електрически превозни средства за релсов транспорт.

Допустими кандидати по процедурата са 11 общини (Бургас, Варна, Враца, Перник, Плевен, Русе, Сливен, Стара Загора, Столична община и Хасково) в партньорство със съответното дружество, на което е възложено предоставянето на обществена услуга за превоз на пътници на територията на конкретната община (общинска компания за обществен градски транспорт).

- Механизмът за свързване на Европа финансира проекти, които попълват липсващите връзки в енергийната, транспортната и дигиталната структура на Европа.

#### 19) Производство на водород от ВИ

С оглед осигуряване потреблението на водород ще бъдат предприети действия за стартиране на производството на водород чрез "Power to X" инсталации. За производството на водород се предвижда да бъде използван излишък от произведената електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия.

*ii. По целесъобразност, специфични мерки за регионално сътрудничество, както и при желание — очакван излишък на произведена енергия от възобновяеми източници, който може да бъде прехвърлен в други държави членки с цел да се постигнат целите за националния принос и кривите, представени в точка 2.1.2*

Изпълнението на амбициозната национална цел за 2030 г. в областта на енергията от ВИ предполага използването на механизмите за сътрудничество, предвидени в Директива (ЕС) 2018/2001. В тази връзка в случай на излишък или недостиг от енергия от ВИ България ще се възползва от механизма за статистически прехвърляния.

България ще се включи в Платформата на Съюза за развитие на възобновяемата енергия (Платформата), която ще предоставя възможност за търговия с дялове на енергия от ВИ. В Платформата ще се публикуват годишни данни за националния принос на държавите членки към обвързващата цел на Съюза, в т.ч. очакваните излишъци или недостатъци на енергия от ВИ, цената на прехвърляне на излишъците на енергия от ВИ от или на друга държава членка.

България разглежда като възможност за изпълнение на националната си цел за дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия да се включи в инициативи, свързани с изпълнението на съвместни проекти с други държави членки и /или трети страни.

*iii. Специфични мерки за финансова подкрепа, когато е приложимо — включително подкрепа от страна на Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза за насърчаване и използване на енергия от възобновяеми източници в електроенергетиката, отоплението и охлаждането и транспорта*

С оглед стимулиране по-широкото разгръщане на енергията от ВИ ще бъдат използвани средства от фондовете на Съюза за насърчаване и използване на енергия от възобновяеми източници за отопление и охлаждане.

По Програма „Възобновяема енергия, енергийна ефективност, енергийна сигурност“, финансирана по Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство с общ бюджет в размер на близо 33 млн. евро ще бъдат финансирани проекти свързани с подобряване на енергийната ефективност и използването на енергия от ВИ.

В резултат от изпълнението на тези мерки се предвижда реализация на проекти за производство на електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ в размер на 46 000 MWh/годишно и годишни намаления на емисиите на CO<sub>2</sub> от 54 280 tCO<sub>2</sub>.

В периода 2021-2030 г. България ще се възползва от инвестиционната подкрепа, която ще се предоставя по „Модернизационен фонд“, като ще разгледа възможността за финансиране на проекти, свързани с производството на електрическа енергия от ВИ, подобряване на енергийната ефективност, съхраняване на енергия и модернизиране на енергийните мрежи. Фондът ще се създаде на основание чл. 10г на Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета от 14 март 2018 г. за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоэффективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814. В периода 2021-2030 г. 2% от общото количество квоти на ЕС ще бъдат продавани на търг и средствата постъпват в Модернизационния фонд, съгласно член 10, параграф 1 от Директива (ЕС) 2018/410 на Европейския парламент и на Съвета за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоэффективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814.

*iv. Когато е приложимо, оценка на подкрепата за електроенергия от възобновяеми източници, която държавите членки трябва да извършат съгласно член 6, параграф 4 от Директива (ЕС) 2018/2001*

*Не е приложимо*

*v. Специфични мерки за въвеждане на една или повече точки за контакт, рационализиране на процедурите, осигуряване на информация и обучение, както и улесняване на прилагането на споразумения за покупка на електроенергия*

*Обобщение на политиките и мерките съобразно благоприятната рамка, която държавите членки трябва да въведат в съответствие с член 21, параграф 6 и член 22, параграф 5 от Директива (ЕС) 2018/2001 за насърчаване и улесняване на развитието на възобновяеми източници на собствена енергия и на общности, свързани с възобновяема енергията*

Предвид поставеното изискване в Директива (ЕС) 2018/2001 за насърчаване използването на енергия от ВИ ще бъдат предприети законодателни инициативи за създаването на едно или повече звена за контакт, които да подпомагат инвеститорите (заявителите) в процеса по издаване на разрешения от съответните компетентни органи. Вменените задължения на звената за контакт, както и сроковете за издаване на разрешенията ще бъдат съобразени с поставените изисквания в Директива (ЕС) 2018/2001.

Общинските власти имат задължения за издаване на част от разрешителните при изграждане на централи за производство на електрическа енергия от ВИ. Също така тяхната роля по отношение на планирането и разширяване използването на енергията от ВИ на територията на общината предполага по-значима ангажираност към процеса по реализиране на инвестиционните намерения. В тази връзка е удачно като звена за контакт да бъдат определени общините.

Осигуряването на необходимата информираност и адекватно обучение са важен фактор за да се насърчи широкото ползване на енергия от ВИ.

Подкрепят се регионалните мерки за развитие в тези области, които насърчават обмена на най-добри практики в производството на енергия от ВИ между местни и регионални инициативи за развитие, програми за обучение за укрепване на регулаторния, техническия и финансовия експертен опит и за по-добро познаване на наличните възможности за финансиране.

За постигане на ефективни резултати в тази посока са идентифицирани заинтересованите страни и потенциалните участници в процеса по разпространение на адекватна информация и провеждане на процедури по обучение. Особено активни участници в тези процеси са съответните институции и местните власти, които да провеждат комплексни инициативи по информационни кампании, форуми, програми за повишаване на осведомеността и за обучение на гражданите относно ползите и

възможностите за използване на енергия от ВИ. Информационните кампании са адресирани към гражданите и дават възможност за запознаване с практически въпроси при разработването и използването на енергия от ВИ.

Информация относно възможностите за използване на ВИ се разпространява в рамките на изпълняваните дейности от съответните министерства и изпълнителните агенции към тях, включително и по изпълнени проекти, финансирани по международни и европейски програми.

С оглед повишаване на информираността и заинтересоваността на гражданите към използването на енергия от ВИ се осигурява предоставянето на информация от доставчиците на оборудване и системи, от компетентните органи за чистата печалба, разходите и енергийната ефективност на оборудването и системите за използване на електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ. Информацията ще се предоставя по ефективен и по леснодостъпен начин.

На базата на реализираните до момента действия в изпълнение на Директива 2009/28/ЕО относно придобиване на квалификация за дейностите по монтиране и поддръжка на съоръжения за биомаса, слънчеви фотоволтаични инсталации, слънчеви топлинни инсталации, термopомпи и повърхностни геотермални системи и осигуряването на публичност на свързаната с това информация се осъществяват квалификационни схеми за монтажници на малки котли и съоръжения за биомаса, слънчеви фотоволтаични и слънчеви отоплителни системи, геотермални системи с малка дълбочина и термopомпи.

Организирано е предоставянето на публична информация за лицата, придобили квалификация за извършване на дейностите по монтиране и поддръжка на такива съоръжения.

#### *vi. Оценка на необходимостта от изграждане на нова инфраструктура за районно отопление и охлаждане, получени от възобновяеми източници*

Оценката на потенциала за използване на високоефективно комбинирано производство на топлинна енергия от конвенционални горива и енергия от ВИ се базира на текущото годишно потребление на топлинна енергия. Въвеждането на високоефективни технологии би била социално и икономически оправдано през следващите 10 години, ако се извърши подмяна на съществуващите в момента системи за отопление, там където технически и пазарно е възможно. Предвижда се, чрез нови топлофикационни мрежи – локални и разширения на съществуващите, да се задоволят потребностите в сградите от обществен сектор и услугите, които не са свързани към централно отопление. Очаква се това да доведе до спестяване на 52 000 т CO<sub>2</sub> на година. Една възможност за това е използването на потенциала на високоефективни решения като газобутални двигатели, малки до големи газови турбини с отворен или затворен цикъл, парни турбини с гориво биомаса, термopомпи и др. Потенциал за увеличаване дела на енергията от ВИ в районните отоплителни и охладителни системи предлага оползотворяването на биомасата с фокус върху биомасата от отпадъци и остатъци от промишлените предприятия и бита, както и геотермалната енергия.

Потенциалът за енергийна ефективност на инфраструктурата на централното отопление и охлаждане се съдържа в рехабилитацията на топлопреносните мрежи и подмяната на остарелите директни абонатни топлофикационни станции с модерни високоефективни автоматизирани индиректни станции, което ще намали загубите по преноса и разпределение на топлинна енергия и ще доведе до намаляване емисиите на CO<sub>2</sub>.

При най-добрите практики, свързани с използване за районните отоплителни инсталации на предварително изолирани тръби, се постига намаляване на топлинните загуби до 3%. Подобно ниво на загубите може да бъде постигнато за системи с висока плътност на мощността. В контекста на националните условия за Република България се приема, че средната плътност на мощността на районните отоплителни системи ще позволи намаляване на топлинните загуби до 10% при използване на най-добрата налична технология. Развитието на производството на електрическа енергия от високоефективна когенерация допринася за намаляване на използваните горива, повишаване ефективността на производството на електрическа енергия и опазването на околната среда.

*vii. Ако е приложимо, специфични мерки за насърчаване на използването на енергия от биомаса, особено за мобилизирането на нови ресурси от биомаса, като се взема предвид:*

- наличието на ресурси от биомаса, включително устойчива биомаса: потенциалът за собствено производство и внос от трети страни*
- други видове употреба на биомаса в други сектори (селско стопанство и секторите във връзка с горското стопанство); както и мерки за осигуряване на устойчивостта на добива и употребата на биомаса*

Твърдата биомаса е най-широко използвания ВИ в страната, която намира приложение предимно в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане. Все още остава незначително потреблението на другите видове биомаса, в т.ч. и на отпадъци.

Дървата за горене са основния вид биомаса, която се потребява в страната, като бележи ръст използването на дървени отпадъци, растителни отпадъци. Запазва се положителната тенденция към подобряване на практиките при управление на отпадъците, като са постигнати националните цели за рециклиране на битови отпадъци, оползотворяване и рециклиране на отпадъци от опаковки и не на последно място са постигнати целите по рециклиране на масово разпространените отпадъци. Производството на биогаз от анаеробна ферментация на биомаса и от канализационни утайки е все още незначително. Биогазът се използва за производство на електрическа и топлинна енергия, в сектор Селско стопанство и сектор Други.

В тази връзка използването на биомасата за енергийни цели има широк потенциал за развитие. Усилията са насочени към по-широко оползотворяване на отпадъците (твърди битови отпадъци, утайки от пречиствателни станции за отпадъчни води и др.)

и остатъците от промишлените предприятия, без да оказват негативно въздействие върху здравето и качеството на живота на населението в районите, в които са разположени инсталациите за производство на енергия от биомаса.

За да бъдат отчитани за целите за увеличаване на дела на енергията от ВИ, произведените от горскостопанска биомаса, биогорива, нетранспортни течни горива от биомаса и газообразни и твърди горива от биомаса ще бъдат регламентирани изисквания за свеждане до минимум на риска от използване на биомаса, получена вследствие на неустойчиво производство. Ще бъдат регламентирани нормативни изисквания за устойчиво производство и потребление на газообразните и твърдите горива от биомаса при използването им за производство на електрическа и топлинна енергия от биомаса с обща номинална топлинна мощност, по-голяма или равна на 20 MW за твърдите горива от биомаса, и с обща номинална топлинна мощност, по-голяма или равна на 2 MW за газообразните горива от биомаса.

По този начин се осигурява използването на дървесината, отговаряща на определени изисквания за качество. Наредбата ще бъде разработена от министъра на земеделието, храните и горите.

### 3.1.3 Други елементи на измерението

#### *і. Когато е приложимо, националните политики и мерки, засягащи сектора на Схемата за търговия с емисии (СТЕ) на ЕС и оценката на взаимната допълняемост и въздействието на СТЕ на ЕС*

България ще се възползва от възможността за безплатно разпределение на квоти на емисии на ПГ на инсталации за производство на електрическа енергия в периода 2021-2030 г. с цел модернизация на енергийния сектор в съответствие с чл. 10в от ДИРЕКТИВА (ЕС) 2018/410 НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 14 март 2018 г. за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходооефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции и на Решение (ЕС) 2015/1814.

Предвижда да бъдат разработени:

- критерии за подбор на проектите с общ размер на планираните инвестиции под 12,5 милиона евро, въз основа на които ще бъде съставен Списък на инвестициите, финансирани чрез безплатно разпределение на квоти за емисии на ПГ в периода 2021-2030 г.
- правила за провеждане на състезателна тръжна процедура за подбор на проектите с общ размер на планираните инвестиции над 12,5 милиона евро, които ще се финансират чрез безплатно разпределение на квоти за емисии на парникови газове в периода 2021-2030 г.
- промени в Закона за енергетиката.



*ii. Политики и мерки за постигане на други национални цели, ако е приложимо*

Не е приложимо

*iii. Политики и мерки за постигане на мобилност с ниски емисии (включително електрификацията на транспорта)*

*iv. Когато е приложимо, планирани национални политики, крайни срокове и мерки за постепенно премахване на енергийните субсидии, по-специално по отношение на изкопаемите горива*

Не е приложимо

### **3.2 Измерение „Енергийна ефективност“**

Планираните политики, мерки и програми за постигане на индикативните национални цели за енергийна ефективност за 2030 г., както и на другите цели, представени в точка 2.2, в това число планираните мерки и инструменти (също и от финансово естество) за насърчаване на енергийната ефективност на сградите, по-специално по отношение на следното:

*i. Схеми за задължения за ЕЕ и алтернативни мерки по членове 7а и 7б от Директива 2012/27/ЕС [версия, изменена в съответствие с предложение COM(2016)761] (предстои да се изготвят в съответствие с приложение II))*

#### **1) Определяне на общата кумулативна цел до 2020 г.**

За подпомагане изпълнението на националната цел за ЕЕ и в изпълнение на изискванията на чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС, в България са въведени:

- схема за задължения за енергийни спестявания и
- алтернативни мерки,

които да осигурят постигането на общата кумулативна цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия до 31 декември 2020 г.

Общата кумулативна цел за енергийни спестявания за 2020 г. е 1 942.7 ktce, като нейното разпределение е представена в следващата таблица.

**Таблица 23:** Разпределение на общата кумулативна цел по години за периода 2014-2020 г.,  
ktoe

Година	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2014	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>
2015		<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>
2016			<b>75,2</b>	<b>75,2</b>	<b>75,2</b>	<b>75,2</b>	<b>75,2</b>
2017				<b>75,2</b>	<b>75,2</b>	<b>75,2</b>	<b>75,2</b>
2018					<b>77,1</b>	<b>77,1</b>	<b>77,1</b>
2019						<b>77,1</b>	<b>77,1</b>
2020							<b>78,3</b>

2) *Схема за задължения за енергийна ефективност до 2020 г.*

Индивидуалните цели за енергийни спестявания представляват ежегодни енергийни спестявания при крайните клиенти за периода от 1 януари 2014 г. до 31 декември 2020 г. Индивидуалните цели се определят като разлика между изчислената годишната кумулативна цел и оценката на енергийните спестявания от алтернативните мерки. Разликата се разпределя пропорционално на база продадените количества енергия от всяко задължено лице през предходната година, между следните задължените лица:

1. крайни снабдители, доставчици от последна инстанция, търговци с издадена лицензия за дейността „търговия с електрическа енергия“, които продават електрическа енергия на крайни клиенти повече от 20 GWh годишно;
2. топлопреносни предприятия и доставчици на топлинна енергия, които продават топлинна енергия на крайни клиенти повече от 20 GWh годишно;
3. крайни снабдители и търговци с природен газ, които продават на крайни клиенти повече от 1 млн. м<sup>3</sup> природен газ годишно;
4. търговци с течни горива, които продават на крайни клиенти повече от 6.5 kt течни горива годишно, с изключение на горивата за транспортни цели;
5. търговци с твърди горива, които продават на крайни клиенти повече от 13 kt твърди горива годишно.

Годишните индивидуални цели на задължените лица се определят от АУЕР въз основа на подадени декларации за количества продадени горива и енергии на клиенти в крайното енергийно потребление през предходната календарна година. Декларациите се подават в АУЕР до 1 март всяка година. Списъкът на задължените лица и техните индивидуални годишни цели се актуализират ежегодно, съобразно промяната в количествата на продажбите на съответното задължено лице, спрямо общото количество на продажбите на всички задължени лица за предходната година. Актуализацията на списъка се извършва с изготвяните от АУЕР Годишни отчети за изпълнението на НПДДЕ.

В периода 2014-2019 г. прилаганите алтернативни мерки са следните:

Алтернативна мярка 1: Индивидуални цели за енергийни спестявания на собственици на ПС и на държавни и общински сгради

Съгласно разпоредбите на ЗЕЕ в периода 2014-2016 г., освен търговците на горива и енергия, индивидуални цели за енергийни спестявания имат още две групи задължени лица:

- собственици на сгради – държавна и общинска собственост;
- собственици на промишлени системи с годишно потребление на енергия над 3 000 MWh.

Периодът на действие на тези цели е 2010-2016 г., но за нуждите на алтернативния подход при изпълнение на схемата за задължения се отчитат само спестяванията, реализирани в последния тригодишен период – 2014-2016 г.

Списъкът на задължените лица и стойностите на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания са приети от Министерския съвет и разпределението им е както следва:

**Таблица 24:** Стойности на целите за енергийни спестявания на собственици на сгради и собственици на ПС.

Задължени лица	Цел за енергийни спестявания за периода 2010-2016 г.		Цел за енергийни спестявания в рамките на алтернативния подход за периода 2014-2016 г.	
	GWh/г.	ktoe/г.	GWh/г.	ktoe/г.
Собственици на държавни и общински сгради	521	44.8	260.5	22.4
Собственици на ПС с потребление на енергия над 3 000 MWh/г.	819	70.4	409.5	35.2
<b>Общо</b>	<b>1 340</b>	<b>115.2</b>	<b>670</b>	<b>57.6</b>

Разпределение на отговорностите - участващи и изпълняващи лица

- Задължени лица – изпълняват и отчитат ежегодно в АУЕР напредъка по изпълнението на мярката;
- Консултанти по енергийна ефективност, вписани в публичния регистър на АУЕР – извършват обследване за ЕЕ преди и след прилагане на мерки или извършват оценка на постигнатите енергийни спестявания по специализирани методики, утвърдени по реда на Наредба № Е-РД-04-3 от 4.05.2016 г.; изготвят доклад с оценка на постигнатите спестявания;
- Агенцията за устойчиво енергийно развитие – извършва мониторинг на изпълнението на мярката като обобщава, анализира и оценява общото ѝ изпълнение въз основа на подадените отчети от задължените лица;

осъществява контрол върху квалификацията и дейността на консултантите по ЕЕ, върху прилагането на специализираните методики и върху докладите с оценка на постигнатите енергийни спестявания; верифицира постигнатите от задължените лица енергийни спестявания чрез издаване на Удостоверения; поддържа информационен масив с база-данни по изпълнението на мярката.

*Алтернативна мярка 2: „Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради“*

*Описание на мярката*

През 2015 г. българското правителство прие Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради, насочена към обновяване на многофамилни жилищни сгради, чрез изпълнение на мерки за ЕЕ.

Основната цел на Програмата е чрез изпълнение на мерки по ЕЕ да се осигурят по-добри условия на живот за гражданите в многофамилни жилищни сгради, топлинен комфорт и по-високо качество на жизнената среда. В рамките на Програмата се предоставя финансова и организационна помощ на сдружения на собственици, регистрирани по реда на Закона за управление на етажната собственост, в многофамилни жилищни сгради за подобряване на ЕЕ на сградите, в които живеят.

Помощ и подкрепа получават сдружения на собственици, чиито сгради са в съответствие с определените критерии за допустимост. Сдруженията на собственици кандидатстват пред общината за финансова подкрепа. Критериите за подбора предвиждат всички, които отговарят на изискванията, по реда на подаване и одобрение на заявленията за кандидатстване да получат 100% безвъзмездна финансова помощ и организационна подкрепа за изпълнение на обновяване до изчерпване на финансовия ресурс, определен по Програмата.

Общините осъществяват прием на документи за кандидатстване, оценка, одобрение, мониторинг на изпълнението на мерките за ЕЕ по сградите. Кметът на всяка община отговаря за изпълнението на целия процес по обновяване на жилищните сгради на своята територия и за избора на изпълнители по реда на ЗОП за осъществяване на отделните дейности по сградите.

Допустими за участие по Програмата са всичките 265 общини на територията на Република България, като дейности са осъществявани в рамките на 143 общини.

Програмата се реализира с финансов ресурс от 2 млрд. лв. – национални средства, част от които са получени от заеми на Българска банка за развитие с държавни гаранции. При осигуряване на допълнителни средства финансовият ресурс по Програмата може да бъде увеличен.

*Алтернативна мярка 3: Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ - Процедура BGI6RFOP002 - 3.002 Повишаване на енергийната ефективност в големи предприятия“*

Описание на мярката:

Алтернативната мярка е с период на действие 2019-2020 г. В рамките на Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 (ОПИК) се финансират проекти за въвеждане на енергоспестяващи технологии и оползотворяване на енергията от ВИ от страна на предприятията. Програмата се съфинансира от ЕС чрез Европейския фонд за регионално развитие (ЕФРР). Проекти за прилагане на мерки за ЕЕ по ОПИК се финансират в рамките на Инвестиционен приоритет 3.1 "Енергийни технологии и енергийна ефективност" по приоритетна ос 3 „Енергийна и ресурсна ефективност“. Бенефициенти са съществуващи предприятия извън секторите на търговията и услугите. Процедура BGI6RFOP002-3.002 стартира през 2019 г. с 68 договора за безвъзмездна финансова помощ на обща стойност 253 791 859,90 лв., от които безвъзмездна финансова помощ (БФП) в размер на 122 614 711,56 лв. (48,3% интензитет на грантовата част). Планираните за реализиране енергийни спестявания в предприятията по сключените договори са в размер на 553 505,51 MWh/y, а очакваното намаляване на емисиите на парникови газове е в размер на 330 006,61 тона/г. CO<sub>2</sub>. За целите на чл. 15, ал 2 и за нуждите на определянето на Националната кумулативна цел за енергийна ефективност по чл. 14, ал. 1 от ЗЕЕ като алтернативна мярка по чл. 14, ал 7, т.2. се използват само енергийните спестявания, съответстващи на размера на безвъзмездната финансова помощ по Процедура BGI6RFOP002-3.002, които се равняват на 267 737,7 MWh (22,99 ktoe).

Постигнатите енергийни спестявания ще се оценяват по метода „отдолу-нагоре“ на база на реално изпълнени проекти за повишаване на енергийната ефективност в предприятията.

*Алтернативна мярка 4: Финансов механизъм на европейското икономическо пространство 2014-2021 г. - програмна област „Възобновяема енергия, енергийна ефективност, енергийна сигурност“*

Описание на мярката:

Алтернативната мярка е с период на действие 2019-2020 г. Програмата „Възобновяема енергия, енергийна ефективност и енергийна сигурност“ се финансира от Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство 2014–2021 г. Основната цел на програмата е намаляване на въглеродната интензивност и повишаване на сигурността на доставките. Тя ще бъде постигната чрез повишаване на производството на енергия от възобновяеми източници, подобряване на енергийната ефективност в сградите, индустрията и общините, както и повишаване на експертния капацитет в областта на възобновяемата енергия и енергийната ефективност.

В програмна област „Възобновяема енергия, енергийна ефективност, енергийна сигурност“ е предвидена финансова помощ в размер на близо 33 млн. евро (28 млн. евро безвъзмездна помощ, предоставена от Финансовия механизъм на ЕИП и 4,9 млн. евро национално съфинансиране). За нуждите на Националната кумулативна цел за енергийни спестявания, определена съгласно чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС, България използва оценката на енергийните спестявания от прилагането на мярка

„Подобряване на енергийната ефективност в сгради, индустрия и общини“ в размер на 117 000 MWh (10,06 ktce) и мярка „Повишаване производството на енергия от възобновяеми източници – геотермална и водна енергия“ в размер на 46 000 MWh (3,96 ktce). Изпълнението на мерките стартира през 2019 г., а размерът на грантовото финансиране е 100%.

Постигнатите енергийни спестявания ще се оценяват по метода „отдолу-нагоре“ на база на реално изпълнени проекти за повишаване на енергийната ефективност.

3) *Определяне на общата кумулативна цел от 2021 до 2030 г.*

Общата кумулативна цел за периода от 2021 г. до 2030 г. е определена при спазване на изискванията на Директива ЕС 2018/2002 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 година за изменение на Директива 2012/27/ЕС и възлиза на 4 357.55 ktce. Данни за средните продажби на енергия на крайни потребители за периода 2016-2018 г. са представени в следващата таблица.

**Таблица 25:** Средно крайно енергийно потребление за периода 2016-2018 г., ktce

	2016 г.	2017 г.	2018 г.
<b>Крайно енергийно потребление</b>	<b>9 731,2</b>	<b>9 976,0</b>	<b>10 003,0</b>
<b>Средно потребление за периода 2016 – 2018 г.</b>	<b>9 903,4</b>		

При разпределението на общата кумулативна цел по години за периода от 2021 г. до 2030 г. е възприет подход на постепенно увеличаване на годишните енергийни спестявания от по-малки стойности в началото на периода и достигане на по-високи стойности в средата на периода.

**Таблица 26:** Разпределение на общата кумулативна цел по години за периода 2021-2030 г., ktce

<b>2021</b>	69.2										<b>69.2</b>
<b>2022</b>	69.2	69.2									<b>138.4</b>
<b>2023</b>	69.2	69.2	74.05								<b>212.45</b>
<b>2024</b>	69.2	69.2	74.05	74.05							<b>286.5</b>
<b>2025</b>	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0						<b>378.5</b>
<b>2026</b>	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0					<b>470.5</b>
<b>2027</b>	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0	92.0				<b>562.5</b>
<b>2028</b>	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0	92.0	92.0			<b>654.5</b>
<b>2029</b>	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0		<b>746.5</b>
<b>2030</b>	69.2	69.2	74.05	74.05	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	<b>838.5</b>
<b>ОБЩО кумулативни спестявания за периода 2021-2030 г.</b>											<b>4 357.55</b>

#### 4) *Схема за задължения за енергийна ефективност до 2030 г.*

За подпомагане изпълнението на националната цел за енергийна ефективност (ЕЕ) до 31 декември 2030 г. ще се въведе схема за задължения за енергийни спестявания, както и алтернативни мерки, които да осигурят постигането на обща кумулативна цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия за периода от 1 януари 2021 г. до 31 декември 2030 г.

Разликата между общата кумулативна цел и прогнозните енергийни спестявания от прилагането на алтернативните мерки се разпределя като индивидуални цели за енергийни спестявания между следните задължени лица, действащи на територията на Република България:

1. крайни снабдители, доставчици от последна инстанция, търговци с издадена лицензия за дейността "търговия с електрическа енергия", които продават електрическа енергия на крайни клиенти повече от 20 GWh годишно;
2. топлопреносни предприятия и доставчици на топлинна енергия, които продават топлинна енергия на крайни клиенти повече от 20 GWh годишно;
3. крайните снабдители и търговци на природен газ, които продават на крайни клиенти повече от 1 млн. кубически метра годишно;
4. търговци на течни горива, които продават на крайни клиенти повече от 500 тона течни горива годишно;
5. търговци на твърди горива, които продават на крайни клиенти повече от 13 хил. тона твърди горива годишно.

Очакваните нови годишни спестявания на енергия в крайното енергийно потребление, постигнати чрез Схема за задължения, разпределени по години са:

- 11,07 ktoe/г. (2021-2022)
- 11,85 ktoe/г. (2023-2024)
- 14,72 ktoe/г. (2025-2030)

Очаквани кумулативни спестявания в крайното енергийно потребление за периода 2021-2030 – 697,21 ktoe.

#### **Алтернативни мерки**

1) Средства за мерки по енергийна ефективност и възобновяеми източници по оперативни програми (Оперативна програма "Околна среда" и Оперативна програма "Иновации и конкурентоспособност")

Вид на политическата мярка	Финансов инструмент
Кратко описание на политическата мярка	Оперативните програми са съфинансирани от Европейския съюз чрез Европейския фонд за регионално развитие и от държавния бюджет на Република България. Интензитета на безвъзмездната финансова помощ е от 50 до 100 %.
Планиран или прогнозен бюджет	Прогнозният бюджет по двете оперативни програми за периода 2021-2030 е 1398,579 млн. лв.
Очаквани кумулативни спестявания в крайното енергийно потребление	712,32 ktce
Очаквани нови годишни спестявания на енергия в крайното енергийно потребление	11,31 ktce/г. (2021-2022) 12,12 ktce/г. (2023-2024) 15,03 ktce/г. (2025-2030)
Изпълнение на публичните органи, участващите или поверените страни и техните отговорности за прилагане на политическата мярка	Управляващ орган на Оперативна програма "Околна среда" - Главна Дирекция "Оперативна програма околна среда" при Министерство на околната среда и водите  Управляващ орган на Оперативна програма "Иновации и конкурентоспособност" - Главна дирекция „Европейски фондове за конкурентоспособност“ при Министерство на икономиката
Целеви сектори	Домакинства, Индустрия, Услуги.

## 2) Въвеждане на национален механизъм за финансиране на енергийна ефективност

Вид на политическата мярка	Национален механизъм за финансиране на енергийна ефективност (НМФЕЕ)
Кратко описание на политическата мярка	<p>Целите на Механизма отговарят на целите на европейските финансови институции за увеличаване на достъпа до конкурентно финансиране чрез:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Подпомагане на процеса на мобилизиране на частно финансиране, и</li> <li>• Подпомагане на ефективното използване на безвъзмездни финансови средства.</li> </ul> <p>Националният механизъм предвижда финансиране чрез различни механизми и финансови инструменти, включително кредитни линии, гаранции или комбинация от тях и др. НМФЕЕ предвижда и оказването на техническа помощ за проекти по ЕЕ. Предвижда се да бъдат финансирани както комплексни мерки, така и да бъдат разработени подходящи инструменти за финансиране на единични мерки по ЕЕ.</p> <p>Подкрепата ще бъде насочена към различни сектори, като:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Енергийна ефективност в Индустрията;</li> <li>• Енергийна ефективност в Транспорта и инфраструктурата;</li> <li>• Енергийна ефективност в публичния сектор</li> <li>• Енергийна ефективност на жилищни и нежилищни сгради.</li> </ul>



	<p>Предвижда се необходимите финансови ресурси да бъдат от различни източници, сред които Европейските структурни и инвестиционни фондове, Европейската инвестиционна банка, Европейската банка за възстановяване и развитие, Фонд за справедлив преход InvestEU и др.</p> <p>Привличането на местните банки и международни финансови институции в тази финансова инициатива е ключов компонент за успех при прилагането на Механизма, тъй като тяхното участие може значително да опрости процеса на кредитиране.</p>
Планиран или прогнозен бюджет	Прогнозният бюджет на мярката за периода 2021-2030 г. е 7 800 млн. лв.
Очаквани кумулативни енергийни спестявания в крайното енергийно потребление	2 948,02 ktOE
Очаквани нови годишни енергийни спестявания в крайното енергийно потребление	46,8 ktOE/г. (2021-2022) 50,1 ktOE/г. (2023-2024) 62,3 ktOE/г. (2025-2030)
Целеви сектори	Домакинства, Индустрия, Услуги, Транспорт

*ii. Дългосрочна стратегия за саниране с цел саниране на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради (обществени и частни), включително политики, мерки и действия за насърчаване на разходноефективно основно саниране и политики и действия, насочени към сегментите от националния сграден фонд с най-лоши характеристики, в съответствие с член 2а от Директива 2010/31/ЕС*

За постигането на високо енергийноефективен и декарбонизиран сграден фонд е в процес на разработване Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г. Стратегията ще предвиди мерки за строителство на нови сгради и трансформиране на съществуващи в сгради с близко до нулево потребление на енергия, подобряване на енергийните характеристики на жилищните и нежилищните сгради и насърчаване въвеждането на интелигентни технологии в сградния сектор.

**Таблица 27:** Действащи към момента мерки, които ще продължат действието си след 2021 г.

Мярка	Реализирани спестявания 2014-2018 г. GWh/г.	Очакван принос за изпълнението на националната цел за енергийна ефективност 2020 г. GWh/г.
<i>Нежилищни сгради</i>		
1. Програми за повишаване на ЕЕ от органите на държавната власт и на местното самоуправление и управление на ЕЕ в публични сгради <sup>(1)</sup>	792,5	911,9
Общо за нежилищни сгради*	792,5	911,9
<i>В това число енергийни спестявания от:</i>		
1.1. Сгради на централната администрация <sup>(2)</sup>	71,61	119,4
1.2. Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ <sup>(3)</sup>	28,9	40,32
1.3. Оперативна програма „Регионално развитие“ 2007-2013 г./“Региони в растеж“ 2014-2020 г. <sup>(3)</sup>	177,2	248,1
1.4. Национален доверителен „Екофонд“ – Инвестиционна програма за климата <sup>(3)</sup>	21,2	42,4
1.5. Международен фонд Козлодуй	98,9	98,9
1.6. Програма BG04 „Енергийна ефективност и възобновяема енергия“ <sup>(4)</sup>	-	12,8
<i>Жилищни сгради</i>		
1. Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради (2016-2020) <sup>(5)</sup>	679,8	975,6
2. Програма за кредитиране на енергийната ефективност в дома <sup>(3)</sup>	54	75,6
3. Проект „Мерки за енергийна ефективност при крайните потребители на природен газ чрез газоразпределителни дружества в България“ (DESIREE GAS)	-	70
Общо за жилищни сгради	733,8	1 121,2
Общо за всички мерки в сграден фонд	1 526,3	2 033,7

\* С цел избягване на двойното отчитане на ефекта от изпълнението на мерките за повишаване на енергийната ефективност в държавни и общински сгради е включен в мярка „Програми за повишаване на ЕЕ от органите на държавната власт и на местното самоуправление и управление

на ЕЕ в публични сгради". Изпълнението на мерки, финансирани чрез финансовите механизми се отчитат от задължените администрации в рамките на ежегодните им отчети за управление на ЕЕ.

Оценката на енергийните спестявания от изпълнението на политики и мерки за повишаване на енергийната ефективност за периодите 2019-2020 г. са направени при следните допускания:

- (1) За периода 2019-2020 г. се запазват същите темпове на изпълнение на мярката и на реализирани енергийни спестявания, както за периода 2014-2018 г.
- (2) Оценката се основава на изчисленията в Национален план за подобряване на енергийните характеристики на отопляваните и/или охлаждащите сгради – държавна собственост, използвани от държавната администрация.
- (3) Запазват се същите темпове на реализиране на годишни енергийни спестявания, както за периода 2014-2018 г.
- (4) Оценката е направена на база на:
  - заложените в Програмата индикатори: 8 бр. сгради с изпълнени енергоспестяващи сгради, максимална стойност на безвъзмездната финансова помощ за проект – 1,2 млн. лв.
  - 1 500 лв./спестен MWh енергия (оценка от реално изпълнени мерки за повишаване на ЕЕ в сгради)

*iii. Описание на политиката и мерките за насърчаване на енергийните услуги в публичния сектор с цел премахване на регулаторните и нерегулаторните пречки, които възпрепятстват разпространението на договорите за енергоспестяване с гарантиран резултат и на други модели на услуги за енергийна ефективност*

Предоставянето на енергийноефективни услуги е регламентирано в ЗЕЕ. Съгласно ЗЕЕ енергийноефективните услуги имат за цел комбиниране доставката на енергия с енергийноефективна технология и/или с действие, което обхваща експлоатацията, поддръжката и управлението, необходими за предоставяне на услугата, и водят до проверимо, измеримо или оценимо повишаване на ЕЕ и/или спестяване на първични енергийни ресурси. Енергийноефективни услуги се извършват въз основа на писмени договори, сключени с крайните потребители на енергия. ЗЕЕ също така определя и лицата, които могат да извършват енергийноефективни услуги – физически или юридически лица – търговци по смисъла на Търговския закон или по смисъла на законодателство на държава-членка на Европейския съюз, или на друга държава – страна по Споразумението за Европейското икономическо пространство.

Съществена роля за стимулиране на пазара на енергийноефективни услуги има изпълнението на договори с гарантиран резултат (ЕСКО). При тези договори възстановяването на направените инвестиции и изплащането на дължимото

възнаграждение на доставчиците (ЕСКО компаниите) се извършват за сметка на реализираните спестявания на енергия. Те дават гаранция за своето изпълнение, респективно за спестяванията, които ще бъдат реализирани след изпълнението на проекта.

За сгради държавна и/или общинска собственост, които са предмет на договори с гарантиран резултат е разработена специална Наредба за условията и реда за определяне размера и изплащане на планираните средства по договори с гарантиран резултат, водещи до енергийни спестявания в сгради - държавна и/или общинска собственост. АУЕР участва в разглеждането и одобряването на средства за изпълнение на договори с гарантиран резултат в сгради държавна и/или общинска собственост, изпраща мотивирано предложение до Министерство на финансите за финансиране и изплащане на средствата и удостоверява, че за съответната сграда няма издаден сертификат в резултат на изпълнени дейности по други програми.

АУЕР е национален администратор на Европейски професионален кодекс за ЕСКО договор. Кодексът е създаден в рамките на проект „Повишаване прозрачността на пазарите за енергийни услуги (Transparensen)“, финансиран от ЕК по Програма "Интелигентна енергия за Европа". Той е съвкупност от ценности и принципи, необходими за успешната подготовка и изпълнение на проекти в областта на ЕСКО договор в европейските страни и определя принципите за поведение най-вече на доставчиците по ЕСКО договор. На интернет страницата на АУЕР могат да бъдат намерени свързаните с Кодекса документи.

В рамките на проект, финансиран по Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 г., беше разработен типов ЕСКО договор за сектор Индустрия, указания за изготвяне на ЕСКО договори, с цел да бъдат улеснени договарящите се страни, по ЕСКО договор, с минимален набор от типови клаузи. Към типовия договор са изготвени и примерен договор, както и методика за оценка на спестената енергия по ЕСКО договор, индикативна количествено-стойностна сметка и погасителен план-график. Всички изготвени документи са публикувани на интернет страницата на АУЕР.

*iv. Други планирани политики, мерки и програми за постигане на ориентировъчните национални приноси по отношение на енергийна ефективност за 2030 г., както и другите цели, посочени в точка 2.2 (като например мерки за насърчаване обществените сгради да служат за пример за енергийно-ефективни обществени поръчки, мерки за насърчаване на енергийни обследвания и системи за управление на енергията, мерки за информиране и обучаване на потребителите, както и други мерки за насърчаване на енергийната ефективност)*

За постигането на определената националните цели за енергийна ефективност до 2030 г. ще бъдат прилагани съществуващи, а така също и допълнителни политики и мерки:

- **Насърчаване обществените сгради да служат за пример**

Съгласно разпоредбите на Директива 2010/31/ЕС и Директива 2012/27/ЕС, публичните органи на национално, регионално и местно ниво следва да служат за пример по отношение на енергийната ефективност. В тази връзка Република България е определила по-амбициозна цел за обновяване на сградите, притежавани и ползвани от централната администрация като законово изискване, заложено в чл. 23, ал. 1 от ЗЕЕ, е във всички отоплявани и/или охлаждащи сгради – държавна собственост, използвани от държавната администрация ежегодно да се предприемат мерки за подобряване на енергийните характеристики на поне 5% от общата РЗП. В основата на съображенията за налагане на по-амбициозна цел стои освен необходимостта от намаляване на енергийното потребление в сградите, поради въздействието му в дългосрочен план, но и стимулиращата роля на сградите, притежавани от публични органи, тъй като те представляват значителен дял от сградния фонд и са с висока степен на видимост в публичния живот.

В допълнение за подпомагане на целите за постигане на високо ефективен и декарбонизиран сграден фонд ще се предприемат следните мерки:

- Разработване и периодичен преглед на минималните изисквания за енергийни характеристики на сградите при използване на оптимални разходи и хармонизиране на техническите изисквания за проектиране, изграждане и поддръжка на стабилни, здравословни, високотехнологични и енергийно ефективни сгради с европейското законодателство в тази област. Подобряване на жизнения цикъл на сградите за периода 2015 – 2030 г.
- Научноизследователска дейност в областта на енергийната ефективност на сградите, чрез приложни научни изследвания за осигуряване на научна основа на стандартите за енергийна ефективност на сградите, за периода 2015 – 2030 г.
- Подобряване на условията за включване в строителните дейности на продукти, гарантиращи изпълнението на основните изисквания, съгласно Регламент (ЕС) № 305/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 9 март 2011 година за определяне на хармонизирани условия за предлагането на пазара на строителни продукти и за отмяна на Директива 89/106/ЕИО на Съвета Текст от значение за ЕИП и Регламент (ЕС) 2019/515 на Европейския парламент и на Съвета от 19 март 2019 година относно взаимното признаване на стоки, законно предлагани на пазара в друга държава членка, и за отмяна на Регламент (ЕО) № 764/2008. Разработване на национални изисквания за строителни продукти, хармонизирани с европейското техническо законодателство, включително спестяване на енергия и съхранение на топлина, устойчиво използване на природните ресурси, рециклиране и повторно използване на строителни продукти, за периода 2015 - 2030 г.
- Подобряване на функционалността на контактната точка за строителни продукти (КТСП) съгласно Регламент (ЕС) 305/2011 и Регламент (ЕС) 2019/515

и подобряване на условията за свободно движение на строителни продукти чрез надграждане и поддържане на информационната платформа за КТСП, в периода 2015 – 2030 г.

- Подготовка и стартиране на дигитална реформа на българския строителен сектор, в периода 2021 – 2030 г.:
  - Разработване и изпълнение на стратегия и национален план с мерки за цифровизация на строителния сектор;
  - Разработване на стандарти и наредби за прилагане на цифровизацията и информационното моделиране на сгради (BIM) в строителния сектор вкл. съпровождащите ги анализи;
  - Изпълнение на дигиталната реформа на строителния сектор.
- Обновяване на съществуващия сграден фонд до ниво оптимизирано потребление на енергия с оглед постигане на стандартите за сгради с близко до нулево потребление на енергия за периода 2021 – 2030 г.;
- Прилагане на незадължителната обща схема на Съюза за определяне на готовността на сградите за интелигентно управление за енергийна ефективност и адаптиране на методологията, установена от ЕК за изчисляването ѝ, като се вземат предвид националните специфики, вкл. оценка на съществуващите национални схеми за сертифициране за енергийните характеристики на сградите, през периода 2021 - 2030 г.;
- Повишаване на капацитета и разширяване на дейността на Националния експертен съвет за насърчаване и координиране увеличаването на броя на сградите с близко до нулево нетно потребление на енергия по ефективен начин, в периода 2021-2030 г.

- **Енергийно-ефективни обществени поръчки**

Съгласно чл. 30а от ЗЕЕ при провеждане на обществени поръчки публичните възложители закупуват само продукти, услуги и сгради с високи показатели за енергийна ефективност, в т.ч.:

1. продукти, отговарящи на критерия за принадлежност към най-високия възможен клас на енергийна ефективност;
2. офис оборудване, определено и отговарящо на изискванията на приложение „В" на Споразумението между правителството на Съединените американски щати и Европейския съюз за координирането на програми за етикетиране на енергийната ефективност на офис оборудване (ОВ, L 63/7 от 6 март 2013 г.);
3. автомобилни гуми, които отговарят на критерия за най-висок клас енергийна ефективност на използване на горивата, както е определено в Регламент (ЕО) № 1222/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 25 ноември 2009 г.

относно етикетирането на гуми по отношение на горивната ефективност и други съществени параметри (ОВ, L 342/46 от 22 декември 2009 г.), наричан по-нататък „Регламент (ЕО) № 1222/2009“;

4. сгради, които отговарят на минималните изисквания за енергийни характеристики, удостоверено със сертификат за енергийни характеристики.

#### • **Енергийни обследвания и системи за управление**

На задължително обследване за енергийна ефективност подлежат всички:

- предприятия за производство, които не са малки и средни предприятия по смисъла на чл. 3 от Закона за малките и средните предприятия;
- предприятия за предоставяне на услуги, които не са малки и средни предприятия по смисъла на чл. 3 от Закона за малките и средните предприятия;
- промишлени системи (ПС), чието годишно потребление на енергия е над 3000 MWh;
- системи за външно изкуствено осветление, разположени в населено място с население над 20 000 жители.

Обследването се извършва най-малко веднъж на всеки 4 години.

Предприятията и собствениците на ПС, които прилагат система за управление на енергията или на околната среда, подлежаща на сертифициране от независим орган за съответствие с европейски или международни стандарти, се освобождават от изискванията за задължително обследване за енергийна ефективност, при условие че приложената от тях система за управление включва енергийно обследване на съответното предприятие или промишлена система.

Прилагането на система за управление на енергията или на околната среда и доказателства, че приложената от тях система за управление отговаря на минималните изисквания за енергийни обследвания, се предоставят в АУЕР в едномесечен срок от придобиването на сертификата.

Собствениците на предприятия, ПС и системи за външно изкуствено осветление са длъжни да извършват управление на енергийна ефективност. Управлението на енергийна ефективност се извършва чрез поддържане на бази данни за месечното производство и потребление по видове енергии, ежегодно изготвяне на анализи на енергийното потребление, както и чрез изпълнение на други мерки, които водят до енергийни спестявания. За управлението на енергийна ефективност задължените лица изготвят ежегодни отчети по образец, изготвен от АУЕР, които се предоставят в Агенцията не по късно от 1 март на годината, следваща годината на отчитане.

В България е въведена система за обследване за енергийна ефективност и сертифициране на сгради в експлоатация с разгъната застроена площ (РЗП) над

250 m<sup>2</sup>, в изпълнение разпоредбите на Директива 2010/31/ЕС. Сертификатът за енергийни характеристики на сграда в експлоатация се актуализира при извършването на следните дейности, водещи до промяна на енергийните характеристики на сградата:

- преустройство;
- реконструкция, основно обновяване или основен ремонт, когато се обхващат над 25% от площта на външните ограждащи конструкции и елементи на сградата.

Собствениците на сгради с РЗП над 250 m<sup>2</sup> са длъжни да изпълнят мерките за достигане на минимално изисквания се клас на енергийно потребление, предписани от първото обследване, в тригодишен срок от датата на приемане на резултатите от обследването.

Собствениците на сгради за обществено обслужване – държавни и общински администрации, са задължени да извършват управление на енергийна ефективност. Управлението се извършва чрез изпълнение на програми, дейности и мерки за повишаване на енергийна ефективност и ежегодно изготвяне на анализи на енергийното потребление. За управлението на енергийна ефективност, подобно на собствениците на предприятия, собствениците на сгради също изготвят и изпращат в АУЕР ежегодни отчети по образец.

Извършено обследване за енергийна ефективност или прилагане на сертифицирана система за управление на енергията, или на околната среда, е и един от критериите, на които следва да отговарят предприятията, кандидатстващи за помощи по реда на Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (Наредбата). Тези предприятия следва да извършват и управление на енергийната ефективност, както и да са представили в АУЕР отчет за това. Наредбата е издадена на основание чл. 4, ал 2, т.21 от ЗЕ и е в съответствие с Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетиката за периода 2014-2020 г. Същата регламентира реда и условията за предоставяне на помощ на предприятия в сектори, изложени на риск поради разходите, произтичащи от финансирането на подкрепата за енергията от ВИ, за да се запази конкурентоспособността на тези предприятия.

- **Отчитане и фактуриране**

#### **Отчитане на електрическа енергия**

Съгласно разпоредбите на ЗЕ електрическата енергия, доставена на крайни клиенти, се измерва със средства за търговско измерване – собственост на оператора на електропреносната мрежа или на оператора на съответната електроразпределителна мрежа, разположени до или на границата на имота на клиента. Потребителите на електрическа енергия не заплащат такса за средствата за търговско измерване.



Структурата на пазара на електрическа енергия и условията за участие в пазара на електрическа енергия се определят с Правила за търговия с електрическа енергия, издадени от КЕВР.

### **Отчитане на топлинна енергия**

Един от основните способи за отчитане на изразходваната топлинна енергия от домакинствата е системата "топлинно счетоводство", въведена в България през 1999 г. в ЗЕ, като една от мерките за енергийна ефективност, залегнали в условията за присъединяване на Република България към ЕС. С помощта на уредите за дялово разпределение (разпределители, водомери, апартаментни топломери), общата енергия за отопление и подгряване на вода може да бъде разпределена между отделните имоти. Дяловото разпределение на топлинна енергия в сграда етажна собственост се извършва по методика – приложение към Наредба № 16-334 от 6.04.2007 г. за топлоснабдяването. Абонатните станции у нас са оборудвани с топломери, които се отчитат в края на всеки месец. Отчетената топлинна енергия се разпределя между клиентите на база потреблението на всеки имот от предходния отоплителен сезон, като всеки месец топлофикационното дружество изпраща на потребителите фактури отразяващи тези данни. След отчитане на показанията на уредите в края на отоплителния сезон, топлинният счетоводител изготвя изравнителна сметка. Тя се изчислява на базата на реалното потребление за всеки отделен имот.

В резултат на въвеждането на тази мярка са монтирани индивидуални разпределители и прибори за регулиране на топлинна енергия практически на всички отоплителни тела.

Във връзка с наличието в повечето сгради на общи отоплителна система и система за битова гореща вода, в нормативна уредба е осигурена освен прозрачност и точност на отчитането на индивидуалното потребление, така и прозрачни правила за разпределение на разходите за потребление на топлинна енергия и топла вода в многофамилни сгради, снабдявани от централен източник на топлоснабдяване.

Сградните инсталации на клиентите се присъединяват към топлопреносната мрежа чрез присъединителен топлопровод и абонатна станция. Когато се присъединява нова сграда във всеки отделен имот в сградата се монтира индивидуален топломер на конкурентна цена. Когато се присъединява съществуваща сграда, след основен ремонт и преработка на сградните отоплителни инсталации от вертикално в хоризонтално разпределение, във всеки отделен имот в сградата се монтира индивидуален топломер на конкурентна цена.

### **Отчитане на енергия от природен газ**

Отчитането на количествата природен газ, пренесен по газопреносната мрежа се извършва в газоизмервателните точки, собственост на преносното предприятие, разположени на газопреносната мрежа съобразена с нормативните изисквания за нейното проектиране, строителство и експлоатация.

Измерване на количествата природен газ, пренесен по газоразпределителната мрежа се извършва на газоизмервателния уред поставен преди потребителя, но собственост на газоразпределителното предприятие. Обслужването на средствата за търговско измерване на газопреносната и газоразпределителна мрежа е задължение на оператора на съответната мрежа в съответствие с нормативната уредба за търговски измервания: Закон за измерванията и Правила за търговия с природен газ.

### **Фактуриране**

Начините и условията за фактуриране на крайните потребители са регламентирани в ЗЕ. Енергийните предприятия са длъжни да предоставят на своите потребители на енергийни услуги информация за:

- начините на плащане, цени за спиране или възстановяване на снабдяването, цени за услуги по извършване на поддръжка и други цени на услуги, свързани с лицензионната дейност;
- процедурата за смяна на доставчик и информация, че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си;
- реално потребените количества и извършените разходи без задължение за допълнително плащане за тази услуга;
- изготвянето на окончателна изравнителна сметка при всяка смяна на доставчика;
- делът на всеки енергиен източник в общата доставена енергия от доставчика през предходната календарна година, по разбираем и ясно съпоставим начин;
- съществуващите източници на обществено достъпна информация за въздействието върху околната среда, по отношение най-малко на емисиите на въглероден диоксид и радиоактивните отпадъци, резултат от производството на електрическа енергия от различните енергийни източници, в общата доставена енергия от доставчика през предходната година;
- средствата за уреждане на спорове.

Тази информация се представя във фактурите или заедно с тях в информационни материали и на интернет страниците на енергийните предприятия. По този ред доставчиците на енергия и природен газ предоставят на потребителите на енергийни услуги и контролен списък, приет от ЕК, съдържащ практическа информация за техните права.

Също така, ЗЕ задължава крайния снабдител да информира клиента, заедно с фактурата за последния месец на всяко шестмесечие, когато отчетената консумация на електрическа енергия или на природен газ на крайните клиенти за това

шестмесечие е по-висока с над 50% от отчетената консумация за съответното шестмесечие на предходната календарна година.

В допълнение на това, голяма част от снабдителите с енергия поддържат подробна информация за съдържанието на фактурите към крайния потребител на Интернет страниците си, като някои от тях предприемат и допълнителни действия, като изпращане на писма (на електронен и хартиен носител) до своите клиенти с разяснения на съдържанието на фактурата за потребена енергия.

- **Повишаване на енергийната ефективност в сектор Транспорт**

Основните мерки, чрез които България се стреми да подобри енергийната ефективност в сектора, могат да бъдат обобщени, както следва:

*а) Увеличаване дела на обществения електрически транспорт*

Мярката включва:

- Подобряване на железопътната инфраструктура;
- Подновяване на подвижния състав на електрическия железопътен транспорт.

За периода 2014 - 2020 г. са осигурени над 1 млрд. евро от фондове на ЕС, насочени към завършване на железопътната линия Сърбия - София - Пловдив - Бургас.

Ще бъдат открити тръжни процедури за нов подвижен състав, за да се гарантира, че поне следните бройки ще бъдат използвани в началото на периода 2021 - 2030 г.:

- около 15 броя влакове на средни разстояния и
- 30 до 50 броя нови вагони.

Очаква се това да осигури над 4 000 дестинации за пътуване на средни и дълги разстояния.

Проектът за разширяване на метрото в София, линия 3: бул. Владимир Вазов – централна градска част - Овча купел - Околовръстен път се изпълнява с европейски средства и ще започне да функционира в началото на 2021 г.

*б) Обучение на водачите за икономично шофиране*

Министерството на транспорта, информационните технологии и съобщенията ще насърчава и улеснява специалните обучения на шофьорите за подобряване на икономичното шофиране. Такива курсове ще включват модул за управление на превозни средства, който, въз основа на изискванията за безопасност, включва теми за повишаване на способността за оптимизиране на разхода на гориво чрез по-добро използване на дизайна на превозното средство и ефективно управление на превозното средство.

*в) Увеличаване на дела на електрическите и хибридните превозни средства и разгръщане на инфраструктурата за зареждане на електрически и хибридни автомобили в градските райони*

Инфраструктурата за зареждане на електрически превозни средства е в началните етапи на изграждане и се осъществява главно на ниво общини от частни инвеститори. Към септември 2019 г. са построени общо 149 зарядни устройства. Към същия период на предходната 2018 г. зареждащите станции са били 82 бр. Необходимо е да се въведат подходящи финансови стимули и административни средства, както и схеми за подпомагане на инсталирането на адекватна и задоволителна инфраструктура за зареждане.

От 2016 г. е стартирана пилотна схема за насърчаване на закупуването на електрически и хибридни превозни средства в държавната администрация на Националния доверителен екофонд чрез предоставяне на субсидия.

В Националната рамка за политика за развитието на пазара на алтернативни горива в транспортния сектор и за разгръщането на съответната инфраструктура са предвидени редица мерки за насърчаване навлизането на електрически превозни средства:

- Определяне на стандарти за консумация на енергия в движение (приложими не само за първоначална регистрация, но и за последваща продажба/ регистрация на превозни средства);
- Определяне на нормите за емисии на пътни превозни средства (приложими не само за първоначална регистрация, но и за последваща продажба/ регистрация на превозни средства);
- Въвеждане на зони за достъп (особено в централните градски райони) само с енергийно ефективни и превозни средства с ниски емисии;
- Прилагане на прогресивно данъчно облагане, насърчаващо използването на енергийно ефективни и превозни средства с ниски емисии;
- Предоставяне на директни субсидии за закупуване на нови превозни средства с нулеви емисии (валидно за ограничен брой/време, до достигане на минимален брой на такива превозните средства);
- Предоставяне на данъчни кредити за закупуване и използване на превозни средства с нулеви емисии (валидно за ограничен брой/време, до достигане на минимален брой на такива превозните средства);
- Осигуряване на достъп до автобусни ленти за превозни средства с нулеви емисии (валидно за ограничен брой/време, докато се достигне минимален брой на такива превозни средства);
- Използване на електрически превозни средства за нуждите на публичната администрация и местните власти;
- Насърчаване на влизането на превозни средства с нулеви емисии за съвместно използване;
- Стимулиране на преход на таксиметровите компании и обществените превозвачи към използването на превозни средства с нулеви емисии.

На годишна база към 31 декември 2018 г. броят на електрическите превозни средства нараства с 50% (от 981 броя на 1 471 броя), а на хибридните превозни средства – с 55% (от 4 009 броя на 6 226 в сравнение с 2017 г.).

Общините трябва да разработят своите инвестиционни програми за електрически транспорт. Например, до 30 високоскоростни стандартни електрически автобуси с нисък под и 12 зарядни станции се планира да бъдат закупени по Софийската инвестиционна програма за електрическа мобилност.

През 2017 г. Механизмът за свързване на Европа одобри финансирането на Централноевропейския проект за ултра зареждане, който има за цел изграждането на мрежа от ултрабързи зарядни станции (до 350 kW) за електрически превозни средства в Централна Европа. Проектът предвижда изграждането на общо 118 станции в "основната" TEN-T мрежа.

- **Програми за информиране и обучение на потребителите**

Мярката цели да се осигури повишаването на информираността на потребителите относно използваната от тях електрическа и топлинна енергия и енергия от природен газ, както и по отношение на ползите от прилагането на мерки за енергийна ефективност. Търговците с енергия публикуват на страниците си информация относно начините за пестене на енергия и поддържат онлайн архив с електронни фактури. Към дружествата има консултанти по енергийна ефективност, които подпомагат клиентите да намалят потреблението си на енергия, без осъществяването на скъпи инвестиции и сложни ремонти.

Освен, че мярката се прилага от търговците с енергия в страната като част от техните информационни кампании и инициативи, изпълнението ѝ допълнително се подпомага от областните и общинските администрации в страната. Различни инициативи за повишаване на информираността на потребителите са включени в програмите за повишаване на енергийна ефективност на регионалните и местните власти, изготвени в изпълнение на задълженията им по чл. 12 от ЗЕЕ. Инициативите включват създаването на потребителски съвети, организиране на ден на потребителя, както и множество кампании в областните и общинските центрове, където клиентите могат да се запознаят с начините за спестяване на енергия.

Информационните кампании, както и прилагането на различни поведенчески мерки, са включени като допустими мерки в Наредба № Е-РД-04-3 от 4 май 2016 г. за допустимите мерки за осъществяване на енергийни спестявания в крайното потребление, начините на доказване на постигнатите енергийни спестявания, изискванията към методиките за тяхното оценяване и начините за потвърждаването им.

За подпомагане на изпълнението на мярката се разработват специализирани методики за оценка на енергийните спестявания след прилагането на различни поведенчески мерки по реда на Наредба № Е-РД-04-3 от 4 май 2016 г. Методиките се изготвят по

образец, утвърден в Наредбата и преминават през обсъждане от специално сформирани от АУЕР експертни групи, отново по реда на същата Наредба.

- **Осигуряване на схеми за квалификация, акредитиране и сертифициране**

Условията и редът за придобиване и признаване на квалификация за извършване на обследване за енергийна ефективност на сгради и промишлени системи, и сертифициране на сгради са уредени в ЗЕЕ. Дейностите по обследване за енергийна ефективност, сертифициране на сгради, изготвяне на оценка за съответствие на инвестиционните проекти и изготвяне на оценки за енергийни спестявания се извършват от лица, вписани в публични регистри, поддържани от АУЕР. В ЗЕЕ са предвидени изискванията, на които следва да отговарят въпросните лица, като тези изисквания се детайлизират на подзаконово ниво в Наредба № РД-16-301 от 10 март 2014 г. за обстоятелствата, подлежащи на вписване в регистрите на лицата, извършващи обследване и сертифициране на сгради и обследване за енергийна ефективност на промишлени системи, реда за получаване на информация от регистрите, условията и реда за придобиване на квалификация и необходимите технически средства за извършване на дейностите по обследване и сертифициране.

Вписаните в публичния регистър на АУЕР лица притежават удостоверение за успешно положен изпит за повишаване на квалификацията за извършване на дейностите по обследване и сертифициране на сгради и обследване за енергийна ефективност на промишлени системи.

- **Задължително поетапно изваждане от употреба на отоплителните уреди на твърдо гориво, които не отговарят на изискванията на Регламентите за екодизайн (ЕС) 2015/1185 и (ЕС) 2015/1189 и замяната им с други средства за отопление;**

В Национална програма за подобряване качеството на атмосферния въздух 2018-2020 г. е включена мярка в областта на битовото отопление - задължително поетапно извеждане от употреба в периода 2020-2024 г. на печки и котли на твърдо гориво, които не отговарят на изискванията на Регламентите за екодизайн и въвеждането на алтернативни мерки за отопление да допринесат с 78% от очакваното намаление на емисиите на ФПЧ10 от сектора на битовото отопление. Крайната цел на мярката е поетапното изваждане от употреба на неефективните уреди на твърдо гориво.

*v. Когато е приложимо, описание на политиките и мерките за насърчаване на ролята на местните енергийни общности във връзка с приноса им в изпълнението на политиките и мерките, посочени в подточки i), ii), iii) и iv)*

*Не е приложимо към настоящия момент*

*vi. Описание на мерките за разработване на мерки за използване на потенциала за подобряване на енергийна ефективност на газопреносната и електропреносната инфраструктура*

За ефективното използване на енергията при производството, преноса и разпределение в ЗЕ са регламентирани изисквания, които КЕВР отчита при определяне на цените на електрическа и топлинна енергия и природен газ. В изпълнение на правомощията си по този закон КЕВР:

- определя максимални размери на технологичните разходи при производството, преноса и разпределението на електрическа енергия, при производството и преноса на топлинна енергия и при преноса, разпределението и съхранението на природен газ, които могат да бъдат признати при определяне на цените, съгласно методика или указания, приети от комисията;
- изисква от операторите на електрическите и газовите мрежи да извършат оценка на потенциала за енергийна ефективност на съответните мрежи чрез намаляване на технологичните разходи, която включва анализ на преноса, разпределението, управлението на товарите, ефективното функциониране на мрежите и възможностите за присъединяване на инсталации за децентрализирано производство на енергия;
- въведено е задължение към операторите на мрежи при разработването на планове за развитие на мрежите да включват мерки и да планират съответните инвестиции за подобряване на енергийната ефективност в газовите и електроенергийните мрежи, както и график за тяхното изпълнение.

В правомощията на КЕВР е и извършването на оценка за икономическата целесъобразност от въвеждането на интелигентни системи за измерване, предложени от операторите на мрежите. В случай, че въвеждането е икономически обосновано, КЕВР изготвя графици за въвеждането им, като гарантира оперативната съвместимост на интелигентните системи за измерване при отчитане на подходящи стандарти, най-добри практики и значението им за развитието на вътрешния пазар на електрическа енергия и природен газ.

В допълнение, в ЗЕ е регламентирано, че при изпълнение на регулаторните си правомощия, в областта на енергийна ефективност, КЕВР се ръководи от следните общи принципи:

- насърчаване повишаването на енергийна ефективност при производството, преноса, разпределението и крайното потребление на енергия и природен газ, както и;
- създаването на стимули на операторите на преносни и разпределителни мрежи за осигуряване на системни услуги на крайните клиенти, които дават възможност да се реализират мерки за подобряване на енергийна ефективност с въвеждане на интелигентни мрежи, като се вземат

предвид разходите и ползите, свързани с всяка мярка, при гарантиране сигурността на системата.

Във връзка с ценовото регулиране КЕВР има за цел цените за пренос и разпределение на електрическа енергия да не ограничават повишаването на енергийна ефективност при производството, преноса и разпределението на енергия и включването на оптимизацията на потреблението в балансирането на пазарите и предоставянето на допълнителни услуги, както и отразяване в мрежовите тарифи на намаляването на разходи в мрежите, постигнато от потребителите, оптимизирането на енергопотреблението, децентрализацията на производството, понижаване на разходите за доставка или за инвестиции в мрежите и от оптимизация на работата на мрежите.

По отношение оптимизирането на потреблението, КЕВР се ръководи от принципа цените за пренос и разпределение на електрическа енергия да позволяват повишаване участието на крайните клиенти в подобряване ефективността на електроенергийната система чрез оптимизиране на потреблението. Също така се стреми да насърчава операторите на преносни и разпределителни мрежи да предлагат системни услуги за оптимизация на потреблението на електрическа енергия, за управление на енергопотреблението и на децентрализирано производство в рамките на организирани електроенергийни пазари и да подобряват ефективността при проектирането и функционирането на мрежите, и по-специално:

- прехвърляне на натоварването от върхови часове към ненатоварени часове от страна на крайните клиенти, като се взема предвид наличността на енергия от ВИ, от комбинирано производство на енергия и от децентрализирано производство;
- спестяване на енергия чрез оптимизация на потреблението от децентрализирани източници на производство посредством съчетаване на предоставяне на енергийноефективни услуги и участие на балансиращия пазар на електрическа енергия;
- намаляване на потреблението чрез мерки за енергийна ефективност, реализирани от доставчици на енергийноефективни услуги;
- присъединяване и диспечерско управление на енергийни обекти за производство на електрическа енергия на средно и ниско напрежение;
- присъединяване на енергийни обекти за производство на електрическа енергия, разположени по-близо до точките на потребление;
- предоставяне на достъп до мрежите на съоръжения за акумулиране на енергия.

Друга цел е въвеждането на динамично ценообразуване за мерки за оптимизация на потреблението на електрическа енергия от страна на крайните клиенти чрез:

- цени, отчитащи периода на потребление;



- цени за критичните периоди на върхово натоварване;
- ценообразуване в реално време;
- отстъпки при намалено потребление през върхови периоди.

### **Мерки при газоразпределителните дружества**

Прилаганите мерки за енергийна ефективност от газоразпределителните дружества са следните:

1. Мерки, свързани с контрола и диагностиката на техническото състояние на мрежите:
  - Групиране на газопроводите по възраст от началото на въвеждане в експлоатация, като в по-старите участъци се въвежда по-кратък контролен период за обход и търсене на утечки на природен газ;
  - Групиране на газопроводите по честота на пробивите и утечките;; Извършване на анализ на баланса вход-изход от газоразпределителната мрежа;
2. Локализиране изтичането на природен газ.
3. Мерки, свързани с предотвратяване на щети, причинени от трети лица: анализ и предотвратяване на действия на трети лица, свързани с нарушаване целостта на мрежата, което води до изтичане на природен газ – ограничаване на достъпа и охраняване на обектите;
4. Мерки по време на строителството и запълването на газоразпределителните мрежи – използване на сертифицирани материали и фирми изпълнители;
5. Експлоатационни мерки:
  - Управление на налягането;
  - Одориране на природния газ;
  - Редовно обхождане на газоразпределителната мрежа;
  - Изграждане на система за дистанционно наблюдение на стойностите на електрохимичните защиты на металните газопроводи;
  - Включване на нови абонати ще се осъществява, чрез врязване под налягане, с цел намаляване на технологични загуби;
  - Внедряване на интелигентни измервателни системи в газоразпределителните мрежи.

### **Мерки при електроразпределителните дружества**

По отношение на мерките за намаляване на технологичните разходи за пренос и разпределение на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа, от операторите на мрежи се извършва следното:

1. Намаляване на техническите загуби при преноса и разпределението на

електрическа енергия, чрез:

- Увеличаване сечението на проводниците на ниво средно и ниско напрежение при кабелни и въздушни мрежи;
- Изграждане на нови трансформаторни постове, при което се намаляват дължините на изводите за мрежите ниско напрежение и/или се преразпределят електрическите товари;
- Подмяна на монтираните силови трансформатори, с нови, с по-ниски загуби на енергия на празен ход и на късо съединение;
- Термовизионно обследване на трансформатори, уредби средно напрежение и ниско напрежение за откриване на проблемни места, характеризиращи се с повишена температура.

2. Повишаване на надеждността при измерване на количествата електрическа енергия постъпили или напуснали електроразпределителната мрежа и ограничаване възможността за нерегламентираното ѝ използване, чрез:

- Подмяна на средства за търговско измерване;
- Обезопасяване и изнасяне на средствата за търговско измерване на границата на собственост;
- Изграждане на SMART GRID-мрежи.

### **Мерки при топлофикационните дружества**

Потенциалът за енергийна ефективност на инфраструктурата на централизираното отопление и охлаждане се съдържа в рехабилитацията на топлопреносните мрежи и подмяната на остарелите директни абонатни топлофикационни станции с модерни високоефективни автоматизирани индиректни станции, което ще намали загубите по преноса и разпределение на топлинна енергия и ще доведе до намаляване емисиите на ПГ. При най-добрите практики, свързани с използване за районните отоплителни инсталации на предварително изолирани тръби, се постига намаляване на топлинните загуби до 3%. Подобно ниво на загубите може да бъде постигнато за системи с висока плътност на мощността. В контекста на националните условия за Република България се приема, че средната плътност на мощността на районните отоплителни системи ще позволи намаляване на топлинните загуби до 10% при използване на най-добрата налична технология.

С цел да се намалят загубите до 10% (при текущи средни загуби 23.7%), топлофикационните мрежи трябва да бъдат модернизирани така, че годишните загуби да бъдат намалени от 2.77 TJ/km до 1.17 TJ/km. Тъй като дължината на топлопреносната мрежа (1 898 км) е тясно свързана със стойността на загубите при пренос, може да се предположи, че изискването за намаляване на загубите на километър от мрежата до 1.17 TJ/km следва да се прилага към всички топлофикационни системи в страната. Потенциалът, в резултат от подобряване на енергийна ефективност на топлофикационните системи, се оценява на 1.6 TJ,

представляващи 30.3% от топлината, която в момента се губи при транспортирането на топлоносителя.

*vii. Регионално сътрудничество в тази област, ако е приложимо*

*Не е приложимо*

*viii. Финансови мерки, включително подкрепа от ЕС и използване на средства от фондовете на ЕС на национално равнище*

С предвидените промени в ЗЕЕ ще се регламентира изискване при разработване на схеми и механизми за насърчаване на енергийната ефективност в сгради да се отчитат прогнозните или постигнатите спестявания на енергия, като се вземат предвид един или няколко от следните критерии:

1. енергийните характеристики на оборудването или материалите, използвани при изпълнение на мерки за енергийна ефективност в сградата, монтиране на оборудването или материалите от лица, притежаващи необходимата професионална квалификация за това, придобита при условията и по реда на Закона за професионалното образование и обучение;
2. стандартните стойности за изчисляване на спестяването на енергия в сградите;
3. сравнителен анализ на сертификатите за енергийни характеристики, издадени преди и след подобряването на енергийните характеристики на сградата.
4. резултатите от обследването на енергийната ефективност или от друг подходящ, прозрачен и пропорционален метод, който показва подобрене на енергийните характеристики.

Изпълнението на политиките и мерките в ИНПЕК ще се осигури в рамките на бюджетите на заинтересованите министерства, ведомства и други държавни структури за съответната година. Мерките за повишаване на енергийната ефективност ще бъдат подкрепени от добре проектирани и ефективни финансови инструменти, ще се насърчава и сътрудничеството между публични и частни заинтересовани страни за разработване на широкомащабни инвестиционни програми и схеми за финансиране. За целта ще бъдат използвани средства от фондовете на Съюза, както и други схеми за финансиране на мерки за повишаване на енергийната ефективност:

1. Структурни фондове 2021 – 2027 г.

За следващата Многогодишна финансова рамка за периода 2021—2027 г. България възнамерява да използва структурните фондове за финансиране на мерки за повишаване на енергийната ефективност.

В тази връзка са определени следните инвестиционни приоритети:

- Подкрепа за повишаване на енергийна ефективност на обществени, промишлени и жилищни сгради чрез пълно обновяване;

- Подкрепа за изпълнение на мерки за повишаване на енергийната ефективност за малки и средни предприятия, големи предприятия и местните власти.
2. Програма Invest EU;
  3. Модернизационен фонд;
  4. Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“;
  5. Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради;
  6. Национален доверителен „Екофонд“ – Инвестиционна програма за климата;
  7. Програма „Възобновяема енергия, енергийна ефективност, енергийна сигурност“, финансирана по Финансов механизъм на Европейското икономическо пространство 2014-2021 г.

### 3.3 Измерение „Енергийна сигурност“

#### *і. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.3*

Политиките и мерките за сигурността в областта на енергийния сектор на страната могат да бъдат обобщени в следните приоритетни оси: диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, ефективно използване на местните енергийни ресурси, повишаване на междусистемната свързаност и увеличаване на гъвкавостта на националната енергийна система, съхранение на енергия и мрежова и информационна сигурност.

#### **Диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ чрез реализиране на следните проекти:**

- ♦ Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB)

Газовата връзка е с обща дължина от 182 км и капацитет за транспортиране на природен газ от 3 до 5 млрд. куб. м/г. При наличие на интерес капацитетът може да бъде разширен до 10 млрд. куб. м/г. Трасето на проекта ще бъде между гр. Комотини, Република Гърция и гр. Стара Загора, Република България. Газопроводът IGB ще свърже преносните системи на DESFA и TAP в гр. Комотини, Република Гърция с преносната система на "Булгартрансгаз" ЕАД в гр. Стара Загора.

Проектът за междусистемна газова връзка Гърция – България е част от списъка с проекти от общ интерес на Европейския съюз (ПОИ), съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура. Той е и един от седемте приоритетни газови проекти в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

Предвижда се реализиране на проекта до края на 2020 г.

Преките ефекти от реализацията на проекта са: постигане на реална диверсификация на източниците на доставки на природен газ за Република България и за региона, осигуряване на възможност за доставки на природен газ от Южния газов коридор и от източници на втечен природен газ (LNG), превръщане на Република България и газопреносната ѝ система в основна част от регионална инфраструктура за газови доставки от алтернативни източници за региона на Югоизточна и Централна Европа.

Чрез този проект Република България ще има възможност да внася договорените 1 млрд. м<sup>3</sup>/г. природен газ от втората фаза на газовото находище Шах Дениз в Азербайджан. Междусистемната връзка ще способства и за осигуряване на газови доставки от терминала за втечен природен газ до Александрополис от производители на втечен природен газ като САЩ, Катар, Алжир, Нигерия и др., а за бъдеще от Израел, Египет и др.

- ◆ Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)

Газовата междусистемна връзка България-Сърбия (IBS) се предвижда като реверсивна връзка, която ще свързва националните газопреносни мрежи на Република България и Република Сърбия. Тя е с обща дължина 170 км от гр. Нови Искър, Република България до гр. Ниш, Сърбия, от които 62,2 км на българска територия. Газопроводът ще създаде възможност за пренос на природен газ в двете посоки: 1 млрд. м<sup>3</sup>/г. до 1.8 млрд. м<sup>3</sup>/г. в посока от Република България до Република Сърбия и 0.15 млрд. м<sup>3</sup>/г. в посока от Република Сърбия към Република България. Очакваният срок за реализиране на проекта е средата на 2022 г.

Междусистемната връзка България – Сърбия е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, както и проект от общ интерес за Енергийната общност. Той е и един от седемте приоритетни газови проекти в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Република Сърбия, използвайки новите входни точки с Република Турция и Република Гърция и значителния свободен капацитет на българската газопреносна мрежа. Същевременно, в кризисни ситуации ще се използва за доставка на природен газ от Република Сърбия.

- ◆ Проект за LNG терминал до Александрополис

Терминалът е с проектен годишен капацитет 6,1 млрд. м<sup>3</sup> и капацитет за съхранение 170 хил. м<sup>3</sup>. Той е съвременен технологичен проект, който включва офшорно плаващо устройство за приемане, съхранение и регазифизиране на втечен природен газ и система от подводни и наземни газопроводи за пренос на газ, чрез които природният газ се доставя в гръцката национална система за природен газ и нататък до крайните потребители. LNG терминалът се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на гръцкия национален газов оператор DESFA S.A.

Проектът е класиран от Европейската комисия като проект от общ интерес, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, включително в третия и в четвъртия списък на ЕК. Българската страна последователно подкрепя включването на проекта в списъка на проекти от общ интерес.

Очаква се търговските операции на терминала за втечен газ да започнат през 2022 г.

Проектният годишен капацитет и капацитет за съхранение на природен газ на терминала ще дадат възможност да се балансират нуждите не само на местния пазар, но и на пазарите на Република България, Румъния, Република Северна Македония, Република Сърбия и Унгария. Българската страна разглежда проекта за терминал на Александрополис като допълващ газовата връзка с Република Гърция и Транс-адриатическия газопровод (TAP), а като източници за захранване се посочват производители и доставчици на втечен газ от САЩ, Катар, Алжир и др., а за в бъдеще от Израел, Египет и др.

„Булгартрансгаз“ ЕАД ще се включи, като акционер с 20% дял в изграждането на терминала, а „Булгаргаз“ ЕАД ще участва в правно-обвързващата фаза за резервиране на капацитет. Българското участие в проекта за изграждане на терминал за втечен природен газ край Александрополис е от ключово значение както за страната, така и за региона на Югоизточна Европа. Синергията на LNG терминала с междусистемната връзка Гърция - България ще съдейства за сигурността и диверсификацията на енергийните доставки.

- ♦ Газоразпределителен център „Балкан“

Концепцията, разработена със съдействието на Европейската комисия, предвижда изграждане на газоразпределителен център на територията на България, включително необходимата газопреносна инфраструктура, и борса за търговия с природен газ. Газоразпределителният център ще свърже пазарите на природен газ на държавите членки в региона – Република България, Република Гърция, Румъния, Унгария, Република Хърватия, Република Словения и през тях на държавите членки от Централна и Западна Европа и страните от Енергийната общност – Република Сърбия, Република Северна Македония, Босна и Херцеговина. Концепцията за изграждане на газоразпределителен център за Югоизточна Европа на наша територия е основана на идеята в определени реални физически точки да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо транспортиране, като в същото време на тази точка се организира и място за търговия с природен газ.

Проектът е от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура (като група от проекти, която да позволи инфраструктурно изграждане и развитие на газоразпределителния център „Балкан“).

В контекста на европейските цели за създаване на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, изграждането на регионален газоразпределителен

център „Балкан“ е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в Европа. Газоразпределителен център „Балкан“ би могъл да разчита на: руски природен газ през новоизградения морски газопровод, при съблюдаване на европейските изисквания на Трети либерализационен енергиен пакет, и по действащото към момента трасе; природен газ, добиван в шелфа на Черно море, в българския и румънския участъци; природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) и LNG от терминалите в Република Гърция и Република Турция.

От 9 декември 2019 г. в България работи борса за търговия с природен газ. Оператор на борсовия сегмент е "Газов хъб Балкан" ЕАД, дъщерно дружество на "Булгартрансгаз" ЕАД.

- ♦ Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“

Проектът е за разширение капацитета на подземното газово находище (ПГХ) „Чирен“, като включва поетапно увеличаване на капацитета на единственото на територията на България газохранилище, с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Проектът предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м<sup>3</sup> и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8–10 млн. м<sup>3</sup>/ден. Проектът за разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура.

Срокът за въвеждане в експлоатация се очаква да бъде през 2025 г.

ПГХ „Чирен“ е ключов инструмент за функционирането на газовия пазар в Р България, чрез който се компенсира сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната, като осигурява необходимата гъвкавост, породена от разликите между доставките и потреблението и осигурява аварийен резерв.

Проектът е изключително важен за гарантиране сигурността на газовите доставки. В средносрочен времеви хоризонт ПГХ „Чирен“ се очертава и като търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията на регионалния газов пазар, както и за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, със съществен принос за управлението на претоварванията и сезонната оптимизация на използване на газопреносните системи.

- ♦ Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система

Проектът представлява комплексен, многокомпонентен и поетапен проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на Република България. Той се изпълнява в три времеви фази и включва следните видове дейности: модернизация и рехабилитация на компресорни станции; ремонт и подмяна на участъци от газопровода след

инспекции; разширяване и модернизация на съществуващата мрежа; инспекции за установяване и характеризиране състоянието на газопроводите; внедряване на системи за оптимизиране процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Проектът за рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура. Той е и един от седемте приоритетни газови проекти в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

Срокът за въвеждане в експлоатация на последната фаза се очаква да бъде през 2022 г.

Българската газопреносна система ще осигурява пренос на азербайджански природен газ и газ от LNG източници през IGB към IBR и IBS, т.е. към Румъния и Република Сърбия, и след тях към Унгария и Централна Европа.

### **Ефективно използване на местните енергийни ресурси**

#### **Диверсификация на доставките на свежо ядрено гориво**

В момента ядрената енергия е част от енергийния микс за много от държавите членки на ЕС, в т.ч. и за България.

Атомните електроцентрали осигуряват базова мощност, която гарантира надеждното снабдяване с беземисионно електрическа енергия и имат важна роля за енергийната сигурност.

Важен аспект за развитие на ядрената енергетика е следване политиката на Евратом за диверсификация на доставките на свежо ядрено гориво, базирана на Европейската стратегия за енергийна сигурност, приета на 28.05.2014 г., която изисква цялостно диверсифицирано портфолио на доставките на свежо ядрено гориво. Тази политика се базира на следните четири стълба:

- 1) Диверсификация при закупуването на природен уран, неговата конверсия и обогатяване.
- 2) Диверсификация на производителите на ядрено гориво (горивни касети).
- 3) Поддържане на достатъчен резерв от гориво на площадките на АЕЦ.
- 4) Сключване на дългосрочни договори за доставка на свежо ядрено гориво.

В изпълнение на тази европейската политика и с цел намаляване зависимостта на българската енергетика от един доставчик, в ход е процедура за диверсификация на доставките на свежо ядрено гориво за АЕЦ "Козлодуй" ЕАД и за бъдещите нови ядрени мощности, като основен приоритет ще бъде спазването в най-висока степен на ядрената безопасност. При реализиране на политиката за диверсификация, важни предимства ще бъдат по-добрите финансови и икономически условия.



АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД стриктно изпълнява политиката на правителството и директивите на ЕС за диверсификация на ядрените доставки при строго спазване на българското и европейското законодателство и съгласува всички свои действия с Европейската агенция по доставките.

В АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД е разработена Програма за диверсификация, която е съгласувана с ЕВРАТОМ (Агенцията по доставките).

В изпълнение на изискванията на АЯР и на „ИНСТРУКЦИЯ ПО КАЧЕСТВО Преход към ново ядрено гориво“ на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, процесът по диверсификация е планиран на три етапа:

**Етап 1** – разработване на Техничко-икономическа обосновка за лицензиране и внедряване на алтернативен тип ядрено гориво на 5 и 6 блок.

**Етап 2** – разработване на Отчет за анализ на безопасността на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД при внедряване на алтернативен тип ядрено гориво.

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

Програмата за диверсификация в АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД се изпълнява по график, и първият етап вече е в процес на реализация. На 20.02.2019 г. е подписан Договор за Разработване на Техничко-икономическа обосновка за лицензиране и внедряване на нов тип ядрено гориво от алтернативни производители на касети за ВВЕР-1000. Очаква се Техничко-икономическата обосновка да бъде изпълнена през м. май 2020 г.

### **Удължаване срока на експлоатация на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД**

АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, като базова централа, има своята основна роля за поддържане устойчивост на електроенергийната система. Той осигурява около 33% от производството на електрическа енергия в страната и е гарант за енергийната сигурност на България.

Успешно е изпълнен проект, който позволи да бъде продължен експлоатационният ресурс на съоръженията на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, каквито са съвременните световни тенденции в областта на ядрената енергетика. С изпълнението на проекта е обоснована възможността за дългосрочна работа на ядрените мощности. В изпълнение на приетата от Народното събрание на 01.06.2011 г. „Енергийната стратегия на Република България до 2020 г.“, през 2017 г. и през 2019 г. Агенцията за ядрено регулиране удължи лицензиите за експлоатация на 5 и 6 блок за десетгодишен срок, съгласно българското законодателство.

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

- В първия етап, общ за двата блока, бе направено Комплексно обследване и оценка на остатъчния ресурс на оборудването и съоръженията на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, което бе извършено от международен консорциум. Използвана бе методология, отговаряща на очакваното високо ниво за страна,

членка на Европейския съюз, и осигуряваща неоспоримостта на получената обосновка.

Резултатите от комплексното обследване показаха, че техническото състояние на конструкции, системи и компоненти на 5 и 6 енергоблок съответства на изискванията на нормативните, проектно-конструкторските и действащите в АЕЦ "Козлодуй" експлоатационни документи.

- По време на втория етап бяха изпълнени програмите за подготовка за дългосрочна експлоатация, в които са включени конкретни мерки, определени в резултат на извършеното комплексно обследване. На 5 блок са изпълнени 240 мерки, а на 6 – 200. В процеса на изготвяне на обосновката на продължаването на срока на експлоатация на шести блок са извършени необходимите анализи на безопасността, разчети и количествени оценки на остатъчния ресурс на съоръженията, свързани с безопасната и надеждна работа на блока.

Паралелно с дейностите по проекта за продължаване на срока на експлоатация е проведен Периодичен преглед на безопасността на двата блока, който представлява систематична преоценка на всички фактори на безопасност на проекта и експлоатацията на ядреното съоръжение. Изготвянето на документа е задължително условие при всеки процес на подготовка за лицензиране. Резултатите от Периодичния преглед доказват безопасната експлоатация на блоковете през следващия им лицензионен период, както и високо ниво на ядрена, радиационна и технологична безопасност, съизмерима с тази на най-добрите ядрени централи.

Предвижда се изграждане на 2 000 MW нова ядрена мощност, която ще допринесе за енергийната сигурност на страната и региона.

### **Използване потенциала на местните въглища в страната при спазване на екологичните изисквания**

България ще използва в максимална степен съществуващия потенциал на местните въглища в страната при спазване на екологичните изисквания, като те могат да осигурят ресурс за производство на електрическа енергия за следващите 60 години.

Използването на местните въглищни запаси има бъдеще като стабилизиращ източник на енергия. Централите, използващи местни въглища осигуряват около 48% от производство на електрическа енергия и са гарант за енергийната сигурност на България и конкурентоспособността на българската икономика. Тези централи са основни базови електропроизводствени мощности за българската електроенергийна система и са основен доставчик на услуги за балансиране на системата, поради което те се явяват основен фактор за електроенергийната сигурност на страна. Това определя ролята на местните въглища като стратегически енергиен ресурс, по отношение на енергийната и национална сигурност на страната.

## **Развитие на мрежата и увеличаване на гъвкавостта на електроенергийната система**

За увеличаване на гъвкавостта на електроенергийната система, посредством оптимизация на потреблението на енергия, България предвижда да създаде подходящи условия, чрез предприемане на законодателни мерки, за създаването на активни потребители, възможности за обединения посредством агрегатори или енергийни общности, както и активното им участие като оптимизацията на потреблението на различните пазарни сегменти.

През разглеждания период България предвижда да се въведат междинни мерки, които да позволят извършването на следните реформи:

- Въвеждане на ценови граници на балансиращия пазар, които да позволяват да се дават коректни ценови сигнали към инвеститорите. Максимална и минимална цена съобразени с времевите интервали за ден напред и в рамките на деня и в съответствие с разпоредбите на Регламента за балансиране;
- Създаване на подходящи условия и засилване участието на оптимизацията на потреблението, представено индивидуално или чрез агрегатори, на пазара на едро на електроенергия, както и на балансиращия пазар;
- Надграждане на преносната мрежа с цел облекчаване на вътрешните претоварвания и увеличаване на междусистемния капацитет;
- Предвид новите цели на ЕС в областта на енергетиката и климата за да се осигури адекватност на системата и необходимото ниво на сигурност на доставките, се предвижда въвеждането на механизъм за капацитет на пазара на електрическа енергия за период от 10 години.

Водещите принципи при разработването на план за развитие на електропреносната мрежа произтичат пряко от целите на енергийната политика на Европейския съюз, а именно:

- Сигурност на електроснабдяването на потребителите;
- Интегриране на вътрешния и външния пазар на електроенергия;
- Намаляване на вредното въздействие върху околната среда чрез развитието на ВИ сектора;
- Повишаване на ефективността на електропреносната мрежа.

Българската електропреносна мрежа е част от интегрираната преносна мрежа на страните от континентална Европа и нейното развитие е тясно свързано с развитието на мрежите на съседните страни.

Резултатите от пазарните изчисления, направени въз основа на прогнозата на всеки електроенергиен системен оператор за развитието на производството и потреблението на електрическа енергия, показват значителни разлики от предишния регионален

план. За първи път разработването на плана взема предвид влиянието на Турция върху региона. Прогнозите на турския оператор са за голям ръст на източници от ново поколение (над 140 GW инсталирана мощност до 2040 г.), с ниски разходи за електроенергия и целогодишни възможности за износ. В същото време инвестициите в нови широкомащабни източници на електроенергия, които са достъпни 24 часа в денонощието, които не отделят парникови газове, са предвидени в българската ЕЕС. Това ще увеличи транзитните потоци на електроенергия през нашата преносна мрежа в посока изток-запад и може да направи българо-турската и българо-сръбската граница тесни места, които биха ограничили свободната търговия. Транзитът на електроенергия през страната ни ще стане още по-голям с евентуалното затваряне на генериращи мощности в комплекс „Марица-изток“.

За безопасната експлоатация на мрежата и гарантиране на нейната надеждност и устойчивост в съответствие с горните принципи се предвижда реализирането на следните електропроводи:

- електропровод на напрежение 400 kV от подстанция Марица Изток (BG) до подстанция Nea Santa (GR);
- електропровод на напрежение 400 kV от подстанция София запад (BG) до подстанция Ниш 400 kV електропровод от подстанция Пловдив до подстанция Марица Изток;
- електропровод на напрежение 400 kV от подстанция „Марица-изток“ до ТЕЦ „Марица-изток 3“;
- електропровод на напрежение 400 kV от подстанция „Марица изток“ до подстанция Бургас;
- електропровод на напрежение 400 kV от подстанция Бургас до подстанция Варна.

С изключение на втората междусистемна връзка със Сърбия, всички други електропроводи, планирани за изграждане, са признати от Европейската комисия като проекти от общ европейски интерес (PCI). За тях беше направен задълбочен анализ на разходите, съгласно методологията на ENTSO. Показателите, оценени в този анализ, са икономически и технически. Резултатите от анализа показват, че с оглед на планираното развитие на производствените мощности и потреблението на електроенергия в региона, изграждането на тези електропроводи е икономически и технически оправдано. Икономическите ползи идват от очакваното намаляване на цените на електроенергията в резултат на улесняване на трансграничната търговия, както и от намаляването на разходите за технологичен пренос. Техническите ползи от изграждането на тези електропроводи са свързани с подобряване на ефективната работа на електропреносната мрежа чрез осигуряване на непрекъснатост на доставките. Това спомага за подобряване на условията за търговия и улесняване на процедурите за получаване на различни документи, необходими за изготвяне на разрешителни за строеж. За два от споменатите по-горе проекти електроенергийният

системен оператор е подписал споразумения за финансиране по Механизма за свързване на Европа.

Очаква се изграждането на новият двоен междусистемен електропровод на напрежение 400 kV между Република България и Република Сърбия да стане след 2028 г.

Приета е концепция, че преносната мрежа 220 kV не трябва да бъде доразвита за сметка мрежи на напрежение 400 kV и 110 kV, с изключение на изграждането на второ районно електрозахранване на град Русе.

Развитието на мрежата на напрежение 110 kV, описано в плана, е предимно локално и се определя от:

- подобряване сигурността на пренос на електроенергия, произведена от ВЕИ;
- увеличаване на възможностите за свързване на инсталации за децентрализирано производство на електроенергия;
- присъединяване на клиенти със значително потребление;
- подобряване на сигурността на електрозахранването на отделни зони при планирани и аварийни ремонти в мрежите на напрежение 400 kV и 220 kV;
- подобряване на обмена на електроенергия с разпределителните мрежи.

### **Съхранение на енергия**

България планира да разработи няколко проекта за съхранение на електроенергия с цел осигуряване на баланс и гъвкавост на системата, засилване на позицията на България на износител и осигуряване на трансгранична гъвкавост на системата. Тези проекти ще улеснят и по-нататъшното развитие на ВИ и интегрирането им в националната енергийна система, като се има предвид променливостта на такива енергийни източници. В тази връзка се предвиждат следните проекти:

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

### **Търсене и проучване за добив на нефт и природен газ в дълбоко Черно море**

По отношение на разрешенията за проучване на нефт и природен газ, дадени от Министерството на енергетиката, има очаквания за увеличаване на дела на местното

производство и намаляване на зависимостта на страната от внос на природен газ. Към настоящия момент има две активни разрешения за проучване за нефт и природен газ в офшорната зона на Черно море, както следва: Блок 1-21 Хан Аспарух и Блок 1-14 Хан Кубрат. Предоставените разрешителни включват както морските зони, така и териториите в черноморския шелф и дълбоките води. И двата блока са разположени в изключителната икономическа зона на България в Черно море.

От юли 2012 г. компанията Total в партньорство с Repsol и OMV има разрешение за проучване на нефт и природен газ в Блок 1-21 Хан Аспарух в дълбоките води на Черно море.

През ноември 2019 г. Министерството на енергетиката обяви покана за предложение за предоставяне на разрешение за проучване на залежите на нефт и природен газ в район "Блок 1-26 Тервел", който е част от блок „Бургас - дълбоко море“.

### **Мрежова и информационна сигурност (киберсигурност)**

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

Република България ще продължи своите усилия за повишаване на мрежовата и информационната сигурност на енергийната система, чрез стратегическо сътрудничество и обмен на информация с останалите държави членки. Съгласно Директива (ЕС) 2016/1148 относно мерки за високо общо ниво на сигурност на мрежите и информационните системи в Съюза, транспонирана в националното законодателство със Закона за киберсигурност, енергийните предприятия за електрическа енергия и природен газ и доставчиците на цифрови услуги имат задължение да прилагат мерки за осигуряване на ниво на мрежова и информационна сигурност и мерки за предотвратяване и намаляване на въздействието на инцидентите, засягащи мрежовата и информационната им сигурност. В тази връзка, на основание Закона за киберсигурност, с Решение на Министерския съвет от април 2019 г., Министърът на енергетиката е определен за административен орган, към който се създава национален компетентен орган по мрежова и информационна сигурност за сектор „Енергетика“. Националният компетентен орган отговаря за организацията, координацията и контрола на дейностите и мерките по мрежовата и информационна сигурност за Министерство на енергетиката и определените оператори на съществени услуги в енергийния сектор, произтичащи от Закона за киберсигурността.

Предвид същественото значение на киберсигурността за управлението и функционирането на енергийния сектор се предвижда да бъдат въведени

допълнително в енергийната система на страната, необходимите високо-технологични решения на ниво – лицензирани хардуер и софтуер за мониторинг и активна киберзащита на мрежовите и информационните системи за управление и работа на енергийната система, както и да бъде ускорен процеса по периодичното обучение на персонала и по осигуряването на необходимите човешки ресурси.

#### *ii. Регионално сътрудничество в тази област*

Като държава членка на ЕС, страната ни работи активно за изграждането на устойчив Енергиен съюз и за увеличаване потенциала на регионалното сътрудничество. Българската държава поддържа традиционно добри взаимоотношения с другите страни от региона, както на двустранна основа, така и в рамките на ЕС и различни международни инициативи като: Процеса за сътрудничество в Югоизточна Европа, Пакта за стабилност и неговия правоприменник Съветът за регионално сътрудничество, Групата на високо ниво за газовата междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

Съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и в рамките на инициативата за газова междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC), се изпълняват проектите от общ интерес за Европейския съюз, а именно: Проект за междусистемна газова връзка Гърция – България; Проект на междусистемна газова връзка България – Сърбия и Проект за рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система. Те са част от седемте основни приоритетни газови проекти на ЕС и ще допринесат както за диверсификация на източниците и маршрутите на природен газ, така и за по-добрата междусистемна свързаност на страните от региона.

За дългосрочното и взаимноизгодно развитие на енергийните отношения между страните от региона, с висока степен на приоритетност също така, е и наличието на обща нормативна рамка в областта на енергийното законодателство на ЕС.

#### *iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза*

За финансиране на ключовите проекти в областта на преносната електроенергийна инфраструктура се предвижда да бъдат използвани средства от европейския финансов „Механизъм за свързване на Европа“, новите механизми за финансиране на ниско въглеродни иновации и модернизация на енергийния сектор, предвидени в Четвъртата фаза на схемата за търговия с емисии на парникови газове на ЕС, както и други програми с европейско и национално финансиране.

Финансирането на ключовите проекти в областта на газопреносната инфраструктура се осъществява частично чрез: Европейската енергийна програма за възстановяване, Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 г., ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“, програма „Механизъм за свързване на Европа“.

По-подробна информация относно финансовите мерки се намира в т. 5.3.

### **3.4 Измерение „Вътрешен енергиен пазар“<sup>10</sup>**

#### **3.4.1 Електроенергийна инфраструктура**

##### *i. Политики и мерки за постигане на целевото равнище на междусистемна свързаност, посочено в чл. 4, буква г)*

В съответствие с член 16, пар. 8 от Регламент (ЕС) 2019/943, относно вътрешния пазар на електроенергия, предвижда операторите на преносни системи да не ограничават обема на междусистемния капацитет, който трябва да бъде на разположение на участниците на пазара като средство за справяне с претоварване в своята собствена пазарна зона или като средство за управление на потоците, получени от сделки, които са вътрешни за пазарните зони. Това изискване е спазено, когато е достигнат минимален праг 70% от преносния капацитет между търговските зони, като се спазват стандартите за безопасност за сигурна експлоатация на мрежата, включително при спазване на стандарта за сигурност при извънредни ситуации (N-1). Към момента, преки задължения по този регламент имат Гърция, България и Румъния, които са предприели съответните технически и организационни мерки за неговото изпълнение. Има обаче неяснота с третите страни, извън ЕС, с които е необходимо сключването на съответните допълнителни договори за изпълнение на член 16, пар. 8 от Регламент (ЕС) 2019/943.

Моля, виж информацията за проекти, включена в част 2.4.1 и 4.5.1

##### *ii. Регионално сътрудничество в тази област*

България напълно отчита ролята на проектите от общ интерес, съгласно Регламент № 347/2013 относно трансевропейската енергийна инфраструктура, за завършване на Европейския вътрешен енергиен пазар и постигане на целите на енергийната политика на ЕС, за да обезпечи сигурността на електроенергийните доставки за страната и региона на Югоизточна Европа.

##### *iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза*

**Финансиране на ключови проекти за модернизация и разширение на електропреносна инфраструктура на Р България:**

За финансиране на ключовите проекти в областта на преносната електроенергийна

---

<sup>10</sup> Политиките и мерките трябва да отразяват принципа „енергийна ефективност на първо място“



инфраструктура е предвидено да бъдат използвани средства от европейския финансов „Механизъм за свързване на Европа“, новите механизми за финансиране на ниско въглеродни иновации и модернизация на енергийния сектор, предвидени в Четвъртата фаза на схемата за търговия с емисии на парникови газове на ЕС, както и други програми с европейско и национално финансиране.

Моля, виж информацията в част 5.3

### 3.4.2 Електропреносна и газопреносна инфраструктура

*i. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.4.2, включително, когато е приложимо, специфични мерки, позволяващи изпълнението на проекти от общ интерес (ПОИ) и други основни инфраструктурни проекти*

Българската електропреносна мрежа е част от обединената преносна мрежа на страните от континентална Европа и развитието ѝ е тясно свързано с развитието на мрежите на съседните страни.

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, развитието на инфраструктурата в Р. България е пряко обвързано с позиционирането на страната като един от газоразпределителните центрове в Източна Европа, в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в унисон с плановете за развитие на газовата инфраструктура в региона и Европа. Важно място в европейската енергийна политика заемат и стратегическите цели за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ.

За постигането на тези цели се предвиждат редица мерки за ефективното изпълнение на основни проекти за развитие на електропреносната и газопреносната инфраструктури.

Моля виж информацията в част 2.4.2 и 4.5.2

*ii. Регионално сътрудничество в тази област<sup>11</sup>*

*iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза*

За финансиране на ключовите проекти в областта на преносната електроенергийна инфраструктура се предвижда да бъдат използвани средства от европейския финансов „Механизъм за свързване на Европа“, новите механизми за финансиране на ниско въглеродни иновации и модернизация на енергийния сектор, предвидени в Четвъртата фаза на схемата за търговия с емисии на парникови газове на ЕС, както и

---

<sup>11</sup> Регионални групи, различни от ПОИ, създадени по силата на Регламент (ЕС) № 347/2013

други програми с европейско и национално финансиране.

Финансирането на ключовите проекти в областта на газопреносната инфраструктура се осъществява частично чрез: Европейската енергийна програма за възстановяване, Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 г., ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“, програма „Механизъм за свързване на Европа“.

Моля виж информацията в т. 5.3

### 3.4.3 Интеграция на пазара

#### *і. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.4.3*

За изпълнение на разпоредбите на Директива 2019/943 относно пазара на електрическа енергия предстоят законодателни промени в ЗЕ и подзаконовата нормативна уредба към него. С тези промени ще се регламентира и процеса на пълна либерализация на електроенергийния пазар. Предвижда се този процес да започне през 2020 г. Планира се прогресивно дерегулиране на цените за битовите и малките небитови потребители, като процесът на либерализация да отнеме от 3 до 5 години. Дерогацията съгласно член 5, параграф 6 от Директивата 2019/943 ще е временна мярка до пълното либерализиране на пазара на електрическа енергия на дребно.

Политиките и мерките ще бъдат насочени към:

- Насърчаване на местните енергийни общности, за да се стимулират потребителите на енергия да участват по-активно и ефективно на пазара и да се даде възможност за лесен преход на активните клиенти към отворения и напълно либерализиран пазар на електрическа енергия;
- Предоставяне на право за сключване на договор с динамична цена на електрическата енергия и договор за агрегиране за оптимизиране на потреблението, за да се насърчат потребителите на енергия да участват по-активно и ефективно на пазара, както и да се даде възможност за лесен преход на активните клиенти към отворения и напълно либерализиран пазар на електроенергия;
- Създаване на платформа за инструменти за сравняване на офертите на доставчиците, което да е в подкрепа на активното участие на потребителите на пазара, избора на договори за агрегиране на услуги и прозрачност на отношенията в гражданските енергийни общности. Мярката следва да обхваща поне битовите потребители и микропредприятията с очаквано годишно потребление на електрическа енергия под 100 000 kWh;
- Българският оператор на приносната електрическа мрежа кандидатства за дерогация съгласно член 16, параграф 9 от Регламент (ЕС) 2019/943. Предоставянето на дерогация подлежи на одобрение от регулатора и регионални консултации с регулаторите. Срокът на дерогацията е максимум 1 година;

- Присъединяване към инициатива за ръчно активиране на резерв за обединяване (MARI) на българския пазар на електрическа енергия;
- Присъединяване към инициативата за международна координация за автоматизирано възстановяване на честотата и стабилна работа на системата (PICASSO) за свързване на балансиращия пазар;
- Координирано управление на небалансите (IGCC) - Електропреносният оператор е пълноправен член на тази платформа и предприема действия за активно участие в нея;
- Прилагане на механизъм за капацитет на електрическа енергия на пазарен принцип за период от 10 години. Регламент (ЕС) 2019/943 за вътрешния пазар на електроенергия предоставя на държавите-членки възможност да прилагат механизъм за капацитет в случай на опасения относно адекватността на националните ресурси. Този механизъм следва да функционира на пазарен принцип и да е в съответствие с изискванията за допустимите стойности на CO<sub>2</sub> от 550 gCO<sub>2</sub>/kWh електроенергия и ограничението от 350 kgCO<sub>2</sub> за изкопаеми горива средно годишно за инсталирана мощност в kW от 1 юли 2025 г.

С цел интеграция на пазара на електрическа енергия към общия европейски енергиен пазар ще се осъществява обединение на борсовия пазар в страната с борсовите пазари на съседни страни.

#### *Пазар „Ден напред“*

Към настоящия момент, България като държава членка, изпълнява всички процедури свързани с единното свързване на пазарите ден напред. Електропреносният оператор и българския пазарен оператор - БНЕБ ЕАД са пълноправни членове на SDAC (Single Day Ahead Coupling). Въпреки че страната е технически готова за обединение на пазарите „Ден напред“ фактически тя е изолирана от интеграционните процеси в общността по причини дължащи се на специфичните характеристики на заобикалящите страната пазари:

- Румъния е част от 4М МС пазарното обединение (Локалния къплинг на Румъния, Унгария, Чехия и Словакия). До стартирането на Междинния проект (пазарното обединение на границите DE-AT-PL с 4М) в края на 2018 г., стартирането на проект за обединение на пазарите на българско-румънска граница беше невъзможно поради техническа несъвместимост между 4М МС и MRC пазарните обединения.

След стартирането на Междинния проект, в началото на 2020 г. официално стартира локалния проект за пазарно обединение между България и Румъния. Между участниците в проекта е приета пътна карта, съгласно която обединението на пазарите на България и Румъния следва да стартира през м. декември 2020 г.

- Към настоящия момент Гърция няма действащ пазар „Ден напред“ в съответствие с европейската законодателна рамка. Предвид предстоящото

стартиране на локален пазар, с цел максимално бързото стартиране на проект за пазарно обединение, гръцките и българските преносни и пазарни оператори, подкрепени от националните регулаторни органи, подадоха заявление за присъединяване на българската пазарна зона чрез граница BG-GR към инициативата IBWT (Italian borders working table). Присъединяването към проекта ще позволи осъществяването на пазарно обединение с Гърция на възможно най-ранен етап, след стартирането на локален пазар. Електроенергийния преносен оператор завърши процедурата по присъединяване към IBWT, като от 01.03.2020 г. е пълноправен член на проекта и стартира работа по пазарното обединение между България и Гърция.

Съгласно приетата пътна карта между страните, се очаква пазарно обединение на българо-гръцка граница да бъде въведено в реална работа през първото тримесечие на 2021 г.

- През 2018 г. електропреносният оператор, пазарният оператор и Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) подписаха меморандум с Македонския електропреносен системен оператор (МЕПСО) и Енергийна регулаторна комисия на Република Северна Македония, за обединение на пазарите „Ден напред“. Инициативата е осъществена в рамките на Програмата за свързване на енергийните пазари на страните от Западните Балкани (WB6). След провеждането на няколко срещи по проекта се достигна етап, на който, са необходими законодателни промени в нормативната уредба на Република Северна Македония, които да гарантират организация на пазара в съответствие с Регламент 2015/1222.
- През 2018 г. стартираха преговори за тристранно обединение между България, Сърбия и Хърватия. През 2019 г. страните разработиха Анализ на предпоставките и осъществимостта на проекта. Дейностите по проекта продължават, като част от необходимите последващи стъпки са свързани със законодателни промени в нормативната уредба на Сърбия, които да гарантират организация на пазара в съответствие с Регламент 2015/1222.

За ефективното функциониране на единен вътрешен пазар в Европа е необходимо организацията и функционирането на пазарите „Ден напред“ и „В рамките на деня“ на ДЧ и държавите част от Енергийната общност да се осъществява при еднакви правила и организация на пазара. България, която граничи и с държави, които не са членки на ЕС, е заинтересована от създаването на общи правила, които да допринесат за ефективното обединение на пазарите.

#### *Пазар „В рамките на деня“*

Към настоящия момент, в Европа съществува един проект за пазарно обединение „В рамките на деня“ – XBID. В съответствие с европейския целеви модел за пълно обединение на пазара „В рамките на деня“, са предвидени три вълни на обединение. Първата и втората вълна са в реална работа съответно от: юни 2018 г. и ноември

2019 г. и включват общо 21 държави. Третата вълна предстои да бъдат въведени в реална работа в края на 2020 г.

Пазарно обединение на пазарите „В рамките на деня“ се осъществява посредством локални проекти (Local implementation project - LIP).

Електропреносният оператор и пазарният оператор участваха в локалния проект LIP 15, който беше част от втората вълна на обединение на пазарите „В рамките на деня“, която обхващаше два локални проекта LIP 15 и LIP 16. В нея участваха борсовите оператори и операторите на преносни системи на България, Румъния, Унгария, Хърватска, Словения, Чехия, Полша, Австрия, Германия.

След стартиране на втората вълна на 19.11.2019 г., България вече е част от Единния пазар „В рамките на деня“ (SIDC – Single Intraday Coupling) посредством българо-румънска граница.

През 2020 г. предстои стартиране и въвеждане в реална работа на третата вълна за присъединяване към общия пазар „В рамките на деня“. Третата вълна обхваща локалния проект LIP 14, който включва всички италиански граници и българо-гръцка граница. Електропреносният оператор успешно финализира процеса по присъединяване към локалния проект LIP14, като през месец февруари 2020, стартира работа по него. Очаква се пазарното обединение „В рамките на деня“ на българо-гръцката граница да се въведе в реална работа до края на 2020 г.

#### *Оптимизация на потреблението*

България предвижда да създаде подходящи условия, посредством промяната на местното законодателство, за създаването на активни потребители, възможности за обединения посредством агрегатори или енергийни общности, както и активното им участие като оптимизацията на потреблението на различните пазарни сегменти.

*ii. Мерки за повишаване на гъвкавостта на енергийната система по отношение на производството на възобновяема енергия, като интелигентни мрежи, групиране, оптимизация на потреблението, съхранение, разпределено производство, механизми за разпределение, преразпределение и съкращаване, ценови сигнали в реално време, включително въвеждането на свързване на пазарите в рамките на деня и трансграничните балансиращи пазар*

- Въвеждане на интелигентни измервателни средства, с цел насърчаване на потребителите на електрическа енергия да участват по-активно и ефективно на пазара;
- Стремение към модернизирание на енергийния сектор в страната и в съответствие с чл. 10в от Директива (ЕС) 2018/410 с цел засилване на разходоэффективните намаления на емисиите и нисковъглеродните инвестиции и Решение (ЕС) 2015/1814, България също ще се възползва от възможността за безплатно разпределение на квоти за емисиите на

парникови газове на инсталации за производство на електроенергия през четвъртата фаза на СТЕ на ЕС за преходния период от 2021 г. до 2030 г. За тази цел се предвижда прилагането на Националната рамка за инвестиции в периода 2021-2030 г., която дава възможност на операторите да получават безплатни квоти за емисии срещу техните инвестиции в модернизацията на енергийния сектор.

През разглеждания период България предвижда да се въведат междинни мерки, които да позволят извършването на следните реформи:

- Въвеждане на ценови граници на балансиращия пазар, които да позволяват да се дават коректни ценови сигнали към инвеститорите. Максимална и минимална цена съобразени с времевите интервали за ден напред и в рамките на деня и в съответствие с разпоредбите на Регламента за балансиране;
- Създаване на подходящи условия и засилване участието на оптимизацията на потреблението, представено индивидуално или чрез агрегатори, на пазара на едро на електроенергия, както и на балансиращия пазар;
- Надграждане на преносната мрежа с цел облекчаване на вътрешните претоварвания. Увеличаване на междусистемния капацитет.

Реализацията на проект „Яденица“ за увеличаване на обема на долния изравнител на ПАВЕЦ „Чаира“ чрез изграждане на язовир „Яденица“ и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир „Чаира“ ще осигури балансираща мощност в електроенергийната система на страната и ще позволи по-нататъшно развитие на електропроизводството от възобновяеми енергийни източници в съответствие с дългосрочните стратегии за развитие на енергетиката в България и Европейския съюз.

*iii. Когато е приложимо, национални мерки за гарантиране на недискриминационното участие на възобновяемата енергия, оптимизацията на потреблението и съхранението, включително чрез групиране, във всички енергийни пазари*

Разработване на регулаторна рамка, която да гарантира, че потребителите имат право да потребяват електрическата енергия от собствено производство от възобновяеми източници. Рамката следва да гарантира, че потребителите на тази електрическа енергия, поотделно или чрез доставчици на агрегирани услуги, имат право да произвеждат енергия от възобновяеми източници, включително за собствено потребление, да натрупват и продават своя излишък от тази електроенергия от възобновяеми източници, включително чрез споразумения за закупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници, доставчици на електроенергия и търговски споразумения между партньори, без да се подлагат на каквато и да е преценка на предстоящи или непропорционални процедури и такси.

*iv. Политики и мерки за защита на потребителите, по-специално уязвимите и когато е приложимо, потребителите в положение на енергийна бедност и за подобряване на конкурентоспособността и достъпността на пазара на дребно на електроенергия*

Към настоящия момент се прилага мярка за подпомагане на лица, отговарящи на критериите за доходна и имуществена бедност. Съгласно Закона за социално подпомагане и Наредба № РД-07-5 от 16.05.2008 г. за условията и реда за отпускане на целева помощ за отопление, на някои социално уязвими групи се отпускат целеви помощи за отопление по време на отоплителния сезон. Обхватът на програмата включва лицата и семействата, които отговарят на нормативно определените условия и изисквания, свързани с доходното, имущественото и здравословното състояние, семейното положение, възрастта, учебната и трудовата заетост и други. Дефинирани са 17 рискови групи с различен размер на диференцирания минимален доход за отопление в зависимост от степента на риска и заложените приоритети. Към настоящия момент, около 250 000 лица и семейства се възползват от тези помощи.

Механизмът на подпомагане е следният: Помощта е за съответния отоплителен сезон (1 ноември – 31 март) т. е. за 5 месеца и нейният размер се определя със заповед на министъра на труда и социалната политика преди началото на сезона в съответствие с цената на електроенергията за битов потребител, определена от КЕВР на базата на 385 kWh електроенергия в т. ч. 280 kWh дневна и 105 kWh нощна (необходимо количество енергия за отопление на една стая). Дава се възможност за личен избор на вида на ползваното гориво – твърдо гориво, електроенергия, газ или топлоенергия. Тази помощ ще продължава да се прилага като мярка за подпомагане на енергийно бедните лица.

Пазарът на електрическа енергия в България е частично либерализиран, като регулираният дял е 40%. В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. Поетапното премахване на регулираните цени за крайните потребители ще доведе до увеличаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия, но в също време това излага потребителите на по-голямо ценово непостоянство. Целта, която си поставя България е осигуряване на адекватна защита за уязвимите битови потребители на електрическа енергия. В тази връзка, въз основа на подробен анализ са разработени политики и мерки, които да гарантират плавен и поетапен преход за битовите потребители към либерализиран пазар на дребно на електрическа енергия. Този преход ще се осъществи като в началото цената за битовите потребители ще бъде частично регулирана до пълното отпадане на регулираната компонента в тази цена. Преди започване на процеса на пълна либерализация на пазара на електрическа енергия ще бъде въведен механизъм за защита на уязвимите клиенти на електрическа енергия, който включва критерии за идентифициране на тези клиенти, както и финансови и нефинансови мерки за тяхната защита. Механизмът за защита на уязвимите клиенти ще се осъществява чрез системата за социално подпомагане. Този механизъм за подпомагане на уязвимите

потребители на електрическа енергия е с цел да се осигури целогодишно покриване на минимални нужди от електрическа енергия, извън нуждите за отопление.

Наред с тези краткосрочни мерки се търсят и дългосрочни мерки, които са свързани с инвестиции в енергийна ефективност или намаляване на нуждата и количеството енергия, необходими за отопление и охлаждане на дома. Мерките за енергийна ефективност ще доведат до намаляване на броя на потребителите, включени в определението за „енергийно бедни“. Подобряването на енергийната ефективност има няколко положителни ефекта, сред които и това че спомага за намаляване на енергийната бедност. В дългосрочен план е необходимо сградният фонд на ЕС да бъде (дълбоко) реновиран, преустроен в сгради с близко до нулево потребление на енергия, а националните стратегии за обновяване трябва да улеснят разходоефективната трансформация, като се вземе предвид, че някои домакинства са в състояние на енергийна бедност. Трябва да се разработят национални планове за действие или други подходящи рамки за справяне с енергийната бедност и държавите-членки трябва да осигурят необходимото снабдяване с енергия за уязвимите клиенти, като приемат социални политики или подобрения на енергийната ефективност на жилищата. ([Http://enr-network.org/wp-content/uploads/ENERGYPOVERTY-EnRPositionPaper-January-2019.pdf](http://enr-network.org/wp-content/uploads/ENERGYPOVERTY-EnRPositionPaper-January-2019.pdf))

С Наредба №18 от 2 февруари 2015 г. е приета Национална програма за енергийна ефективност на многофамилните жилищни сгради, за условията и реда за предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по програмата и за определяне на органите, отговорни за реализацията ѝ. Програмата е ориентирана към обновяване на многофамилни жилищни сгради с основна цел да се осигурят по-добри условия за живот на обитателите в многофамилните жилищни сгради, топлинен комфорт и по-високо качество на жизнената среда чрез прилагане на мерки за енергийна ефективност.

*v. Описание на мерките за създаване на условия за оптимизация на потреблението и за нейното развитие, включително такива, които се отнасят до тарифи, подкрепящи динамично ценообразуване<sup>12</sup>*

За определяне на тарифите за преноса на природен газ е въведен методът „enter-exit“ съгласно европейската регулация, което дава възможност за определяне на тарифите.

#### 3.4.4 Енергийна бедност

*i. Когато е приложимо, политики и мерки за постигане на целите, посочени в точка 2.4.4*

В допълнение към мерките за насърчаване на активното участие на потребителите на пазара на електрическа енергия ще се прилагат и мерки за тяхната защита. В тази

---

<sup>12</sup> В съответствие с член 15, параграф 8 от Директива 2012/27/ЕС.



връзка политиката на пълна либерализация на пазара на електрическа енергия ще включва мерки за осигуряване на плавен и постепенен преход на битовите клиенти. При този плавен преход цените на пазара на електрическа енергия на дребно постепенно ще преминат от регулирани цени, през частично регулиране, докато тяхното регулиране бъде напълно премахнато.

Процесът на пълна либерализация на пазара на електрическа енергия за битови клиенти ще започне след въвеждането на механизъм за защита на уязвимите потребители на електрическа енергия. Това са онези битови потребители, които са в ситуация на енергийна бедност поради комбинацията от ниски доходи, високи енергийни разходи и ниска енергийна ефективност на техните домове.

Механизмът за защита на уязвимите клиенти ще включва критерии за идентифициране, финансови и нефинансови мерки за тяхната защита и ще се прилага чрез системата за социално подпомагане. Този механизъм за подпомагане на уязвимите потребители на електрическа енергия е предназначен да осигури през цялата година минималните необходими количества електрическа енергия за тези потребители извън техните нужди за отопление, за които се предоставя социална помощ.

В дългосрочен план, в допълнение към гореспоменатите мерки, ще се прилагат и мерки за подобряване на енергийната ефективност на домовете на енергийно бедни потребители с цел намаляване на енергийните им разходи и повишаване на техния жизнен комфорт.

Към настоящия момент се прилага мярка за подпомагане на лица, отговарящи на критериите за доходна и имуществена бедност. Съгласно Закона за социално подпомагане и Наредба № РД-07-5 от 16.05.2008 г. за условията и реда за отпускане на целева помощ за отопление, на някои социално уязвими групи се отпускат целеви помощи за отопление по време на отоплителния сезон. Обхватът на програмата включва лицата и семействата, които отговарят на нормативно определените условия и изисквания, свързани с доходното, имущественото и здравословното състояние, семейното положение, възрастта, учебната и трудовата заетост и други. Дефинирани са 17 рискови групи с различен размер на диференцирания минимален доход за отопление в зависимост от степента на риска и заложените приоритети. Към настоящия момент, около 250 000 лица и семейства се възползват от тези помощи.

Механизмът на подпомагане е следният: Помощта е за съответния отоплителен сезон (1 ноември – 31 март) т. е. за 5 месеца и нейният размер се определя със заповед на министъра на труда и социалната политика преди началото на сезона в съответствие с цената на електроенергията за битов потребител, определена от КЕВР на базата на 385 kWh електроенергия в т. ч. 280 kWh дневна и 105 kWh нощна (необходимо количество енергия за отопление на една стая). Дава се възможност за личен избор на вида на ползваното гориво – твърдо гориво, електроенергия, газ или топлоенергия. Тази помощ ще продължава да се прилага като мярка за подпомагане на енергийно бедните лица.

Пазарът на електрическа енергия в България е частично либерализиран, като регулираният дял е 40%. В съответствие с Третия либерализационен пакет на ЕК, България предприе стъпки към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. Поетапното премахване на регулираните цени за крайните потребители ще доведе до увеличаване на конкуренцията между доставчиците на електрическа енергия, но в същото време това излага потребителите на по-голямо ценово непостоянство. Целта, която си поставя България е осигуряване на адекватна защита за уязвимите битови потребители на електрическа енергия. В тази връзка, въз основа на подробен анализ са разработени политики и мерки, които да гарантират плавен и поетапен преход за битовите потребители към либерализиран пазар на дребно на електрическа енергия. Този преход ще се осъществи като в началото цената за битовите потребители ще бъде частично регулирана до пълното отпадане на регулираната компонента в тази цена. Преди започване на процеса на пълна либерализация на пазара на електрическа енергия ще бъде въведен механизъм за защита на уязвимите клиенти на електрическа енергия, който включва критерии за идентифициране на тези клиенти, както и финансови и нефинансови мерки за тяхната защита. Механизмът за защита на уязвимите клиенти ще се осъществява чрез системата за социално подпомагане. Този механизъм за подпомагане на уязвимите потребители на електрическа енергия е с цел да се осигури целогодишно покриване на минимални нужди от електрическа енергия, извън нуждите за отопление.

### **3.5 Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“**

#### *і. Политики и мерки, свързани с елементите, посочени в точка 2.5.3*

Политиката на българската държава в областта на иновациите е насочена към създаване на стимули и подкрепа за внедряване на нови технологии, така че да се постигне общо намаление на разходите за енергия и да се наложат нови стандарти за енергийна ефективност и преминаване към по-ниско и по-устойчиво потребление на енергия в страната. В тази връзка, Иновационната стратегия за интелигентна специализация на Република България 2014-2020 г. определя като приоритетна област за развитие чистите технологии, с акцент върху транспорта и енергетиката (съхранение на енергия, спестяване и ефективно разпределение, електрически превозни средства и екомобилност, модели и технологии на основата на водород, без отпадъци, технологии и методи, които включват странични продукти и материали от една продукция в други производства). Предвид това, Министерство на икономиката е започнало процес на подготовка на Иновативната стратегия за интелигентна специализация 2021-2027 г. и План за действие.

- През последното десетилетие научните изследвания и иновациите станаха основен приоритет на европейската политика. Ето защо и българската страна разглежда научните изследвания и иновациите като реална възможност за подобряване на конкурентоспособността на икономиката, генератор на икономически растеж и работни места. По отношение на

научните изследвания, иновациите и конкурентоспособността, водената от българската държава политика е насочена към:

- Внедряване на високоефективни енергийни технологии;
- Интелигентни енергийни мрежи и съхранение на енергия;
- Изследвания в областта на ядрена енергия;
- Проучване възможностите за внедряване на електрохимични източници на енергия като акумулаторни батерии, технологии на базата на водород и горивни клетки.

За реализиране на политиките в областта на иновациите, ще се предприемат следните мерки:

- Увеличаване броя на иновативните фирми (въвеждане и развитие на иновации) във високотехнологични и интензивни сектори, в съответствие със Стратегията за интелигентна специализация;
- Повишаване на конкурентоспособността и ефективността на изследователската система чрез поставяне акцент върху резултатите и създаване на стимули (като подобряване на условията на труд, международно сътрудничество и мобилност, сътрудничество с бизнеса), с цел привличане на квалифицирани изследователски екипи;
- Развиване на умения в университети и изследователски институции за повишаване на търговската жизнеспособност и пазарната значимост на техните изследователски проекти и способността да участват в изследователски консорциуми;
- Подкрепа за сътрудничество между научните изследвания и бизнеса, трансфер на технологии и прилагане на резултатите от научните изследвания;
- Насърчаване на бизнес-инвестиции в научни изследвания и във внедряването на иновациите в промишлеността и бита;

Предвижда се да бъде разработен пилотен проект за водород с обща инсталирана мощност от 20 MW. Въз основа този проект ще бъде анализирано по-нататъшното развитие на водородните мощности след 2030 г.

Планира се също така и участие следните области на научните изследвания и развойната дейност:

- CROSSBOW - Трансгранично управление на възобновяемите енергийни източници и инсталации за съхранение на енергия, което ще позволи по-голяма гъвкавост на енергийната система по отношение производството на възобновяема енергия;
- FLEXITRANSTORE - Интегрирана платформа за повишена гъвкавост в интелигентните мрежи за данни с обекти за съхранение на възобновяема

- енергия, което ще повиши гъвкавостта на системата на вътрешния енергиен пазар;
- INTERFACE -Архитектура на потребителски интерфейс за предоставяне на иновативни мрежови услуги за по-ефективна енергийна система, което ще доведе до увеличаване гъвкавостта на системата на вътрешния енергиен пазар;
  - SDN-microSENSE - SDN - гъвкавост на микропреносните мрежи в електроенергийната система. Това ще повиши сигурността на системата на вътрешния енергиен пазар;
  - FORESIGHT - усъвършенствана платформа за симулиране на киберсигурност за обучение в авиационна, морска и енергийна готовност, с цел повишаване сигурността на системата на вътрешния пазар;
  - X-FLEX - Интегрирани енергийни решения и нови пазарни механизми за разширена гъвкавост на европейската мрежа, с цел увеличаване на гъвкавостта на системата на вътрешния енергиен пазар;
  - FARCROSS - Улесняване на трансграничния пренос на електроенергия чрез иновации, повишаване на гъвкавостта на системата на IEM, увеличаване на регионалното сътрудничество, повишаване на сигурността на системата;
  - TRINITY - Увеличаване на капацитета за пренос на регионални граници чрез интелигентни пазарни технологии, повишаване на гъвкавостта на системата на IEM, с цел увеличаване на регионалното сътрудничество;
  - Механизъм за финансови компенсации за подкрепа на конкурентоспособността на индустриите изложени на риск, с цел намаляване на отделяните от тях вредни емисии;
  - Национални научни програми на Министерството на образованието - „Нисковъглеродна енергия за транспорт и живот - EPLUS“ и „Опазване на околната среда и намаляване на риска от нежелани събития и природни бедствия“ за създаване на експертиза с фокус върху съхранението и преобразуването на възобновяема енергия, водород - базирани технологии и екомобилност, провеждане на основни и приложни изследвания. Програмите ще се изпълняват за период от 3 до 5 години.

През следващите години, усилията на държавата ще бъдат насочени към внедряване на нови енергоспестяващи технологии, които има значителен принос в намаляване на въглеродните емисии в атмосферата, намаляват парниковия ефект и прегряването на сградите. Ще се стимулира използването на съвременни иновационни технологии, способстващи за значително редуциране навлизането през остъклените повърхности в сградите на вредните за човешкото здраве ултравиолетови и инфрачервени лъчения. Целта е чрез осезаемо намаляване на разходите за енергия, със сравнително бърза възвръщаемост на вложените инвестиции, да се постигнат по-добри условия за живот и работа на българските граждани.

Нисковъглеродната икономика е съществен фактор, който ще допринесе за изпълнение на целта за намаляване на отделяните в атмосферата вредни вещества. В тази връзка, ще се предприемат действия за намаляване на отделяните токсични емисии от транспорта, селското стопанство и промишлеността. За целта ще се внедрят иновационни аспирационни и пречистващи системи, отговарящи на най-високите европейски изисквания за улавяне на повече от 90% на вредните газове, пари и прахови частици, отделящи се в процесите на производство на енергия, производството и преработката в металургията, в процеса на добив и преработка на инертни материали /цимент, вар, асфалт, мрамор и др./, фармацевтичната промишленост, химическата промишленост /киселинни газове, сероводород, циановодород, хлороводородна киселина и др./, хранителната промишленост /азотен оксид, въглероден монооксид, формалдецид и т.н./. Могат също така да се прилагат технологии и иновативни продукти, които да варират от отделни промишлени преносими системи за временно аспириране на замърсителите до централизирани системи големи сектори и производства. Българската държава ще подкрепя внедряването в реално работеща среда иновации, допринасящи за спестяване на енергия и за намаляване на отделяните в атмосферата вредни твърди емисии /прахови частици/, с цел осигуряване на по-здравословни и по-безопасни условия за работа и живот на хората. Ще продължи проучването за внедряване и използване на електрохимични източници на енергия, като акумулаторни батерии, водородната енергия и горивните елементи.

*ii. Когато е приложимо, сътрудничество с други държави членки в тази област, включително по целесъобразност информация как целите и политиките на Стратегическия план за енергийните технологии са приспособени към съответния национален контекст*

Предвид значимостта на иновациите за бъдещото развитие на чиста и високоефективна енергетика, вниманието и усилията на българската страна са насочени към възможно реализиране на проекти за внедряване на иновации в областта на енергетиката, които ще се базират на Европейския стратегически план за енергийни технологии. Обсъждат се промени в цялостния модел на енергетиката, а именно навлизане на т. нар. „интелигентни енергийни мрежи“, съхранението на енергия, внедряване на високоефективни енергийни технологии и системи в икономиката и бита, с цел намаляване разходите за енергия на потребителите. Пасивното проектиране на зелена жизнена среда ще изисква нов цялостен подход, който ще включва намиране на баланс между ориентацията на сградите, остъкляването, вентилацията, както и осигуряване на високоефективни технологии, системи и материали за изолация. Внедряването на нови високоефективни енергийни технологии и системи от ново поколение за сградите и остъклените повърхности, ще доведе до значимо намаление на разходите за енергия от крайните клиенти, ще способства за решаване на предизвикателствата с декарбонизацията и ще подобри качеството на живот и условията за работа на хората. С цел стимулиране разходно-ефективното развитие на нисковъглеродните технологии в страната, българската

държавата ще се възползва и от разработвания на европейско ниво SET план, който насърчава сътрудничеството в областта на иновациите в различните сектори и от Европейския иновационен фонд.

*iii. Когато е приложимо, финансови мерки в тази област на национално равнище, включително подкрепа от Съюза и използване на средства от фондовете на Съюза*

България финансира своите публични научно-изследователски институции въз основа на критерии за ефективност и създаде национални научни програми, които целят консолидиране на ресурси и изследователски потенциал. Финансирането от ЕС дава значителен принос за публичните инвестиции на България. Финансовото разпределение от европейските структурни и инвестиционни фондове за подпомагане на България за справяне с предизвикателствата на реформите, възлиза на 11,7 милиарда евро в многогодишната финансова рамка за 2014-2020 г., което потенциално представлява около 2,8% от БВП годишно. Същевременно, много български изследователски институции, иновативни фирми и изследователи, се възползваха от други инструменти за финансиране от ЕС, в т.ч. „Хоризонт 2020“, които предоставиха около 65 милиона евро. Финансирането от ЕС помага за мобилизиране и на частните инвестиции. Безвъзмездните средства на Европейския фонд за регионално развитие, само за предприятията са генерирали допълнителен частен капитал от около 113 милиона евро. В допълнение, 5,2% от Европейския фонд за регионално развитие и Кохезионния фонд, са заделени за изследвания, развитие и иновации в малки и средни предприятия, предприемачество, енергийна ефективност, градско развитие и управление на околната среда. Тези ресурси ще привлекат още 247 милиона евро публични и частни инвестиции. Досега са одобрени шест проекта за инфраструктура и иновации с участието на България. Те възлизат на общо 302 милиона евро, което от своя страна би трябвало да генерира 769 милиона евро инвестиции.

Инфраструктурните проекти за енергийна и енергийна ефективност се финансират по Иновационна стратегия на Оперативна програма за интелигентна специализация на Република България 2014-2020 г. За тази цел по ОПИК беше отпусната безвъзмездна помощ в размер на 76,2 милиона лева за „Изграждане на газопрееносна връзка Гърция - България“. Изпълнението на този проект ще даде възможност за изграждане на газопрееносна инфраструктура за Южния газов коридор и ще гарантира сигурността на доставките на газ за България чрез засилване на транзитния капацитет към страните от Югоизточна Европа. Това ще помогне за постигане на диверсификация на вноския газ чрез допълнителни източници на доставка от Каспийския регион, Близкия Изток и Източното Средиземноморие.

---

## РАЗДЕЛ Б: АНАЛИТИЧНА ОСНОВА

---

### 4. ТЕКУЩО СЪСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗИ ПРИ СЪЩЕСТВУВАЩИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ

#### 4.1 Прогнозно развитие на основните външни фактори, които въздействат върху развитието на енергийната система и емисиите на парникови газове

*i. Макроикономически прогнози (БВП и прираст на населението)*

**Таблица 28:** Изменение на населението, млн. жители

Година	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Население	7.178	6.953	6.776	6.607	6.448	6.302

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

**Таблица 29:** БВП по текущи цени, млн. евро

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

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

*ii. Секторни промени, които се очаква да окажат въздействие върху енергийната система и емисиите на парникови газове*

*iii. Глобални тенденции в енергетиката, международни цени на изкопаемите горива, цени на въглеродните емисии в CTE на ЕС*

**Таблица 30:** Международни цени на изкопаемите горива, цени на въглеродните емисии в CTE на ЕС, EUR/toe

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

iv. Изменения на разходите за съответните технологии

## 4.2 Декарбонизация

### 4.2.1 Емисии и поглътителни на парникови газове

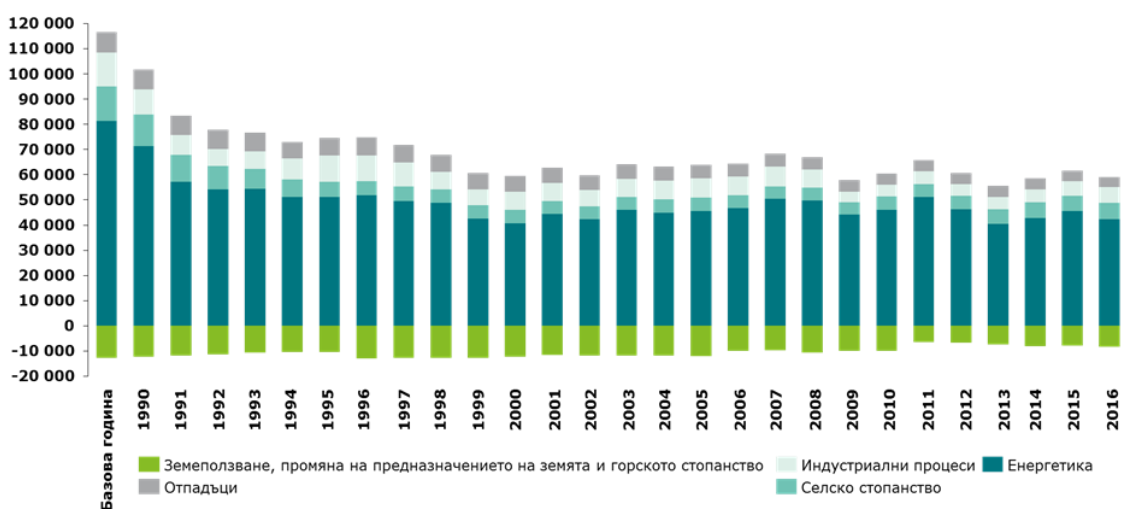
i. Текущият дял на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно потребление на енергия, а също и в различите сектори (топлинна енергия и охлаждане, електрическа енергия и транспорт), както и за всяка технология във всеки от секторите

През 2016 г. емисиите на парникови газове в България възлизат на 59 060 Gg CO<sub>2</sub>, без да се отчита сектора ЗПЗГС. Емисиите са намалели с 49.41% в сравнение с базовата година (1988 г.) и с 4.4% в сравнение с емисиите от предходната 2015 г.

Основните причини за намаляване на емисиите на парникови газове в България са:

- структурните реформи в икономиката, дължащи се на преход от планова към пазарна икономика;
- намаляване на производството на електроенергия от топлоелектрическите централи (и увеличаване на дяловете на водната и ядрената енергия);
- структурните промени в промишлеността (включително спад в производството на енергоемки предприятия и подобряване на енергийната ефективност);
- въвеждане на мерки за енергийна ефективност в жилищния сектор;
- преминаване от твърди и течни горива към природен газ в енергопотреблението;
- спада в популациите на едър рогат добитък и овце и използването на торове.

**Фигура 19:** Общо емисии на България по сектори за периода 1988 – 2016 г., Gg CO<sub>2</sub> eq.



Източник: Национален доклад по инвентаризация на емисиите на парникови газове



Секторът Енергетика (емисиите на ПГ от изгарянето на горива) има най-голям дял в общите емисии на ПГ през 2016 г. - 71.8%. Сектор Селско стопанство се нарежда на второ място с 11.0%, сектора Индуриални процеси и използване на разтворители се нарежда на трето място с 10.3% и сектор Отпадъци - с 6.9%.

Делът на емисиите в схемата за търговия с емисии от общите емисии на ПГ е 56.6% през 2016 г., докато дела на емисиите извън схемата е 42.2%.

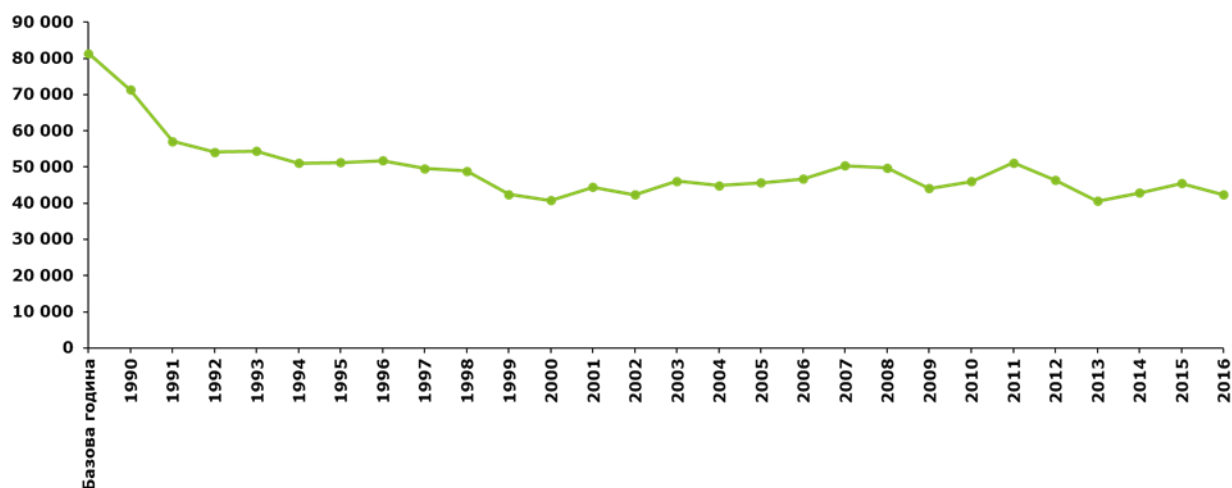
### **Сектор Енергетика**

През 2016 г. емисиите от сектор Енергетика са намалели с 47.9% в сравнение с базовата година (42 386 Gg CO<sub>2</sub>eq през 2016 г. в сравнение с 81 320 Gg CO<sub>2</sub>eq през 1988 г.). Спрямо предходната година, емисиите през 2016 г. са намалели с 6.9% най-вече поради намаляването на производството на електроенергия от изкопаеми горива.

Основен източник на емисии в сектора е изгарянето на твърди горива, което е причина за 57.8% от емисиите в сектора през 2016 г., следвани от течните горива с 29.0% и газообразните горива с 12.2%.

Емисиите на ПГ между 1988 г. и 2016 г. се определят от значителното намаляване на емисиите от изгарянето на горива в енергийните отрасли (35.7%) и използването на енергия в преработващата промишленост и строителството (83.4%) и в други сектори (търговски, жилищни, горското стопанство) - 72.3%, както и ясното увеличение на емисиите на парникови газове от транспорта с 30.2%).

**Фигура 20:** Емисии ПГ от сектор Енергетика за периода 1989 - 2016, Gg CO<sub>2</sub>eq



Източник: Национален доклад по инвентаризация на емисиите на парникови газове

### **Енергийни индустрии**

Консумацията на гориво от следните под-раздели е включена в този раздел:

- производство и пренос на електроенергия, включително когенерация;
- производство и пренос на топлинна енергия за обществени нужди;

- пренос на природен газ (поддържане на налягането на компресорните станции).

За 2016 г. общата тенденция в категория 1.A.1 е намаляване на емисиите с 35,7% в сравнение с базовата година и намалението от 10,5% в сравнение с миналата година.

**Таблица 31:** Тренд за емисиите в подсектор Енергийна индустрия, Gg CO<sub>2</sub> eq.

Година	1988	1990	2016
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	42,179	38,677	27,128

### **Преработваща промишленост и строителство**

Подсектор Преработваща промишленост и строителство включва следните групи:

- Желязо и стомана;
- Цветни метали;
- Химикали;
- Целулоза, хартия и печатни услуги;
- Обработка на храни, напитки и тютюневи изделия;
- Минерали, несъдържащи метали;
- Други.

След реструктурирането на индустриалния сектор в страната, общата тенденция в тази категория показва намаляване на емисиите с 83,4%, в сравнение с базовата година, и леко увеличение с 1,7% в сравнение с миналата година. Практически всички подкатегории в сектора на индустрията намаляват постоянно до 2009 г., запазвайки същото ниво след това, въпреки че се наблюдава леко увеличение след 2014 г.

**Таблица 32:** Тренд за емисиите в подсектор Преработваща промишленост и строителство, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2016
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	17,503	17,768	2,910

### **Транспорт**

В периода между 1988 г. и 1991 г. потреблението на гориво в транспортния сектор е намаляло с 48% вследствие срива на икономиката. От 1991 г. насам консумацията на гориво (дизел) непрекъснато се увеличава, главно заради автомобилния транспорт. Въпреки, че през 2013 г. се наблюдава спад, от 2014 г. употребата на горива (дизел) за пътен транспорт започна отново да се увеличава.

**Таблица 33:** Тренд на емисиите в подсектор Транспорт, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2016
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	7 179	6 605	9 350

### **Други сектори**

В други сектори се включват следните категории:

- услуги и обществени сгради;
- жилищен сектор;
- селско и горско стопанство и риболов.

**Таблица 34:** Тренд на емисиите в подсектор Други сектори, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2016
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	6,918	8,103	1,915

### **Сектор Индустриални процеси и употреба на разтворители (ИПУР)**

Постоянна тенденция към намаляване на емисиите в този сектор се наблюдава от 1988 г. насам. Емисиите през 2016 г. намаляват с 54.9% в сравнение с базовата 1988 г.

През 2016 г. сектор ИПУР възлиза на 10.3% от общите национални емисии на парникови газове (без ЗПЗГС), в сравнение с 11.5% през базовата 1988 г. През 2016 г. емисиите на ПГ от ИПУР са 6 062 Gg CO<sub>2</sub> в сравнение с 13 438 Gg CO<sub>2</sub> през базовата 1988 г.

През 2016 г. най-важната категория са минералните продукти (главно производство на клинкер и вар), които имат дял в общите емисии на ИПУР - 40.44%. Втората категория е химическата промишленост (производство на амоняк и азотна киселина) с 30.32%, следвана от употребата на продукти използвани като заместители на озоноразрушаващите вещества с дял от 23.1% и накрая с 3.69% производство на метали (стомана).

Емисиите на ПГ от сектора ИПУР варират във времето и достигат най-ниско ниво през 2009 г. Намалението през 2016 г. за целия сектор е 54.9% от базовата година, докато най-голямото намаление се наблюдава в сектор Производство на метали - 94.4%.

Това се дължи главно на икономическата криза и по-специално на световната икономическа криза през 2009 г. След 1996 г. започва процес на приватизация, който води до намаляване на производството на предприятия. Този процес е последван от реструктуриране и модернизация на производството, като в същото време някои от предприятията престават да функционират.

Общото намаление на емисиите в годините е повлияно и от въвеждането на по-добри технологии на ниво предприятие.

**Таблица 35:** Тренд за емисиите в сектор Индустриални процеси и употреба на разтворители, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2016
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	13,438	10,047	6,062

### **Сектор Селско стопанство**

Общото намаление на емисиите в сектора възлиза на 52.6% от 1988 г. насам. През 2016 г. селското стопанство е допринесло с 11.0% в общите емисии на ПГ в България (без ЗПЗГС).

Намаляването на емисиите се дължи главно на систематичното намаляване на площта на земеделските земи поради изоставянето на обработваемите земи и намаляването

на популацията на добитъка. Друг двигател за намаляване на емисиите е намаляването на използването на торове.

**Таблица 36:** Тренд на емисиите в сектор Селско стопанство, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2016
Обобщени емисии, Gg CO <sub>2</sub> eq	13,768	12,462	6,583

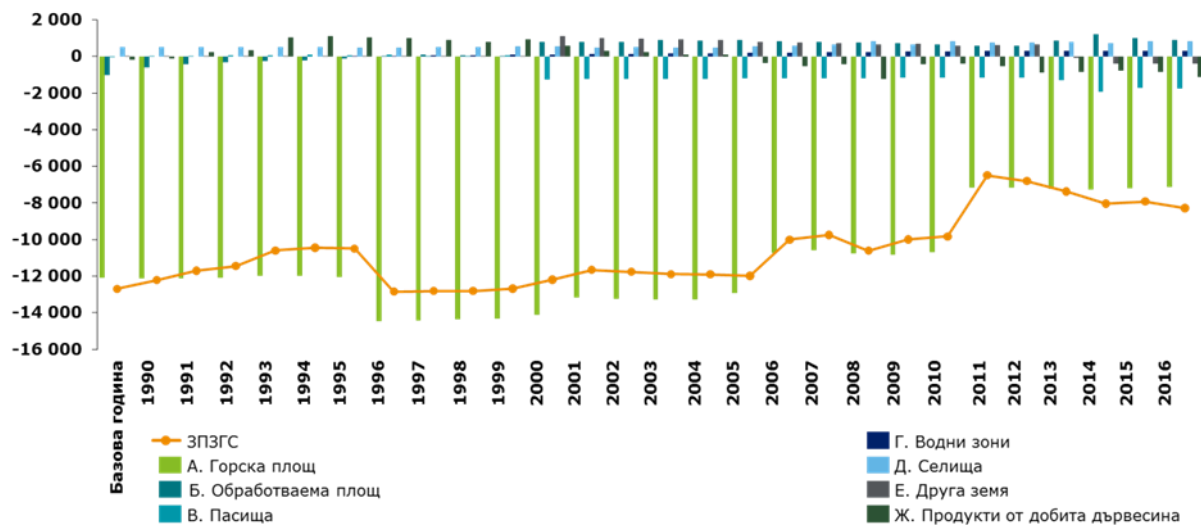
### **Сектор Земеползване, промяна в земеползването и горско стопанство (ЗПЗГС)**

Секторът ЗПЗГС има ролята на погълтител на ПГ за България чрез двете категории - "Гори" и "Пасища", които поглъщат CO<sub>2</sub>. Всички останали категории (Обработваеми земи, Населени места, Водни площи) са източници на емисии на CO<sub>2</sub>. Нетното поглъщане на CO<sub>2</sub> от ЗПЗГС намалява с 57.1% в сравнение с базовата 1988 г. Основната причина за цялостното намаляване на поглъщането на емисиите на CO<sub>2</sub> от ЗПЗГС се дължи на намаляването на поглъщането от категория Гори и лекото увеличение на емисиите от категориите Обработваеми земи, Населени места, Водни площи.

Основната причина за спада в поглъщането от категория Гори е наблюдаваният спад в темпа на растеж на горите, тъй като средната възраст на горите се увеличава постоянно през отчетния период. Въпреки отбелязания спад, делът на поглъщането в общите емисии на ПГ (в CO<sub>2</sub>ек) все още е значим. Причината за това е, че емисиите в другите сектори също са намалели значително. Делът на поглъщането през базовата година е с -15.01% от общите емисии на CO<sub>2</sub>, докато в 2016 г. делът е -12.44%.

Сравнявайки с базовата година се наблюдава увеличение на емисиите в обработваемите земи, населените места и влажните зони. Общите емисии от обработваемите площи се колебаят през целия период. Емисиите от населените места се увеличават през последните няколко години поради промени от други земеползвания до селища в съответствие с повишените инфраструктурни дейности след присъединяването на България към ЕС.

**Фигура 21:** Емисии и погълтители в ЗПЗГС 1989 – 2016, Gg CO<sub>2</sub> eq.



Източник: Национален доклад по инвентаризация на емисиите на парникови газове

### Сектор Отпадъци

Емисиите на ПГ, отделените от сектора отпадъците, са CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O. Основният дял на CH<sub>4</sub> от сектора се дължи на депонирането на твърди битови отпадъци. N<sub>2</sub>O се отделя при третиране и пречистване на отпадъчните води и биологичното третиране и изгарянето на отпадъците. CO<sub>2</sub> се отделя при изгаряне на отпадъци.

Тенденциите отчитат текущото състояние на управлението на отпадъците в съответствие с действащото законодателство, което цели намаляване депонирането на отпадъци и следва йерархията на управление на отпадъците.

Прилаганите мерки за намаляване на емисиите на ПГ в сектора са свързани най-вече с управлението на твърди битови отпадъци.

Основният принцип на управление на отпадъците, който е включен в българските политики за управление на отпадъците, е спазването на йерархията на отпадъците:

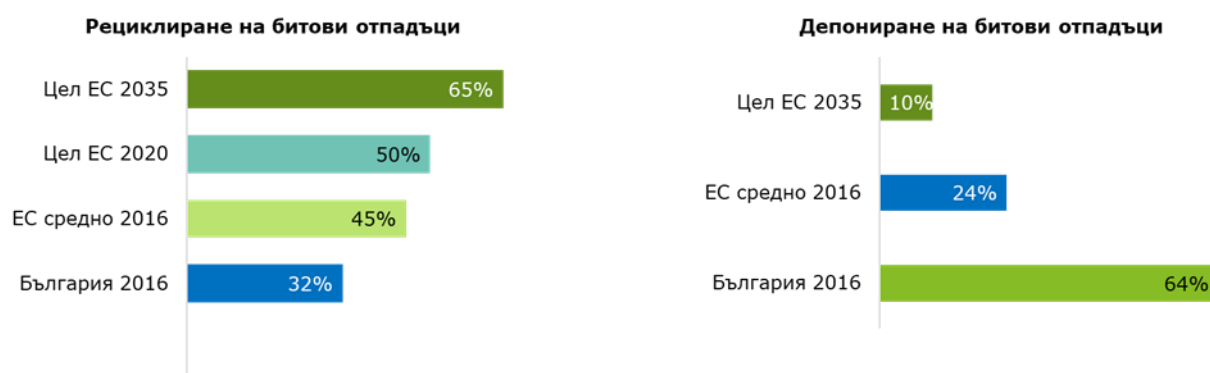
Превенция -> Подготовка за повторна употреба -> Рециклиране -> Друго използване -> Депониране

Доброто управление на отпадъците намалява натиска, свързан с „изхвърлянето“ на отпадъците, най-вече последствията от депонирането. ЕАОС прави оценка, че подобреното управление на отпадъците намалява значително годишните нетни емисии на ПГ, като значителна част от това намаление е постигнато след 2000 г. Основните фактори допринасящи за това са намаляване на емисиите на метан от депата и избягването на емисии чрез рециклиране. Като допълнителен инструмент за увеличаване на практиките по рециклиране е фактът, че рециклираните материали отговарят на значителна част от търсенето за някои материали. Отпадъците

представляват загуба на материални ресурси (чрез метали и други рециклируеми материали) и в същото време имат потенциал като източници на енергия. Предизвикателствата при управлението на отпадъците са големи. Изпълнението на дейностите по третиране на отпадъци като повторна употреба и рециклиране са екологични, което води до отклоняване на отпадъците от депата.

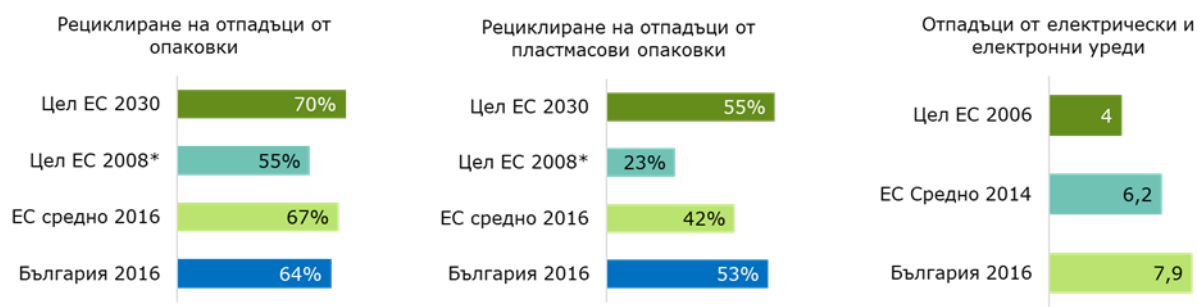
Общо генерирани битови отпадъци през 2016 г. на човек в България: 404 кг (средно за ЕС: 483 кг)

**Фигура 22:** Напредъкът на управление на отпадъците в България в сравнение със средния за ЕС (1/2)



Източник: Информационен бюлетин ЕС

**Фигура 23:** Напредъкът на управление на отпадъците в България в сравнение със средния за ЕС (2/2)



\*България следваше да изпълни целите си през 2014 г.

Източник: Информационен бюлетин ЕС

Мерките за намаляване на емисиите на ПГ в сектора са свързани основно с управлението на твърдите битови отпадъци, както и с постоянния спад на населението през последните 10 години.

Съответните мерки са предвидени в два плана (Национален план за управление на отпадъците и Трети национален план за действие по изменение на климата). И двата плана са с срок до 2020 г.

Емисиите от сектора на отпадъците през 2016 г. са намалели с 50,39% (4081,82 Gg CO<sub>2</sub> екв. при 2016 г. в сравнение с 8227,31 Gg CO<sub>2</sub> екв. в 1988 г.) в сравнение с базовата година.

**Таблица 37:** Тренд на емисиите в сектор Отпадъци, Gg CO<sub>2</sub> eq

Година	1988	1990	2016
Обобщени , Gg CO <sub>2</sub> eq	8,227	7,977	4,082

**Обобщение на историческите тенденции в емисиите на ПГ**

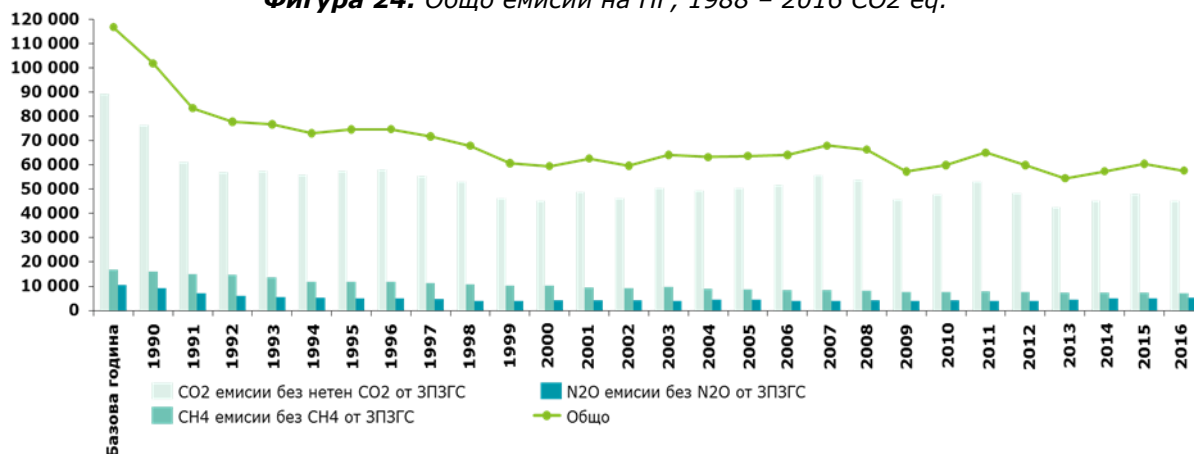
Общото намаление на емисиите на ПГ на страната от базовата година до 2016 г. е 49.4%.

**Таблица 38:** Емисии и погълтители на България по сектори, Gg CO<sub>2</sub>eq

Сектори	1988	1990	1995	2000	2005	2010	2016	Промяна 1988/2016, %
Енергия	81,320	73,503	51,180	40,772	45,673	46,044	42,386	-47.9
ИПУР	13,437	10,046	10,453	7,210	7,683	4,444	6,062	-54.9
Селско стопанство	13,767	12,461	5,933	5,205	5,170	5,454	6,529	-52.6
ЗПЗГС	-15,234	-14,870	-13,533	-9,427	-8,894	-9,121	-6,536	-57.1
Отпадъци	8,227	7,977	6,999	6,380	5,380	4,604	4,081	-50.4
Общо (без ЗПЗГС)	116,753.3	103,989.2	74,567.1	59,568.9	63,906.7	60,547.9	59,059.7	-49.41

Към 2016 г. повече от 70% от емисиите на ПГ са в резултат на енергийния сектор, преходът на този сектор играе основната роля за намалението на ПГ като цяло.

**Фигура 24:** Общо емисии на ПГ, 1988 – 2016 CO<sub>2</sub> екв.



Източник: Национален доклад по инвентаризация на емисиите на парникови газове

ii. Прогнози по сектори при съществуващите национални и европейски политики и мерки до 2040 г. (включително за 2030 г.) (изцяло преработена)

### Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Енергетика

Прогнозите за емисиите на парникови газове за енергийния сектор се основават на анализ на промяната в енергийния баланс на страната до 2030 г. въз основа на съществуващите мерки, планирани от България и предоставени като основополагащи допускания. Този анализ се основава на моделирането проведено с (B)EST софтуер за дългосрочна оценка и енергийно планиране. Прогнозите отчитат всички съществуващи мерки за намаляване на емисиите на парникови газове и съществуващите мерки за постигане на целите за ВЕИ и енергийна ефективност, предоставени подробно в съответните раздели на настоящия план.

Общо за сектор Енергетика се очертават следните тенденции:

**Таблица 39:** Прогнози на емисиите в сектор Енергетика, CO<sub>2</sub> екв. – ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
Емисии CO <sub>2</sub> , в ктн CO <sub>2</sub> екв.	45,428.60	44,516.48	43,590.16	37,923.98
Емисии, CH <sub>4</sub> и N <sub>2</sub> O, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	1,822.85	2,085.07	2,102.87	2,065.62
Общо емисии ПГ, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	47,251.45	46,601.55	45,693.02	39,989.60

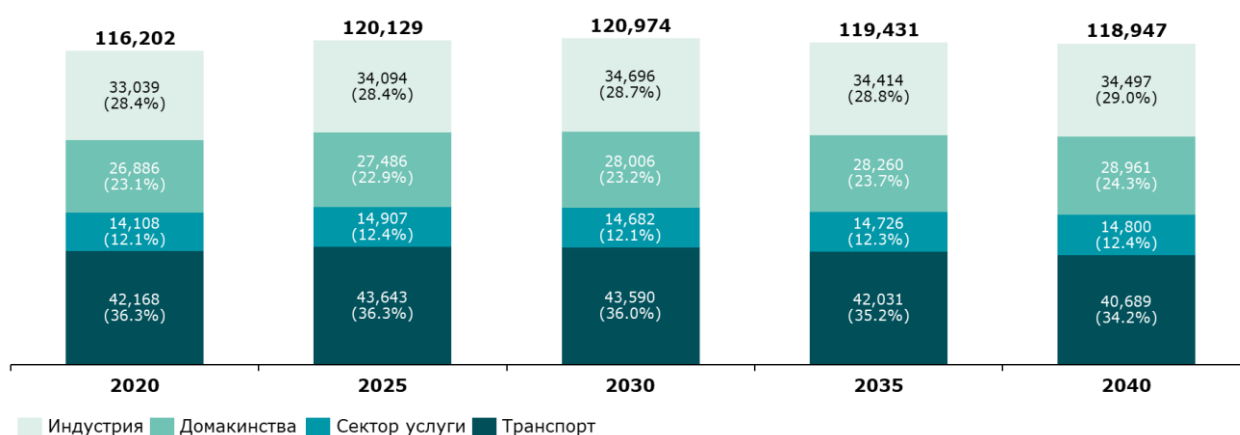
Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Видно от представената таблица по-горе, резултатът от моделирането показва, че нивата на ПГ ще намалее с около 15,4% до 2030 г. в сравнение с нивата на емисиите за 2015 г., която е базовата година за модела. Основните фактори за това намаление са измененията в енергийната система, а именно това, че производството на първична енергия намалява през анализирания период с почти 8,5 TWh. Това се случва в голяма



степен поради продължително намаляване на производството на енергия от твърди горива от 2020 г. до 2030 г., което е основният емитер на ПГ в енергийния сектор. Вятърната, водната и геотермалната енергия остават постоянни, докато делът на природния газ нараства от 1,06% през 2020 г. до 2,34% през 2030 г. Наблюдава се увеличение на слънчевата енергия от 1,18% през 2020 г. на 3,95% през 2030 г. През 2030 г. се очаква и ядрената енергия да продължи да играе важна роля в производството на енергия. Повече информация за промените в енергийния микс, водещи до намаляване на емисиите на парникови газове, анализирани в този раздел, можете да намерите в разделите, свързани с увеличаване използването на енергия от ВИ, енергийната ефективност, вътрешен енергиен пазар и енергийната сигурност.

**Фигура 25:** Крайно потребление на енергия по сектори, GWh



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling, анализ на Делойт

Подсектор Енергийни индустрии обхваща следните дейности:

- производство и пренос на електроенергия, включително когенерация;
- производство и пренос на топлинна енергия за обществени нужди;
- пренос на природен газ (поддържане на налягането на компресорните станции).

Секторът на енергийните индустрии се състои от съоръжения за производство на електрическа енергия и топлинна енергия в голям мащаб. Това е секторът, който отговаря за най-голямото количество емисии на ПГ. Предвижда се този сектор да продължи да излъчва най-голяма част от емисиите.

**Таблица 40:** Прогнози на емисиите в подсектор Енергийни индустрии, CO<sub>2</sub> eq.- ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
Емисии CO <sub>2</sub> , в ктн CO <sub>2</sub> екв.	29,376.24	28,487.87	27,489.18	22,413.15
Емисии N <sub>2</sub> O, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	117.30	96.8	94.15	71.91
Общо емисии ПГ, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	29,493.54	28,584.67	27,583.33	22,485.06

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Видно от по-горната таблица е, че до 2030 г. се очаква общото количество на генерираните емисии на ПГ от енергийните индустрии да регистрира спад с около 23,5% в сравнение с емисиите на ПГ през базовата за модела 2015 г.

#### Подсектор Преработваща промишленост и строителство

Прогнозите за този подсектор се основават на очакванията и прогнозите за икономическо развитие, дела на отделните подсектори, прогнозите за употреба на горива, както и общите прогнози за използването на някои от основните енергийни източници.

**Таблица 41:** Прогнози на емисиите в подсектор Преработваща промишленост и строителство, CO<sub>2</sub> eq.- ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
Емисии CO <sub>2</sub> , в ктн CO <sub>2</sub> екв.	2,817.40	4,933.75	4,920.45	4,753.33
Емисии N <sub>2</sub> O, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	26.69	28.84	32.11	33.22
Общо емисии ПГ, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	2,844.09	4,962.59	4,952.57	4,786.55

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Видно от представените в по-горната таблица данни е, че до 2025 г., в сравнение с базовата за модела 2015 г., се очаква незначително намаляване на емисиите на ПГ от подсектор Преработваща промишленост и строителство – с около 2%, което може да се обясни с очакваното развитие на подсектора в положителна насока.

Последващо до 2030 г. емисиите на парникови газове от подсектор Преработваща промишленост и строителство регистрират спад в резултат на съществуващите политики и мерки за стимулиране на енергийната ефективност и стимулите за възобновяема енергия в индустрията. Очакваното намаляване на нивата на парникови газове е около 5.3%, в сравнение с базовата година за модела – 2015 г..

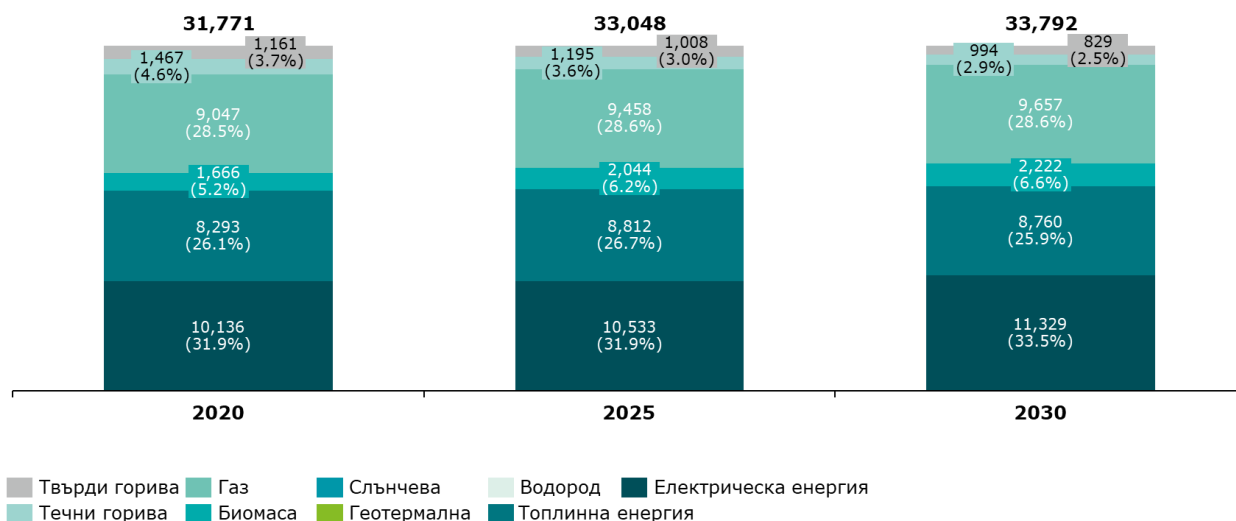
През годините до 2040 г. крайното потребление на енергия от различните сектори на индустрията ще запази сравнително постоянни нива, както е подчертано в графиката по-долу:

**Фигура 26:** Крайно потребление на енергия от различни индустриални сектори (GWh)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling, анализ на Делойт

**Фигура 27:** Крайно енергийно потребление по видове гориво в подсектор Преработваща промишленост и строителство, GWh



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling, анализ на Делойт

### **Сектор Транспорт**

В периода между 1988 г. и 1991 г. разходът на гориво в транспортния сектор намалява с 48% вследствие на срива на икономиката. От 1991 г. насам консумацията на гориво (дизел) непрекъснато се увеличава главно поради автомобилния транспорт и транзитния трафик на тежкотоварни автомобили. Въпреки, че през 2013 г. се наблюдава спад, от 2014 г. употребата на горива за пътен транспорт започна отново да се увеличава.

Прогнозата за развитието на подсектор Транспорт е изготвена в съответствие с прогнозата за използването на горива в сектора.

Прогнозите за емисиите на CO<sub>2</sub> от подсектор Транспорт се изчисляват въз основа на прогнозите за потреблението на енергия в транспортния сектор. Транспортният сектор е разделен на четири подсектора: автомобилен трафик, въздушен трафик, железопътен трафик и корабоплаване.

**Таблица 42:** Прогнози на емисиите в подсектор Транспорт, CO<sub>2</sub> екв. - ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
Емисии CO <sub>2</sub> , в ктн CO <sub>2</sub> екв.	8,903.71	8,983.93	9,179.60	8,868.88
Емисии CH <sub>4</sub> и N <sub>2</sub> O, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	110.32	113.56	113.85	107.18
Общо емисии ПГ, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	9,014.03	9,097.49	9,293.45	8,976.06

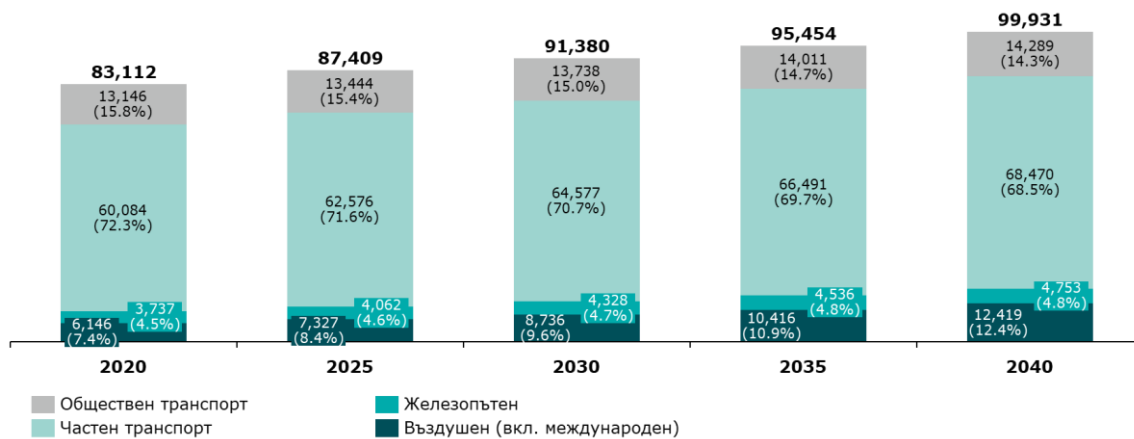
Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

По отношение на емисиите на парникови газове от подсектор Транспорт може да се заключи, че до 2030 г. се очаква незначително намаление с около 0.4% в сравнение с базовата година за модела 2015 година.

Въпреки общото нарастване на крайното потребление на енергия в транспортния сектор, което се дължи на авиацията, намаленията на парникови газове което се очаква да нараснат през 2030 г. с приблизително 35% спрямо равнището им през 2020 г. От друга страна частният автомобилен транспорт се очаква да нараства през целия период, като остава основна част от сектора.

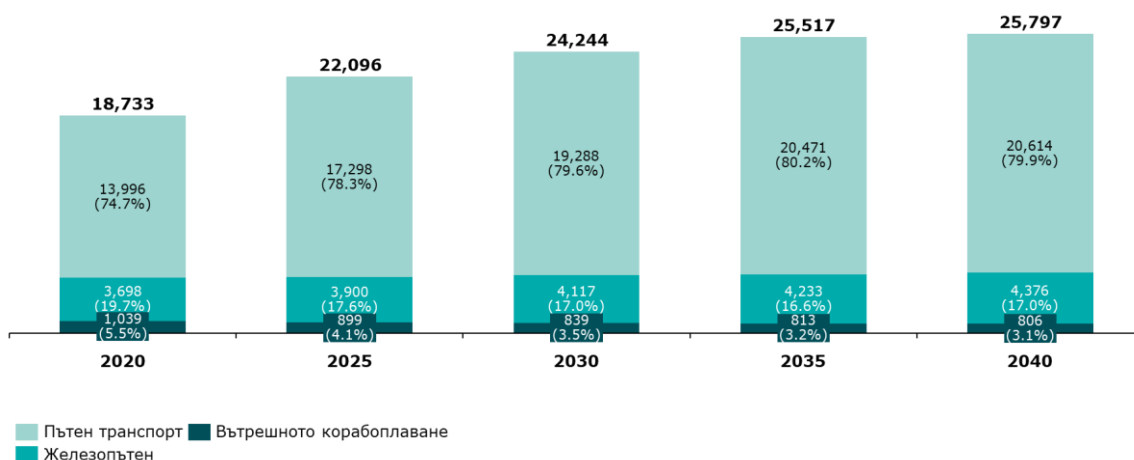
По отношение на възобновяемата енергия, използвана в транспортния сектор, се очаква диверсификация на източниците чрез въвеждане на биогорива от ново поколение (352 GWh през 2030 г.) и водород (34 GWh през 2030 г.). Освен това се очаква дялът на електрическата енергията в рамките на възобновяемата енергия почти да се удвои до 2030 г. в сравнение с нивата през 2020 г.

**Фигура 28:** Пътническа транспортна дейност (Mrkm)



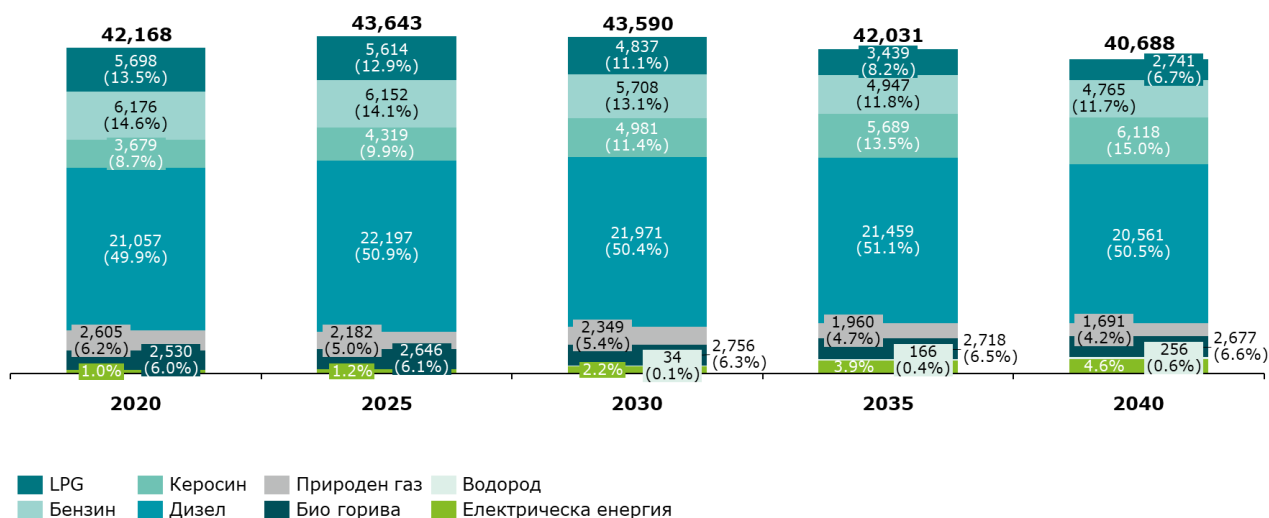
Източник: (B)EST модел, E3-Modelling, анализ на Делойт

**Фигура 29:** Товарна транспортна дейност (Mtkm)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling, анализ на Делойт

**Фигура 30:** Разпределение на потреблението на енергия в транспортния сектор според вида на използваното гориво (GWh)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling, анализ на Делойт

През годините, до 2030 г., в сравнение с базовата за модела 2015 г., се очаква незначително повишаване на количествата използван в транспорта керосин, както и спад в нивата на използвания втечнен пропан-бутан (LPG). Очаква се повишаване на дела на автомобилите, движещи се с биогориво и на електромобилите, което от своя страна ще допринесе значително за намаляване на емисиите на парникови газове, генерирани от подсектор Транспорт.

### **Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Индуриални процеси**

Прогнозата за развитие на сектора отразява очакванията за възстановяване и плавен растеж след регистрирания спад, в резултат от икономическата криза. Изменението на структурата на промишлеността е резултат от прогнозното изменение на структурата на подотраслите.

**Таблица 43:** Прогнози на емисиите в сектор Индуриални процеси, CO<sub>2</sub> eq. – ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
Емисии CO <sub>2</sub> в ктн CO <sub>2</sub> екв.	4,383.57	4,631.74	4,834.26	4,988.98
Емисии N <sub>2</sub> O и HFCs, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	1,322.30	1,495.91	1,990.08	2,431.41
Общо ПГ емисии, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	5,705.87	6,127.65	6,824.34	7,420.39

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Предвид очаквания икономически растеж се очаква увеличаване на емисиите на ПГ от сектор Индуриални процеси в сравнение с базовата за модела 2015 г. Очакваното повишение на емисиите е с около 30%.

### **Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Селско стопанство**

Този сектор не е въвел значителни мерки за намаляване на емисиите. Намаляването към настоящия момент е пряко следствие от общия спад на земеделието от 1988 г. насам. Намаляването на емисиите от животновъдството следва намаляването на броя на добитъка.

**Таблица 44:** Прогнози на емисиите в сектор Селско стопанство, CO<sub>2</sub> eq. – ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
Емисии CH <sub>4</sub> , в ктн CO <sub>2</sub> екв.	1,633.94	1,889.72	1,950.00	2,036.54
Емисии N <sub>2</sub> O, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	4,409.58	4,465.18	4,872.92	5,280.78
Общо емисии ПГ, в ктн CO <sub>2</sub> екв.	6,043.52	6,354.90	6,822.92	7,317.32

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Значителното покачване на очакваните емисии на ПГ в селскостопанския сектор с около 20% ще бъде резултат от очаквания ръст на сектора според прогнозата, предоставена от Министерството на земеделието, храните и горите. В допълнение към мерките за декарбонизация, предвидени в Третия национален план за действие по изменение на климата 2013-2020, които за целите на ИНПЕК се планира да продължат действието си и след 2020 г. до 2030 г., Сценарий WEM отчита и мерките за селскостопанския сектор, предвидени в Национална програма за контрол на замърсяването на въздуха (2020 – 2030 г.), която е насочена към намаляване на замърсяването на въздуха, но ще окаже положителен ефект и върху емисиите на ПГ.

### **Прогнози на емисии и поглътителни на парникови газове в сектор ЗПЗГС**

Прогнозите за данните за дейността са направени до 2030 г., като се вземат предвид целите, изложени в следния стратегически документ:

- Трети национален план за действие по изменение на климата (2013-2020 г.)
- Национална стратегия за развитие на горския сектор в Република България за периода 2013-2020 г.
- Национална стратегия за развитие на горския сектор в Република България за периода 2013-2020 г.;
- Стратегически план за развитие на горския сектор 2014-2023 г.
- Селскостопанската политика на ЕС за периода 2014-2020 г.
- Национален отчетен план за горите, съдържащ референтното ниво за горите на България за 2021-2025 г.

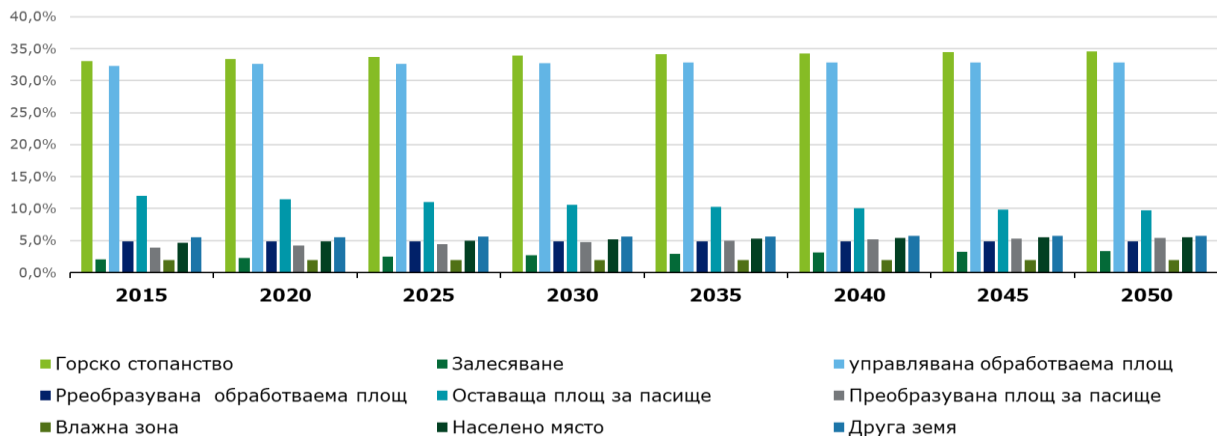
Основната категория, която допринася за поглъщането на ПГ, е категория Гори. Всички останали категории земи (Обработваема земя, Населени места, Водни площи) са източници на емисии на CO<sub>2</sub>. Основната причина за цялостното намаляване на поглъщането на емисиите на CO<sub>2</sub> от ЗПЗГС се дължи на намаляването на поглъщането от категория Гори и лекото увеличение на емисиите от категориите Обработваеми земи, Населени места, Водни площи.

Причина за спада в поглъщането от категория Гори е наблюдаваният спад в темпа на растеж на горите и средната възраст на горите.

Очаква се увеличението на ползването на биомаса да не повлияе използването на земята, а оттам и сектора ЗПЗГС, тъй като не се очаква земите, предвидени за енергийни култури, да се увеличат значително. Предполага се, че за производството на биомаса България ще използва неизползвания потенциал на биомаса, който включва биоразградимите фракции от продукти, отпадъци и остатъци от биологичен произход от селското стопанство, (включително растителни и животински вещества), от горското стопанство и свързаните с него промишлености, включително рибарство и аквакултури, както и биоразградими фракции от отпадъци, включително промишлени и битови отпадъци от биологичен произход, отговаряща на критериите за устойчивост, определени в член 29 от ДИРЕКТИВА (ЕС) 2018/2001.

Като цяло не се предвижда земеползването да претърпи значителни промени през следващите 10 години.

**Фигура 31:** Дялове в земеползването



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling, анализ на Делойт

Съгласно прогнозите, България изпълнява задължението си да не намалява капацитета за поглъщателите на ПГ под референтното ниво до 2025 г., определено в Национален отчетен план за горите, съдържащ референтното ниво за горите на България за 2021-2025 г.

**Таблица 45 - Прогнози за емисиите и поглъщателите по категории ЗПЗГС, CO<sub>2</sub> eq. - ктн**

Категории ЗПЗГС	2015	2020	2025	2030
Общо за сектор ЗПЗГС, ктн CO <sub>2</sub> екв.	-8,488	-8,641	-8,594	-8,542
Гори ктн CO <sub>2</sub> екв.	-7,305	-7,109	-6,924	-6,744
Обработваема земя, ктн CO <sub>2</sub> екв.	936	680	678	676
Пасища и ливади, ктн CO <sub>2</sub> екв.	-1,730	-1,825	-1,939	-2,050
Влажни зони, ктн CO <sub>2</sub> екв.	277	277	277	277
Населени места, ктн CO <sub>2</sub> екв.	781	805	827	847
Други земи, ктн CO <sub>2</sub> екв.	-590	-575	-576	-578
Продукти от дървесина, ктн CO <sub>2</sub> екв.	-857	-896	-937	-970

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Горските екосистемите допринасят най-много за поглъщането на ПГ от всички екосистеми. Прогнозата от модела и от Националния отчетен план за горите обаче показват, че в България може да се очаква намаляване на поглъщителната способност на горите.

### **Прогнози на емисиите на парникови газове в сектор Отпадъци**

Основните емисии на ПГ, отделени от сектора отпадъците, са CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O. Основният дял на CH<sub>4</sub> от сектора се дължи на депонирането на твърди битови отпадъци. N<sub>2</sub>O се отделя при третиране и пречистване на отпадъчните води и биологичното третиране и изгарянето на отпадъците. Прогнозите отчитат текущото състояние на управлението на отпадъците в съответствие с действащото законодателство.

За ИНПЕК се предвижда съответните мерки от Националния план за управление на отпадъците и Третия национален план за действие по изменението на климата да продължат до 2030 г. да се актуализират и надграждат в зависимост от напредъка на тяхното прилагане.

Основните цели в сектора на отпадъците са изложени подробно в Националния план за управление на отпадъците (НПУО) 2014-2020 г., както и в подробните програми и мерки за постигане на целите. Основните цели предвиждат значително увеличение на процента на отпадъците за оползотворяване и рециклиране през годините.

НПУО играе ключова роля за постигане на ефективност на ресурсите и устойчиво управление на отпадъците, тъй като настоящата ситуация показва, че в България съществува значителен потенциал за подобряване на предотвратяването и управлението на отпадъците, по-добро използване на ресурсите, разкриване на нови пазари и създаване на нови работни места, като същевременно бъдат намалени вредните въздействия на отпадъците върху околната среда.

Четвъртият НПУО е план на прехода от управление на отпадъците към ефективно използване на отпадъците като ресурс и устойчиво развитие чрез предотвратяване на образуването им, доколкото е възможно. Успешното изпълнение на плана се предвижда да доведе до предотвратяване и намаляване на вредното въздействие на отпадъците върху околната среда и човешкото здраве и намаляване на използването на първични природни ресурси.

Осъществяването на Програма за достигане на целите и изискванията за биоразградимите отпадъци, в т.ч. за биоотпадъците има значителен принос за изпълнение и на целите за намаляване на парниковите газове в съответствие с Третия национален план по изменение на климата до 2020 г., тъй като изпълнението на мерките за биоразградимите отпадъци са едновременно и мерки за намаляване и предотвратяване на емисиите на метан от депата за битови отпадъци

Продължаването на прилагането на мерките от Националния план за управление на отпадъците, както и от Третия национален план за действие по изменението на климата ще доведат до намаляване на парниковите газове.



Прогнозираните емисии в сектора предполагат изпълнение на програмата за намаляване на количеството биоразградими отпадъци за депониране, както и улавяне и изгаряне на метан в депата. Но и добрите практики могат да гарантират, че около 50% от генерирания газ се улавя и изгаря.

**Таблица 46:** Прогнози за емисиите в сектора Отпадъци, CO<sub>2</sub> eq. - ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030
Обобщени емисии, ктн CO <sub>2</sub> екв.	4,157.64	3,759.01	3,410.54	3,062.84

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

### Заклучение

На таблиците по-долу могат да се видят прогнозите за намаляване на емисиите на парникови газове в България до 2040 г. с прилагане на съществуващи мерки, съответно в ктн CO<sub>2</sub>-eq и %.

**Таблица 47:** Прогнози за намаляване на емисиите на парникови газове, CO<sub>2</sub> eq. - ктн

Емисии	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Емисии ПГ (в ктн CO <sub>2</sub> -екв.) – вкл. ЗПЗГС	54,656	53,467	53,611	48,871	39,410	30,147
ЗПЗГС	-8,489	-8,641	-8,594	-8,542	-8,476	-8,403
Емисии ПГС (в ктн CO <sub>2</sub> -екв.) – изкл. ЗПЗГС	63,145	62,108	62,206	57,413	47,886	38,550
Общо емисии CO <sub>2</sub> от сектор Енергетика (в ктн CO <sub>2</sub> )	44,574	43,986	43,135	37,589	27,959	18,508
Общо CO <sub>2</sub> емисии без сектор Енергетика (в ктн CO <sub>2</sub> )	4,912	5,133	5,314	5,460	5,549	5,638

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

**Таблица 48:** Прогнозите за намаляване емисиите на парникови газове (%)

Емисии	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Общо емисии ПГ (% промяна в сравнение с 1990)	-42.64	-43.58	-43.50	-47.85	-56.50	-64.98
Общо емисии CO <sub>2</sub> от енергийни горивни процеси (%промяна в сравнение с 2005)	-9.26	-10.46	-12.19	-23.48	-43.09	-62.32

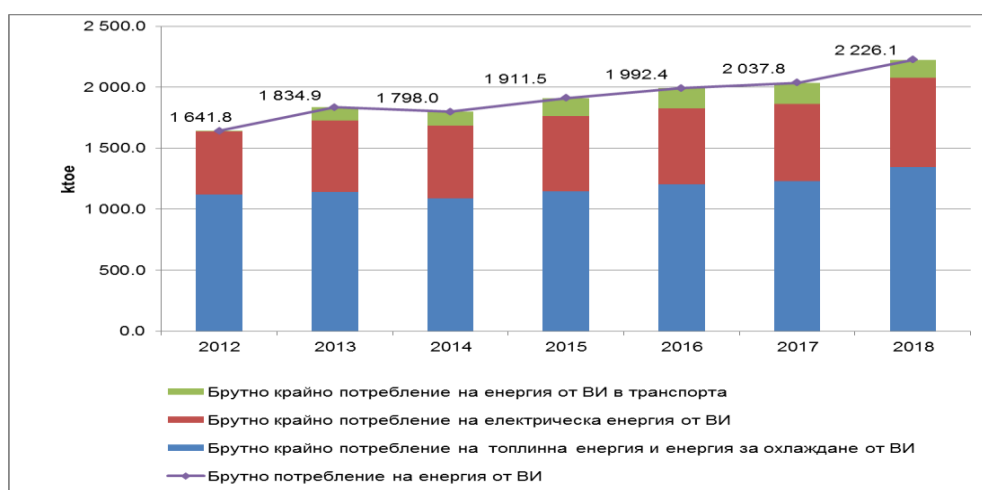
В заключение може да се каже, че чрез прилагането на съществуващите политики и мерки свързани с намаляването на ПГ и политиките в сектор Енергетика, България ще постигне през 2030 г. намаления от 47,85% спрямо 1990 г. само чрез прилагане на съществуващи мерки.

## 4.2.2 Енергия от възобновяеми източници

- i. Текущият дял на енергията от възобновяеми източници в общото крайно енергийно потребление, а също и в различни сектори (отопление и охлаждане, електроенергетика и транспорт), както и за всяка технология във всеки от секторите<sup>13</sup>*

Съгласно изискванията на Директива 2009/28/ЕО с Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници е установена задължителна национална цел от 16% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия на страната до 2020 г. В съответствие с приетия в Националния план сценарий за „допълнителна енергийна ефективност“ очакваното брутно крайно потребление на енергия за 2020 г. е оценено на 10 738 ktce, като за изпълнението на задължителната национална цел е необходимо да бъде потребена енергия от ВИ, възлизаща на 1 718 ktce.

Във Втория национален доклад за напредъка на България в насърчаването и използването на енергия от ВИ, който беше представен на ЕК в края на 2013 г. е отчетено, че през 2012 г. Република България е преизпълнила задължителната национална цел от 16% дял на енергия от ВИ в брутното крайно потребление на енергия за 2020 г. Със следващите национални доклади за напредъка на България в насърчаването и използването на енергията от ВИ е отчетен продължаващ ръст на използваната енергия от ВИ, като през 2018 г. е постигнат 20.5% дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия на страната. Брутното крайно потребление на енергия от ВИ надхвърля прогнозираното количество в Националния план за 2020 г. и през 2018 г. достига 2 226.1 ktce. През 2018 г. е постигнат ръст от 35.6% спрямо 2012 г. В периода 2012-2018 г. потреблението в секторите топлинна енергия и енергия за охлаждане и електрическа енергия нарастват с 19.9% и 41.8%. Значително се увеличава използването на енергия от ВИ в сектор транспорт, което от 5.1 ktce през 2012 г. достига 151.1 ktce през 2018 г.



**Фигура 32:** Брутното крайно потребление на енергия от ВИ за периода 2012-2018 г., ktce

<sup>13</sup>Използвани са оценъчни данни на НСИ, предоставени на МЕ преди официалното им публикуване.

Разпределението на енергията от ВИ по сектори е следното:

- сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане;

Сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане е с най-голям принос за изпълнение на задължителната национална цел, като през 2018 г. брутното крайно потребление на енергия от ВИ достига 1 345.2 ktoe. Делът на потребеното количество от ВИ от този сектор в брутното крайно потребление на енергия от ВИ е 60.4%.

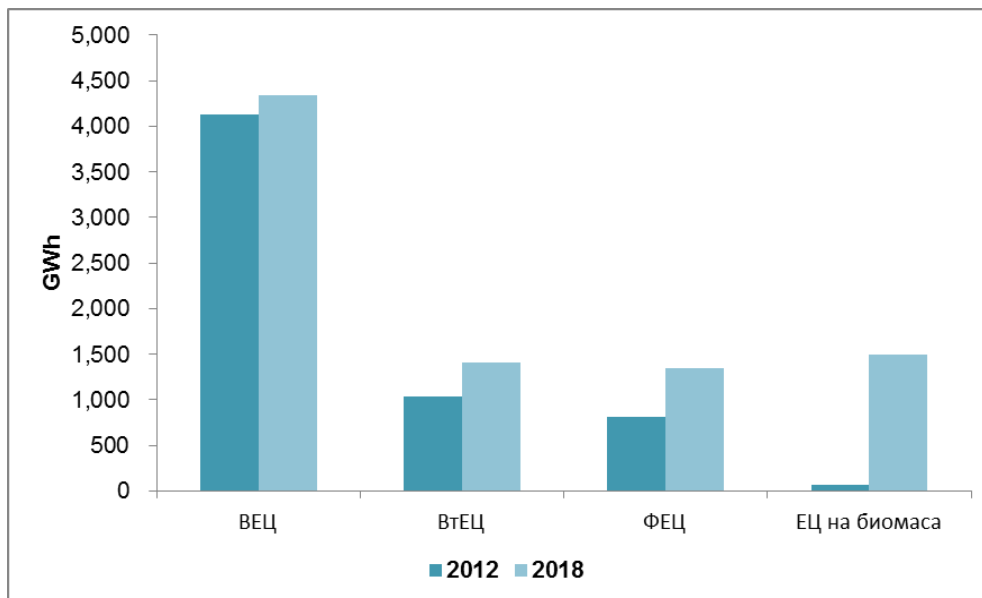
**Таблица 49:** Общ действителен принос (крайното потребление на енергия) от всяка една технология за производство на енергия от ВИ в Република България за постигане на обвързващите цели за 2020 г. и на индикативната крива за дяловете на енергията от ВИ в енергията за топлинни и охладителни цели, ktoe

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Геотермална енергия (с изключение на нискотемпературната геотермална топлина, използвана в термопомпени инсталации)	33.4	33.4	33.4	33.4	34.6	34.6	34.6
Слънчева енергия	15.4	19.1	19.7	21.8	22.4	23.5	24.9
Биомаса	1 026.2	1 025.5	969.1	1 016.6	1 064.8	1 083.7	1 156.9
твърда биомаса	1 026.1	1 025.0	967.3	1 012.2	1 039.1	1 072.6	1 148.0
биогаз	0.0	0.5	1.9	4.3	25.7	11.1	8.9
течни горива от биомаса	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Възобновяема енергия от термопомпи	47.0	64.5	65.0	74.9	81.2	87.4	92.4
въздушносвързани	0.0	0.0	0.0	59.0	62.8	68.0	71.3
земносвързани	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
водносвързани	0.0	0.0	0.0	15.9	18.4	19.5	21.1
Възобновяеми твърди общински отпадъци							36.3
<b>ОБЩО</b>	<b>1 121.9</b>	<b>1 142.5</b>	<b>1 087.2</b>	<b>1 146.6</b>	<b>1 202.9</b>	<b>1 229.2</b>	<b>1 345.1</b>
включително за топлофикационни системи							
включително произведена от биомаса енергия, използвана в домакинствата	758.7	749.6	733.3	716.1	758.0	759.6	738.7

Биомасата е с дял от 91% през 2012 г. и въпреки, че намалява до 86% през 2018 г. остава да е ВИ с най-голямо приложение в този сектор. През 2018 г. спрямо 2012 г. като положителна тенденция може да се посочи увеличаване използването на възобновяемата енергия от термопомпи с 96.7%, следвана от слънчевата и геотермалната енергия, при които нарастването е с 61.6% и с 3.6%. Твърдата биомаса продължава да е ВИ от най-голямо значение за този сектор и с най-голямо приложение в сектор Домакинство. През последните години, макар и не с очакваните темпове използването на дървесни отпадъци, др. растителни отпадъци, биомаса от селското стопанство и канализационни утайки се увеличава.

- сектор електрическа енергия;

През 2018 г. производството на електрическа енергия от ВИ възлиза на 8 583 GWh<sup>14</sup> и бележи ръст от 42% в сравнение с 2012 г. Причина за това е въвеждането в експлоатация на нови ВТЕЦ и ФЕЦ, ЕЦ на биомаса, и преминаване на съществуващите централи от конвенционални горива на биомаса. Структурата на производството на електрическа енергия е представена на следващата фигура.



**Фигура 33:** Брутно производство на електрическа енергия от ВИ за 2012 г. и 2018 г. (производството на електрическа енергия от ВЕЦ и ВТЕЦ е нормализирано), GWh

В периода 2012-2018 г. при всички видове централи се наблюдава увеличение на производството, като най-значимо е при електрическите централи на биомаса (от 66 GWh на 1 492 GWh) и при ФЕЦ (от 814 GWh на 1 343GWh).

В периода 2012-2018 г. се наблюдава увеличение на инсталираната мощност при всички видове централи, използващи енергия от ВИ както поради извършена рехабилитация на съществуващи централи (предимно ВЕЦ) и въвеждането на нови, така и поради преминаване на термични централи от конвенционални горива на биомаса. През 2018 г. инсталираната мощност е 5 305.4 MW, като в сравнение с 2012 г. (4 885 MW) е нараснала с 8.6%.

Потребеното количество енергия от ВИ в сектор електрическа енергия допринася с 32.8% за брутното крайно потребление на енергия от ВИ през 2018 г.

<sup>14</sup> Производството на електрическа енергия от ВЕЦ и ВТЕЦ е нормализирано съгласно изискванията на Директива 2009/28/ЕО.

**Таблица 50:** Общ действителен принос (изразен като инсталирана мощност и брутно производство на електрическа енергия) на всяка една технология за електропроизводство от ВИ в Република България за постигане на целите за 2020 г. и на индикативната крива за дяловете на енергията от ВИ в електроенергията

	2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
<b>ВЕЦ (нормализирано производство)</b>	3 181	4 126.3	3 203	4 190.4	3 219	4 247.6	3 219.0	4 222.1	3 223.0	4 169.9	3 371.6	4 280.7	3 379.0	4 339.0
<i>без помпи (нормализирано производство)</i>	2 168	3 711.1	2 190	3 780.1	2 206	3 837.8	2 206.0	3 814.7	2 210.0	3 748.2	2 358.6	3 859.9	2 366.0	3 900.9
<b>ПАВЕЦ (ненормализирано производство)</b>	864	798.1	864	758.9	864	560.8	864.0	491.8	864.0	687.5	864.0	664.8	864.0	276.2
<i>Със смесен режим на работа (нормализирано производство)</i>	149	415.2	149	410.3	149	409.7	149.0	407.4	149.0	421.7	149.0	420.8	149.0	438.1
<b>Геотермални електроцентрали</b>														
<b>Слънчеви електроцентрали</b>	1 013	813.9	1 020	1 360.9	1 026	1 252.5	1 029.0	1 383.3	1 028.0	1 386.3	1 035.6	1 403.0	1 032.7	1 342.8
<b>Вятърни централи (нормализирано)</b>	677	1 039.2	683	1 220.2	699	1 300.6	699.0	1 365.6	699.0	1 407.7	698.4	1 427.7	698.9	1 408.8
<b>Биомаса</b>	14	65.8	34	111.7	40	200.8	54.0	270.2	57.0	353.6	52.0	396.0	194.8	1 492.3
<i>твърда биомаса</i>	14	65.2	30	95.0	30	138.8	34.0	151.1	19.0	162.8	23.0	180.2	158.4	1 280.0
<i>биогаз</i>	0	0.6	4	16.7	10	62.0	20.0	119.1	38.0	190.8	29.0	215.8	36.4	212.3
<b>ОБЩО</b>	<b>4 885</b>	<b>6 045.2</b>	<b>4 940</b>	<b>6 883.2</b>	<b>4 984</b>	<b>7 001.4</b>	<b>5 001.0</b>	<b>7 241.2</b>	<b>5 007.0</b>	<b>7 317.5</b>	<b>5 157.6</b>	<b>7 507.4</b>	<b>5 305.4</b>	<b>8 583.0</b>
<i>от които когенерационни централи (CHP)</i>		65.8		109.9		182.2		233.9		254.4		289.4		685.9

- сектор транспорт

През 2012 г. използването на биогорива не беше отчетено, поради невъвеждане в екологичното законодателство на изискванията, свързани с критериите за устойчивост. Това е причината отчетеното през 2012 г. количество енергия от ВИ в сектор транспорт да е 8.6 ktoe (отчетено е потребление само на електрическа енергия). В периода 2013-2018 г. крайното потребление на енергия от ВИ в сектор транспорт нараства, като през 2018 г. достигна 151.5 ktoe. Използваните ВИ са биодизел и биоетанол, като през 2018 г. са потребени и 11.25 ktoe биогорива от ново поколение (част А от приложение IX, Директива 2009/28/ЕО).

**Таблица 51:** Общ действителен принос на всяка една технология за производство на енергия от ВИ в Република България за постигане на обвързващите цели за 2020 г. и на индикативната крива за дяловете на енергията от ВИ в енергията в транспортния сектор, ktоe

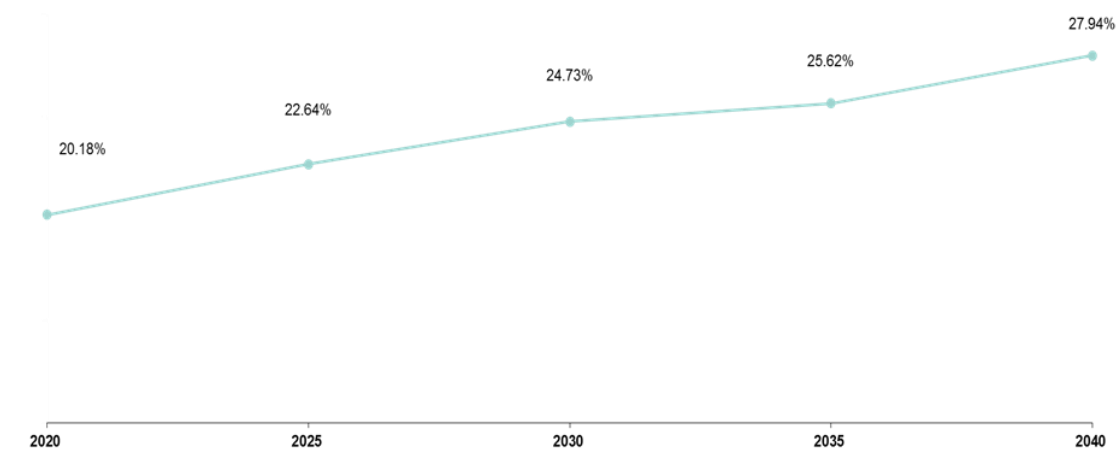
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Биоетанол</b>	0	8.4	14.8	32.2	32.9	26.6	28.6
<b>Биодизел (FAME)</b>	0.0	92.2	93.8	110.0	127.3	136.4	114.3
<b>Общо биогорива, произведени по устойчиво развит начин, включително:</b>		100.5	108.7	142.2	160.2	163.0	142.9
<i>биогорива, произведени по устойчиво развит начин от суровини, посочени в част А от приложение IX</i>							11.3
<i>други произведени по устойчиво развит начин биогорива, които могат да бъдат отчитани във връзка с целта по чл. 3, параграф 4, б. д)</i>							
<i>биогорива, произведени по устойчиво развит начин от суровини, посочени в част Б от приложение IX</i>							42.3
<i>биогорива, произведени по устойчиво развит начин, за чийто принос за постигане на целта за енергията от възобновяеми източници е въведено ограничение съгласно чл. 3, параграф 4, б. г)</i>		100.5	108.7	142.2	160.2	163.0	89.4
<b>Внос от трети държави</b>	0.0	0.0	2.7	3.0	5.4	15.9	17.6
<i>Водород, произведен на базата на ВЕИ</i>							
<b>Електрическа енергия от ВИ</b>	5.1	5.2	6.2	7.7	8.4	9.4	8.2
<i>потребена за автомобилен транспорт</i>	0.7	1.0	1.7	1.2	1.3	1.3	0.9
<i>потребена за железопътен транспорт</i>	3.9	3.6	3.9	5.9	6.5	7.5	6.9
<i>потребена в други транспортни сектори</i>	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.4
<b>Общо енергия от ВИ</b>	5.1	105.7	114.9	149.9	168.6	172.4	151.1

*ii. Ориентировъчни прогнози за развитието при съществуващите политики за 2030 г. (с прогноза до 2040 г.)*

Възприетият метод за изчисляване на дяла на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия от ВИ се основава на изискванията, установени в Директива 2009/28/ЕО, както и на въведените изменения в Директива (ЕС) 2018/2001.

В периода 2020-2030 г. делът на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия ще нарасне от 20.18% до 24.73%. Между 2020 г. и 2025 г. увеличението се дължи главно на изграждането на нови мощности на ВИ, докато растежът от 2025 г. до 2030 г. се дължи на мерки за повишаване на енергийната ефективност в крайното потребление на енергия. По-нататъшно развитие се очаква и след 2030 г., като през 2040 г. делът на енергията от ВИ ще бъде почти 28%.

**Фигура 34:** Индикативна траектория на дела на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия 2020 - 2040 г.



Източник: (B)EST model, E3-Modelling, анализ на Делойт

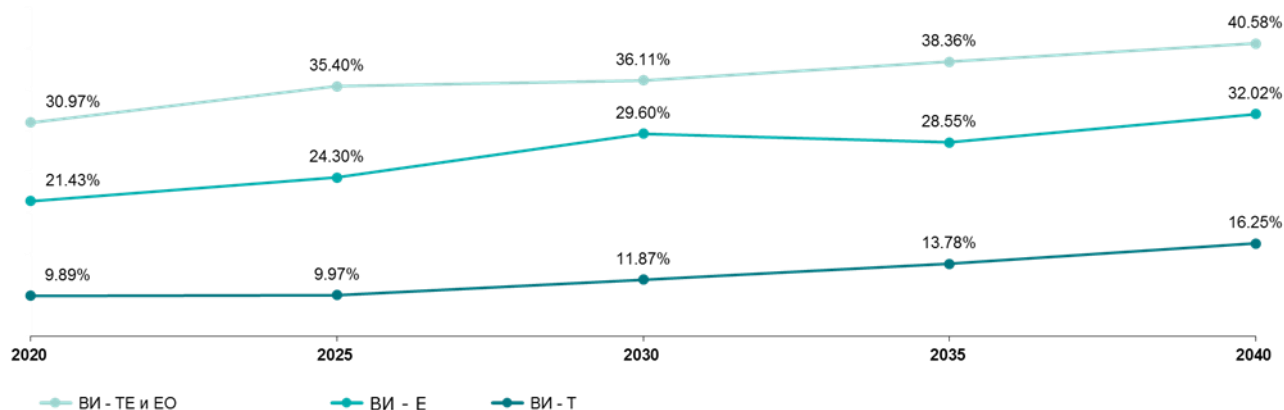
Настоящите политики и мерки влияят положително на дела на енергията от ВИ във всички сектори. Най-голямо увеличение се очаква в сектор електрическа енергия, където делът на електрическата енергия от ВИ може да достигне 29.60% през 2030 г. и 32.02% през 2040 г.

С настоящите политики и мерки, Република България постига годишно увеличение на дела на енергията от ВИ в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане от приблизително 1 процентен пункт за периода 2020-2030 г. (изчислено като разлика между дела на енергията от ВИ за периода 2020-2030 г., разделена на броя години), което е по-ниско от изискванията, предвидени в Директива (ЕС) 2018/2001.

Директива (ЕС) 2018/2001 определя за всяка държава членка изискване за постигане най-малко на 14% дял на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия в транспорта. Прогнозата при настоящите политики и мерки показва, че през 2030 г. този дял няма да бъде постигнат.

Следователно трябва да се предприемат допълнителни политики и мерки, за да се насърчи потреблението на енергия от ВИ съгласно Директива (ЕС) 2018/2001.

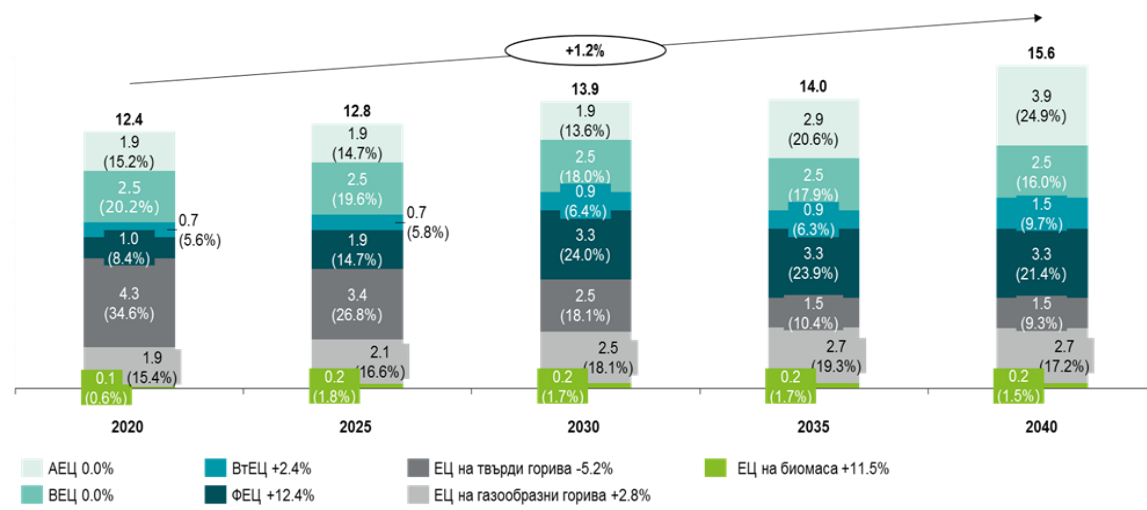
**Фигура 35:** Индикативни траектория на дела на енергията от ВИ в крайното потребление на енергия в секторите електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане и транспорт за периода 2020 - 2040 г. (%)



Източник: (B)EST model, E3-Modelling, анализ на Делойт

Със съществуващите политики и мерки, инсталираните мощности за производство на електрическа енергия за периода 2020-2030 г. показват увеличение със средногодишни темпове на растеж от 1.1% и достигайки нетна инсталирана мощност от 13.9 GW през 2030 г. Прогнозите за 2030 г. показват значително увеличение на инсталираните мощности на ЕЦ на биомаса (средногодишни темпове на растеж за периода 2020-2030 – 11.5%) и ФЕЦ (средногодишни темпове на растеж за периода 2020-2030 г. – 12.4%). От друга страна, се очаква намаление на инсталираните мощности на електрически централи на твърди горива (средногодишни темпове на растеж за периода 2020-2030 г. – (-5.2%)), докато инсталираните мощности, използващи ядрена и водна енергия ще останат относително стабилни.

**Фигура 36:** Индикативна траектория на нето инсталирани мощности за производство на електрически мощности за периода 2020-2040, GW

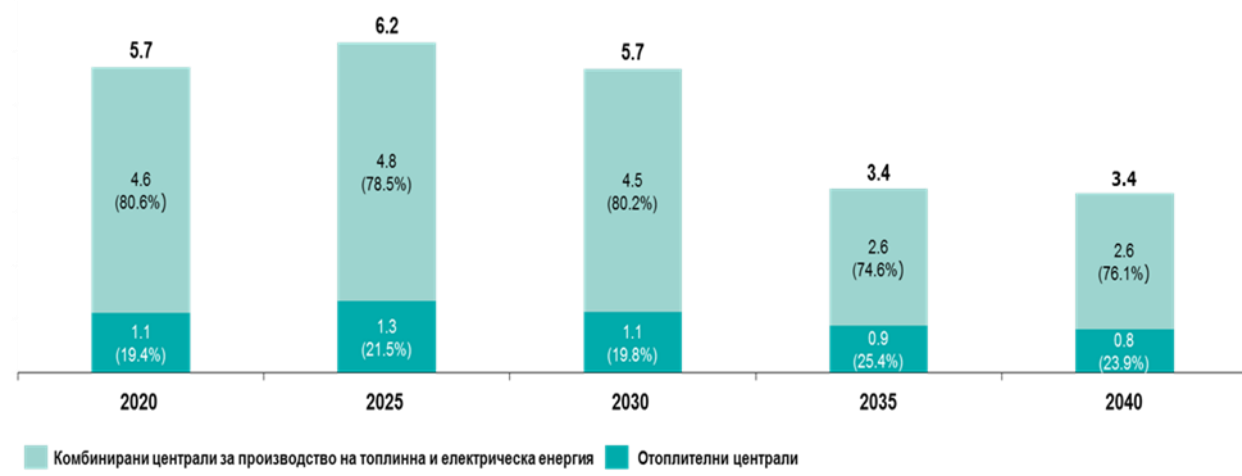


Източник: (B)EST model, E3-Modelling, (% в легендата показва средногодишни темпове на растеж (СГТР) за периода 2020 – 2030 г.)



По отношение на производството на топлинна енергия се очаква увеличаване на инсталираните мощности през 2025 г., последвано от значително намаляване поради извеждане от експлоатация на мощности (комбинирани и отоплителни централи), в резултат на което през 2030 г. нетна инсталирана мощност възлиза на 5.7 GW. Очаква се съотношението между комбинирани централи за производство на топлинна и електрическа енергия и отоплителни централи да остане стабилно (80% за комбинирани централи и 20% за отоплителни централи) до 2030 г. В периода 2030-2040 г. се очаква да бъдат изведени от експлоатация мощности от комбинирани и отоплителни централи, като нетна инсталирана мощност през 2040 г. от този вид централи ще възлиза на 3.4 GW.

**Фигура 37:** Индикативна траектория на нетната инсталирани мощности за производство на топлинна енергия за периода 2020-2040, GW



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

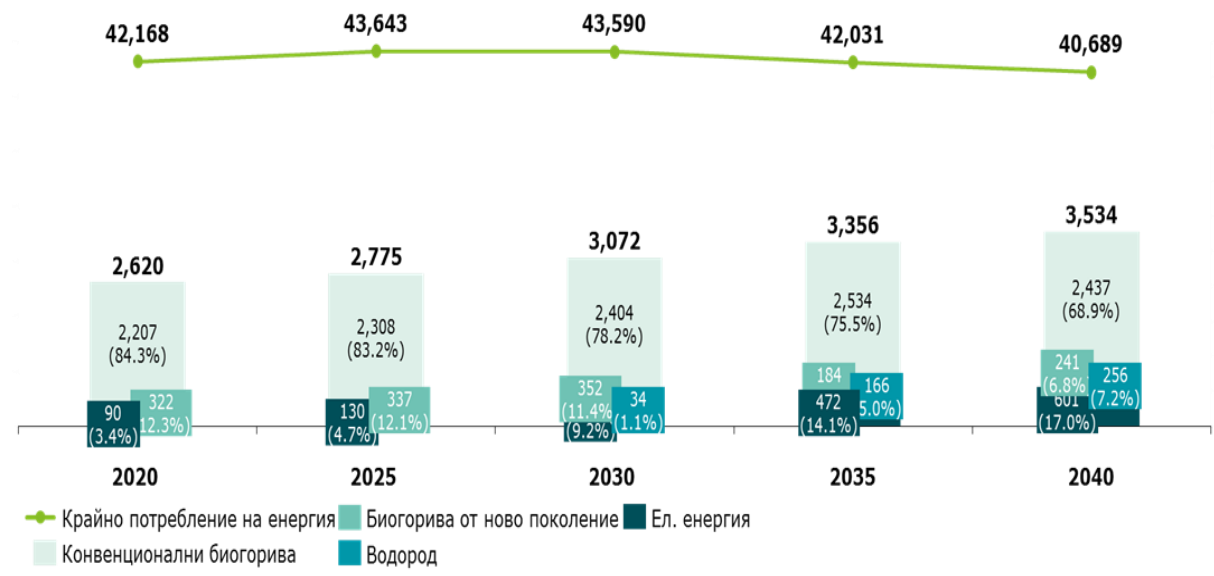
### **Крайно потребление на енергия по сектори и използване на енергия от ВИ**

Увеличението в крайното потребление на енергия в сектор транспорт се дължи на въздушния транспорт, който се очаква да нарасне с приблизително 35%, спрямо равнището от 2020 г. В периода 2020-2030 г. частният автомобилен транспорт се очаква да намалява. Лек растеж се очаква в железопътния транспорт. След 2030 г. крайното потребление на енергия ще намалява до 2040 г. в резултат от изпълнението на мерки за енергийна ефективност.

По отношение на енергията от ВИ, използвана в сектор транспорт се очаква диверсификация на източниците, чрез въвеждане на биогорива от ново поколение (30.3 ktоe през 2030 г.) и водород (3 ktоe през 2030 г.). Прогнозирано е делът на

електрическата енергия от ВИ да се увеличи почти три пъти през 2030 г. в сравнение с равнището през 2020 г.

**Фигура 38:** Очаквано развитие на крайното потребление на енергия и на енергията от ВИ, използвана в сектор транспорт за периода 2020-2040, GWh



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

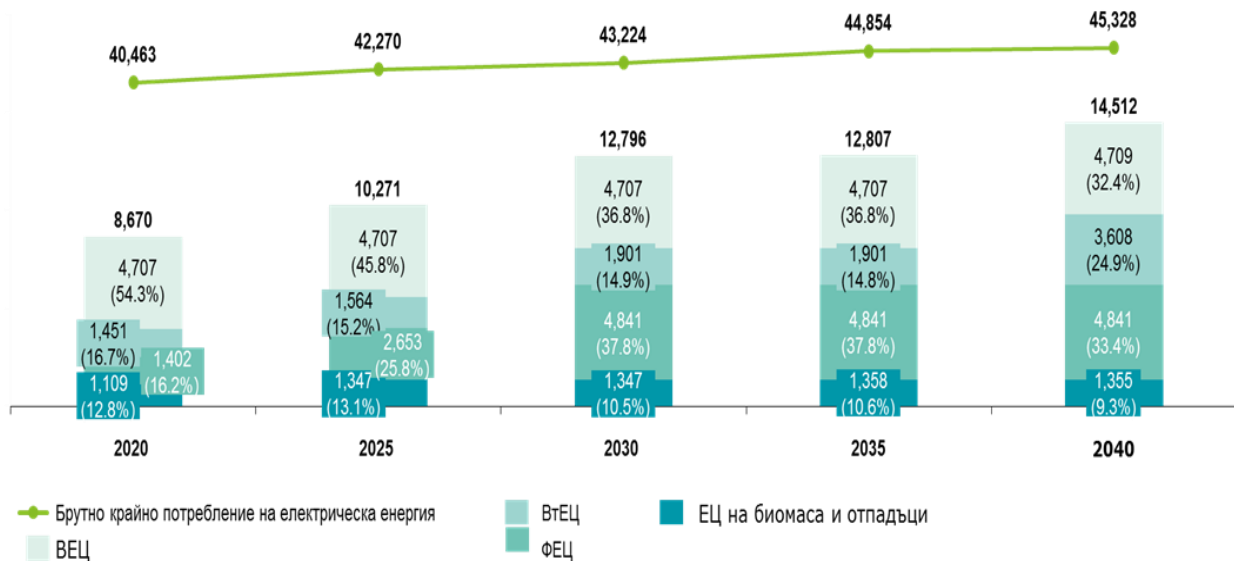
Брутното производство на електрическа енергия е прогнозирано при следните условия:

- потреблението на електрическа енергия в страната се увеличава и достига почти 35 600 GWh през 2030 г. ;
- намаляване на загубите при пренос и разпределение в резултат от прилагането на мерки за енергийна ефективност;
- увеличаване на загубите при съхранение и управлението на търсенето, които се очаква да нараснат с 12% през 2030 г. в сравнение с равнището на 2020 г. ;
- намаляване на собствените нужди на електрическите централи в резултат от мерки за енергийна ефективност;
- потребление на електрическа енергия за производство на водород чрез "Power to X" инсталации – предвидено е само през 2030 г. в размер на 47 GWh;
- износът на електрическа енергия остава относително постоянен през целия период – 8 000 GWh/г.

По отношение на използването на енергия от ВИ при настоящите политики и мерки се очаква да бъдат изградени нови ВТЕЦ и ФЕЦ до 2030 г. По този начин производството на електрическа енергия от ВТЕЦ ще достигне почти 15% от брутното производство на електрическа енергия от ВИ, докато от ФЕЦ ще е над 37%. Освен това се очаква

въвеждане и на нови мощности на биомасата, като до 2030 г. произведената от тях електрическа енергия ще достигне 1 347 GWh. Очаква се производството на електрическа енергия от ВЕЦ да остане непроменено до 2030 г. След 2030 г. в перспектива до 2040 г. се очаква развитие само при ВтЕЦ, докато инсталираните мощности от другите ВИ се запазват.

**Фигура 39:** Очаквано развитие на брутното производство на електрическа енергия и на електрическата енергията от централи, използващи енергия от ВИ за периода 2030 - 2040 г. (GWh)



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

При настоящите политики и мерки, потреблението на енергия в сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане се очаква леко да нарасне със среден годишен темп на растеж от 0.1% в периода 2020-2040 г. Въпреки, че се очаква увеличаване на използването на слънчеви инсталации, дялът на слънчевата енергия остава нисък (около 2.6% през 2040 г.). Използваната биомаса ще се увеличава в абсолютни стойности през целия период, но нейният дял в общото потребление на топлинна енергия от ВИ ще намалява, достигайки 82% през 2040 г. от почти 88% през 2020 г. Използването на термopомпите за осигуряване на топлинна енергия ще продължи да се развива и ще достигне 2 444 GWh през 2040 г.

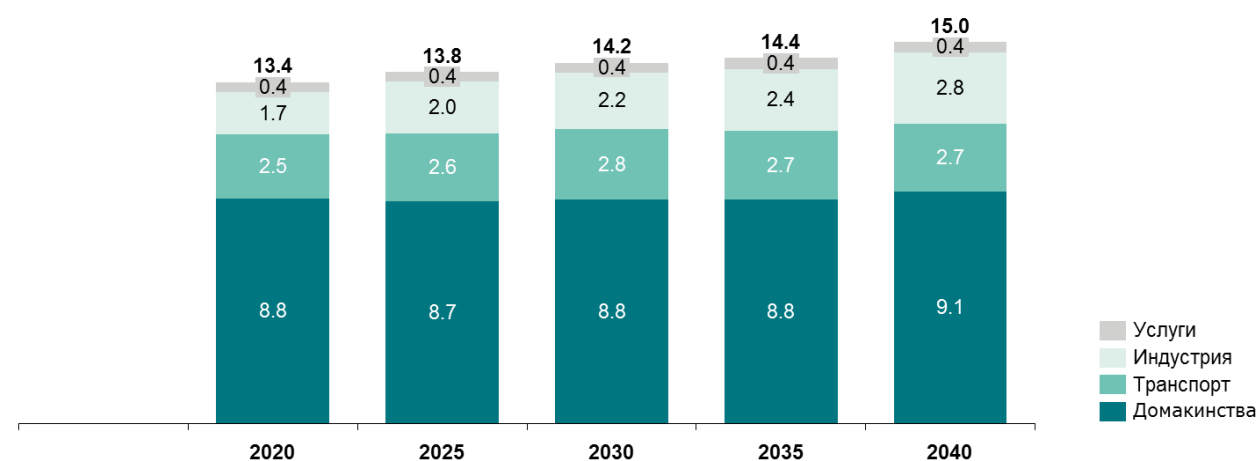
**Фигура 40:** Крива на производството и потреблението на енергия от биомаса, разпределени по произход и използване за периода 2020-2040 г., TWh



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

В периода 2020-2040 г. се очаква търсенето на енергия от биомаса да се увеличи, поради увеличаване на крайното потребление и нарастване използването на биомаса за производството на електрическа енергия. За задоволяване на потреблението от биомаса ще е необходимо да се увеличи производството на енергия от биомаса в България, като се увеличи с 9% между 2020 г. и 2030 г. Нетният внос също трябва да се увеличи от 58 GWh през 2020 г. до 835 GWh през 2030 г. и ще достигне 1 168 GWh през 2040 г.

**Фигура 41:** Крайно потребление на енергия от биомаса, за периода 2020-2040 г., по сектори, TWh



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

В периода 2020-2040 г. крайното потребление на енергия от биомаса се очаква да се увеличи във всички икономически сектори. Изключение прави сектор услуги, където потреблението остава относително постоянно. Най-голямото увеличение се наблюдава в сектор индустрия (65%), последвано от сектор транспорт (8%), поради увеличеното търсене на биогорива. В сектор домакинства, който използва най-много енергия от биомаса в сравнение с всички останали сектори (повече от 66% през 2020 г.) се очаква потреблението на енергия от биомаса да нараства с по-бавни темпове, като в периода 2020-2040 г. увеличението е с 3.4%.

### 4.3 Измерение „Енергийна ефективност“

- i. Текущо първично и крайно енергийно потребление в икономиката и по сектори (включително промишленост, жилищен сектор, сектор на услугите и транспорт)*

**Фигура 42:** Първично енергийно потребление 2012 - 2018, ktоe



Източник - по данни от НСИ

В периода 2012-2018 г. първичното енергийно потребление (ПЕП) се характеризира с неравномерност и отразява въздействието на икономическата криза в страната. Най-ниско ПЕП е отчетено през 2013 г. (16 564 ktоe), което се дължи на намаление на потреблението на въглища с 969 ktоe (спад от 14% спрямо 2012 г.), на нефт и нефтопродукти с 326 ktоe (спад от 9% спрямо 2012 г.) и на ядрената енергия с 353 ktоe (спад от 9% спрямо 2012 г.). Количеството на изнесената електрическа енергия също намалява от 714 ktоe на 532 ktоe. Увеличение се наблюдава при ВЕИ с 205 ktоe (ръст от 12% спрямо 2012 г.).

С изключение на 2016 г., когато ПЕП намалява поради понижено потребление на въглища, ПЕП се увеличава и през 2018 г. достига 18 448 ktоe. В сравнение с 2012 г. през 2018 г. ПЕП се е увеличило с 3.1%.

В периода 2012-2018 г. износът на електрическа енергия варира между 417 ktоe (2017 г.) и 909 ktоe (2015 г.).

Крайното потребление на енергия (с изключение на 2016 г.) следва развитието на ПЕП и за периода 2012-2018 г. е нараснало със 7%. Най-ниско КЕП е отчетено през 2013 г. (8 671 ktоe), поради намаляване основно на потреблението на нефтопродукти с 319 ktоe (спад от 11 % спрямо 2012 г.), на топлинна енергия с 78 ktоe (спад от 8% спрямо 2012 г.) и на въглища и горива от въглища с 46 ktоe (спад от 11% спрямо 2012 г.). Увеличение през посочената година се наблюдава при възобновяемата енергия с 48 ktоe (ръст от 4% спрямо 2012 г.).

След 2013 г., през която е отчетено най-ниското КЕП (8 671 ktоe), крайното енергийно потребление търпи непрекъснато увеличение и през 2018 г. достига 9 747 ktоe.

**Фигура 43:** Крайно енергийно потребление 2012 - 2018, ktоe

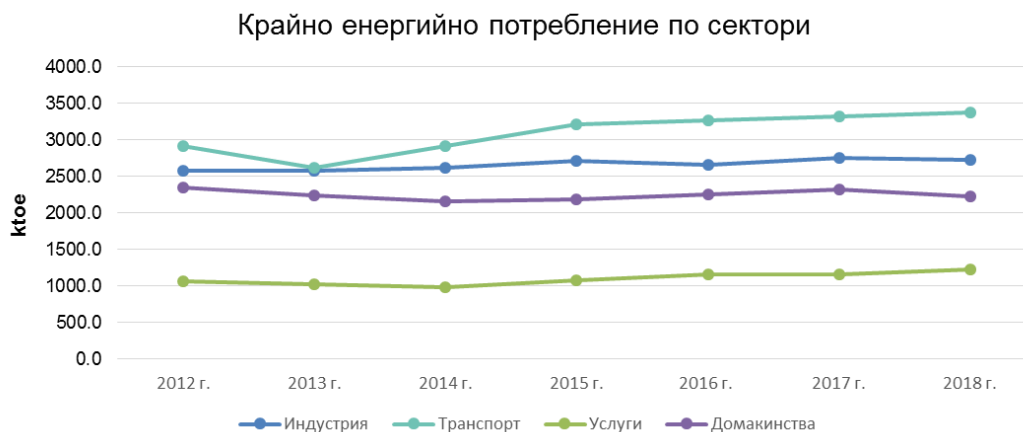


*Източник - по данни от НСИ*

### **Крайно енергийно потребление по сектори**

Разпределението на крайното енергийно потребление по сектори е представено на следващата фигура.

**Фигура 44:** Крайно енергийно потребление по сектори 2012–2018 г., ktce



*Източник - по данни от НСИ*

С изключение на сектор Индустрия, където се наблюдава слаб ръст от 2% във всички останали сектори се отчита спад в КЕП през 2013 г. Най-значимо е намалението в сектор Транспорт с 294 ktce (спад от 10% спрямо 2012 г.), следвано от сектор Домакинства с 112 ktce (спад от 5% спрямо 2012 г.) и сектор Услуги с 46 ktce (спад от 4% спрямо 2012 г.). През 2014 г. в сектор Транспорт КЕП започва да нараства, докато КЕП в секторите Домакинства и Услуги, продължава да намалява и достига най-ниски стойности за периода 2012-2018 г. съответно от 2 165 ktce и 991 ktce.

Формираното доминиращо значение на сектор транспорт от 2009 г. в КЕП запазва потреблението си и в периода 2012-2018 г. С над 34% дял през 2018 г. в този сектор се потребява най-голямо количество горива и енергия, като 94% от използваните горива са от внос.

*ii. Текущ потенциал за прилагането на високоефективно комбинирано производство на енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи*

Преобладаващата част от инсталираните мощности на централите, произвеждащи електроенергия, имат възможност да произвеждат и топлинна енергия (63%), т.е. могат да работят в когенерационен режим, но само 814 MW от капацитета им за производство на топлоенергия може да бъде определен като високоефективно комбинирано производство.

Съгласно оценката на потенциала на Република България за прилагане на високоефективна когенерация и ефективно централно отопление и охлаждане, съгласно изискванията на чл. 14 от Директива 2012/27/ЕС техническият потенциал на високоефективна когенерация въз основа на настоящите регулаторни и пазарни условия възлиза на 46 627 GWh/г.

Потенциалът за нови високоефективни когенерационни мощности е оценен на база

нетоплофицираното население и климатичните показатели на районите, където е съсредоточено то. След прилагането на следните критерии:

- Население над 42 000 жители, и
- Топлинна консумация над 10 GWh годишно.

След отчитане на доставената топлина за тези населени места се определя средния топлинен товар (на база средна продължителност на отоплителния сезон и дела на топлината за отопление - приет е коефициент  $f_t=0.9$ ). Като се вземе предвид товара за БГВ и се приложат очакваните загуби за пренос на топлина се определя общия топлинен товар плюс загубите. Средната минимална и средната външна температура показват върховия топлинен товар за съответните населени места.

При изчисляването на този потенциал съответно е приложено изменението на БВП и енергийната интензивност.

За всяка потенциална нова високоефективна когенерационна мощност е изчислена нетната сегашна стойност, като е взето предвид:

- Необходимата електрическа и топлинна мощност за задоволяване на базовия топлинен товар;
- Оперативните часове;
- Живота на инсталацията;
- Постоянните и променливи разходи;
- Капиталовите разходи необходими за изграждането на инсталацията;
- Типа гориво.

На база най-висока нетната сегашна стойност, както и района в който би следвало тя да се разположи (обикновено представляващо условие за достъпа до различни горива) е избрана и съответната технология.

Съответно получените от новите мощности количества топлина следва да се включат към нови локални районни мрежи. Предвижда се в местата със съществуваща когенерация да се изградят допълнителни такива високо ефективни мощности, работещи на газ, като разликата до върховия товар да се покрива от котли. В местата без съществуваща когенерация да се изградят котли на газ.

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

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

- Преминаване от разделно топлопроизводство към високоефективно комбинирано производство;



- Преминаване от паров цикъл на Ренкин към комбиниран газо- паров цикъл;
- Потенциал при използването на отпадъци.

*iii. Прогнози при съществуващите политики, мерки и програми за енергийна ефективност съгласно описаното в точка 1.2, подточка ii) за първичното и за крайното потребление на енергия за всеки сектор най-малко до 2040 г. (включително за 2030 г.)*

Като се имат предвид съществуващите мерки и политики, в следващата таблица са представени прогнозите за брутното вътрешно потребление (по видове горива и енергия), КЕП (по видове горива и енергия сектори) и прогнозираното неенергийно потребление за периода 2020-2040 г.

**Таблица 52:** Прогнози за брутното вътрешно потребление (по видове горива и енергия), КЕП (по видове горива и енергия сектори) и прогнозираното неенергийно потребление за периода 2020-2040 г., ktoc

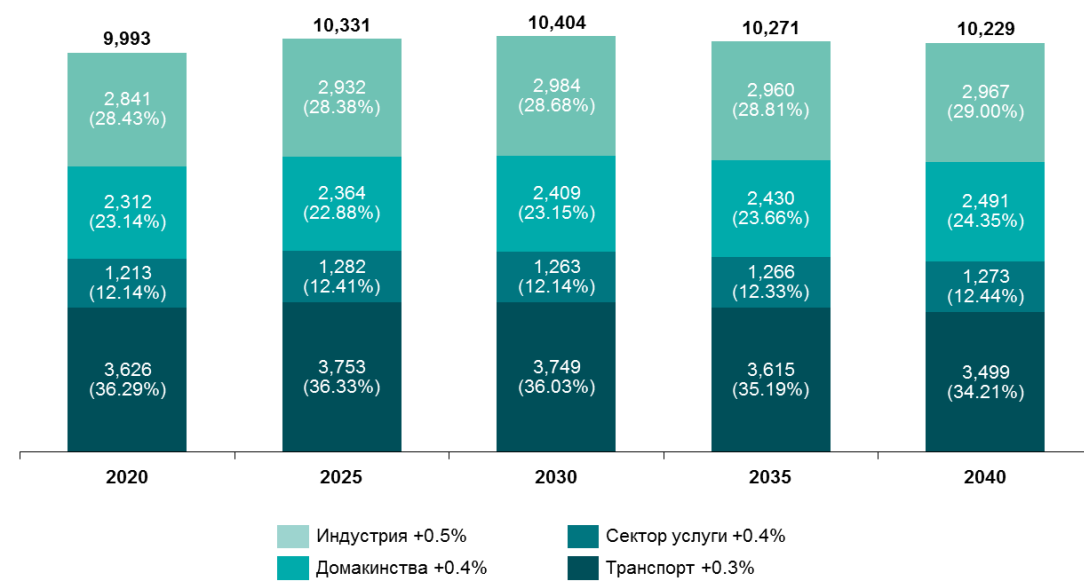
Индикатор	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Брутно вътрешно потребление</b>	<b>18,589</b>	<b>19,142</b>	<b>19,238</b>	<b>18,367</b>	<b>17,936</b>	<b>17,677</b>
Твърди горива	6,638	6,420	6,315	4,809	2,698	753
Нефт и нефтени продукти	4,355	4,341	4,271	4,049	3,822	3,687
Природен газ	2,572	2,740	2,765	3,391	3,378	3,052
Електрическа енергия	-909	-687	-688	-688	-688	-688
Ядрена енергия	3,912	4,019	4,019	4,019	5,951	7,883
Водна енергия	487	405	405	405	405	405
Биомаса и отпадъци	1,236	1,601	1,726	1,743	1,728	1,780
Вятърна енергия	125	125	135	164	164	310
Слънчева енергия	141	143	253	442	443	459
Геотермална енергия	33	35	36	34	35	36
<b>Неенергийно потребление</b>	<b>607</b>	<b>631</b>	<b>735</b>	<b>773</b>	<b>800</b>	<b>838</b>
<b>Крайно потребление на енергия по видове горива</b>	<b>9,502</b>	<b>9,993</b>	<b>10,331</b>	<b>10,404</b>	<b>10,271</b>	<b>10,229</b>
Твърди горива	332	360	333	292	236	135
Нефт и нефтени продукти	3,378	3,478	3,581	3,483	3,288	3,158
Природен газ	1,300	1,356	1,319	1,346	1,303	1,323
Електрическа енергия	2,437	2,612	2,794	2,960	3,145	3,255
Пара	818	819	863	868	846	845
Възобновяеми енергийни източници	1,238	1,368	1,441	1,454	1,453	1,514

Индикатор	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Крайно потребление на енергия по сектори</b>	<b>9,502</b>	<b>9,993</b>	<b>10,331</b>	<b>10,404</b>	<b>10,271</b>	<b>10,229</b>
Индустрия	2,715	2,841	2,932	2,984	2,960	2,967
Домакинства	2,195	2,312	2,364	2,409	2,430	2,491
Услуги	1,197	1,213	1,282	1,263	1,266	1,273
Транспорт	3,394	3,626	3,753	3,749	3,615	3,499

Източник: (B)EST model, E3-Modelling

Прогнозите за потреблението в България включват увеличение на КЕП в резултат на очаквания икономически растеж. При настоящите политики и мерки КЕП в различните сектори се очаква да се увеличи.

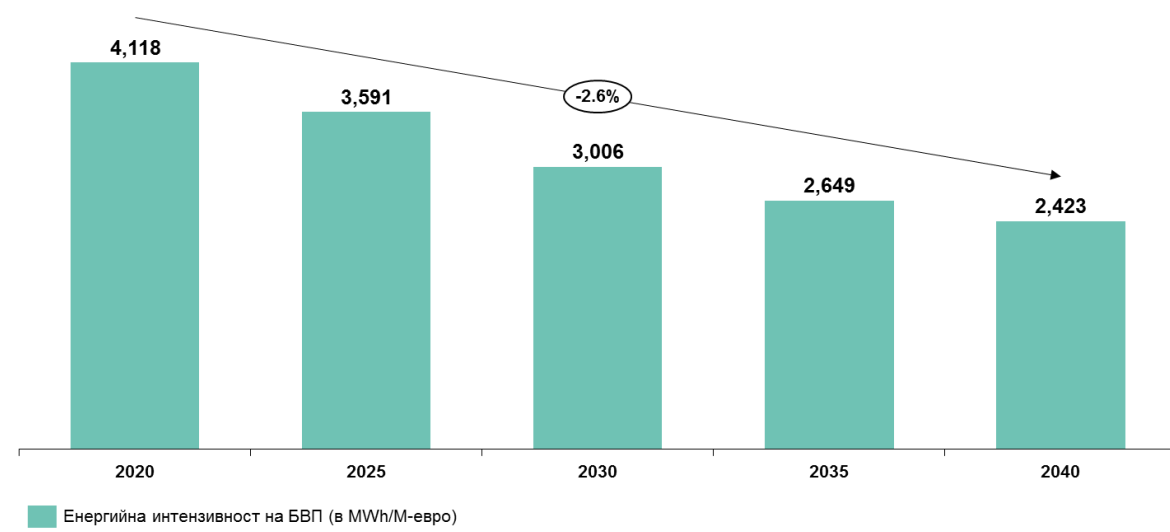
**Фигура 45:** Крайно енергийно потребление по сектори, ktoe



Източник (B)EST model, E3-Modelling

## Крайна енергийна интензивност

**Фигура 46:** Крайна енергийна интензивност



*Източник (B)EST model, E3-Modelling*

От 2005 г. до 2018 г. България отчита значително намаление на крайната енергийната интензивност, което се дължи както на промени в икономическата структура, така и на провежданата политика и прилаганите мерки за енергийна ефективност във всички икономически сектори. България ще продължи тази устойчива намаляваща тенденция на крайната енергийна интензивност в периода 2020-2040 г., с планиран средногодишен темп на намаляване от около (-2.6%).

### *iv. Оптимални по отношение на разходите нива на минимални енергийни характеристики, получени в резултат от националните изчисления в съответствие с член 5 от Директива 2010/31/ЕС*

В изпълнение на чл. 5, параграф 2 от Директива 2010/31/ЕС относно енергийните характеристики на сградите и чл. 6 от Делегиран регламент (ЕС) № 244 на Комисията за допълване на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета относно енергийните характеристики на сградите чрез създаване на сравнителна методологична рамка за изчисляване на равнищата на оптимални разходи във връзка с минималните изисквания за енергийните характеристики на сградите и сградните компоненти е разработен Доклад за изчисляване на оптимални по отношение на разходите равнища на минимални изисквания за енергийните характеристики на сградите в Република България. В доклада са определени еталонни сгради за различни категории съществуващи сгради. Българското законодателство определя видовете сгради за обществено обслужване в Наредба № 1 от 2003 г. на МРРБ за номенклатурата за видовете строежи. Сградите за обществено обслужване са систематизирани в девет групи:

1. сгради за образование и наука;
2. сгради в областта на здравеопазването и ветеринарната медицина;
3. сгради в областта на социалните услуги;
4. сгради в областта на културата и изкуствата;
5. сгради в областта на вероизповеданията;
6. сгради за административно обслужване; сгради в областта на търговията, общественото хранене, услугите и хазарта;
7. сгради в областта на транспорта и електронните съобщения и сгради и съоръжения за спорт.

В групата на сградите за административно обслужване са включени административни сгради, банкови и небанкови финансови институти, обслужващи сгради към производствени обекти, представителни сгради, пощи, сгради на централните и териториални администрации, правителствени сгради, центрове за провеждане на конференции и конгреси, сгради на съда, прокуратурата и др.

Директива 2010/31/ЕС, чл. 4, ал. 1 дава право на държавите членки да преценят дали да направят разграничение между нови и съществуващи сгради, както и между различните категории сгради. В България това разграничение не е направено. Не са определени и еталонни сгради за нови сгради, както изисква Делегиран регламент (ЕС) № 244/2012 и указанията към него. Причината за това е, че съгласно националното законодателство единствената разлика между нови и съществуващи сгради е класа на енергопотребление, на който трябва да отговарят сградите. Определените критерии за избор на всяка еталонна сграда са: вид на строителната система, етажност, възраст на сградите и вид на системата за топлоснабдяване. Използваният подход за определяне на еталонни сгради е чрез комбиниране на виртуален модел с представителни параметри на съществуващи сгради от дадената категория.

Определени са мерки за енергийна ефективност за еталонните сгради. Предложени са пакети от мерки, като е приложена комбинаторна методика, основаваща се на матричен модел на възможните мерки за дадена еталонна сграда.

Изчислена е необходимата първична енергия, обусловена от прилагането на мерки и/или пакети от мерки за еталонните сгради. В доклада е посочено, че приложеният в България метод за изчисляване на енергийните характеристики на сградите се базира на европейски модел, въведен като български стандарт и е допълнен с модели, отчитащи и влагообмена, тъй като европейският третира само явната топлина, което не позволява да се оцени необходимата за охлаждане енергия при наличие на въздухообмен в охлажданата зона. За целите на изчислението на оптималните по отношение на разходите енергийни характеристики на сградите и за разработването на национална дефиниция за сгради с близко до нулево потребление на енергия в България, за базови са определени техническите норми от 1999 г. Резултатите от

изчислението за потребността от енергия на еталонните сгради са представени в приложение към доклада.

В доклада са представени изчисления на глобалните разходи на база анализ на разходите в рамките на целия жизнен цикъл за всяка еталонна сграда само на финансово равнище. Дефинирани са входните параметри, използвани за изчисляване на глобалните разходи и включените видове разходи (разходи за първоначални инвестиции, експлоатационни разходи и разходи за обезвреждане на отпадъци). Оптималните равнища на енергийни показатели са изчислени за всички определени еталонни сгради, като е следван подхода на системно ниво - в конкретния случай на основата на анализ на влиянието на коефициентите на топлопреминаване през сградните ограждащи конструкции и елементи върху потребната енергия.

За оценка на надеждността на ключовите входящи параметри е направен анализ на чувствителността на показателя нетна настояща стойност от факторите реална лихва, ескалация на цените на продуктите и на цените на енергията.

Определянето на минимални изисквания за енергопотреблението в сгради с обобщени скали с числени стойности на класовете на енергопотребление се въвежда в националното законодателство през 2016 г. с Наредба № Е-РД-04-2 от 22.01.2016 г. за показателите за разход на енергия и енергийните характеристики на сградите. С наредбата се определят условията за определяне и единната методология за формиране на показатели за разход на енергия и енергийни характеристики на сгради, параметрите на скала на класовете на енергопотребление за различни по предназначение категории сгради и граничните числови стойности на интегрирания енергиен показател "специфичен годишен разход на първична енергия" в kWh/m<sup>2</sup>, определени със скалата на класовете на енергопотребление за различни по предназначение категории сгради.

#### **4.4 Измерение „Енергийна сигурност“**

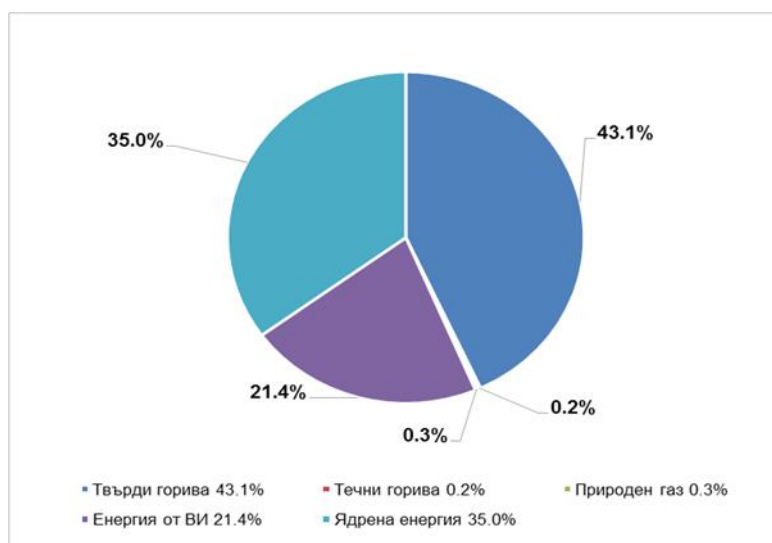
*і. Настоящ енергиен микс, собствени енергийни източници, зависимост от внос, включително относими рискове*

- **Настоящ енергиен микс**

По данни на Националния статистически институт за 2018 г. (публикувани през декември 2019 г.) производството на първична енергия през 2018 г. в страната е в размер на 11 895 ktоe като задоволява 63% от брутното вътрешно потребление при сравнително неизменна структура през последните години и при динамика, произтичаща от вътрешното енергийно потребление.

В структурата на производството на първична енергия по видове горива и енергия най-голям дял имат твърдите горива (местни лигнитни, кафяви въглища и не възобновяеми отпадъци) – 43.1% и ядрената енергия – 35.0%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: енергия от ВИ – 21.4%, природен газ – 0.3% и течни горива – 0.2%.

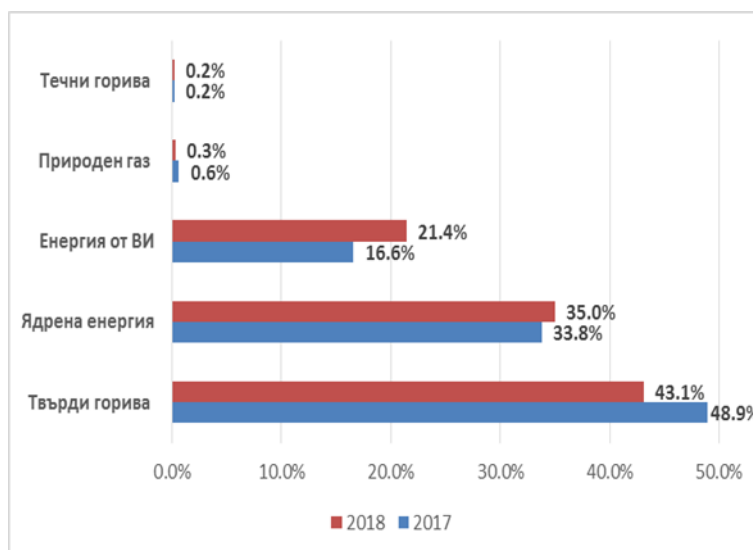
**Фигура 47:** Структура на производство на първична енергия



Източник - по данни от НСИ за 2018 г.

През 2018 г. производството на първичната енергия бележи ръст от 1.9% в сравнение с 2017 г. Увеличението се дължи на енергията от ВИ и ядрената енергия, които бележат ръст, съответно с 23.8% и 5.5%. Спад бележат всички останали: твърди горива, природен газ и течните горива.

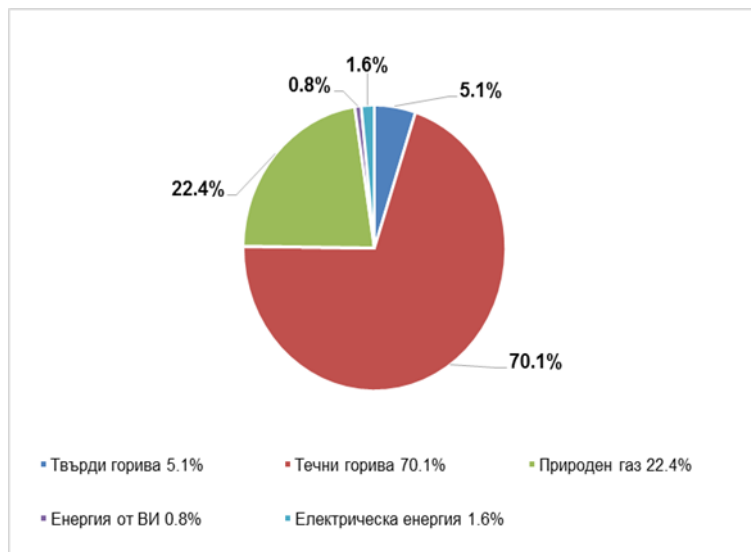
**Фигура 48:** Структура на производство на първична енергия през 2018 г., в сравнение с 2017 г., %



Източник - по данни от НСИ за 2018 г.

През 2018 г. вносът на горива и енергия е в размер на 11 558 ktоe. С най-голям дял са нефт и нефтопродуктите – 70.1%, следвани от природния газ - 22.4%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: твърди горива - 5.1%, електрическа енергия - 1.6% и енергия от ВИ – 0.8%.

**Фигура 49:** Внос на горива и енергия, %

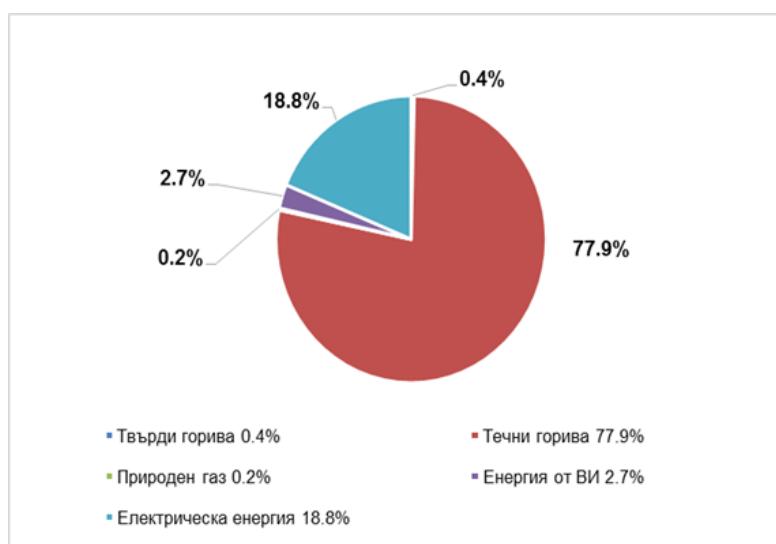


Източник - по данни от НСИ за 2018 г.

През 2018 г. вносът е намалял с 15.2% спрямо предходната 2017 г. Намалява вносът на електрическата енергия с 66.7%, течните горива (нефт и нефтопродукти) с 18.4%, възобновяеми и биогорива с 14.3% и природния газ с 5.2%. Увеличение бележат само твърдите горива с 1.1%.

Износът на горива и енергия през 2018 г. в страната е в размер на 4 602 ktce. Най-голям дял имат течните горива - 77.9% и електрическата енергия - 18.8%. Останалите горива се разпределят, както следва: възобновяеми и биогорива - 2.7%, твърди горива - 0.4% и природен газ - 0.2%.

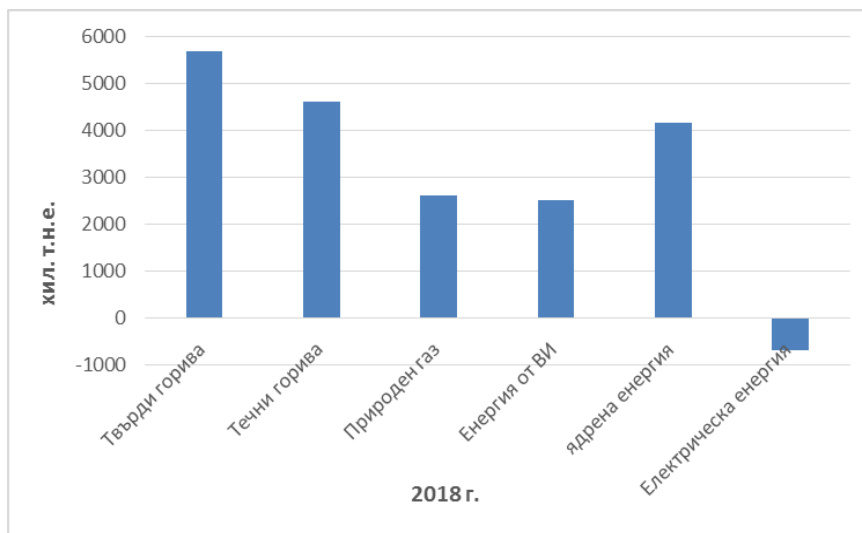
**Фигура 50:** Износ на горива и енергия



Източник - по данни от НСИ за 2018 г.

Брутното вътрешно потребление на горива и енергия в страната през 2018 г. е в размер на 18 942 ktoe.

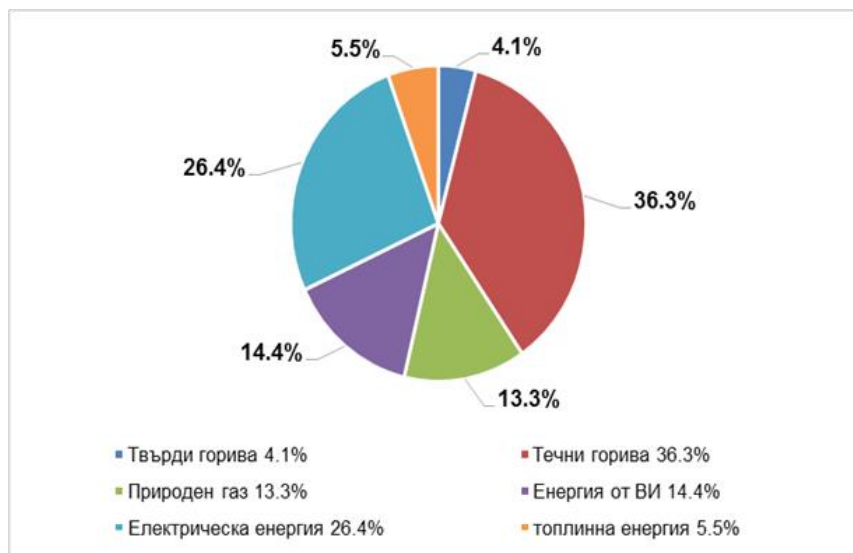
**Фигура 51:** Брутно вътрешно потребление по горива и енергия



Източник - по данни от НСИ за 2018 г.

През 2018 г. крайното потребление на енергия е в размер на 9 747 ktoe. Най-голям дял в структурата имат течните горива – 36.3%, следвани от електрическата енергия – 26.4%. Останалите горива и енергия се разпределят, както следва: енергия от ВИ – 14.3%, природен газ – 13.3%, топлинна енергия – 5.5% и твърди горива - 4.2%.

**Фигура 52:** Структура на крайното енергийно потребление



Източник - по данни от НСИ за 2018 г.

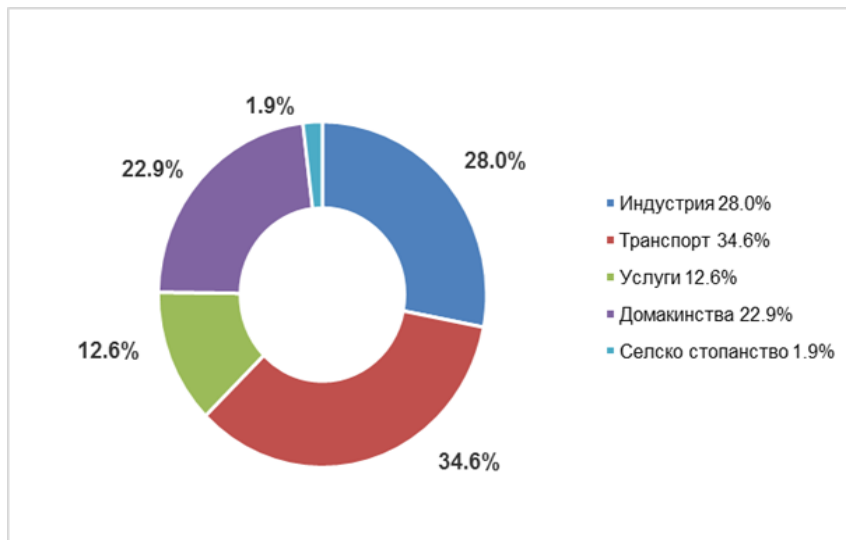
При повечето сектори се наблюдава ръст в крайното потребление на енергия, като изключение прави сектор Домакинства, при който през 2018 г. се наблюдава спад спрямо 2017 г. с 3.8% и сектор Индустрия с 0.6%. Отчетеното увеличение в другите сектори е в сектор Услуги с 5.1%, сектор Селско стопанство с 4.7% и сектор Транспорт с 1.4%.



През 2018 г. сектор Транспорт е с дял от 34.6% в крайното потребление на енергия, като запазва формиралата се през последните десет години позиция на водещ сектор в крайното потребление на енергия.

Сектор Индустрия е с дял от 28.0% и е втория по важност сектор. Делът в крайното потребление на енергия в секторите Домакинства, Услуги и Селско стопанство са съответно 22.9%, 12.6% и 1.9%. Структурата на крайното потребление на енергия по сектори през 2018 г. е идентично с това през 2017 г.

**Фигура 53:** Структура на крайното потребление на енергия по сектори

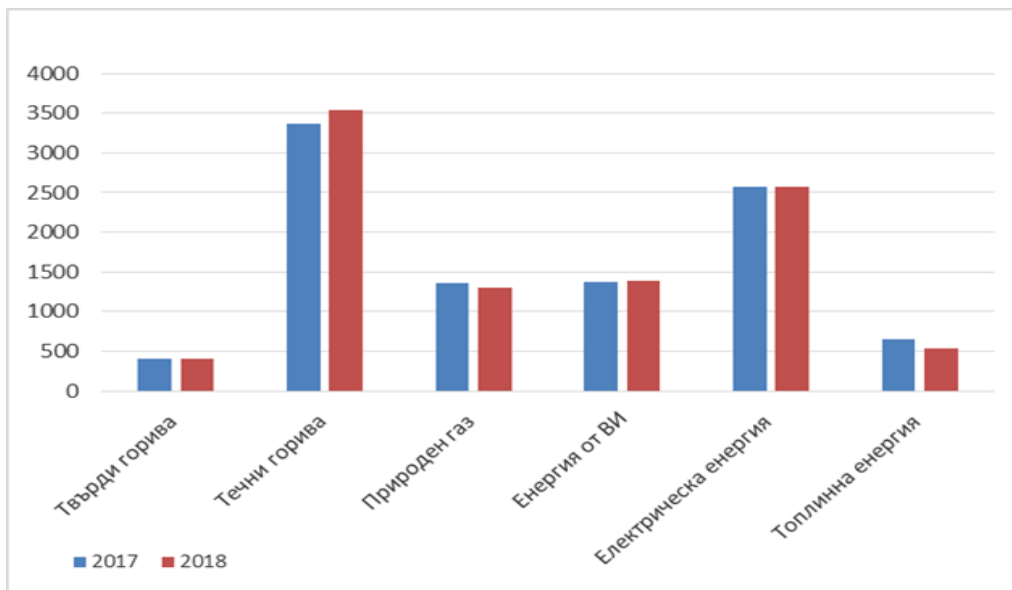


Източник - по данни от НСИ за 2018 г.

С дял от 36.3% през 2018 г. течните горива, основно потребявани в автомобилния транспорт (83%) са най-използвания енергоносител в крайното потребление на енергия. През 2018 г. потребената електрическа енергия е 2 570 ktoe, с дял от 26.4% в крайното потребление на енергия. През 2018 г. използването на енергия от ВИ се е увеличило с 1.0%. Основният възобновяем източник, който се използва в страната е биомасата, която се използва основно в сектор отопление и охлаждане.

През 2018 г. в крайното потребление се наблюдава увеличение на течните горива с 5.0% и спад от 18.0% на топлинната енергия, като една от причините за това е по топлата зима. Твърдите горива са намалели с 0.7%, а природния газ с 3.9%.

**Фигура 54:** Крайното енергийно потребление през 2018 г., в сравнение с 2017 г.



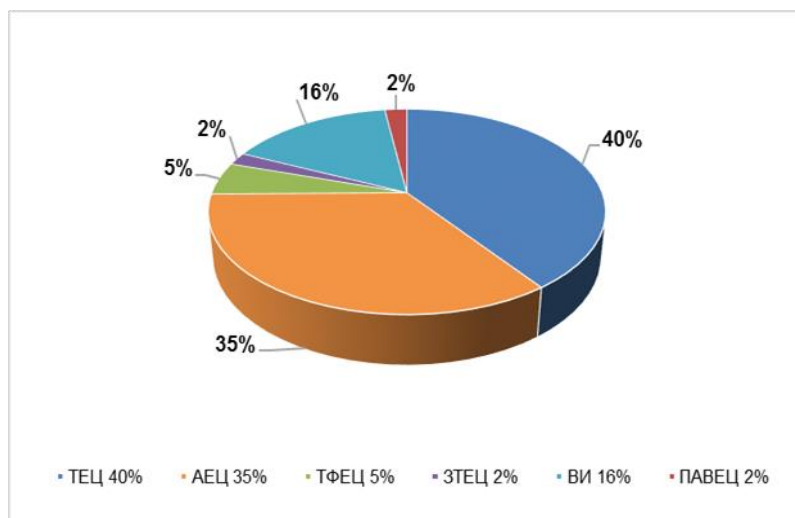
Източник - по данни от НСИ

България разполага с разнообразен електропроизводствен микс, включващ ядрени и термични централи и централи, използващи ВЕИ (водни, вятърни, слънчеви централи и електроцентрали на биомаса).

По данни на Министерство на енергетиката през 2018 г. брутното производство на електрическа енергия е 46.7 TWh, което е с 2.7% повече от производството през 2017 г.

Най-голям дял в производството на електрическа енергия през 2018 г. имат ТЕЦ – 40%, следван от АЕЦ с 35%, ВИ – 16%, ТФЕЦ - 5%, ЗТЕЦ – 2% и ПАВЕЦ – 2%.

**Фигура 55:** Структура на брутното производство на електрическа енергия, по видове централи



Източник - по данни от МЕ за 2018 г.

Делът на вложените местни енергоносители за производството на електрическа енергия е 96%, а този на вносните – 4% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

- собствени енергийни източници

България използва в максимална степен съществуващия потенциал на местни ресурси при спазване на екологичните изисквания. Основни енергоносители за производство на енергия са твърдите горива и ядрената енергия.

Централите, използващи местни въглища осигуряват около 48% от производство на електрическа енергия и са гарант за енергийната сигурност на България и конкурентоспособността на българската икономика. Местните въглища могат да осигурят ресурс за производство на електрическа енергия за следващите 60 години.

Ядрената енергия е важен енергоносител, който гарантира базово производство на електрическа енергия с предвидими и конкурентни цени. АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД осигурява над 33% от производството на електрическа енергия в страната и е гарант за енергийната сигурност на България.

Използването на енергия от ВИ е третия по значимост местен енергиен ресурс, който търпи увеличение през последните години. Основен принос за това има увеличеното потребление на биомаса, така също използването на слънчевата и вятърната енергия за производство на електрическа енергия.

- зависимост от внос

През 2017 г. по данни на Евростат енергийната зависимост от горива и енергия в брутното вътрешно потребление на страната е 39.5%, като в сравнение със средната стойност за държавите членки на ЕС (55.1%) е значително по-ниска. Това се дължи на възприетата от Евростат методология, според която ядрената енергия се отчита като местен енергиен източник.

- относими рискове

В областта на природния газ, най-същественят риск е свързан със зависимостта от един източник на доставки. В тази връзка България е предприела мерки за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ.

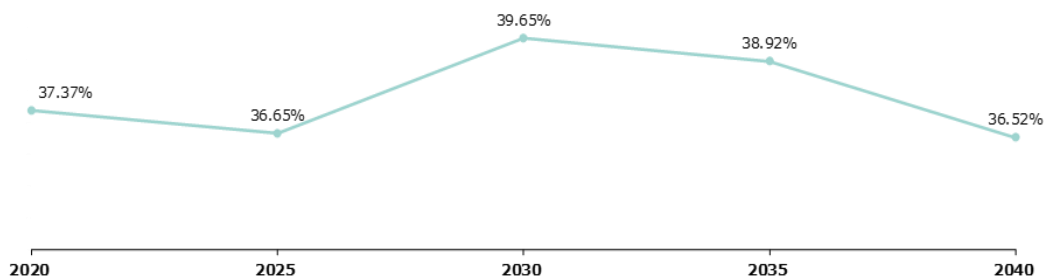
#### *ii. Прогнози за развитието при съществуващите национални и европейски политики и мерки най-малко до 2040 г. (включително и за 2030 г.)*

Съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 2018/1999 бяха разработени два прогнозни сценария – WAM (с допълнителни политики и мерки) и WEM (със съществуващи политики и мерки). Прогнозите в настоящата точка са изготвени единствено при съществуващи национални и европейски политики и мерки. При сценарий WEM не се постигат целите, заложиени в ИНПЕК. Този сценарий е разработен като база за

сравнение със сценария WAM (при който се постигат националните цели), подробно разписан в точки 2 и 3, както и Анекс I към настоящия Интегриран план.

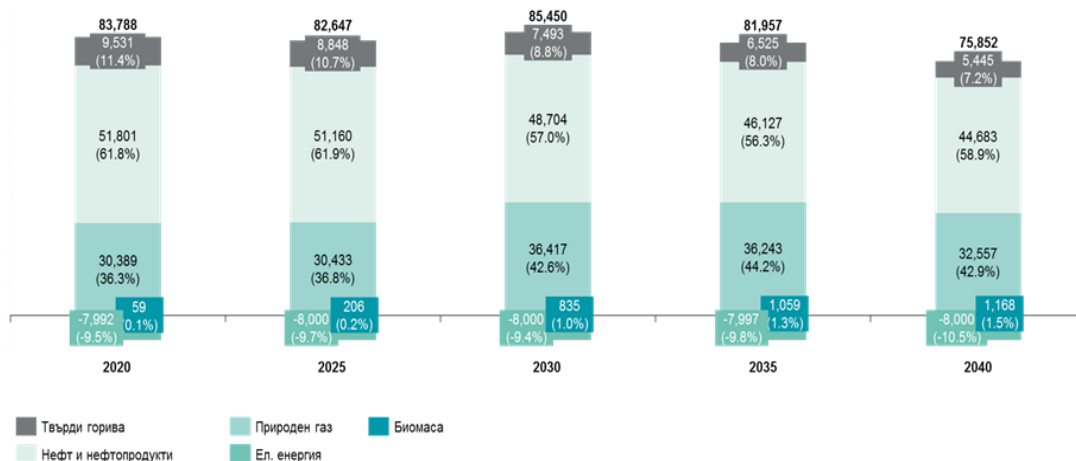
Съгласно сценария WEM зависимостта от внос в България нараства от 37.37% на 39.65% през периода 2020-2030 г. Това до голяма степен се дължи на увеличение на вноса на природен газ, в резултат на увеличеното първично производство с използване на природен газ, особено след 2025 г. Това обаче частично се компенсира от факта, че България остава нетен износител на електроенергия. Друг важен фактор, който допринася за зависимостта на България от внос, е фактът, че той е нетен вносител на течни горива, около 60% от 2020 г. до 2030 г. Въпреки това, зависимостта на България от внос на енергия все още е сравнително по-ниска в сравнение с останалите държави-членки. От 2030 г. коефициентът на зависимост от внос започва да се подобрява поради по-ниското брутно потребление, като намалява тенденцията достигайки 36.52% през 2040 г., което ще повлияе положително на зависимостта от внос.

**Фигура 56:** Енергийна зависимост (%), сценарий WEM



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

**Фигура 57:** Нетен внос по видове горива (%), сценарий WEM



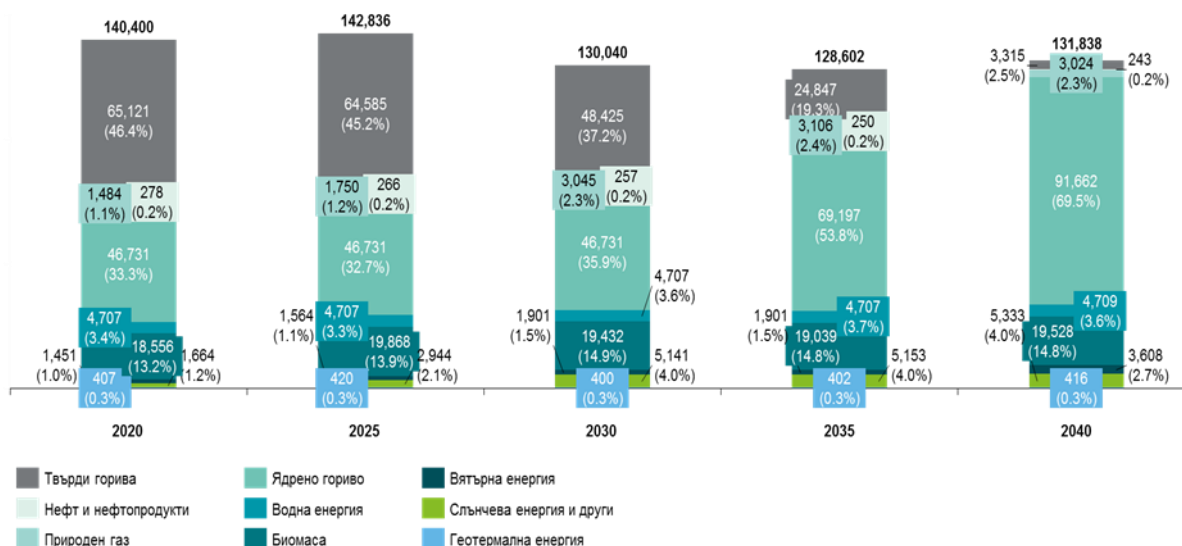
Източник: (B)ESTmodel, E3-Modelling

## Производство на енергия от местни горива

Производството на първична енергия в сценария WEM намалява с 8 562 GWh. Това се случва в голяма степен поради продължителното намаляване на производството на енергия от твърди горива от 2020 г. до 2040 г., тъй като няма да бъдат пускани в експлоатация нови инсталации на лигнитни въглища, като през 2040 г. достигат едва 3 315 GWh. През 2040 г. се очаква ядрената енергия също да играе важна роля в производството на енергия като достига почти 70%. Наблюдава се постоянно увеличение на биомасата, тъй като смесването на биомаса в електроцентралите все повече се използва.

Вятърната енергия и геотермалната остават постоянни, докато природният газ нараства от 1.1% през 2020 г. до 2.3% през 2040 г. Слънчевата енергия се увеличава от 1.2% през 2020 г. на 4% през 2040 г.

**Фигура 58:** Първично производство на енергия, сценарий WEM

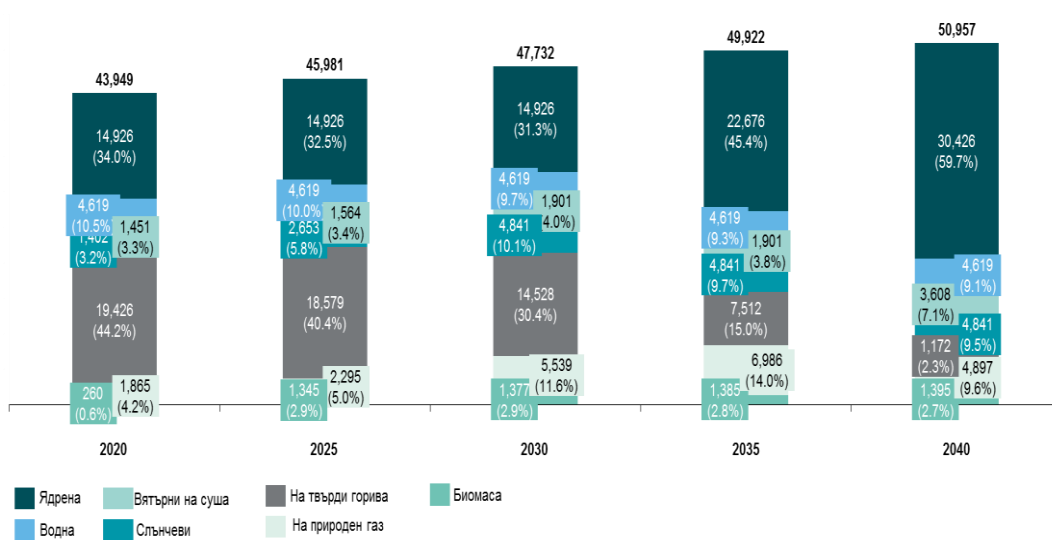


Източник: (B)ESTmodel, E3-Modelling

## Производство на електрическа енергия по видове централи

Производството на електрическа енергия се увеличава от 43 949 GWh през 2020 г. на 50 957 GWh през 2040 г. Има значително увеличение на производството от газови инсталации, повече от два пъти между 2025 и 2030 г. и почти два пъти на слънчевата енергия за същия период. Наблюдава се значителен спад на производството от инсталации за изгаряне на твърди горива в съответствие с намаляването на производството на изкопаеми горива и увеличаването на възобновяемите енергийни източници. Ядрената енергия продължава да играе важна роля в производството на електроенергия, особено след 2035 г., когато се очакват нови мощности.

**Фигура 59:** Нетно производство на електрическа енергия, сценарий WEM



Източник: (B)ESTmodel, E3-Modelling

## 4.5 Измерение „Вътрешен енергиен пазар“

### 4.5.1 Взаимосвързаност между националните електроенергийни системи

#### i. Текущо равнище на междусистемна свързаност между националните електроенергийни системи и основни междусистемни електропроводи

Българската електроенергийна система (ЕЕС) работи в паралел с ЕЕС на страните от континентална Европа. Свързаността на нашата ЕЕС с обединената европейска ЕЕС се осъществява чрез следните междусистемни електропроводи:

- ЕП 400 kV АЕЦ Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);
- ЕП 400 kV Козлодуй (BG) – п/ст Цънцарени (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Варна (BG) – п/ст Ступина (RO);
- ЕП 400 kV п/ст Добруджа (BG) – п/ст Рахман (RO);
- ЕП 400 kV п/ст София запад (BG) – п/ст Ниш (RS);
- ЕП 400 kV п/ст Червена могила (BG) – п/ст Щип (МК);
- ЕП 400 kV п/ст Благоевград (BG) – п/ст Солун (GR);
- ЕП 400 kV ТЕЦ МИЗ (BG) – п/ст Хамитабат (TR);
- ЕП 400 kV ТЕЦ МИЗ (BG) – п/ст Хамитабат (TR).

Текущото равнище на междусистемната електрическа свързаност е:

- 18.9% от преносната способност, с отчитане на критериите за сигурност при внос;
- 19.7% от преносната способност, с отчитане на критериите по надеждност при износ;
- 144% от номиналната преносна способност, спрямо върховия товар;
- 265% от общата номинална преносна способност, спрямо инсталираната производствена мощност от ВЕИ.

*ii. Прогнози за изискванията за разширяване на междусистемните електропроводи (включително за 2030 г.)*

Перспективи за развитие на електрическата свързаност до 2030г.:

Предвидено е изграждането на следните нови междусистемни електропроводи:

- ЕП 400 kV п/ст Марица изток (BG) – п/ст Неа Санта (GR).

Новият междусистемен електропровод Марица изток – Неа Санта е проект от общоевропейски интерес (PCI).

Планиране развитието на преносните мрежи и междусистемните връзки на страните от югоизточната част на континентална Европа се определя в регионалния инвестиционен план и се утвърждава на всеки две години в общоевропейския десетгодишен план на ENTSO-E, чиито дългосрочен хоризонт към момента е в рамките до 2040г.

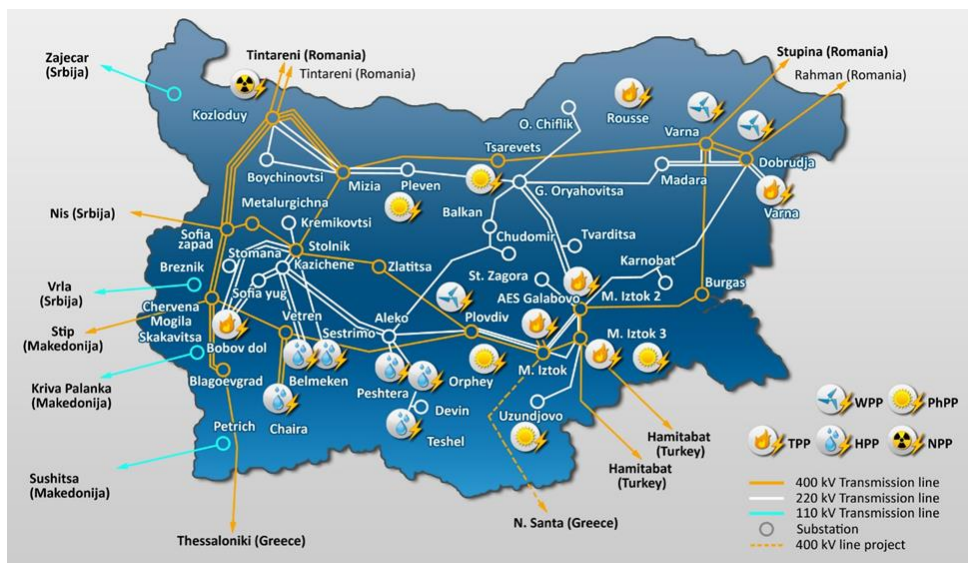
Съществува тристранен проект България - Гърция - Турция, за оценка на възможностите за изграждане на трета междусистемна връзка между България и Турция, чиято работа още не е завършила.

#### 4.5.2 Електропреносна и газопреносна инфраструктура

*i. Основни характеристики на съществуващата инфраструктура за пренос на електроенергия и газ*

Електропреносната инфраструктура на България е собственост на ЕСО ЕАД , който е Независим преносен оператор, сертифициран от ЕК. Българската електроенергийна система работи в паралел с ЕЕС на страните от континентална Европа. Свързаността на нашата ЕЕС с обединената европейска ЕЕС се осъществява чрез четири междусистемни електропровода с Румъния, два с Турция и по един със Сърбия, Република Северна Македония и Гърция.

**Фигура 60:** Карта на преносната инфраструктура ВН



Източник: ECO ЕАД

Съществуващата инфраструктура за пренос на електроенергия обхваща: 2 571 km електропроводи 400 kV, 2 837 km електропроводи 220 kV, 9 960 km електропроводи 110 kV, 34 системни подстанции и 263 понижаващи подстанции.

Въздушни електропроводи на националната електропреносна мрежа :

- 400 kV с обща дължина 2 519 km;
- 220 kV с обща дължина 2 812 km;
- 110 kV с обща дължина 9 990 km;

Трансформаторни подстанции:

- 32 системни подстанции с обща трансформаторна мощност 15 888 MVA;
- 259 понижаващи подстанции с обща трансформаторна мощност 15 383 MVA;

Възлови станции:

- Една възлова станция 400 kV;
- Една възлова станция 110 kV;

Оптична мрежа:

- С обща дължина 3 118 km;

Регламентът на ЕС 943/2019 установява минималния наличен капацитет за трансгранична търговия на 70% от капацитета за транспорт на електроенергия, като се спазват ограниченията за експлоатационна безопасност след отчитане на непредвидени ситуации, като се започне от 2026 г. Освен това член 15 от настоящия



регламент предвижда изискването за разработване конкретен план за действие за справяне с прага от 70%. В този контекст българският ОПС кандидатства за дерогация съгласно член 16, параграф 9 от Регламент (ЕС) 2019/943. Предоставянето на дерогация подлежи на одобрение след регионални консултации с регулаторите. Периодът на дерогация ще бъде максимум 1 година.

Структура на газопреносната мрежа:

Националната газопреносна инфраструктура на територията на Република България е собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, който е Независим преносен оператор сертифициран от ЕК. Националната газопреносна мрежа се състои от 2 788 км., подземно газохранилище в Чирен (ПГХ), магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане, девет компресорни станции, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. По газопреносната мрежа се осъществява пренос на природен газ за потребление в страната и за пренос към Р Турция, Р Гърция и Р Северна Македония. Техническият капацитет за пренос за потребление в страната е 7,4 млрд. м3/годишно, а техническият капацитет за пренос на природен газ общо за трите съседни страни възлиза на 17,8 млрд. м3/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

Националната газопреносна мрежа (НГПМ) е с 9 компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“, КС „Полски Сеновец“ ,КС „Кардам-2“, КС „Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич с обща инсталирана мощност в размер на 319 MW. Основните входни и изходни точки на газопреносната мрежа на оператора са:

- Входно / изходни точки за свързване (IP) Негру вода 1,2,3 / Кардам 1,2,3 - връзки между националната газопреносна система на Булгартрансгаз ЕАД и газопреносната система, управлявана от Transgaz S.A. (Румъния) на българо-румънската граница в района на Негру Вода / Кардам;
- Входна и изходна точка за свързване (IP) Кулата / Сидирокастро - връзка между газопреносната мрежа на Булгартрансгаз ЕАД и газопреносната система, управлявана от DESFA S.A. (Гърция), разположен на българо-гръцката граница в района на Кулата / Промахонас;
- Входна и изходна точка Странджа / Малкочлар (IP) -, връзка между националната газопреносна система на Булгартрансгаз ЕАД и газопреносната система, експлоатирана от Botas (Турция), разположена на българо-турската граница в района на село Странджа, община Болярово;
- Точка за взаимно свързване (IP) Гуешево / Джидилово - изходна точка, връзка между националната газопреносна система на Булгартрансгаз ЕАД за предаване и газопреносната система, експлоатирана от GA-MA (Република Северна Македония), разположена на българо-македонската граница в района на село Гюешево, община Кюстендил;

- Входна / изходна точка за свързване (IP) Русе / Гюргево - връзка между националната газопреносна система на Булгартрансгаз ЕАД и газопреносната система, управлявана от Transgaz S.A. (Румъния) на българо-румънската граница в района на Русе / Гюргево;
- ГИС Ихтиман и ГИС Лозенец - реверсивни станции за измерване на количествата природен газ, с помощта на които Операторът може да пренася количества природен газ до ползвателите по различни маршрути;
- ГИС Галата - входна точка от местното производство на националната газопреносна мрежа;
- ГИС Долни Дъбник - входна точка от местното производство на националната газопреносна мрежа;
- Входна и изходна точка ГИС Чирен - връзка между националната газопреносна мрежа и ПГХ Чирен.

Подземното газохранилище „Чирен“ е изградено в землището на с. Чирен на база вече изчерпаното едноименно газово - кондензатно находище. Оборудвано е със специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. ПГХ „Чирен“ разполага с 24 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с обща инсталирана мощност 10 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 млн. м<sup>3</sup> природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване зависи пряко от пластовото налягане и степента на запълване на хранилището. Минималният капацитет на добив е в размер на 0,5 млн. м<sup>3</sup>/ден, а максималния е 3,4 млн. м<sup>3</sup>/ден. При необходимост може да се осъществи т.н. форсиран (авариен) добив, като капацитета на добив може да достигне до 4,2 млн. м<sup>3</sup>/ден. Този авариен режим обаче може да се осъществи единствено при пълно газово хранилище и период от време максимално до 30 дни. ПГХ „Чирен“ се използва за покриване на сезонната неравномерност на потреблението на Република България.

*ii. Прогнози за изискванията за разширяване на мрежите най-малко до 2040 г. (включително за 2030 г.)*

*Електропреносна инфраструктура:*

Предвидени са за изграждане следните нови вътрешни електропроводи 400kV:

- ЕП 400 kV п/ст Пловдив – п/ст Марица изток;
- ЕП 400 kV п/ст Марица изток – ТЕЦ МИЗ;
- ЕП 400 kV п/ст Марица изток – п/ст Бургас;
- ЕП 400 kV п/ст Бургас – п/ст Варна.

Посочените по-горе вътрешни нови електропроводи са проекти от общеевропейски интерес (PCI).

След тях по важност са новите електропроводи 400kV по направлението "север-юг" (Ветрен - Благоевград и Царевец - Пловдив). Предвидена е също и реконструкция на значителна част от мрежа 110 kV. Ще се извърши модернизация и разширение на редица подстанции, с подмяна на оборудване и релейни защиты, телекомуникационна апаратура и начин на управление. Ще бъде увеличена трансформаторната мощност между мрежи 220 kV и 110 kV в ОРУ на ТЕЦ "Варна". Ще се доставят статични компенсиращи устройства за овладяване високите напрежения в минимални режими в района на "Маришкия басейн" и п/ст Добруджа. Ще се изградят нови комуникационни трасета.

При положително решение за изграждане на нова ядрена мощност е предвидено допълнително развитие на електропреносната мрежа по направлението север-юг и подсилване северната част на пръстен 400 kV.

#### *Газопреносна инфраструктура:*

Планираните дейности на газопреносния оператор ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци газ за пренос от и към различни региони. Операторът ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който би позволил разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в пряка зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната.

#### *iii. Ориентировъчни прогнози за развитието при съществуващите политики за 2030 г. (с прогноза до 2040 г.)*

Съгласно европейското законодателство, преносният капацитет трябва да бъде поне 10% от 2020 г. и поне 15% от 2030 г., спрямо инсталираната генерация, при отчитане на сигурността, критерия (N-1) и резерва по надеждност.

За постигането на тази цел, както и за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, България е започнала реализирането на проекти, подробно разписани в т. 2.4.4

### 4.5.3 Пазари на газ и електроенергия, енергийни цени

#### *i. Текуща ситуация на пазарите на газ и електроенергия, включително енергийни цени*

#### **Електрическа енергия**

Във връзка с реструктурирането на дейностите, свързани с производство, пренос и управление на енергийната система, в съответствие с Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (Директива 2009/72/ЕО), Р България избра модела „независим преносен оператор“, при който преносният оператор и мрежовите активи са обособени в отделно

юридическо лице в рамките на вертикално интегрирано предприятие, което осъществява функции по производство и доставка.

В изпълнение на изискванията на Директива 2009/72/ЕО, след приключване на процедурата по отделяне на ЕСО ЕАД от НЕК ЕАД през 2014 г., ЕСО ЕАД е собственик и оператор на цялата мрежа за пренос на електрическа енергия в Р България.

ЕСО ЕАД е сертифициран за независим преносен оператор с решение на КЕВР от 2015 г., с което изпълнява изискванията на чл. 10 и чл. 11 от Директива 2009/72/ЕО и чл. 3 от Регламент (ЕО) № 714/2009.

Разпределението на електрическа енергия се осъществява от оператори на електроразпределителни мрежи на обособени територии – „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Електроразпределение Север“ АД, Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Златни пясъци“ АД.

В съответствие с Директива 2009/72/ЕО и съгласно ЗЕ, пазарът на електрическа енергия в България е либерализиран от 01.07.2007 г., като процесът на либерализация е поетапен и търговията с електрическа енергия в България се реализира на два пазарни сегмента – по-свободно договорени цени и по регулирани цени.

Пазарът на електрическа енергия в Република България се характеризира като национален. Неговата структура и организация се регламентират от Правила за търговия с електрическа енергия. Електроенергийният пазар се състои от пазар на електрическа енергия чрез двустранни договори, сключени на платформата на борсовия оператор, борсов пазар, пазар на балансираща енергия, пазар на резерв и допълнителни услуги, пазар за предоставяне на междусистемна преносна способност (капацитет).

Търговски участници са производителите на електрическа енергия, търговците на електрическа енергия, координаторите на балансиращи групи, крайните клиенти, общественият доставчик на електрическа енергия, крайните снабдители на електрическа енергия, независимият преносен оператор, операторът на борсовия пазар, операторите на електроразпределителните мрежи, доставчиците от последна инстанция и разпределителното предприятие на тягова електрическа енергия.

Борсовият пазар на електрическа енергия се организира от БНЕБ ЕАД, което е титуляр на лицензия за тази дейност. БНЕБ извършва администрирането на всички сделки на сегмент „Ден напред“, „В рамките на деня“ и централизиран пазар за покупко-продажба на електрическа енергия посредством двустранни договори.

С промяна в ЗЕ, влязла в сила през 2018 г. в обхвата на сделките с електрическа енергия по свободно договорени цени се включват и сделките за компенсиране на технологичните разходи по пренос, съответно по разпределение на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи. В чл. 100, ал. 4 от ЗЕ е уредено, че тези сделки се осъществяват на организиран борсов пазар на електрическа енергия.

Също така, с промяна в същия закон през 2018 г., сделките с електрическа енергия по свободно договорени цени, които се сключват от производители на електрическа енергия с обект с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW се осъществяват на организирания борсов пазар на електрическа енергия, което е стъпка към увеличаване на ликвидността на пазара. През 2019 г. обхватът на това задължение е разширен и такова е въведено и за производителите на електрическа енергия с обект с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW.

**Таблица 53:** Търговия на едро на електрическа енергия

Вид сегмент на борсовия пазар	Търгувано количество 2017 (MWh)	Търгувано количество 2018 (MWh)	Изменение (%)
ЦПДД	22,711,566	10,788,404	210%
Ден напред	4,232,922	6,058,743	43%
В деня		170,773	

Source: EWRC Report to the European Commission, 2019

От дейността на БНЕБ е видно, че общото физическо внесено количество търгувано в България през 2018 г. се равнява на 2,2 милиона MWh, 94% от количеството е произход- Румъния. Общият физически износ за същия период възлиза на 10 милиона MWh, разпределени: Сърбия (23%), Република Северна Македония (23%), Гърция (21%), Турция (21%) и Румъния (12%).

Повечето от транзакциите се извършват на сегмент „Централизиран пазар на двустранни договори“(ЦПДД), който значително се е увеличил през 2018 г. Обемите на сегмент „Ден напред“ също нарастват на годишна база с 43%. Също така, търговията на сегмент „В деня“ стартира през април 2018 г.

На регулирания пазар на дребно общият брой на небитовите клиенти през 2018 г. е около 612 000 (леко увеличение от 606 000 през 2017 г.), с общо потребление 13 TWh. Битовите потребители на регулирани цени са приблизително 4,5 милиона клиента с общо потребление от 11,1 TWh.

Наблюденията през 2017 г. показват, че пазарът на балансираща енергия функционира стабилно и осигурява предвидима среда в отношенията между всички обхванати търговски участници.

На пазара на балансираща електрическа енергия през 2017 г. са регистрирани:

- 57 координатори на стандартни балансиращи групи, което е почти двойно повече от предходната година;
- 15 координатори на специални балансиращи групи;
- 14 координатори на комбинирани балансиращи групи.

В съответствие със ЗЕ, КЕВР определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия (БП). За всеки период на сетълмент се

определят две цени на балансираща енергия. Считано от 01.01.2019 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия е както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране за енергиен недостиг е в размер на 2,5\* Цпдн, където Цпдн е равна на цената за базов товар на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране енергиен излишък е в размер на 0,00 (нула) лв./MWh;

3. Пределните цени не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

На пазара на дребно осъществяват дейност четири оператора на електроразпределителни мрежи, които са лицензирани да разпределят електрическа енергия на клиенти, присъединени към разпределителната мрежа ниско и средно напрежение на съответните обособени територии.

От гледна точка на предлагането, пазарът на дребно се състои от три групи доставчици:

- Доставчик от последна инстанция (ДПИ)–доставчик, който гарантира предоставянето на универсална услуга в краен случай, в съответствие с получен лиценз от КЕВР, има задължение да снабдява с електрическа енергия клиенти, които са присъединени към разпределителната мрежа и не са избрали търговец на електрическа енергия или когато избраният от тях търговец не извършва доставка по независещи от клиента причини. Крайните продажни цени на ДПИ се определят по Методика на КЕВР за определяне на цените на електрическата енергия на доставчик от последна инстанция;
- Краен снабдител (КС) на електрическа енергия -снабдява с електрическа енергия по регулирани цени, определени от КЕВР, обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско напрежение;
- Доставчик на свободен пазар - търговец, който доставя електрическа енергия на битови и небитови клиенти по цени, определени въз основа на търсенето и предлагането.

Битовите и небитовите крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа, на ниво ниско напрежение купуват електрическа енергия от крайните снабдители по цени, които подлежат на регулиране от КЕВР. На регулирания пазар общият брой на небитовите клиенти през 2018 г. е около 612 000 (леко увеличение от 606 000 през 2017 г.), с общо потребление 13 TWh. Битовите потребители на

регулирани цени са приблизително 4,5 милиона клиента с общо потребление от 11,1 TWh.

## **Природен газ**

Булгартрансгаз ЕАД е сертифициран като независим преносен оператор (ИТО) на преносната система в България. Доставка на природен газ за потребителите в Република България се осъществява главно чрез националната газопреносна мрежа, работеща при максимално налягане от 54 бара.

Данните от общия енергиен баланс на НСИ показват, че делът на природния газ в потреблението на крайна енергия (ЕИО) е 16,2% за 2017 г., което е приблизително 1,5% увеличение спрямо 2016 г. (14,7%). Българският пазар се характеризира с много високоенергийна зависимост по отношение на доставките на природен газ, около 99,9%.

През 2018 г. операторът е транспортирал 31,9 TWh природен газ от внос и местно производство, включително за крайни клиенти на територията на страната и за износ извън територията на Република България. От това количество около 31,7 TWh са внесени за вътрешна употреба.

Количествата природен газ, реализирани през 2018 г. на вътрешния пазар, при регулирани цени, достигнаха 32,1 TWh, със следното разпределение на потреблението по сектори: Химически сектор (33%), Енергетика (31%), Разпределителни дружества (17%) и други (19%).

С цел гарантиране сигурността на доставките на природен газ на приемливи за потребителите в страната цени, от 01 декември 2019 г. в България функционира борса за търговия с природен газ, която ще създаде конкурентна среда за търговците и потребителите на природен газ. Считано от 2 януари 2020 г. на платформата за търговия на „ГАЗОВ ХЪБ БАЛКАН“ ЕАД стартира многостранна търговия на организирания борсов пазар, в т.ч. краткосрочен сегмент (spot), дългосрочен сегмент и брокерска услуга. По този начин държавният монопол в сектора до голяма степен се премахна.

Основни участници на пазара на газ са следните:

- Булгартрансгаз ЕАД - комбиниран газов оператор, лицензиран за извършване на дейности по пренос и съхранение на природен газ;
- „Газов хъб Балкан“ ЕАД –организатор на борсов пазар на природен газ;
- Газоразпределителни компании - извършват както доставки на природен газ от крайния доставчик на газ, така и дейности по разпределение на природен газ, снабдяване с природен газ за клиенти, свързани към техните мрежи. Тяжно задължение е да изградят и развиват газоразпределителните мрежи в съответствие с дългосрочните бизнес планове и условия на КЕВР;

- Булгаргаз ЕАД - публичен доставчик на природен газ в България, отговорен за осигуряването на доставките на природен газ по цени и условия, одобрени от КЕВР;
- Търговци на природен газ - извършват сделка за снабдяване с природен газ с обществения доставчик, крайни доставчици, клиенти, други търговци на природен газ, производствени компании, компании за съхранение на природен газ и комбинирания оператор;
- Клиенти на природен газ, които не са домакинства, свързани към газопредавателните мрежи;
- Небитови и битови клиенти на природен газ, свързани към газоразпределителните мрежи.

Необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ все още е в строителството, а битовите потребители, свързани към разпределителната мрежа за природен газ са малко. Според данни на дистрибуторските компании, общият брой клиенти на природен газ през 2018 г. е 107 669 (93% домакинства 7% не домакинства). През 2018 г. е регистрирано увеличение с около 10 000 битови клиенти в сравнение с 2017 г., което е свързано с изпълнението на проекта „Разположена към търсенето жилищна енергийна ефективност чрез газоразпределителни дружества в България“ (проект DESIREE GAS). Делът на вътрешното снабдяване с газ в страната все още е много нисък в сравнение със страните от ЕС, но има тенденция на увеличение през следващите години, тъй като необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ в страната се изгражда.

Общата дължина на разпределителните мрежи е 4 916 км. Повечето са построени през последните двадесет години и като се има предвид, че дистрибуторските мрежи все още се разработват, те са натоварени под проектния капацитет.

Дейността за съхранение на природен газ се извършва в едно подземно хранилище на газ в Чирен, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. През 2018 г. експлоатираните количества са били инжектирани 319 милиона кубически метра и са изтеглени 324 милиона кубически метра.



## Цени на електрическа енергия и природен газ

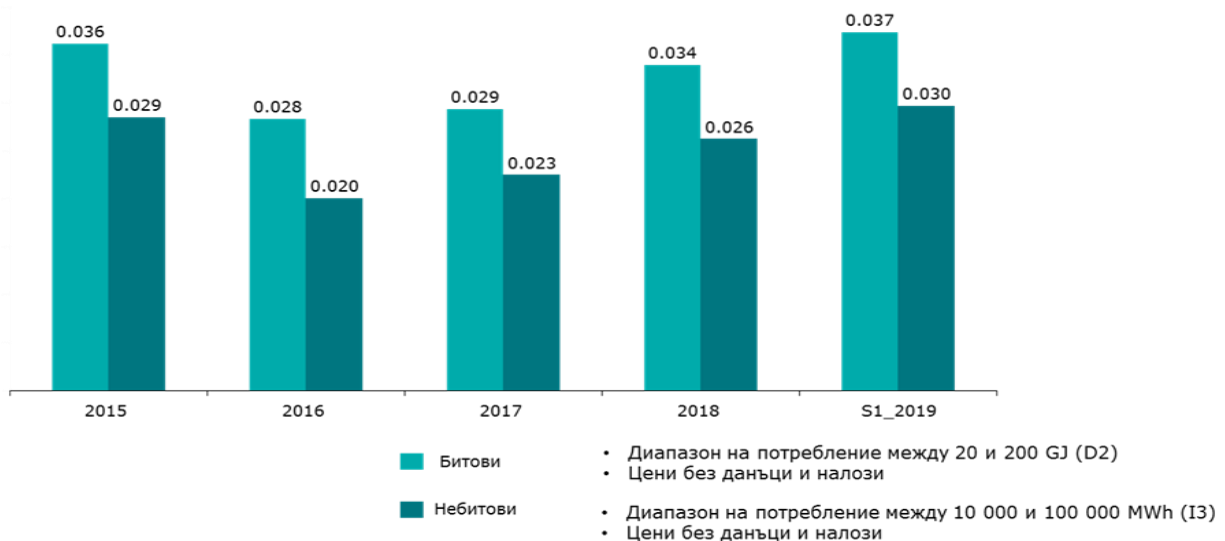
**Фигура 61:** Цена на дребно на електроенергия по видове потребители



Източник: Eurostat, цени на електрическа енергия (без данъци и такси)

Крайните цени<sup>15</sup> на битовите клиенти показват постоянна положителна тенденция, като най-новите данни за първо полугодие през 2019 г. са 0,083 евро/kWh. Цената на електрическата енергия за битови клиенти нараства с 5% в сравнение с цената за 2015 г. През периода от 2015 г. до първо полугодие на 2019 г. (S1) цената за небитовите клиенти е в диапазона от 0,073-0,089 €/kWh.

**Фигура 62:** Цена на дребно на природен газ по видове потребители



Източник Eurostat, цени на електрическа енергия (без данъци и такси)

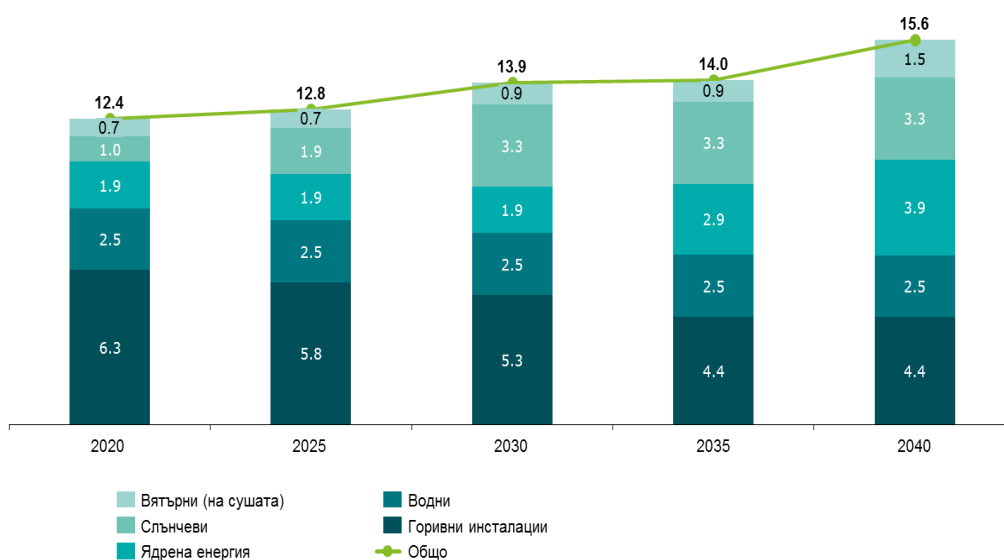
<sup>15</sup> Съгласно ЗЕ, крайната цена включва цената на електрическата енергия, цените за достъп и пренос през електропреносната и електроразпределителните мрежи и цената за задължение към обществото

След спад през 2016 г. цените на природния газ за битовите и за небитовите клиенти през периода от 2017 г. до първо полугодие на 2019 г. се доближават до стойностите за 2015 г.

*ii. Прогнози за развитието при съществуващите национални и европейски политики и мерки най-малко до 2040 г. (включително и за 2030 г.)*

Съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 2018/1999 бяха разработени два прогнозни сценария – WAM (с допълнителни политики и мерки) и WEM (със съществуващи политики и мерки). Прогнозите в настоящата точка са изготвени единствено при съществуващи национални и европейски политики и мерки. При този прогнозен сценарий не се постигат целите, заложи в настоящия План. Този сценарий е разработен като база за сравнение със сценария WAM (при който се постигат националните цели), подробно разписан в точки 2 и 3, както и Анекс I към настоящия План.

**Фигура 63:** Нетна инсталирана мощност, сценарий WEM

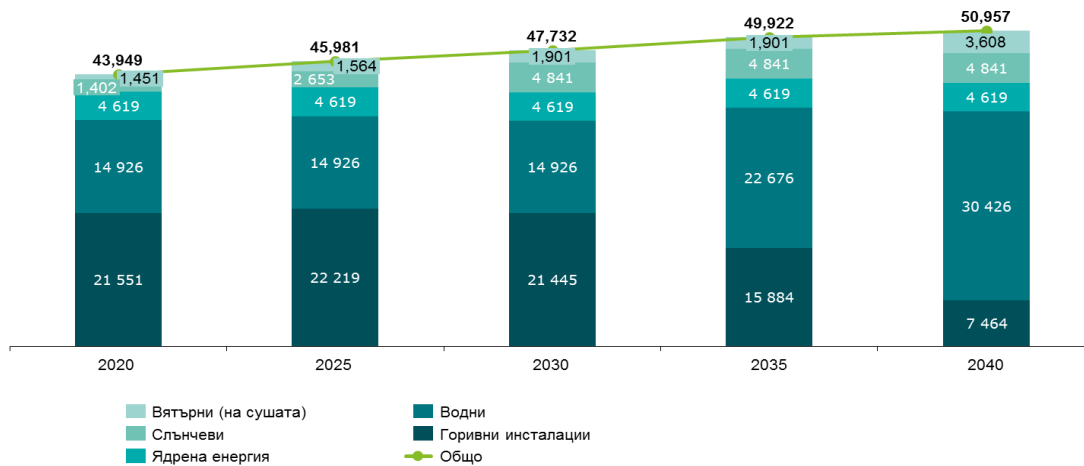


Източник: (B)ESTmodel, E3-Modelling

Съгласно прогнозите в сценарий WEM нетните инсталирани мощности ще се увеличат с 12%, за да достигнат 13.9 GW (2030 г. спрямо 2020 г.), от възобновяеми енергийни източници (до 59%) предимно от вятърна и слънчева енергия, компенсирайки намаляването на традиционните горивни инсталации (-16%).

До 2040 г. нетната инсталирана мощност ще нарасне с 26% при 15.6 GW (в сравнение с 2020 г.). За да се преодолее спада на производството от твърди горива, ядрената и вятърната енергия ще се увеличат значително след 2030 г.

**Фигура 64:** Нетно производство на електрическа енергия по видове централи, сценарий WEM

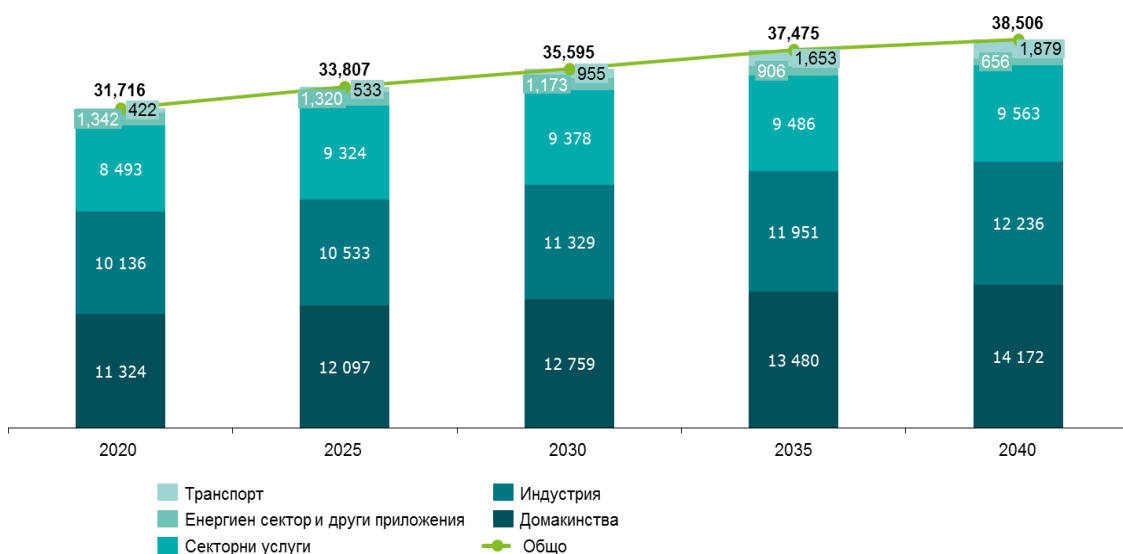


Източник: (B)ESTmodel, E3-Modelling

Съгласно сценарий WEM се очаква общото производство на електроенергия да достигне 47,7 TWh през 2030 г., спрямо 43,9 TWh през 2020 г. По-голямата част от увеличението, обусловено от ВЕИ (ръст с 52% през 2030 г. спрямо 2020 г.), ще компенсира намаляващата тенденция на твърдите горива, като тенденцията е особено видима след 2025 г. Ядрената и водната енергия остават стабилни в разглеждания период.

Новите мощности за ядрена и вятърна енергия ще отразяват по-голям принос за нетното производство на електроенергия. Най-забележимата тенденция за 2030-2040 г. е увеличаването на ядрената енергия, като се очаква да достигне 45% и 60% (съответно през 2035 г. и 2040 г.) от общото нетно производство на електроенергия. За разлика от тях делът на горивните инсталации ще намалее до 15% през 2040 г., като намалява с около 50% през 2020 г.

**Фигура 65:** Вътрешно потребление на електрическа енергия по сектори, сценарий WEM

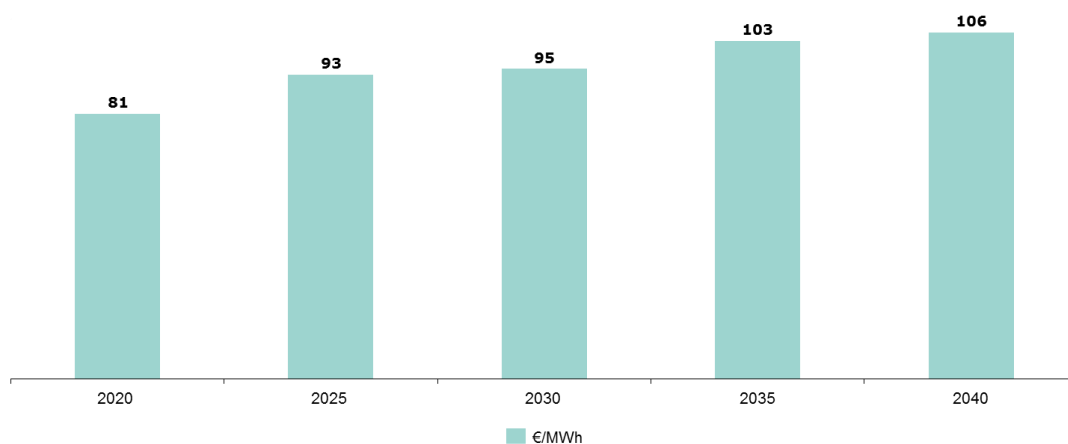


Източник: (B)ESTmodel, E3-Modelling

През периода 2020-2030 г. вътрешно потребление на електрическа енергия ще се увеличи с 12% и ще достигне 35.6 TWh. Потреблението в жилищния и индустриалния сектори ще се увеличи със сходна стойност и те ще продължат да потребяват две трети от общото потребление. В транспорта потреблението ще се удвои до около 955 GWh през 2030 година.

Очаква се увеличението на потреблението на електрическа енергия да достигне 38.5 TWh през 2040 г., което е с 8% повече спрямо 2030 г. Потреблението в жилищата се очаква да има най-голямо увеличение (~ 1.4 TWh), докато потреблението в транспорта ще се удвои до 1.8-1.9 TWh.

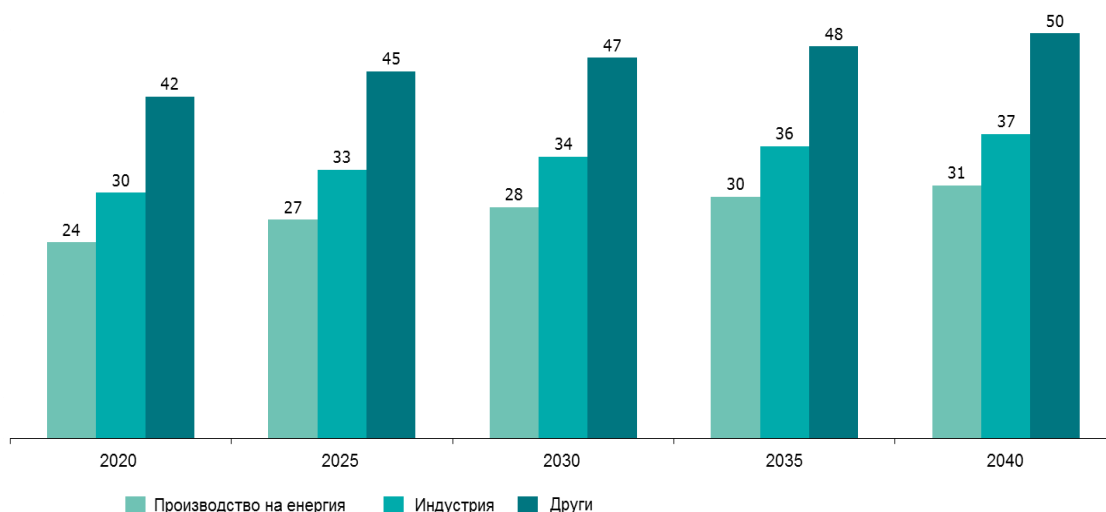
**Фигура 66:** Прогнозни средни цени на електрическата енергия преди данъци по сценарий WEM



Източник: (B)ESTmodel, E3-Modelling

Очаква се средната цена на електрическата енергия преди данъчното облагане да се движи в диапазона от 81 до 95 €/MWh през периода 2020-2030 г. и да достигне ниво от 106 €/MWh през 2040 г.

**Фигура 67:** Прогнозни цени на природен газ преди данъци по сценарий WEM



Източник: (B)ESTmodel, E3-Modelling

Сегментът „Други“ във фигурата включва земеделие, домакинства, услуги и транспорт. Очаква се плавно повишаване на цените на природния газ до 2040 г.

#### **4.6 Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“**

- i. Текущото положение на сектора на нисковъглеродни технологии и доколкото е възможно, позицията му на световния пазар (този анализ трябва да се направи на равнището на Съюза или на световно равнище)*

В резултат на усилията на академичните и техническите общности в България, енергоспестяващите технологии, които водят до значително намаляване на енергийните разходи, повече комфорт и по-добро качество на живот, се развиват с бързи темпове. Иновациите в енергийния сектор допринасят както за постигане на цялостно намаляване на разходите за енергия, така и за налагане на нови стандарти за енергийна ефективност и преминаване към по-ниско и по-устойчиво потребление на енергия. Иновационната стратегия за интелигентна специализация на Република България 2014-2020 г., определя като приоритетна област развитието на чисти технологии с акцент върху транспорта и енергията (съхранение на енергия, спестяване и ефективно разпределение, електрически превозни средства и екомобилност, модели и технологии на основата на водород, без отпадъци, технологии и методи, които включват странични продукти и материали от една продукция в други производства). Министерството на икономиката е започнало процес на подготовка на Иновативната стратегия за интелигентна специализация 2021-2027 г. и Плана за действие.

- ii. Текущо равнище на разходите от публични и когато са налични, частни източници за изследвания и иновации в нисковъглеродните технологии, настоящ брой на патентите, настоящ брой на научните работници*

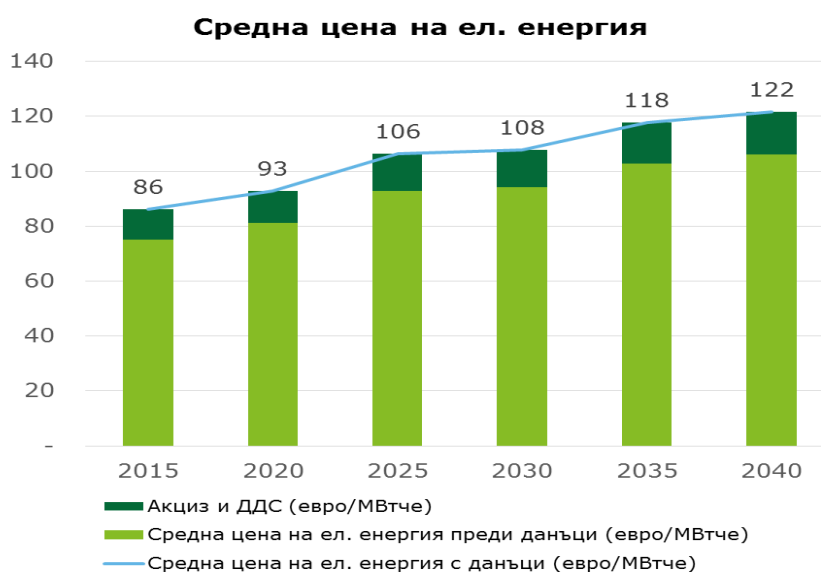
Общите разходи в страната през 2018 г. за научноизследователска и развойна дейност (НИРД) за всички сектори възлизат на 0,75% от БВП (по данни на Евростат, в ЕС те са 2,11%). Разходите за НИРД в частния сектор възлизат на 0,53% от БВП през 2017 г. (в сравнение със средното за ЕС 1,36%), въпреки че той се подобрява значимо в сравнение с 2007 г., особено за информационните и комуникационните технологии. Големите мултинационални компании представляват половината от инвестициите в НИРД в целия бизнес сектор. Регионалната концентрация също е силна, като над 70% от инвестициите в научноизследователска и развойна дейност са насочени към Югозападния регион, предимно за София. През 2017 г. разходите на НИРД в публичния сектор възлизат на 0,21% от БВП (за ЕС този процент е 0,69). През 2018 г. обаче България удвои бюджета си за публични изследвания, за да подкрепи Стратегията си за научни изследвания 2017-2030 г. и ангажимента си за постепенно увеличаване на публичните разходи за НИРД до 1% от БВП до 2025 г.

България финансира своите публични научно-изследователски институции въз основа на критерии за ефективност и създаде национални научни програми, които целят консолидиране на ресурси и изследователски потенциал. Финансирането от ЕС дава значителен принос за публичните инвестиции на България. Финансовото разпределение от европейските структурни и инвестиционни фондове за подпомагане на България за справяне с предизвикателствата на реформите, възлиза на 11,7 милиарда евро в многогодишната финансова рамка за 2014-2020 г., което потенциално представлява около 2,8% от БВП годишно. Същевременно, много български изследователски институции, иновативни фирми и изследователи, се възползваха от други инструменти за финансиране от ЕС, в т.ч. „Хоризонт 2020“, които предоставиха около 65 милиона евро. Финансирането от ЕС помага за мобилизиране и на частните инвестиции. Безвъзмездните средства на Европейския фонд за регионално развитие, само за предприятията са генерирани допълнителен частен капитал от около 113 милиона евро. В допълнение, 5,2% от Европейския фонд за регионално развитие и Кохезионния фонд, са заделени за изследвания, развитие и иновации в малки и средни предприятия, предприемачество, енергийна ефективност, градско развитие и управление на околната среда. Тези ресурси ще привлекат още 247 млн. евро публични и частни инвестиции. Досега са одобрени шест проекта за инфраструктура и иновации с участието на България. Те възлизат на общо 302 милиона евро, което от своя страна би трябвало да генерира 769 млн. евро инвестиции.

*iii. Разбивка по текущи ценови елементи, които съставляват трите основни ценови компонента (енергия, мрежа, данъци/такси)*

Очакваните прогнозни цени на електрическата енергия при настоящите условия до 2040 г. е показано в графичен вид на долните графики:

**Фигура 68:** Прогнозна средна цена на електрическата енергия, Евро/MWh по сценарий WEM

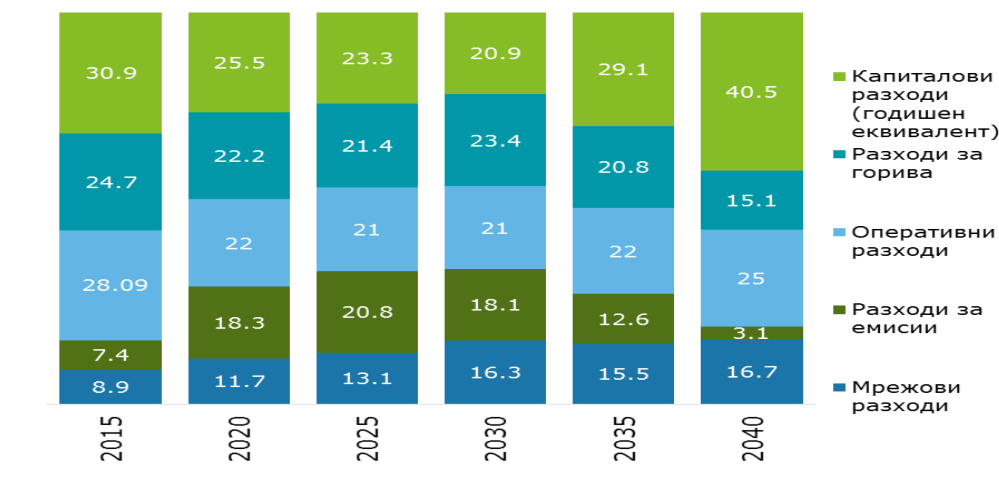


Източник: (B)EST model, E3-Modelling

Въз основа на направените прогнози при сценарий WEM цената на електрическата енергия след данъчно облагане в периода от 2020 до 2040 г. ще достигне средна цена от 122 Евро/MWh. Прогнозната средна цена преди данъци включва цената на електрическата енергия и цените за достъп и пренос през електропреносната и електроразпределителните мрежи и прогнозните стойности за тази цена е в съответствие със стойностите от фиг. 67. В прогнозата са добавени акцизи и ДДС, но в изчисленията не е включена цена за Задължение към Обществото.

**Фигура 69:** Разбивка на елементите на разходите за електрическата енергия, %

**Разбивка на елементите на разходите за ел. енергия в %**



Източник: (B)EST model, E3-Modelling

*iv. Описание на енергийните субсидии, включително за изкопаеми горива*

България не предоставя субсидии, включително за изкопаеми горива.

За постигане на целите за дял на енергията от ВИ в брутно крайно потребление на енергия и за стимулиране на високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в съответствие с Директива 2009/28/ЕО за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност с българското законодателство и в съответствие с Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетиката за периода 2014-2020 г. се предоставя подпомагане по следните схеми:

**Схема за ВЕИ**

SA.44840 - Схема за подпомагане на производството на енергия от възобновяеми енергийни източници съгласно Закона за енергията от възобновяеми източници;

Схемата е свързана с предоставяната оперативна помощ за производителите на електрическа енергия от ВИ под формата на преференциални цени за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия, съгласно ЗЕВИ.

В Решение № С (2016) 5205 final от 04.08.2016 г. относно подпомагане на производството на енергия от възобновяеми източници в България - SA.44840 (2016/NN), ЕК е направила заключение, че мярката представлява държавна помощ по смисъла на Договора за функционирането на Европейския съюз.

Заключението на ЕК е, че помощта е съвместима с вътрешния пазар по силата на чл. 107, § 3, б. „в“ от ДФЕС при определени условия. За изпълнение на условията по Решение на ЕК за Държавна помощ № С (2016) 5205 final от 04.08.2016 г. бяха извършени изменения и допълнения в ЗЕВИ (ДВ, бр. 91 от 2 ноември 2018 г.).

Прогнозният общ бюджет на схемата за подпомагане е 13 227 144 000 BGN (6 772 419 550 евро). Мярката, за която е изпратено уведомление, е влязла в сила на 3 май 2011 г. и ще изтече на 31 декември 2021 г.

### **Схема за подкрепа на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство - SA.56326**

През 2019 г. бяха извършени промени в Закона за енергетиката, с цел привеждането му в съответствие с изискванията на чл. 30 и чл. 110 от Договора за функционирането на ЕС (ДФЕС) и на Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика 2014-2020 г. В тази връзка е изпратено уведомление до ЕК под номер SA.56326, относно схема за помощ за производство на електрическа енергия, произведена чрез високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. По схемата се предоставят преференциални цени/премии за произведената електрическа енергия от високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирана със сертификат за произход, издаден от Комисията за енергийно и водно регулиране.

### **Предоставяне на подкрепа по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО**

В съответствие с чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 октомври 2003 г. за установяване на система за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Съюза и за изменение на Директива 96/61/ЕО на Съвета Република България се възползва от възможността за предоставяне на безплатни квоти за емисии на инсталации за производство на електрическа енергия за периода 2013- 2020 г. С Решения С(2012) 4560 от 06.07.2012 г. и С(2013) 8455 final от 04.12.2013 г. Европейската комисия разреши на България да ползва дерогация по чл. 10 в, параграф 5 от Директива 2003/87/ЕО. В Националния план за инвестиции (НПИ) са включени всички оператори, отговарящи на условията за участие в дерогацията по член 10в на Директива 2003/87/ЕО. Целта на реализацията на инвестиционните проекти, включени в НПИ е да се осигури устойчив преход към ниско въглеродна икономика, основана на модернизация на генериращите мощности, чисти технологии, реконструкция и модернизация на инфраструктурата, разнообразяване на енергийния микс и разнообразяване на източниците на енергийни



доставки. За целия период на изпълнение (2013 - 2020 г.) на НПИ са определени за разпределяне общо 54 168 005 квоти на ПГ. За 2020 г. няма разпределени квоти по НПИ, тъй като 2020 г. се явява отчетна за 2019 г. и за извършване на последните плащания от Сметка „НПИ“.

### **Предоставяне на подкрепа по чл. 10в от Директива (ЕС) 2018/410**

Стремеж към модернизиране на енергийния сектор в страната и в съответствие с чл. 10в от Директива (ЕС) 2018/410 за подобряване на рентабилните намаления на емисиите и нисковъглеродните инвестиции и Решение (ЕС) 2015/1814, България ще се възползва от възможността за безплатно разпределение на квоти за емисиите на ПГ на инсталации за производство на електрическа енергия през четвъртата фаза на СТЕ на ЕС за преходния период 2021 - 2030 г. За тази цел се предвижда прилагането на Националната рамка за инвестиции в периода 2021-2030 г., която дава възможност на операторите да получават безплатни квоти за емисии срещу техните инвестиции в модернизацията на енергийния сектор.

### **Планирани преки и косвени субсидии**

В съответствие с указания в Директива 2018/410 от 14.03.2019 г., срок до 30.09.2019 г., Република България е уведомила ЕК за намерението на страната, да ползва дерогация на основание чл. 10в от Директива 2018/410, чрез безплатно разпределение на квоти на ПГ на инсталации за производство на електрическа енергия, с цел засилване на разходоэффективните намаления на емисиите на ПГ и на нисковъглеродните инвестиции през четвъртата фаза на ЕСТЕ за преходния период 2021 - 2030 г. Общо безплатно разпределяните квоти няма надхвърлят 40 % от квотите, които Република България ще получи съгласно член 10, параграф 2, б. а) за преходния период 2021—2030 г., разпределени в равни годишни количества.

Прилагане на пазарно ориентиран механизъм за капацитет за период от 10 години. Съгласно Регламент (ЕС) 2019/943 за вътрешния пазар на електроенергия, който предоставя на държавите-членки възможност да прилагат механизъм за капацитет в случай на опасения относно адекватността на националните ресурси, който функционира на пазарен принцип и е в съответствие с изискванията за допустимите стойности на CO<sub>2</sub> от 550 gCO<sub>2</sub>/kWh електроенергия и ограничението от 350 kgCO<sub>2</sub> от изкопаеми горива средно годишно за инсталирана мощност в kW от 1 юли 2025 г.

Усилията на България ще бъдат насочени към одобряването и прилагането на механизъм за капацитет, който да гарантира сигурността и адекватността на системата и ще даде възможност на производителите на електрическа енергия да получат допълнителни финансови приходи за участието си на пазара.

## 5. ОЦЕНКА НА ВЪЗДЕЙСТВИЕТО НА ПЛАНИРАНИТЕ ПОЛИТИКИ И МЕРКИ

### 5.1 Въздействие на описаните в раздел 3 планирани политики и мерки върху енергийната система и емисиите и поглъщанията на парникови газове, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки (посочени в раздел 4)

- i. Прогнози за развитието на енергийната система и емисиите и поглъщанията на парникови газове, както и по целесъобразност за емисиите на замърсители на въздуха в съответствие с Директива (ЕС) 2016/2284 при планираните политики и мерки най-малко в продължение на десет години след периода, обхванат от плана (включително последната година от периода, обхванат от плана), включително относимите политики и мерки на Съюза.*

#### **Емисии на парникови газове**

Според Сценария WEM, до 2030 г. общите емисии на парникови газове ще спаднат с 47.85% (спрямо 1990 г.). В същото време Сценарият WAM прогнозира, че тези общи емисии ще спаднат по-бързо, с 49% (спрямо 1990 г.). Може да се заключи, че и в двата случая българската цел за емисиите ще бъде изпълнена.

Наред с това, общите емисии на парникови газове (включително ЗПЗГС) през 2030 г. трябва да достигнат нивото от 48 871 ktn CO<sub>2</sub>-eq според Сценария WEM (намаление от 54 656 ktn CO<sub>2</sub>-eq през 2015 г.). При по-амбициозния WAM Сценарий, общите емисии ще намалееят до 47 553 ktn CO<sub>2</sub>-eq. Поглъщането на ЗПЗГС през 2030 г. и в двата Сценария се изчислява на нивото от -8 593 ktn CO<sub>2</sub>-eq, което е леко подобрение, в сравнение с данните от 2015 г. (-8 489 ktn CO<sub>2</sub>-eq).

По отношение на улавянето на ЗПЗГС, и двата Сценария не предвиждат поглъщането на ЗПЗГС да се промени значително през следващите десетилетия. В някои случаи можем да видим дори спад на поглъщането от ЗПЗГС, т.е. в категорията на обработваемите земи. Това може да се случи поради засилената човешка активност, която ограничава използването на земята за растения, както и възрастта на горите (които имат най-голяма роля в ЗПЗГС).

#### **Дял на енергията от ВИ**

Определената по Сценария WAM национална цел от 27.09% дял на енергия от ВИ в брутното крайно потребление на енергия до 2030 г. отговаря на препоръката на ЕК, България да повиши равнището на амбициозност за 2030 г., като предвиди дял на

енергия от ВИ най-малко 27%. По Сценария WEM възможният дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление на енергия е значително по-ниска и ще бъде 24.72%.

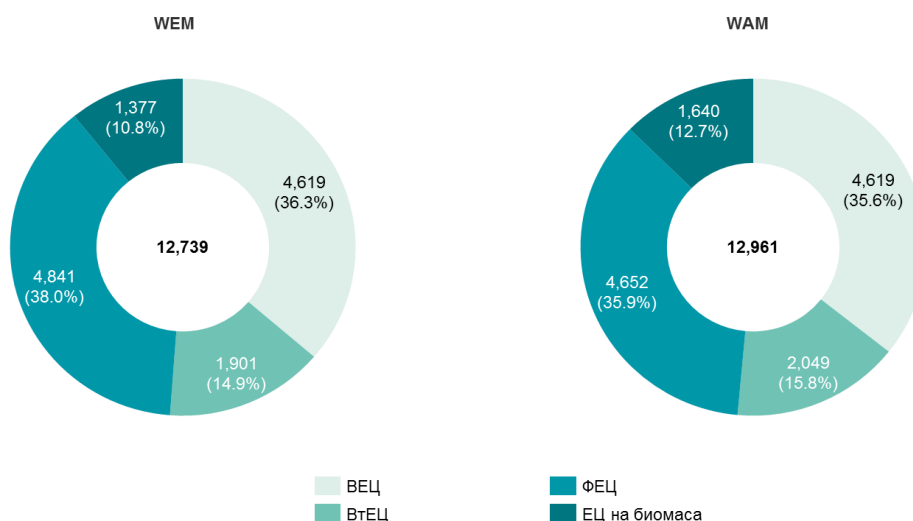
Освен това, по-висок прираст през 2030 г. спрямо 2020 г. на енергията от ВИ се наблюдава при Сценария WAM и в трите сектора: електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане и транспорт през 2030 г. Сравнение на дяловете на енергията от ВИ по двата сценария е представено в следващата таблица.

**Таблица 54:** Сравнение между Сценариите

	2020		2030	
	WAM	WEM	WAM	WEM
<b>Дял на енергията от ВИ, %</b>	<b>20.20</b>	<b>20.18</b>	<b>27.09</b>	<b>24.73</b>
ВИ-ТЕ и ЕО, %	31.07	30.97	42.60	36.11
ВИ-Е, %	21.40	21.43	30.33	29.60
ВИ-Т, %	9.89	9.89	14.20	11.87

Нетното производство на електрическа енергия при Сценарии WAM ще е с 1.7% по-голямо отколкото при Сценария WEM. Това се дължи на планирания ръст в производството от ВТЕЦ и ЕЦ на биомаса. При двата сценария нетното производство от ВЕЦ съвпада.

**Фигура 70:** Структура на нетното производство на електрическа енергия от ВИ по видове централи по сценарии WEM и сценарии WAM през 2030 г. (GWh)



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling, анализ Делойт

*ii. Оценка на взаимодействието между политиките (между съществуващите политики и мерки и планираните политики и мерки в дадено измерение на политиката и между съществуващите политики и мерки и планираните политики и мерки от различните измерения) най-малко до последната година на периода, обхванат от плана, по-специално за изграждането на надеждна представа за въздействието на политиките за енергийна ефективност/енергийни спестявания върху мащабите на енергийната система и за намаляване на риска от блокирани инвестиции в енергийните доставки*

В голямата си част планираните (допълнителните) политики и мерки, предвидени в настоящия План допълват съществуващите политики и мерки, като те са насочени към повишаване на амбицията на България по всички пет измерения на Енергийния съюз, допринасяйки да постигането на целите на ЕС. В този смисъл, съществуващите и планираните (допълнителните) политики и мерки си взаимодействат, тъй като последните в повечето случаи разширяват обхвата на първите или ги доразвиват, засилвайки тяхното въздействие.

По отношение на енергийната ефективност, анализът на основните показатели за енергийна ефективност, представени чрез първична и крайна енергийни спестявания със съответната стойност за PRIMES 2007 г., показва по-високи общи енергийни спестявания в рамките на сценария WAM.

През 2030 г. планираните политики и мерки ще доведат до допълнителни енергийни спестявания от 1 TWh в сравнение с постигнатите спестявания в WEM сценария. Част от енергийните спестявания са по-несъществени поради очаквания ръст на търсенето, главно произтичащо от засилената икономическа активност. Следователно, като се вземат предвид енергийните спестявания, постигнати в сценария WAM, които са частично уравновесени от нарастващата икономическа активност, не се очаква значително въздействие върху мащабите на енергийната система.

*iii. Оценка на взаимодействието между съществуващите политики и мерки и планираните политики и мерки и между тези политики и мерки и мерките на политиката на Съюза в областта на климата и енергетиката*

Както съществуващите, така и планираните политики и мерки взаимодействат с мерките на Съюза в областта на енергийната и климатичната политика. Освен това всички съществуващи и планирани политики и мерки, прилагани в рамките на всичките пет измерения на Енергийния съюз, съответстват на законодателството на ЕС или/и допринасят за постигането на общите цели на ЕС в областта на енергетиката и климата.

**5.2 Въздействие на планираните политики и мерки, описани в раздел 3, на равнището на макроикономиката и доколкото е възможно, здравето, околната среда, заетостта и образованието, уменията и социалните въздействия, включително аспектите на справедливия преход (по отношение на разходите и ползите и на ефективността на разходите), най-малко до последната година от периода, обхванат от плана, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки**

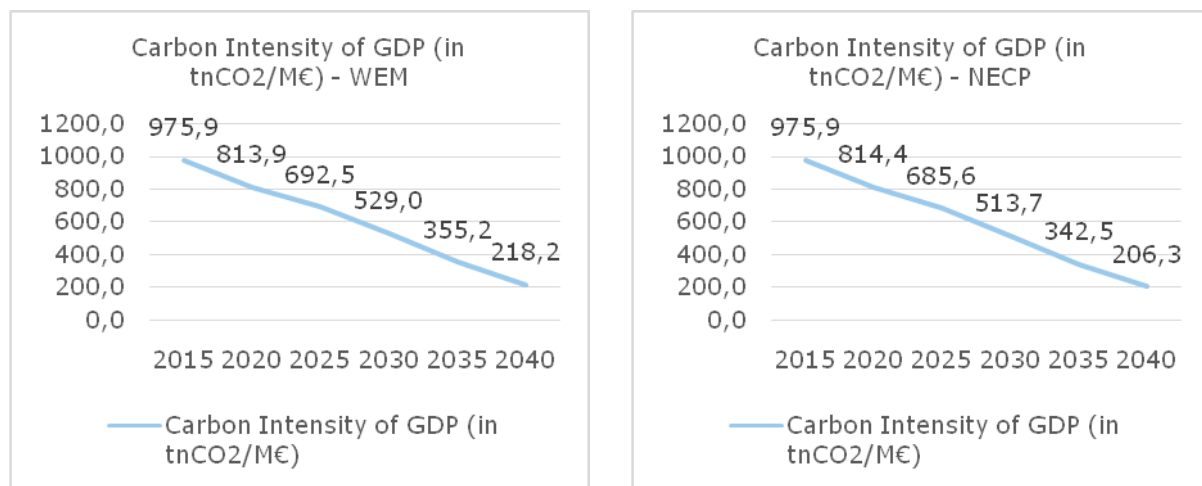
И двата Сценария – WEM и WAM, използват едни и същи макроикономически данни относно БВП, БВП на глава от населението и ръст на населението. С население над 6,6 милиона души и БВП 71,06 милиарда евро, България ще достигне 10 775 евро БВП на глава от населението през 2030 г.

**Енергийна трансформация**

Със съществуващите мерки, трансформацията от изкопаеми горива към възобновяеми енергийни източници ще доведе до намаляване стойността на въглеродния интензитет на БВП с 45,8% до 2030 г. (в сравнение с 2015 г.).

**Фигура 71:** Изменение на въглеродния интензитет на БВП (в  $tnCO_2 / M€$ )

WEM сценарии(отляво) и WAM сценарий (вдясно)



Независимо от това, прилагането на Сценария WAM ще позволи да се намали този фактор до 513,7 т. CO<sub>2</sub>/млн. евро през 2030 г., което означава намаление с 47,4% в сравнение с 2015 г. Прилагането на WAM Сценария вместо Сценария WEM ще доведе до допълнително намаляване на интензивността на въглерода с близо 3,5% през 2030 г.

## Нетен внос

Енергийната трансформация на България също ще има значително влияние върху вноса на горивата и в двата сценария.

**Таблица 55:** Сравнение на нетния внос на горива между двата сценария

	2020	2025	2030
Нетен внос (в GWh)	0,08%	-2,25%	-5,21%
Твърди горива	-0,41%	-5,00%	-12,47%
Нефт и нефтопродукти	0,45%	-0,55%	-0,44%
Природен газ	-0,40%	-3,48%	-8,22%
Електрическа енергия	0,06%	0,00%	0,00%
Биомаса и отпадъци	-3,14%	-40,06%	-36,68%

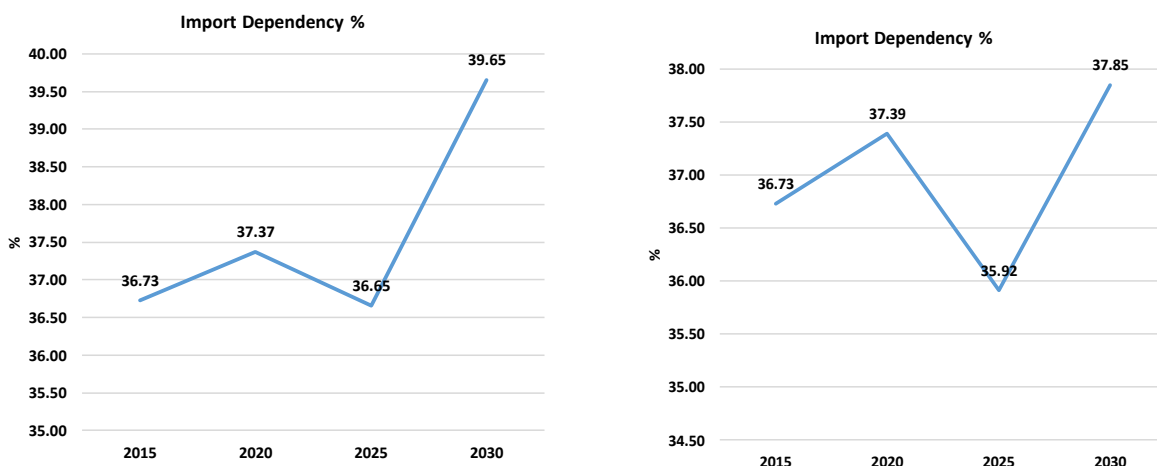
Източник: (B)EST модел, E3-Modelling, анализ Делойт

Сравнението на двата сценария показва, че прилагането на Сценария WAM ще доведе до намаление на нетния внос с 5,21% през 2030 г., в сравнение с WEM. Нетният внос на твърди горива ще бъде намален с 12,47%, природен газ с 8,22%, а биомаса и отпадъци с 36,68%. И в двата сценария износът на електрическа енергия остава постоянен.

## Зависимост от внос

При Сценария WEM общата зависимост от внос се увеличава с близо 8% - от 36,73% през 2015 г. до 39,65% през 2030 г.

**Фигура 72:** Изменение на зависимостта от внос на горива в Сценарий WEM (вляво) и WAM (вдясно)



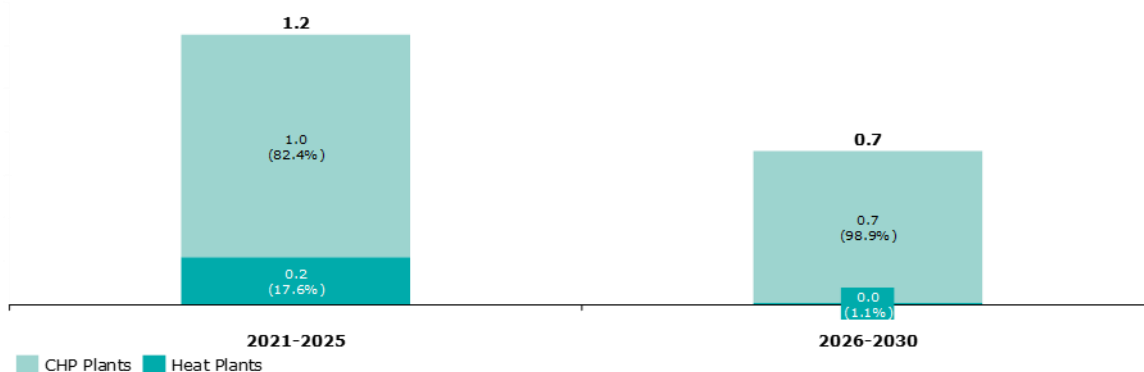
При анализиране на Сценария WAM, общата зависимост от внос се увеличава по-малко, с около 3% през 2030 г.

## Конкурентоспособност

Както съществуващите, така и допълнителните политики и мерки ще имат положително въздействие върху конкурентоспособността на българския пазар.

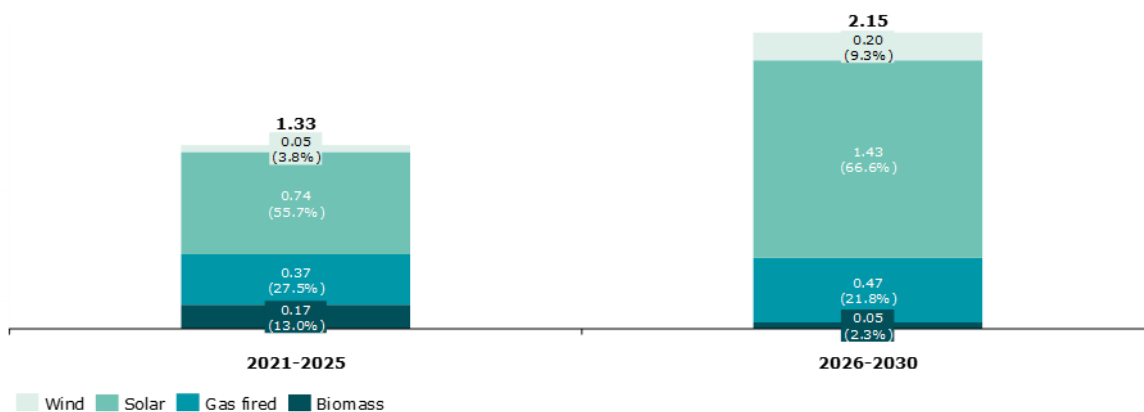
Производството на електрическа и топлинна енергия ще продължи да се развива през анализирания период, което ще повиши конкурентоспособността в сектора. Това от своя страна ще доведе до потенциални бъдещи ползи за крайните клиенти (например по-ниски цени). В тази връзка, в сценария WAM се предвиждат разширяване на производствените мощности.

**Фигура 73:** Повишаване на топлопроизводствените мощности – Сценарий WAM (GW)



Източник: (B)EST model, E3-Modelling, анализ Делойт

**Фигура 74:** Повишаване на електропроизводствените мощности – Сценарий WAM (GW)



Източник: (B)EST model, E3-Modelling, анализ Делойт

Горните планове за разширяване ще се реализират чрез подмяна на стари мощности и ще увеличат конкурентоспособността на пазара.

По отношение на износа на електроенергия България ще остане нетен износител, предоставяйки постоянен годишен нетен обем за износ от около 8 000 GWh

електроенергия и в двата сценария: WAM и WEM, което ще окаже положително въздействие върху търговския баланс.

Също така, процесът на либерализация на пазара на електроенергия на дребно, предвиден да започне със следващия регулаторен период, ще засили допълнително конкурентоспособността на пазара. В допълнение, прилагането на договори с динамично ценообразуване и договори за агрегиране за оптимизиране на потреблението ще допринесе за увеличение на конкурентоспособността на пазара на дребно.

В допълнение към поетапната либерализация на пазара, България следва и ясна стратегия за регионално обединение на пазара, подкрепена от изграждането на необходимата инфраструктура. Това ще окаже положително въздействие върху конкурентоспособността, като допринесе за по-стабилни пазарни условия и ще улесни търговията с енергия. Например проектът Газоразпределителен център „Балкан“ ще създаде газова борса в съответствие с нуждите, определени от Групата на високо ниво за свързаност с газ на Централна и Югоизточна Европа (CESEC). Газоразпределителният център допълва проектите за осъществяване на междусистемни връзки с Турция, Гърция и Сърбия, модернизация и разширяване на съществуващата инфраструктура, както и предстоящото изграждане на нова газопреносна инфраструктура.

### **Системни разходи**

По отношение на социални въздействия, получените резултати ни позволяват да заключим, че мерките в Сценарий WAM благоприятстват домакинствата с по-ниски доходи, тъй като общите разходи за системата са по-ниски в сравнение със Сценария WEM. В периода 2020 - 2030 г. Сценарият WAM води до по-ниски общи разходи за системата със 17 млн. евро.

Системните разходи в Сценария WAM, разделени по сектори, през 2020 - 2030 г. ще възлизат на:

- Индустрия: 6,885 милиарда евро;
- Домакинства: 13,303 милиарда евро;
- Услуги: 9,971 милиарда евро;
- Транспорт: 9,043 милиарда.

### **Социално въздействие**

Сценарият WAM води до намаляване на емисиите (в т.ч. ПЧ и SO<sub>x</sub>) по-ефективно от Сценария WEM, което има положително отражение върху качеството на живот на населението.

Насърчаването на ефективно използване на енергията ще намали потреблението, а оттам и енергийните разходи, като същевременно ще окаже положително въздействие и върху благосъстоянието и комфорта на живот. Освен това, ефективното използване на енергия ще увеличи конкурентоспособността на икономиката, тъй като ще има



повече средства за инвестиции. Спестяванията в енергийния сектор ще спомогнат за увеличаване на добавената стойност в страната и насърчаване на предприемачеството.

Високото ниво на инвестиции, особено във ВЕИ сектора, ще допринесе за създаването на работни места. В областта на разработването на възобновяеми енергийни източници България ще се нуждае от висококвалифицирани професионалисти с технически познания за производството/монтажа на слънчеви панели.

Политиката на декарбонизация поставя значителни предизвикателства в социално-икономическо отношение, с много силно изразено влияние върху интензивните на емисии сектори и региони. Тези региони са изложени на риск от загуба на благосъстояние и заетост, поради което са необходими целенасочени мерки. Понастоящем въгледобивният сектор е концентриран в три области Стара Загора, Перник и Кюстендил, но следва да бъде отчетено, че 25% от заетите в комплекса Марица Изток в Стара Загора са жители на съседни общини със слабо диверсифицирани икономики в областите Хасково, Сливен и Ямбол, които са тясно интегрирани във веригата на добавената стойност на енергийния сектор. В случай на отпадане на тези мощности от ЕЕС на страната, тези области може да бъдат засегнати в социално-икономически план.

Преходът към неутрална по отношение на климата икономика ще засегне също индустриалните центрове на България. Ще бъде необходима подкрепа за всички области с високо ниво на емисиите парникови газове в брутната добавена стойност на индустрията и значителна заетост в засегнатите от политиката на преход сектори.

Това налага разработването на социално-икономически анализ на последствията от прехода и на специфични политики за неговото осъществяване. За тази цел, с решение от месец януари 2020 г., Народното събрание взе решение за присъединяване на Република България към платформата „Въглищни региони в преход“. Към настоящия момент се провеждат консултации с всички заинтересовани страни относно възможността страната да вземе участие и в други европейските инициативи за подпомагане на въглищните региони в прехода към нисковъглеродна икономика. Разглеждат се възможностите са финансиране от структурните фондове на ЕС, Европейската инвестиционна банка, Европейската банка за възстановяване, Световната банка, Фонда за иновации и Модернизационния фонд.

Важен аспект ще бъде подобряване на познанията и уменията на човешките ресурси в страната в областта на цифровите технологии, което да спомогне за широкото използване на информационни и комуникационни технологии и услуги, базирани на тях, и постигането на дигитален растеж.

### **Въздействие върху околната среда**

Въздействието на настоящия План върху околната среда ще бъде оценено, съгласно националното законодателство.

## **Въздействие върху качеството на въздуха**

### Национални и европейски политики относно качеството на въздуха

Националните политики и регулаторната рамка по отношение на качеството на въздуха, настоящото състояние и прогнозите за развитие, включително мерките за подобряване на ситуацията, са описани подробно в Националната програма за подобряване на качеството на атмосферния въздух 2018-2024 г. и Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 г.

Два основни закона в България се отнасят до контрола на качеството на въздуха – Законът за опазване на околната среда от 2002 г. и Законът за чистотата на атмосферния въздух от 1996 г. Последният е от особено значение, тъй като задава конкретни разпоредби за управление на качеството на въздуха и планиране, свързано с качеството на въздуха на национално и общинско ниво. След присъединяването на България към ЕС политиките за качеството на въздуха и свързаното законодателство произтичат главно от задълженията на страната като държава членка.

Директива 2008/50/ЕО относно качеството на атмосферния въздух и за по-чист въздух за Европа (директивата CAFE), чиято основна цел е опазването на човешкото здраве въз основа на експертни насоки, издадени от Световната здравна организация, определя нормите за концентрации (пределно допустими стойности - ПДС) за редица замърсители, които включват фини прахови частици (по-специално ФПЧ10), които трябва да бъдат спазени към 01.01.2005 г. Директивата задава и максималния брой допустими превишавания на средноденонощната норма за ФПЧ10. Тя също така поставя изисквания за мониторинг на качеството на въздуха и, в случаите, в които до крайния срок през 2010 г. не са спазени (или са застрашени от надвишаване) пределно допустимите стойности за качество на атмосферния въздух в агломерации или зони, определени от държавите членки, изисква от "планове за качество на въздуха да съдържат подходящи мерки, така че периодът на превишаване да може да бъде възможно най-кратък".

През 2013 г. ЕК направи преглед на ефективността на законодателството в областта на качеството на въздуха, което доведе до създаването на Пакета за чистота на въздуха. Той включва четири инструмента, включително нова „Програма за чист въздух за Европа“ (ПЧВЕ) и преразгледана директива относно националните тавани за емисиите. В Програмата за чист въздух на Европа се определят нови цели на политиката в областта на качеството на въздуха за периода до 2030 г., за да се постигне допълнително подобрене на здравето, освен другите ползи. Въпреки че не прави препоръка за преразглеждане на директивата CAFE, програмата посочва, че политиките трябва да се съсредоточат върху постигането на съответствие най-късно до 2020 г. Следва да се отбележи, че настоящите данни показват, че ще ФПЧ10 водят до неблагоприятни последици за здравето, дори при концентрации, по-ниски от пределно допустимите.

Директива (ЕС) 2016/2284 за намаляване на националните емисии на някои атмосферни замърсители (преразгледаната Директива за националните тавани), отново свързана с емисиите на замърсители на въздуха и отрицателното им въздействие върху здравето, преработената Директива изменя режима на националните тавани за емисии, установен с предишната Директива 2001/81/ЕО и го привежда в съответствие с международните задължения на ЕС и на Държавите-членки. Освен другите промени, преработената Директива определя национални задължения за намаляване на емисиите за замърсители, които включват най-фините прахови частици (ФПЧ2.5), азотни оксиди (NO<sub>x</sub>), серен диоксид (SO<sub>2</sub>), неметанови летливи органични съединения (НМЛОС) и амоняк (NH<sub>3</sub>) – намалението на емисиите следва да бъде постигнато в периода 2020 – 2029 г. Държавите-членки трябва да транспонират Директива (ЕС) 2016/2284 в националното си законодателство до 1 юли 2018 г. и да изготвят инвентаризации и прогнози на емисиите. Ревизираните национални тавани на емисиите стават задължителни през 2020 г. Тъй като ФПЧ2.5 е основен компонент на ФПЧ10, изискването към България да намали емисиите си на ФПЧ2.5 засилва необходимостта от предотвратяване и контрол на емисиите на ФПЧ10.

Политиките на България за КАВ, превенцията и контрола на замърсяващите въздуха емисии (включително серен диоксид, азотни оксиди, НМЛОС, амоняк и ФПЧ2.5) в по-голямата си част са базирани на законодателството на Европейския съюз. България прие целите за КАВ, заложи в Директива 2008/50/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 21 май 2008 г. за качеството на въздуха и по-чист въздух за Европа (Директива 2008/50/ЕО) и Директива 2004/107/ЕО.

Политиките на България за климатичните промени, възобновяемата енергия и енергийната ефективност също са тясно свързани с законодателството, стратегиите и целите на Европейския съюз.

Министерството на околната среда и водите е националният компетентен орган по въпросите за околната среда включително превенцията и контрола на замърсяващите въздуха емисии. Други отрасли министерства и държавни агенции също имат свързани отговорности, същевременно общините носят основната отговорност за планирането и прилагането на мерки за КАВ на местно ниво.

България е определила три агломерации (София, Пловдив и Варна) и три района (Югоизточен, Северен/Дунавски и Югозападен) за оценка и управление на качеството на въздуха по директивата CAFE. Мониторингът на качеството на въздуха показва, че една или няколко общини във всичките шест района за оценка и управление на качество на въздуха са били в нарушение на допустимите стойности на ФПЧ10, заложи в директивата CAFE – общо двадесет и осем общини, въпреки че в момента се счита, че три отговарят на изискванията. Неспазването на изискванията за ФПЧ10 е причината България да е обект на продължаващо производство за нарушение в Съда на ЕС.

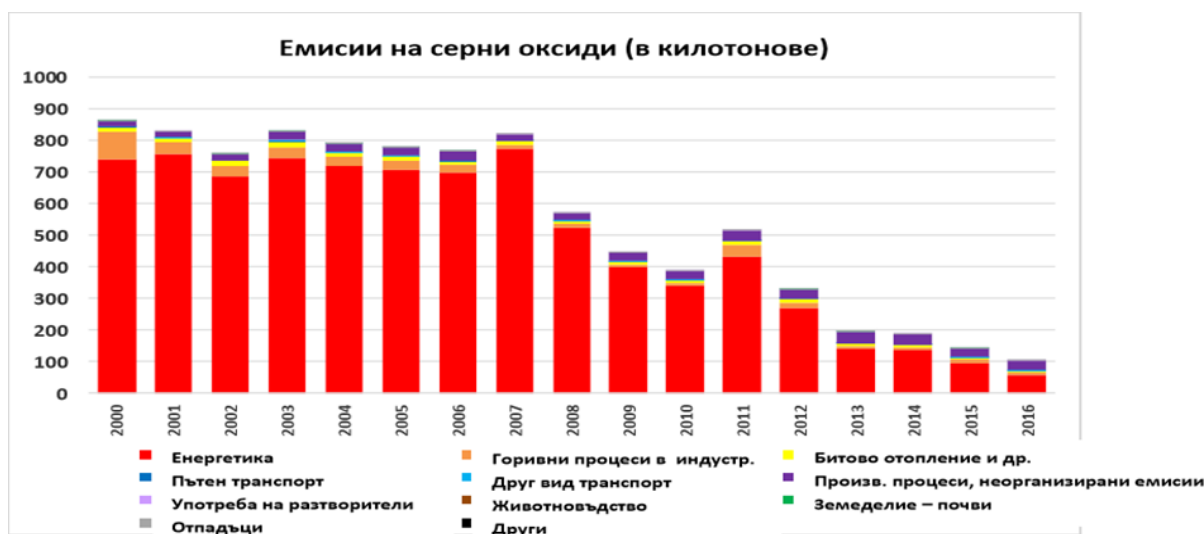
Мониторингът на качеството на въздуха показва, че община Пловдив не отговаря на изискванията на директивата CAFE за допустимите нива на азотни оксиди (NO<sub>x</sub>). За

повечето общини обаче, особено за големите общини, неспазването на нивата на NO<sub>x</sub> е само потенциален проблем. За разлика от това, замърсяването с ФПЧ10 е основният проблем за качеството на въздуха за всички общини в България в момента. Предвид широкоразпространения проблем на замърсяването с ФПЧ10 и наблюдаваните значителни нива на несъответствие с пределно допустимите стойности на ФПЧ10, е разработена Национална програма за подобряване качеството на атмосферния въздух 2018-2024, насочена към намаляване на замърсяването с ФПЧ10, за да се постигне съответствие с изискванията на директивата CAFE. България има изготвена и Национална програма за контрол на замърсяването на въздуха, България 2020-2030 г.

### Исторически преглед

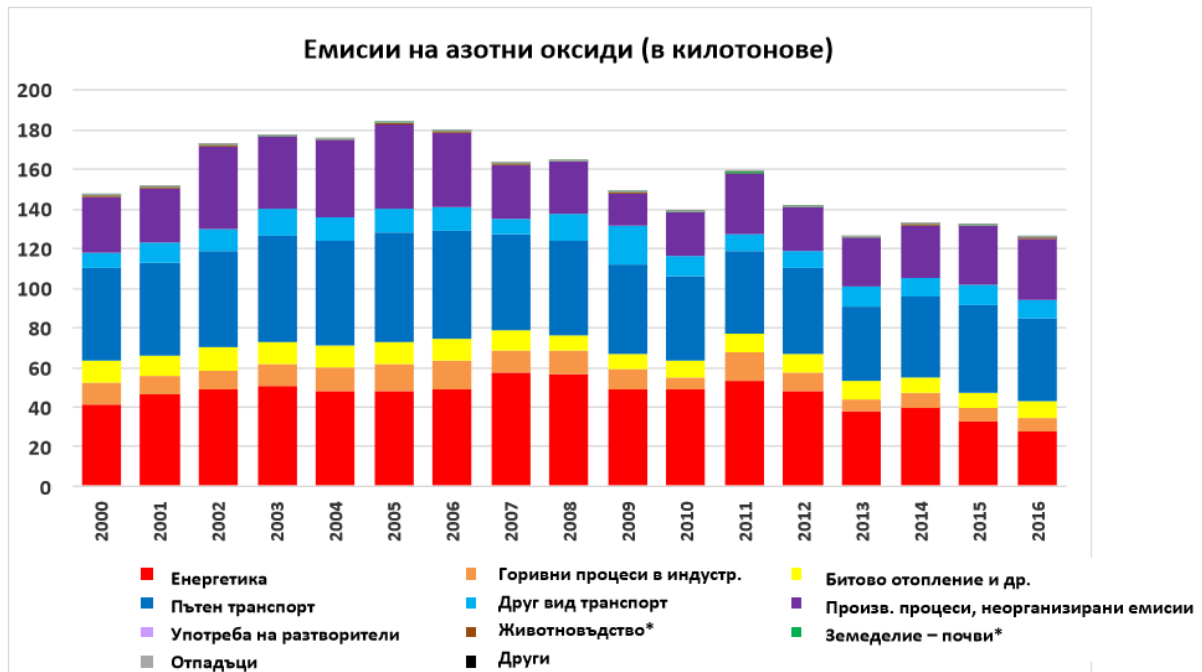
През целия период от 2010 до 2016 г. са спазени националните тавани за емисиите на България, заложили в съответствие с Директива 2001/81/ЕО за приемането на България в Европейския съюз. Тенденциите за емисиите от 2005 г. насам – взети от българската Национална инвентаризация на емисиите на вредни вещества в атмосферния въздух, представена през 2018 г. на Европейската комисия – основно са повлияни от прилагането на транспонираните от европейско законодателство, политики и мерки. В повечето случаи, отчетените емисии намаляват с времето, в частност серния диоксид и азотните оксиди - виж приложените графики по-долу.

**Фигура 75:** Емисии на серен диоксид, ktоe



Източник: Национална програма за контрол на замърсяванията на въздуха 2020-2030 г.

**Фигура 76:** Емисии на азотен оксид, ktоe



Източник: Национална програма за контрол на замърсяванията на въздуха 2020-2030 г.

Въпреки това се отчита минимален прогрес на ограничаване на замърсителите NMOS, амонякът и PM2.5.

Основните сектори, източници на емисии през 2016 г. са шест на брой: битовото отопление е основният източник на ФПЧ2.5 и емисии на НМЛОС, докато земеделието е основният източник на емисии на амоняк. Сектор енергетика (серни и азотни оксиди), сухопътният транспорт (азотни оксиди и НМЛОС), индустриалните процеси и неорганизиран емисии (НМЛОС и серни оксиди) и употребата на разтворители (НМЛОС) са другите главни замърсяващи отрасли през 2016 г.

Най-големия замърсител в сектор енергетика са големите горивни инсталации. На 28.04.2017 г. Европейската комисия прие Заключения за най-добри налични техники за ГГИ, съгласно Директива 2010/75/ЕС относно емисиите от промишлеността. Референтният документ влезе в изпълнение от 17.08.2017 г. - датата на обнародването му в Официалния вестник на Европейския съюз за новите производствени мощности, а след четири години за работещите инсталации. Приетият документ въвежда нови, по-строги стойности на емисионни нива за серен диоксид, азотни оксиди, живак и др., които се отделят от инсталациите, изгарящи въглища. Освен предприятията, разположени в Източномаришкия комплекс, на територията на страната се засягат и други работещи енергийни предприятия, в т.ч. заводски централи и топлофикационни дружества с инсталирани пречиствателни съоръжения, които освен производството на електроенергия, снабдяват с топлинна енергия. Това ще позволи на тези инсталации да се съобразят с по-високите нива на емисии на някои замърсители, посочени в Решението за прилагане (Европейска комисия на ЕС)

2017/1442 от 31.07.2017 г. относно сключването на най-добрите налични техники за големи горивни инсталации съгласно Директива 2010/75/ЕС на Европейския парламент и на Съвета. . Изключението може да бъде приложено, когато направената оценка за конкретната инсталация покаже, че постигането на новите емисионни нива би довело до разходи, които са несъразмерно по-високи в сравнение с ползите за околната среда. Инсталациите, които са кандидатствали за дерогацията до сега са изброени в Приложение В.

От изложеното по-горе може да се заключи, че от 2005 г. насам е постигнат значителен напредък по отношение намаляване броя на районите за оценка и управление на качеството на атмосферния въздух, които не превишават нормите за КАВ за серен диоксид и средночасовите норми на азотните оксиди, но всичките шест РОУКАВ продължават да превишават нормите за ФПЧ10. Въпреки цялостното подобрене по спазването на изискванията за серен диоксид (SO<sub>2</sub>), дължащо се главно на изградените сероочистващи инсталации от електрически централи, изгарящи местни въглища, РОУКАВ, където тези централи са разположени, все още не отговарят на изискванията за SO<sub>2</sub> за КАВ.

#### Прогнозно развитие

Според Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха, България 2020-2030 г. е необходимо въвеждането на допълнителните мерки, за да се отговори на изискванията за КАВ в съответствие с приложимото национално и европейско законодателство.

**Таблица 56:** Прогноза за емисиите на замърсители на въздуха

Замърс.	Емисии в килотонове според инвентаризацията за 2016 г.			% намаление в емисиите спрямо 2005 г.			Задължение за намаляване на емисиите (%)	
	2005	2020	2030	2020	2025	2030	2020-2029	2030+
Азотен оксид	183.2	93.8	74.7	49%	54%	59%	41%	58%
ЛОС*	80.7	62.1	46.3	23%	34%	43%	21%	42%
SO <sub>2</sub> **	771.3	79.6	83.4	90%	90%	89%	78%	88%
NH <sub>3</sub>	51.6	45.0	43.8	13%	15%	15%	3%	12%
ФПЧ <sub>2.5</sub>	30.9	22.2	7.8	28%	57%	75%	20%	41%
Дата на оценката на емисията	27 Януари, 2019 г.							

Източник: Национална програма за контрол на замърсяванията на въздуха 2020-2030 г.

Чрез прилагането на допълнителните мерки се постигат всички ангажименти за след 2030 г. относно всички замърсители на въздуха. Следователно е необходимо особено голямо внимание, за да се реализират очакваните подобрения на ефективността при настоящите политики и мерки, а допълнителните мерки следва да се приложат стриктно. През следващите години, когато прогнозите за емисиите трябва да се актуализират (на всеки две години) и Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха да се ревизира (на всеки 4 години), и ако прогнозираният спад на емисиите не е , тогава може да се наложи да се идентифицират и приложат и още допълнителни мерки, за да бъдат спазени ангажиментите за намаляване на емисиите.

Прогнозирано подобряване на КАВ (при въвеждане на допълнителни мерки) ) покриват значителни намаления на емисиите на ФПЧ2.5 и ФПЧ10 – 75% намаление в национален мащаб между 2005 г. и 2030 г., от 30.9 до 7.8 килотона/година – би следвало да доведат до спазване на изискванията за ФПЧ от всички общини, които в последните години не отговарят на нормите за ФПЧ10. Следователно, по отношение на ФПЧ10 се очаква прогнозираното намаление на емисиите да бъде съпроводено с подобряване на КАВ и нормализиране на показателите във всички РОУКАВ. Цялостното прилагане на пакета от избрани политики и мерки за битовото отопление би довело дори и до постигане на съответствие със стандартите в много общини и РОУКАВ най-късно до 2025 г.

Очаква се прогнозираното намаление на емисиите на други замърсители да спомогнат за подобряване на КАВ в България и съседните държави и региони. Въпреки това влиянието върху съответствието в РОУКАВ не може да бъде категорично отчетено.

Според WAM сценария върху досегашния план при анализиране на емисиите на замърсители може да се забележи, че и при двата сценария със съществуващи мерки и с допълнителни мерки се очаква, че емисиите ще намалее следващото десетилетие, особено според WAM сценария.

Според WAM сценария са постигнати ангажиментите за 2030 г., както е посочено в долната таблица

**Таблица 57:** Очаквано намаление на емисиите според Сценария WAM

Емисии според Сценарий NECP <sup>16</sup>					% спад спрямо 2005 г.			Ангажименти за намаляване на емисиите спрямо 2005 г. (%)	
	2005	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020-2029	2030+
<b>NO<sub>x</sub> емисии (кtn), от които</b>	183.2	85.7	81.4	67.8	53%	56%	63%	41%	58%
<i>от сектор Енергетика</i>		19.8	19.3	15.4					

<sup>16</sup> Разлики между общите и сумите на емисиите по сектори могат да възникнат поради закръгляне

Емисии според Сценарий НЕСР <sup>16</sup>				% спад спрямо 2005 г.			Ангажменти за намаляване на емисиите спрямо 2005 г. (%)		
	2005	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020-2029	2030+
<i>извън сектор Енергетика</i>		65.9	62.1	52.4					
<b>SO<sub>2</sub> емисии (ктн), от които</b>	<b>771.3</b>	<b>103.5</b>	<b>99.2</b>	<b>68.6</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>91%</b>	<b>78%</b>	<b>88%</b>
<i>от сектор Енергетика</i>		71.9	62.1	45.1					
<i>извън сектор Енергетика</i>		31.6	37.1	23.5					
<b>ФПЧ емисии (ктн), от които</b>	<b>30.9</b>	<b>23.6</b>	<b>14.4</b>	<b>8.8</b>	<b>24%</b>	<b>53%</b>	<b>71%</b>	<b>20%**</b>	<b>41%**</b>
<i>от сектор Енергетика</i>		1.7	1.5	1.3					
<i>извън сектор Енергетика</i>		21.9	12.9	7.5					
<b>NH<sub>3</sub> емисии (ктн), от които</b>	<b>51.6</b>	<b>45.0</b>	<b>44.1</b>	<b>43.8</b>	<b>13%</b>	<b>15%</b>	<b>15%</b>	<b>3%</b>	<b>12%</b>
<i>от сектор Енергетика</i>		n/a	n/a	n/a					
<i>извън сектор Енергетика</i>		45.0	44.1	43.8					
<b>НМЛОС емисии* (ктн), от които</b>	<b>80.7</b>	<b>62.8</b>	<b>53.9</b>	<b>47.0</b>	<b>22%</b>	<b>33%</b>	<b>42%</b>	<b>21%</b>	<b>42%</b>
<i>от сектор Енергетика</i>		0.8	0.7	0.8					
<i>извън сектор Енергетика</i>		62.0	53.2	46.2					
* Емисиите на азотни оксиди и неметанови летливи органични съединения (НМЛОС) от категория 3В и 3D земеделски източници не са взети предвид									
** Ангажменти за намаляване на емисиите са само за PM <sub>2.5</sub>									

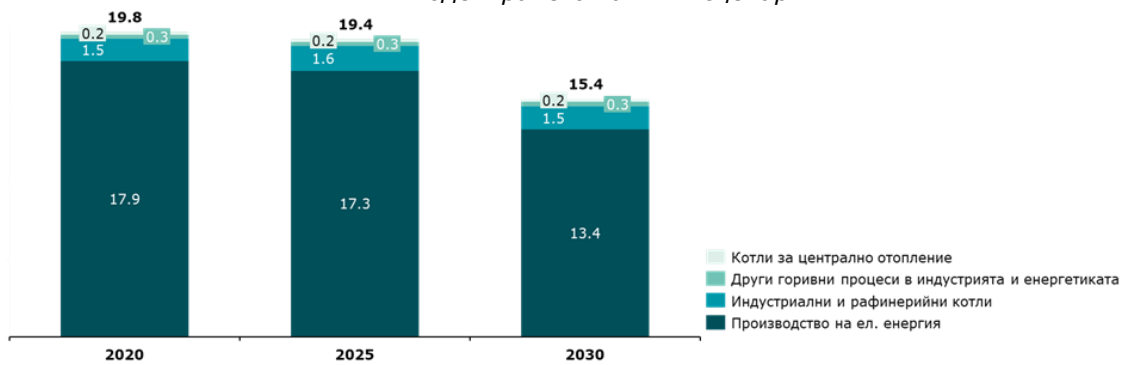
Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Графиките по-долу представят развитието на емисиите, свързани с енергията, от всеки замърсител на въздуха. В тази връзка основното намаление ще идва от сектора за производство на електроенергия, както следва:

- NO<sub>x</sub> - основно намаление от производството на електроенергия (4,4 ктн намаление между 2020-2030);
- SO<sub>2</sub> - основно намаление от производството на електроенергия (намаление с 20,8 ктн между 2020-2030 г.) и Други индустриални горивни и енергийни отрасли (5,3 ктн намаление между 2020-2030 г.);
- ФПЧ - основно намаление от производството на енергия (намаление с 0,4 ктн между 2020-2030 г.)

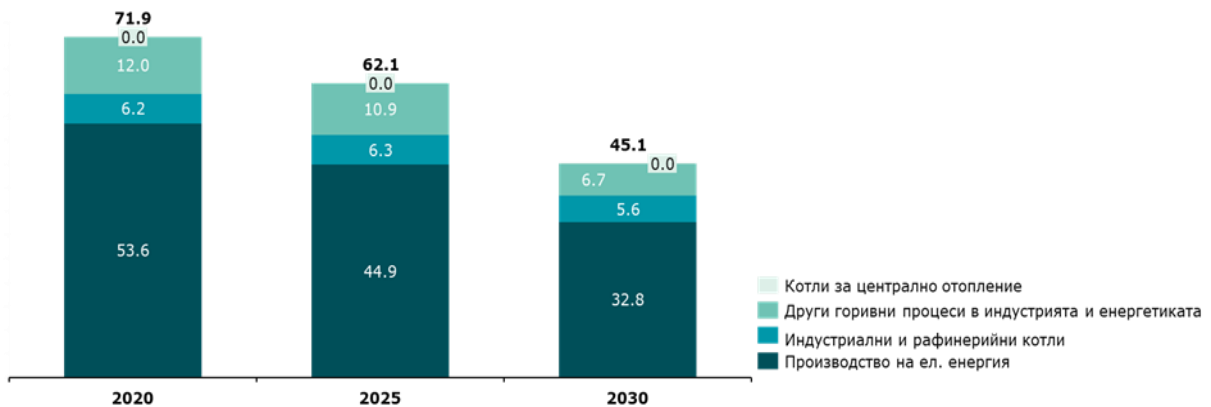


**Фигура 77:** NOx емисии - в секторите, свързани с енергетиката до 2030 г. според моделирането на WAM сценария<sup>17</sup>



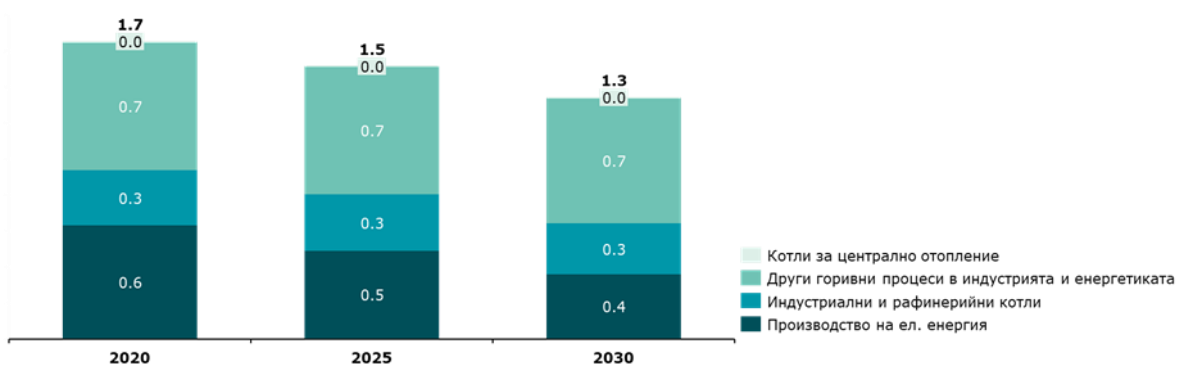
Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

**Фигура 78:** SO<sub>2</sub> емисии в секторите, свързани с енергетиката до 2030 г. според моделирането на WAM Сценария<sup>18</sup>



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

**Фигура 79:** ФПЧ емисии (ктн) в секторите, свързани с енергетиката до 2030 г. според моделирането на WAM Сценария<sup>19</sup>



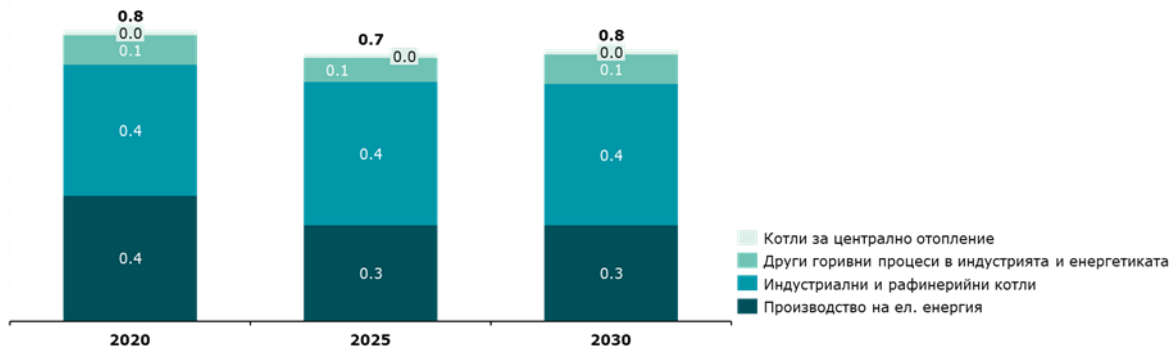
Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

<sup>17</sup> Разлики между общите и сумите на емисиите по сектори могат да възникнат поради закръгляне

<sup>18</sup> Разлики между общите и сумите на емисиите по сектори могат да възникнат поради закръгляне

<sup>19</sup> Разлики между общите и сумите на емисиите по сектори могат да възникнат поради закръгляне

**Фигура 80:** ЛОС емисии (ктн) в секторите, свързани с енергетиката до 2030 г. според моделирането на WAM Сценария



Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Емисиите от енергетиката са изчислени на базата на средноаритметичен коефициента на базата на последните налични данни, докладвани от големите горивни инсталации (ГГИ) през 2017 г. Моделът използва за прогнозите стандартно предположение, че за ГГИ ще се прилагат дерогации по Решение за изпълнение на ЕС 2017/1442 на Комисията<sup>20</sup>.

WEM и WAM сценариите в настоящия план предполагат съответствие с всички регулации и изисквания по отношение на околната среда, както и въвеждане за предвидените мерки в Националните програми на контрола върху замърсяването на въздуха 2020 г. – 2030 г., Националната програма за подобрието на качеството на въздуха от 2018 г.-2024 г. и предвидените промени в енергийната система според WAM като преминаване към високоефективни когенерационни инсталации. Мерките относно качеството на въздуха, които са относими и към намаляване на емисиите на парниковите газове, както и за измерението за Енергийната ефективност се взети в предвид в моделиране.

- По-ранно въвеждане/ влизане в сила на Регламента за еко-дизайн 2015/1185 за печки (Eco-Design Regulation 2015/1185 for stoves); и ускорено прекратяване на традиционните, замърсяващи отоплителни уреди на твърдо гориво (печки);
- Въвеждане на стандарт за качество на горивата за въглища (на национално ниво), сурогатни мерки за намаляване на съдържанието на влага в дърва за огрев, използвани в общините, които не изпълняват критерия за качество PM10 и потенциално максималния стандарт за съдържание на влага за дърва за огрев;

<sup>20</sup> За горивна инсталация с обща номинална топлинна мощност над 300 MW, която е специално предназначена за изгаряне на местни лигнитни горива и която може да докаже, че не може да приложи най-добрите практики по отношение на асоциираните нива на емисиите (BAT-AEL) поради технико-икономически причини

- Домакинствата, които са засегнати от задължителното преустановяване на използването на традиционните печки и преминаването към отопление на природен газ (повторно свързване и нови връзки), централно отопление (повторно свързване и нови връзки), или съвместимост с Eco-Design (Ecolabel) отоплителни уреди;

С прилагането на тези мерки и по-строгото съблюдаване на Българските и ЕС регулаторни изисквания за качество на въздуха, цялостната тенденция е значително да се намалят замърсителите на въздуха, както е показано на графиките по-горе. Значителното повишаване на използването на биомаса няма да бъде свързвано с повишаването на емисиите на ФПЧ, поради високоефективното използване на биомаса. Производството на електрическа енергия от горива от биомаса и в двата сценария WEM и WAM взема предвид изискванията на чл. 29 от Директива (ЕС) 2018/2001, съгласно които електрическата енергия се отчита само ако отговаря на едно или повече от следните изисквания:

- a. произведена е в инсталации с обща номинална топлинна мощност под 50 MW;
- b. електрическата енергия от инсталации с обща номинална топлинна мощност от 50 до 100 MW, се произвежда чрез използване на високоефективно комбинирано производство на енергия, или по отношение на инсталациите, произвеждащи само електрическа енергия е спазено ниво на енергийна ефективност, свързано с най-добрите налични техники (BAT-AEELs), както е определено в Регламент за изпълнение (ЕС) 2017/1142<sup>21</sup>;
- c. електрическата енергия от инсталации с обща номинална топлинна мощност над 100 MW, се произвежда чрез използване на технология за високоефективно комбинирано производство, или по отношение на инсталации, произвеждащи само за електрическа енергия, чрез постигане на нетен електрически КПД най-малко от 36%;
- d. е произведена чрез улавяне и съхраняване на CO<sub>2</sub>, с произход биомаса.

На този етап не е възможно да се направи директно сравнение между прогнозите в Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 и WEM и WAM сценариите, тъй като няма яснота относно съвместимостта на използваните методи и включените предположение в НПКЗВ. Основните тенденции обаче са сходни и показват продължаващо намаляване на емисиите на замърсители на въздуха и в двата случая.

---

<sup>21</sup> 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 (ОВ L 212, 17.8.2017 г., стр. 1

## **Въздействия от развитието на ВЕИ върху Натура 2000 зони, биоразнообразието и природните ресурси, включително отпадъците.**

Ограниченията във връзка с мрежата Натура 2000 пред развитието на ВИ (извън ВИ от биомаса) произтича от условията от Становище по Екологична Оценка (ЕО) на НПДЕВИ, Доклад за ЕО и Доклад за оценка за съвместимост (ОС) с предмета и целите на защитените зони на НПДЕВИ, както и от забрани в ПУРБ, заповедите за обявяване на защитени зони.

За целите на ИНПЕК въздействията, оценени в НПДЕВИ, бяха прегледани, преразгледани и актуализирани. Само въздействията с потенциал за дълготрайни и значителни отрицателни ефекти са обсъждани по-долу. Анализът, изложен долу, не представлява пълна екологична оценка Той е извършен в рамките на проекта, за да информира отговорните за взимане на решения относно потенциалните въздействия, ограничения и бариери пред развитието на определени ВЕИ източници и за да се даде представа как тези бариери могат да бъдат преодолени, минимизирани, смекчени и управлявани на правителствено ниво. Съответните препоръки от НПДЕВИ също са актуализирани и надградени, където е намерено за подходящо за целите на ИНПЕК.

Що се отнася до дълготрайните ефекти, по време на планиране и експлоатация има потенциални смекчителни мерки, които могат да бъдат приложени, или ограничителни мерки. Важните въздействия, които биха могли да имат трайни отрицателни ефекти върху зоните Натура 2000, защитените територии, биоразнообразието и природните ресурси през експлоатационния период на ВЕИ са главно следните:

По отношение на вятърната енергия:

- Смъртност на екземпляри, особено птици и прилепи (при сблъсъци) – за редки и защитени видове (всички прилепи са защитени) на национално и европейско ниво и за видове, защитени в зоните Натура 2000;
- Безпокойство на видове, вкл. видове, защитени в зоните Натура 2000;
- Въздействия върху целостта и структурата на Натура 2000 зоните;
- Загуба и влошаване на състоянието на защитените природни местообитания.

Зоните с доказан ветрови потенциал по Северното Черноморие се припокриват с миграционния маршрут Виа Понтика. Същият е случаят с миграционния маршрут Виа Аристотелис и други. Тези обстоятелства трябва да бъдат взети под внимание при анализа на потенциала на ВЕИ като ограничения.

В сценария WAM се предвижда основното производство на електрическа енергия от ВтеЦ да нарасне от 1 450 GWh на 2 049 GWh между 2020 г. и 2030 г. Това предполага изграждането на нови, както и увеличаване на мощността на съществуващите инсталации.

По отношение на хидроенергията:

- Промяна на хидроморфологичния режим и водния поток на водното тяло, което може да доведе до загуба на хранилища или загуба на природни местообитания, местообитания на водозависими видове и видове;
- Влошаване на състоянието на местообитания;
- Загуба или влошаване на състоянието на защитените природни местообитания във или по поречието на речното корито;
- Изменение и унищожаване на речните местообитания, водната и крайбрежната фауна; унищожаване и фрагментация на местообитания; бариерен ефект на речните видове; въздействие върху фауната поради непостоянен речен отток; безпокойство по време на експлоатацията на водноелектрическата централа;
- Промяната в хидроморфологията е фактор за промяна на екологичния статус на повърхността на водите и свързаните с тях екосистеми, поради ефекта на водовземането и бариерите в реки без изградени или добре функциониращи рибни пасажи.

Производството на електрическа енергия от ВЕЦ при сценариите WEM и WAM предвиждат спад от 2015 г. до 2020 г., съответно от 5 659 GWh до 4 707 GWh. В периода 2021-2030 г. прогнозираното производство запазва постигнатото ниво през 2020 г. В ИНПЕК не е предвидено изграждането на нови ВЕЦ.

Несигурностите, свързани с нивата и количествата на водите, свързани с промяната в климата, възпрепятстват по-нататъшното развитие на ВЕЦ в България до 2030 г. Отчетено е, че не се очаква въздействие върху околната среда и биоразнообразието, но в зависимост от конкретния проект е възможно въздействие върху питейната вода, т.к. водоснабдяването се счита за приоритет.

ВЕЦ-овете са уязвими както от наличието на водни ресурси поради изменението на климата, така от проявите му - засушаване, и за комплексното използване на водата за други цели – водоснабдяване, напояване и др. в съответствие с приоритетите по чл. 50 от Закона за водите.

Въздействието върху водите и спазването на изискванията на Директива 2000/60/ЕО за доброто състояние на повърхностните води, подземните води и водозащитните зони (които включват голяма част от зоните по „Натура 2000“, но не само, например защитени зони на вода, използвана за пиене) също трябва да се има предвид.

По отношение на слънчевата енергия:

- Фрагментация на природни местообитания и местообитания на видове;
- Влошаване на природни местообитания и местообитания на видове;
- Загуба на индивиди от видовете на флората и фауната;
- Промяна на начина на трайно ползване на земята на големи територии;

- Загуба на природни местообитания и местообитания на видове.

Идентифицираните въздействия се отнасят до индустриални слънчеви инсталации извън градските региони, а за соларните покриви няма идентифицирани въздействия. Извън обектите на Натура 2000 има множество терени с нископроизводителна земеделска земя и каменисти, неплодородни почви, които са подходящи за реализирането на фотоволтаични проекти, без да имат екологични ограничения и с действителен потенциал за предизвикване на позитивни възстановяващи ефекти.

Според сценария WAM, използването на слънчева енергия се предвижда да се увеличи от 1 664 GWh през 2020 г. на 4 998 GWh през 2030 г.

По отношение на биомасата:

- Загуба на природни местообитания и местообитания на видове;
- Промяна на хидроморфологията и хранването на реките от водните потоци заради обезлесяване на водосборите;
- влошаване на състоянието на горските екосистеми заради обезлесяване;
- влошаване на качеството и плодородието на почвите поради монокултури;
- ерозия на почвата заради обезлесяване и загуба на горскостопански остатъци;
- промяна на екологичния статус на горските местообитания: загуба/влошаване на защитени местообитания и местообитания на защитени видове;
- изчерпване и влошаване на почвите от неустойчиви енергийни култури, както и замърсяване на почвите заради използването на изкуствени торове и пестициди;
- унищожаване на естествени местообитания и местообитания на растения и животни заради почистване на пасища;
- намаляване на биоразнообразието и превръщане на важни за биоразнообразието местообитания (пасища, ливади, мочурища) в енергийни култури;
- навлизане на неместни видове;
- Обезлесяването на водосборните басейни води до промени в разполагаемостта на водните ресурси (както доброто състояние на горите е важен фактор за климатичните условия), както и до проблеми, свързани с наводнения и промени в качеството на водата поради ерозионни процеси във водосбора;
- Водата също е уязвима на изменението на климата, посредством суши и наводнения, и възможните въздействия от използването на горите могат да засилят този ефект;

- Използването на водната повърхност за питейно-битово водоснабдяване от язовири и речни водохранилища е в планинските райони на страната и водосборите на тези съоръжения са предимно гори, които трябва да бъдат опазени.

До 2030 г. се очаква брутното вътрешно потребление на биомаса и отпадъци да нарасне с 25% в сравнение с 2020 г., което ще бъде покрито както с увеличаване на първичното производство, така и на вноса. Въпреки че не се предвижда съществена промяна по отношение на потреблението на биогорива, ще има значително намаляване на търсенето на конвенционални биогорива (от 2 207 GWh през 2020 г. до 1 494 GWh през 2030 г.), което ще бъде компенсирано от нарастващото използване на биогорива от ново поколение (повече от тройна през 2030 г. в сравнение с 2020 г.), достигайки почти 1 100 GWh през 2030 г.

В сценария WAM се предвижда значително увеличение на производството на енергия от биомаса. В момента, според енергийните баланси, България изнася твърда биомаса (1 188 GWh) и внася (конвенционални) биогорива (750 GWh). Очаква се тази тенденция да се запази през прогнозния период: като износьт на твърда биомаса намалява, докато вътрешното потребление се увеличава. Очаква се вносьт на конвенционални биогорива и биогорива от ново поколение леко да се увеличи през прогнозния период, за да отговори на вътрешното търсене: очаква се и вътрешният производствен капацитет да се развие през прогнозния период.

Също така от общата биомаса през 2030 г. 2 589 GWh са за биогорива за транспортния сектор, от които 1 650 GWh се предвижда да бъдат внесени.

**Таблица 58:** Развитие на биомасата и отпадъците (GWh)

	2020	2030
<b>Брутно вътрешно потребление на биомаса и отпадъци, От което</b>	<b>18,634</b>	<b>23,280</b>
Биомаса	15,072	17,684
Отпадъци, От които	826	2,326
<i>Биоразградими отпадъци</i>	438	1,000
<i>Небиоразградими отпадъци</i>	388	1,326
Биогорива, От които	2,529	2,589
<i>Конвенционални</i>	2,207	1,494
<i>От ново поколение</i>	322	1,095
Биогаз и отпадъчни газове	207	681
<b>Общо предлагане на биомаса и отпадъци, От което</b>	<b>18,634</b>	<b>23,280</b>
Първично производство	18,576	22,751
Нетен внос	58	529

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

Най-интензивният сектор за използване на неразградимите отпадъци е представен от циментовата промишленост, която се очаква да използва в процеса на трансформация 336 GWh неразградими отпадъци през 2020 г. (което представлява приблизително 87% от общото потребление), съответно 846 GWh през 2030 г. (64% от общото потребление). Освен това увеличението на неразградимите отпадъци през периода 2020-2030 г. се обуславя и от развитието на проекта на Топлофикация София за производство на енергия от RDF.

От друга страна, брутното производство на електрическа енергия от неразграждащи се биологични отпадъци представлява незначителен дял, представляващ по-малко от 0,3% от общото брутно производство на електрическа енергия през целия период (2020-2030 г.). Брутното производство на електрическа енергия по видове отпадъци е представено в таблицата по-долу:

**Таблица 59:** Прогноза на брутното производство на електрическа енергия от отпадъци (GWh)

Брутно производство на електроенергия (GWh)	2020	2025	2030
Небиоразградими отпадъци	12	123	152
Биоразградими отпадъци	14	100	115
Общо отпадъци	<b>26</b>	<b>223</b>	<b>267</b>

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

В заключение, необходимата биомаса за постигане на целите в областта на климата и енергетиката може да идва от неоползотворените възможности за използване на големи количества биомаса от селското стопанство, аквакултурите, добитъка и др., както и от биоразградимите отпадъци (в периода 2020 - 2030 г. биоразградими отпадъци възлизат на 1 416 GWh), което също е в съответствие с принципите на Кръговата икономика.

За биогоривата моделът предвижда увеличаване на биогоривата от ново поколение, които ще се осигуряват в съответствие с подхода, описан в т. 2.1.1. Земеползване, промяна в земеползването и горско стопанство, като земята, предвидена за производството на суровини за производство на биогорива, ще намалее, тъй като потреблението на конвенционалните биогорива намалява значително.

В голяма част от идентифицираните въздействия горе могат да бъдат управлявани по време на етапа от процедурата по Екологична оценка на ИНПЕК. Разглеждането на тези препоръки ще подпомогне процеса на одобрение на екологична оценка (ЕО) на ИНПЕК и по-нататъшното му прилагане.

Мерките, ограниченията и препоръките, включени в НПДЕВИ, бяха проверени във връзка с приложимостта им към ИНПЕК. Описаните долу препоръки са базирани на резултатите от ЕО, включени в НПДЕВИ. По отношение на биомасата, в допълнение към НПДЕВИ, има още един стратегически документ – Национален план за действие за енергия от горска биомаса 2018-2027 г.



Увеличението на биомасата за производство на енергия повдига въпроса за добиването на тези количества и връзката на това с потенциала на поглътителите на емисии ПГ главно на горския сектор, който намалява поради намаляването на темпа на растеж на горите и средната възраст на горите.

В НПДЕВИ, който е в сила до 2020 г., са определени следните цели по отношение на биомаса:

- Увеличаване на дърводобива до 7 млн. плътни м<sup>3</sup> годишно до 2020 г.;
- Оползотворяване на до 50% слама, неизползвана до 2008 г., оползотворяване на до 90% слънчогледови люспи, отпадъчен продукт от производството на растително масло;
- Окрупняване на фермите за животни през следващите 3-5 години, което ще позволи изграждането на рентабилни предприятия за производство на биогаз;
- Увеличаване на производството на брикети и пелети от дървесни отпадъци, което ще позволи автоматизиране на управлението на процесите на горене;
- Постепенна подмяна на конвенционалните печки за отопление с горивни камери, използващи брикети и пелети, тъй като тяхната ефективност се увеличава.

Към момента на национално ниво има само един план, оценяващ потенциала на биомасата след 2020 г. – Националният план за действие за енергия от горска биомаса (НПДЕГБ) 2018-2027 г. Резултатите от приложените три подхода в НПДЕГБ за анализ и оценка на горската биомаса от дървесина и клони и отпадъчна биомаса, генерирана от дървопреработвателната и мебелната промишленост, които се използват в енергийния сектор, са представени в следната таблица:

**Таблица 60:** Сравнителна таблица за количествата дървен материал, подходящи за горска биомаса, и техния енергиен потенциал по вид на подхода за определянето им, средно за периода 2012-2016 г.

Подходи за оценката на потенциала на горска биомаса	Количества дървесина за дървесна биомаса, м <sup>3</sup>	Енергиен еквивалент (toe)*	Енергиен еквивалент (GWh)*
“Оптимистичен“ подход	4 291 842	1 056 400	12 286
“Формален“ подход	4 142 877	1 038 400	12 077
“Реалистичен“ подход	3 192 338	790 800	9 197
Изчислен енергиен потенциал на биомасата от дървесни отпадъци, генерирана от дървопреработвателната и мебелната промишленост		244 300	2 841

Източник: Национален план за действие за енергия от горска биомаса 2018-2027 г.

\*изчисления, преобразуващи toe в GWh съобразно 1 toe (тон нефтен еквивалент) + 11,63 MWh

НПДЕГБ 2018-2027 г. отчита количеството биомаса от гори, равняващо се на 15 127 GWh, следвайки оптимистичния подход за оценка и като се добави изчисления енергиен потенциал на дървесни отпадъци от мебелната промишленост.

Като се вземат под внимание резултатите от оптимистичния подход от НПДЕГБ (12 286 GWh), е видно, че това е по-малко количество от необходимото от 15 989 GWh през 2020 г. и 19 633 GWh през 2030 г. според сценария WAM. В НПДЕГБ е отбелязано, че има значителен потенциал за евентуално увеличаване на използването на горите в страната до 8,5-10 милиона m<sup>3</sup> стояща дървесина до 2020 г., което ще представлява до 70-75% от средногодишния прираст на горите в страната.

Настоящият ИНПЕК отчита това като единствен и надежден източник за осигуряване на необходимото количество биомаса. Снабдяването с биомаса, както ИНПЕК предполага, ще трябва да отговаря на критериите за устойчивост на Директива (ЕС) 2018/2001, за да бъде отчетено при постигането на целите за ВИ.

Сценария WAM е постижим при сегашните обстоятелства, тъй като моделът не разчита изцяло на горска биомаса за осигуряване на необходимото количество. Моделът използва средни стойности за ЕС, отчитайки характеристиките на българските икономически сектори, и разглежда възможността за използване на неразработения потенциал на други източници на биомаса като биоразградимата част на продукти, отпадъци и остатъци от биологичен произход от селското стопанство (включително животински и растителни вещества), от горското стопанство и свързаните с тях промишлености, от рибното стопанство и аквакултурите и биоразградими фракции на отпадъци, включително на промишлени и битови отпадъци от биологичен произход. Биоразградимите отпадъци (биоразградими фракции на промишлени и битови отпадъци от биологичен произход), които не са включени в горната таблица, също се считат като допринасящи за постигането на целите за ВИ.

Тези ресурси се счита, че ще отговарят на критериите на Директива (ЕС) 2018/2001. Тук интегрираният подход е приложим, разчитайки на насърчаването на кръговата икономика и използването на биоразградимите остатъци и отпадъци от икономическите сектори, които вместо да се считат за отпадъци, могат да бъдат мобилизирани и върнати обратно в икономиката като ресурс за захранване на българската енергийна система.

Самият НПДЕГБ отчита, че изчисленията на потенциала имат някои недостатъци от гледна точка на околната среда и устойчивостта, като например:

- Липса на биологични и екологични изследвания за оптималният процент на количество мъртва (и остатъчна) дървесина, които трябва да се оставят на мястото, за да се осигурят необходимите за екосистемата условия за възстановяване на горите;
- в плана се препоръчва да се проведат биологични и екологични проучвания на сечищата, с цел да се определи оптималният процент за събиране на лесосечните отпадъци;

- оцененият значителен потенциал за добиване на отпадъчна дървесина може да доведе до някои икономически и екологични затруднения. Освен това в заключението на плана се посочва, че сравнението между общия годишен прираст и реалната употреба показва, че за периода 2010-2015 г. общото количество на реално използвания (отсечен) дървен материал варира от 46,8% през 2010 г. до 60% през 2015 г. от общия годишен прираст. Това означава, че ако според оптимистичния подход 4 291 842 m<sup>3</sup> би представлявало от 40% до 60% от годишния прираст, удвояването на годишния добив на гората би представлявало минимум 80% до 120% от годишния прираст.

Такова процентово увеличение би противоречало на принципите, зададени в самия план в раздел "X. Стратегическа рамка на плана за действие за енергия от горска биомаса", където за Приоритет 1 („Устойчиво производство на биомаса като възобновяем енергиен източник“) и за Дейност 1.2.3 („Увеличаване на размера на ползването на дървесина в страната, докато се спазва принципа на устойчивост“) е предвидена следната цел: „Устойчиво увеличение на използването на дървесина в рамките под средния годишен прираст на горите в държавата“.

Освен това посоченото в НПДЕГБ значително увеличение на добива на биомаса не се потвърждава като подход и предположение в заключенията на Национален отчетен план за горите, съдържащ референтното ниво за горите на България за 2021-2025 г. г., изготвен в съответствие с чл. 8 на Регламент (ЕС) 2018/841 за включването на емисиите и поглъщанията на парникови газове от земеползването, промените в земеползването и горското стопанство в рамката в областта на климата и енергетиката до 2030 г., а именно: „Намаляване или драстично увеличение на добива на гори не се очаква в следващите 10-15 години.“

НОПЗ 2019 г. освен това прави препратка към Националната стратегия за развитие на горския сектор 2013-2020 г., където редица условия и изисквания, преориентиращи интереса на инвеститора към използването на дървесна биомаса в райони без риск от неблагоприятни екологични ефекти, са въведени с цел да се гарантира опазването на чувствителни зони, вкл. зоните Натура 2000, като например:

- 1) проучване, анализ и оценка на потенциала на залесените площи в България от гледна точка на възможностите за производство на енергия от дървесна биомаса;
- 2) разработване на Национална схема за устойчиво производство и потребление на дървесна биомаса за енергийни цели, която да включва съответните критерии за устойчивост.

Тъй като липсва препратка към НПДЕГБ в НОПЗ, може да се заключи, че оценките на НПДЕГБ не са взети предвид в НОПЗ за Земеползване, промяна в земеползването и горско стопанство както и точка 1) по-горе, позоваваща се на друг анализ, който все още се очаква да бъде развит.

Препоръка 2 по-горе също все още се очаква да бъде изпълнена, като се предполага, че тя ще съдържа и вземе предвид критериите за устойчивост на Директива (ЕС) 2018/2001<sup>22</sup>, за да се подпомогнат правителството и инвеститорите за лесно взимане на решения по проекти и средства за предлагане на биомаса, отговаряща на критериите, така че да може произведената енергия да се отчете към изпълнението на целите за ВЕИ.

Тези критерии за устойчивост, които е възможно да не са били взети предвид в НПДЕГБ, така че потенциалният добив не би бил подходящ за отчитане на целите за ВЕИ, включват изисквания като, но не само:

- Да не се използва биомаса:
  - от горски региони с висока консервационна стойност и други местообитания и земни площи с висока стойност, които защитават биоразнообразието и поддържат функциите на екосистемата, включително остатъчната биомаса;
  - от гори с високо ниво на биоразнообразие и други залесени земи, които са богати на видове , или са идентифицирани като гори с високо ниво на биоразнообразие от съответния компетентен орган, освен ако не са представени доказателства, че производството на този суров материал не пречи на тези цели за опазване на природата;
  - от защитени територии;
  - и т.н.
- В управлението на горите принципите на устойчивост са водещите принципи;
- Според различни проучвания е необходимо да се оставят поне 5% мъртва дървесина в управляваните гори, за да се избегне негативен ефект върху биоразнообразието (някои видове за опазване са силно зависими от мъртвата дървесина като среда на живот или хранителен субстрат) и върху микроклимата, включително характеристиките на почвата и кръговрата на веществата, но това трябва да е предмет на специално проучване, както е предписано в НПДЕГБ;
- Плантиции за бързо производство на биомаса – също от чужди и инвазивни видове, напр. пауловнията, които могат да имат негативно влияние върху горската екосистема; устойчивостта на горите спрямо рисковете, свързани с промените в климата, следва да бъде проучвана специално заедно със

---

<sup>22</sup> Чл. 26 до чл. 29 на Директива (ЕС) 2018/2001 от 11 декември 2018 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници (директива RED) и анекс 9 за производството на биогорива. Допълнителни критерии за биогорива са заложи в Делегиран регламент (ЕС) 2019/897 на Комисията от 13 март 2019 г.

самото място, за да се докаже, че е в съответствие с критериите за устойчивост;

- и т.н.

Според НОПЗ относно ЗПЗГС, не може да се очаква значително залесяване на нови територии. Ето защо и сценарият WAM не предвижда увеличаване на горските територии за производство и добив на биомаса.

По отношение на управлението на горите докладът за горския сектор, приложение към Националната стратегия за адаптация към изменението на климата, трябва да бъде взет предвид и при разработването на критерии за устойчивост на национално ниво, тъй като този доклад излага препоръки за мерки, така че горите да се адаптират към климатичните промени при планирането на горски дейности, сеч и залесяване. От съществено значение е съобразяването с критериите за устойчивост, съображенията относно климатичните промени, както и с аспекта, че заради гореизложените съображения е важно да се постигне синхронизация между стратегическите документи, свързани с управлението и използването на горите, като например доклада за горския сектор (където има конкретни предписания за управлението на горите и видовете, които трябва да се използват, за да се осигури устойчив прираст и развитие на българските гори), Националният план за действие за енергия от горска биомаса, Националната стратегия за развитие на горския сектор и Националният отчетен план за горите и определяне на референтното ниво на горите на България за периода 2021-2025 г.

Освен това Планът за производство на енергия от биомаса ще трябва да бъде преработен, взимайки предвид критериите за устойчив добив на Директива (ЕС) 2018/2001, за да се осигурят реалистични оценки на потенциала на биомаса, който ще може да бъде използван в изчисляването на постигане на целите за ВИ.

Тези съображения са приведени в съответствие с подхода в моделирането, което предполага фокусиране на усилията за намиране на необходимите допълнителни количества биомаса извън горския сектор и пристъпване към подхода на кръговата икономика в България.

Ето защо в раздел ЗПЗГС се предполага, че необходимата биомаса за постигане на целите в областта на климата и енергетиката може да идва от неизползваните възможности за оползотворяване на големи количества биомаса от селското стопанство, аквакултурите, животновъдството и т.н., както и от биоразградими отпадъци.

Освен това, както беше разгледано в раздел ЗПЗГС на настоящия доклад, общото количество земя, необходимо за производството на биоенергия, не се предвижда да се увеличи до 2030 г. Горската земя за биомаса ще претърпи промени и обработваемата земя за производство на биогорива се очаква да намалее след предвиденото преминаване от конвенционални към биогорива от ново поколение, които ще заемат значително по-малко обработваема площ.

Настоящият доклад надгражда вече съществуващи мерки и ангажименти чрез въвеждане на холистичния подход, необходим за прилагането на интегрирания план, и чрез стимулиране на прехода към едновременно нисковъглеродна и кръгова икономика. Основното предположение е, че България има пълният потенциал да се преориентира към използването на остатъчна и отпадъчна биомаса от селското стопанство, както и от биоразградими фракции на отпадъци от промишленост и битовите отпадъци, което от своя страна ще даде тласък на нови кръгови бизнес модели и ще допринесе за намаляването на емисиите на парникови газове от тези сектори.

В това отношение могат да бъдат въведени стимули за използването на нарушени терени за отглеждане на енергийни монокултури и инсталиране на ВЕИ инсталации, както и административни и други стимули за развитието на ВЕИ във вече антропогенни територии, вкл. върху трайно нарушени, повредени или замърсени терени като изоставени промишлени обекти.

България може да постигне допълнителен напредък към превръщането на отпадъците в ресурс и изграждането на кръгова икономика чрез намаляване на отпадъци, увеличаване на рециклирането и намаляване на депонирането. ЕС има амбициозни цели и нови правила, които да направят всички държави членки водещи в управлението на отпадъците. България трябва да направи необходимото, за да подобри значително управлението на отпадъци и да подsigури биоразградими отпадъчни ресурси за енергийната система.

До изпълнението на политиките и мерките описани по-горе за разработване на проучвания и анализ на национална оценка на потенциала за устойчива биомаса от всички съответни сектори, българското правителство може да използва предстоящия доклад, посветен на потенциала за биомаса в няколко държави от ЕС, вкл. България, който в момента се разработва от Wageningen Environmental Research (институт под егидата на Stichting Wageningen Research), Кралство Нидерландия, като част от H2020 проект CELEBio .

Този проект има за цел да укрепи благоприятната среда за био базирани предприятия в осем страни от Централна, Източна и Югоизточна Европа, които според индекса на иновациите на ЕС са „умерени или скромни новатори“ и проявяват по-малък интерес към дейностите и възможности, предлагани от BIC и BBI-JU.

Тази цел ще бъде постигната чрез събиране и споделяне на информация, базирана на факти, както и чрез насърчаване на работата в мрежа между заинтересованите страни в по-широк регионален и континентален обхват.

Следователно основната цел на CELEBio е да допринесе за насърчаване на развитието на биоикономиката в Република България, Чешката република, Хърватия, Унгария, Словашката република и Словения чрез изготвяне на базирани на факти планове за действие за всяка от целевите страни, както и чрез разпространение на информация за възможностите, предлагани от BBI. За тази цел екипът по проекта CELEBio ще подкрепи създаването на мрежа от информационни точки на BBI (BBI Ambassadors).

За да се определят основанията за по-нататъшни действия в подкрепа на усвояването на био базирани технологии и да се улесни контактът между заинтересованите страни в научните изследвания и промишлеността, проектният екип на CELEBio ще картографира заинтересованите страни в биоикономиката.

Като част от проекта в началото на 2020 г. ще бъде публикуван Доклад за България. В глави 2, 3 и 4 производството на биомаса, тяхното настоящо използване и каква биомаса може да бъде допълнително използвана са описани за селскостопанския, горския сектор и сектор отпадъци. Първо се обсъжда основното традиционно производство и наличността на биомаса за храни, фуражи и горска биомаса и дървесни продукти и как се обработва в по-нататъшната преработваща промишленост и / или се използва за вътрешния пазар и износ. Впоследствие се дава преглед на допълнителния потенциал за биомаса, който вероятно все още не се използва или се използва само частично и който е добра основа за развитие на нови дейности на биологична основа.

България има възможност да преразгледа своите политики и мерки до 2023 г., ако Националният анализ на потенциала за устойчива биомаса от всички сектори, отчитайки критериите за устойчивост на Директива(ЕС) 2018/2001, предоставя незадоволителни данни за биомасата, която може да бъде използвана за енергийни цели.

Постигането на целите за ВИ, зависещи основно от биомасата, може да доведе до по-ранна необходимост от внос на биомаса, ако биомасата от селското стопанство и остатъците и биоразградимите битови и промишлени отпадъци и остатъци не могат да запълнят разликата между необходимото количество биомаса и количествата, които могат да бъдат устойчиви източници, съгласно критериите за устойчивост на Директива (ЕС) 2018/2001. Друг начин би бил преразпределянето на дялове на ВЕИ от биомаса към слънчева и вятърна енергия, тъй като изглежда, че ако мерките, предписани в Националния план за действие за възобновяеми енергийни източници (НПДЕВИ) и потвърдени като подходящи за горната цел, могат да доведат до по-лесно преодоляване на бариерите за развитие на ВЕИ, отколкото тези за биомаса.

По отношение на производството на електрическа енергия от водна енергия, както Сценарий WAM, така и Сценарий WEM отчитат уязвимостта на водните ресурси, както и риска от тяхното намаляване в резултат на изменението на климата, като отчитат намаляване на производството на електрическа енергия от водните източници през периода 2015-2020 г. със 17% (от 5 660 GWh през 2015 г. до 4 707 GWh през 2020 г).

Предвижда се производството на електрическа енергия от водна енергия да остане постоянно през периода 2020-2030 г. Възможно е обаче, в зависимост от бъдещите хидроложки условия, използването на водна енергия за производство на електрическа енергия да бъде ограничено с цел осигуряване на непрекъснато водоснабдяване на населението. Такива решения ще се вземат за всеки отделен случай след внимателно разглеждане от съответните компетентни органи, като такива ограничения ще се прилагат от МОСВ, само когато сметнат за необходимо.

## **Въздействие върху здравето**

Тъй като замърсяването на въздуха представлява глобален риск за здравето, анализът на качеството на въздуха и емисиите, прогнозиран в ИНПЕК, въз основа на въведените мерки и политики и спазването на законодателството на ЕС в областта на околната среда се използва тук като средство за оценката на въздействието върху здравето.

Замърсяването на въздуха също така е признато като петият водещ фактор на риска за хронични заболявания. Световната здравна организация изчислява, че през 2010 г. в България е имало 11 787 преждевременни смъртни случаи, причинени от замърсяване на въздуха. Замърсяването на въздуха е най-големият риск на околната среда за здравето на европейците. Веднъж изпуснати, замърсителите преминават през различни физични и химични процеси (като транспорт, реакции, абсорбция и отлагане върху растителност или с дъждовна вода), влияещи върху качеството на атмосферния въздух, които могат да бъдат анализирани чрез измерване на концентрациите на замърсители. Замърсяването на въздуха засяга здравето на хората най-вече с прахови частици, азотен диоксид (NO<sub>2</sub>) и приземния озон. Емисиите на ФПЧ са основната причина за преждевременна смърт в резултат на замърсяване, причиняващи проблеми в дихателните (рак на белия дроб), сърдечно-съдовата или мозъчната (исхемични атаки) системи. Що се отнася до ОЗ, въпреки че обикновено е свързан с увреждане на земеделските системи, той също така оказва значително влияние върху здравето, свързано с респираторни заболявания.

Според мерките, определени в сценария WAM, България ще успее да намали, както емисиите на ПГ, така и водещи първични замърсители като ПЧ и NO<sub>x</sub>, което ще доведе до: (1) подобрение на качеството на въздуха, (2) намаляване на респираторните, сърдечно-съдовите и други заболявания, свързани със замърсяването на въздуха и (3) намаляване на дългосрочните икономически разходи за здравната система.

Мерки за енергийна ефективност, като топлоизолация, отопление (контрол на отоплението), вентилация, влажност, използване на гориво, площ и ориентация на остъкляването са ключови фактори, допринасящи за намаляване на прекомерния студ или топлина, замърсяването на въздуха и свързаните с тях рискове за здравето. Най-големите икономически и социални ползи от обновяването на сградите ще се реализират от подобрения в отоплението и изолацията.

## **Адаптиране към изменението на климата**

Влиянието на изменението на климата в България и възможностите за адаптиране бяха анализирани като част от Националната стратегия за адаптиране към изменението на климата и План за действие 2030 г.

Макроикономическият анализ е разработен на базата на два климатични сценария - изменение на температурата от 2° С (оптимистично) и 4° С (песимистично) до 2050 г. Всеки климатичен сценарий също е тестван за предположения за висока и ниска уязвимост във всеки сектор (по отношение на чувствителността към изменението на климата и способността за адаптиране). Изменението на климата може пряко (или



косвено) да повлияе на разходите и наличието на материали и производство в икономиката, което влияе върху нивото и структурата на цялостната икономическа дейност. Загубата на растеж на реалния БВП през 2050 г. в сравнение с базовия сценарий се оценява на около 1% при оптимистичния климатичен сценарий и 3,5% при песимистичния климатичен сценарий. Това би означавало, че прогнозираният годишен ръст на БВП от около 1,7 процента до 2050 г. ще бъде изцяло отменен, ако България е изправена пред пълното въздействие от повишаване на температурата с 2°C до 2050 г.

Отчитайки въздействието на сценариите за изменение на климата в България за целия сектор до 2050 г., икономическият анализ заключава, че:

- Изменението на климата предизвиква директен отрицателен ефект върху производителността в селскостопанския сектор (представен от растениевъдството), а оттам и спад на продукцията при всички сценарии. Производството на пшеница, зърнени култури и други култури претърпява най-голямо отрицателно въздействие в четирите региона на управление на речните басейни в България. Басейнът на р. Дунав, където селскостопанската производителност е най-висока, е подрегионът, който най-много страда от изменението на климата.
- Във всички разглеждани сценарии ще има спад в производството на енергийния сектор. Това се обяснява с намаленото търсене от страна на пазарната икономика, отразено като намалено производство.
- Транспортният сектор също има отрицателен резултат, като цялостният спад на икономическата активност (отрицателни промени в БВП) е причина за спада на търсенето на продукцията за тези сектори.
- Енергоемките сектори, включително химическа промишленост, черна и цветна металургия, циментова промишленост и керамична промишленост, имат положителен резултат на продукцията, воден от положителните условия на търговските промени, спомагащи за увеличаване на търсенето при износ, което спомага за смекчаване на намаляващото вътрешно търсене.

Общите изводи за други макроикономически и социални параметри са следните:

- След въздействието на изменението на климата в България, работните места ще се преместят от онези сектори, които са отрицателно засегнати.
- Изменението на климата ще промени цялостната търговска структура на България. По този начин ще има увеличение на вноса на стоки, чието вътрешно производство е силно повлияно от климатичните промени.
- При всички разглеждани сценарии за въздействие върху климата би имало увеличение на равнището на цените в цялата икономика. Освен това повишаването на цените на стоките може да доведе до значително намаляване на реалния доход и увеличаване на бедността, тъй като

домакинствата изразходват голям дял от доходите си за стоки, чиито цени значително се повишават (включително хранителни стоки).

- Като цяло приходите от квалифицирана и неквалифицирана работна ръка ще намаляват при всички сценарии. По този начин, в комбинация с нарастващите цени и намаляващите приходи от работна ръка, се очаква повече хора да паднат под прага на бедност. При тези климатични сценарии е много вероятно да има повече бедни хора, които живеят в България до 2050 г. Освен това е широко прието, че въздействията от изменението на климата, включително от екстремни метеорологични събития, влияят непропорционално върху по-ниските доходи и по уязвимите групи, засилвайки въздействието върху тези групи от повишаването на цените и намаляващите приходи.

Посланията, изникващи от анализа на адаптацията към изменението на климата, са обобщени, както следва:

- Потенциално може да има големи ползи от адаптацията, особено при по-високи нива на изменението на климата.
- Външните ресурси, като структурни фондове от Европейския съюз или техните приемници, или други дву- или многостранни механизми, фокусирани върху финансирането на климата, също могат да бъдат използвани за адаптиране, в допълнение към вътрешните ресурси.
- По отношение на разпределението на финансирането за адаптация, анализът заключава, че ориентирането на ресурсите за адаптиране в сектори (и не само към най-уязвимите сектори) носи повече ползи за българската икономика и гражданите, тъй като увеличава наличието на капитал в производствените сектори, с разширяване на производството и добавената стойност, отчасти надвишаващи отрицателните въздействия от изменението на климата.

### **5.3 Преглед на нуждите от инвестиции**

#### *і. Съществуващи инвестиционни потоци и прогнозни предположения за инвестиране по отношение на планираните политики и мерки*

Този раздел представя нуждите от инвестиции за националната енергийна система като цяло и по специфични сектори или области на инвестиции.

Направеният анализ показва, че за да се постигнат целите на ИНПЕК са необходими значителни инвестиции. В периода 2021-2030 г. при Сценарий WAM необходимите инвестиции са 42.7 млрд. евро, които са с приблизително 240 млн. евро повече в сравнение със сценарий WEM. Тази сума представлява нуждите от инвестиции в секторите на потреблението (индустрия, транспорт, услуги, домакинства и др.), както и нуждите от инвестиции в секторите за производство на електрическа и топлинна енергия в България. Предвидени са и инвестиции, свързани с модернизиране на

автомобилния парк с по-малко замърсяващи превозни средства, като например хибридни и електрически превозни средства. В секторите Домакинства и Услуги е оценена нуждата съответно от 11.8 и 4.2 млрд. евро за оборудване, свързано с енергия, и директни инвестиции в подобряване на енергийната ефективност.

По отношение на сектора за производство на електрическа и топлинна енергия ще са необходими общо 15.3 млрд. евро, като 3 млрд. евро са само за електрически централи на ВИ и 10 млрд. евро са предвидени за изграждането на два нови ядрени блока.

Таблицата по-долу предоставя обобщение на инвестиционните разходи, свързани със Сценария WAM:

**Таблица 61:** Общи инвестиционни разходи при Сценария WAM, млн. евро

	2021-2025	2026-2030	2021-2030
<b>Сектори на потребление</b>			
Индустрия <sup>23</sup>	1 172.38	924.4	2 096.78
Домакинства	5 523.30	6 308.62	11 831.92
Услуги	2 216.95	2 023.33	4 240.28
Транспорт	3 677.95	5 365.29	9 043.24
Неенергийно потребление	141.66	91.84	233.50
<b>Общо</b>	<b>12 732.24</b>	<b>14 713.48</b>	<b>27 445.72</b>
<b>Сектор производство на електрическа и топлинна енергия</b>			
Електрически централи	1 141.50	11 780.01	12 921.51
Когенерации и отоплителни централи	92.08	56.06	148.14
Съоръжения за съхранение		620	620.00
Power to X		3.45	3.45
Инвестиции в мрежата	747.99	839.04	1 587.03
Общо - производство на електрическа и топлинна енергия	1 981.57	13 298.56	15 280.13
<b>Общо</b>	<b>14 713.81</b>	<b>28 012.04</b>	<b>42 725.85</b>

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

### Инвестиции в индустрията

За целите на моделирането сектор Индустрия е разделен на подсектори, представени в следващата таблица. Изчислено е, че за периода 2021-2030 г. при Сценарий WAM ще са необходими приблизително 2.1 млрд. евро, което е с 24 млн. евро повече в

<sup>23</sup> Изключват се инвестиционните разходи за индустриални централи за производство на топлинна и електрическа и енергия за собствено потребление.

сравнение със Сценария WEM. Инвестиционните нужди произтичат главно от производството на топлинна и електрическа енергия за собствено потребление, преработката и повторното използване на отпадна топлина. Таблицата по-долу предоставя обобщение на инвестиционните нужди, свързани със Сценария WAM за сектор Индустрия:

**Таблица 62:** Нужди от инвестиции в индустрията при сценарий WAM

	2021-2025	2026-2030	Общо 2021-2030
Черна металургия	80.61	74.57	155.19
Цветна металургия	104.11	96.03	200.14
Химическа промишленост	231.38	132.06	363.44
Строителни материали	123.28	121.41	244.70
Хартиена и целулозна промишленост	280.93	62.89	343.81
Храни, напитки и тютюн	94.77	101.03	195.80
Машиностроене	67.51	67.98	135.49
Текстилна промишленост	18.91	12.70	31.61
Други	170.88	255.72	426.60
<b>Общо</b>	<b>1 172.38</b>	<b>924.40</b>	<b>2 096.78</b>

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

### Електрически централи

По отношение на централите за производството на електрическа енергия за периода 2021-2030 г. ще са необходими почти 13 млрд. евро, което е почти 35 млн. евро повече в сравнение със сценария WEM. Ще са необходими значителни инвестиции за технологии за производство на електрическа енергия от ВИ, като например ВтЕЦ и ФЕЦ, както и за горивни инсталации за изгаряне на биомаса и газ, както е показано в таблицата по-долу:

**Таблица 63:** Инвестиции в електроцентрали при сценарий WAM, млн. евро

	2021-2025	2026-2030	2021-2030
<b>ВЕИ, от които:</b>	<b>669.03</b>	<b>1 286.48</b>	<b>1 955.51</b>
ВтЕЦ	56.65	213.01	269.66
ФЕЦ	612.38	1 073.47	1 685.85
<b>Горивни инсталации, от които:</b>	<b>472.46</b>	<b>493.54</b>	<b>966.00</b>
Лигнитни без технология за улавяне и съхранение на CO <sub>2</sub> (CCS)		99.23	99.23
Технологии с газови турбини, затворен цикъл и без технология за улавяне и съхранение на CO <sub>2</sub> (CCGT without CCS)		320.81	320.81
Технологии с отворен цикъл, втр. горене и газ. турб.	190.08		190.08

Технологии на биомаса, без технология за улавяне и съхранение на CO2 (CCS)	282.38	73.50	355.88
Нови ядрени мощности		10 000.00	10 000.00
<b>Общо</b>	<b>1 141.49</b>	<b>11 780.02</b>	<b>12 921.51</b>

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

### Комбинирани и отоплителни централи

Общата инвестиционна потребност за комбинирани и отоплителни централи се изчислява на 148.15 млн. евро за периода 2021–2030 г., като по-голямата част от инвестициите са насочени към когенерации на природен газ и на биомаса. Тази стойност е с 16.5 млн. евро по-висока в сравнение със сценарий WEM. Приблизително 7 млн. евро ще бъдат инвестирани и през периода 2026–2030 г. за отоплителни централи, базирани на слънчева енергия. Таблицата по-долу показва обобщение на инвестиционните нужди, свързани с комбинирани и отоплителни централи за периода 2021–2030 г.:

**Таблица 64:** Инвестиции за когенерации & топлоцентрали при сценарий WAM, млн. евро

	2021-2025	2026-2030	Общо 2021-2030
Когенерации – газова турбина затворен цикъл без технология за улавяне и съхранение на CO2 (CHP Plant CCGT without CCS)	-	39.65	39.65
Когенерации – отворен цикъл, вѐтр. горене и газови турбини	23.49	-	23.49
Когенерации – биомаса без технология за улавяне и съхранение на CO2 (CHP Plant Biomass without CCS)	36.14	9.44	45.58
<b>Общо когенерации</b>	<b>59.63</b>	<b>49.09</b>	<b>108.73</b>
Отоплителни централи на природен газ	32.45	-	32.45
Отоплителни централи използващи слънчева енергия	-	6.97	6.97
<b>Общо отоплителни централи</b>	<b>32.45</b>	<b>6.97</b>	<b>39.42</b>
<b>Общо Когенерации &amp; Отоплителни централи</b>	<b>92.08</b>	<b>56.06</b>	<b>148.15</b>

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

## Инвестиции във възобновяема енергия в секторите за производство на електрическа и топлинна енергия

За постигане на целите за ВИ, заложен в ИНПЕК, България планира, да инвестира значителни средства в развитието на мощности за възобновяема енергия в секторите за производство на електрическа енергия и топлинна енергия. Тези инвестиции възлизат на почти 2.4 млрд. евро за периода 2021-2030 г., почти 75 млн. евро повече в сравнение със Сценария WEM. Очаква се около 1.7 млрд. евро да бъдат инвестирани в развитието на ФЕЦ, както и около 400 млн. евро в централи на биомаса. Таблицата по-долу показва обобщение на инвестиционните нужди за ВЕИ мощности за периода 2021 - 2030 г.:

**Таблица 65:** Инвестиции за ВЕИ в електро/топлинната енергия при сценарий WAM, млн. евро

	2021-2025	2026-2030	2021-2030
<b>Електроцентрали</b>			
ВтЕЦ	56.65	213.01	269.66
ФЕЦ	612.38	1 073.47	1,685.85
Биомаса без технология за улавяне и съхранение на CO2 (CCS)	282.38	73.50	355.88
<b>Електроцентрали общо</b>	<b>951.42</b>	<b>1 359.98</b>	<b>2 311.39</b>
<b>Комбинирани и отоплителни централи</b>			
Когенерации - биомаса без технология за улавяне и съхранение на CO2 (CHP Plant Biomass without CCS)	36.14	9.44	45.58
Отоплителни централи използващи слънчева енергия	-	6.97	6.97
<b>Комбинирани и отоплителни централи общо</b>	<b>36.14</b>	<b>16.41</b>	<b>52.55</b>
<b>Централи – Power to X</b>			
Електроцентрали за водород	-	3.45	3.45
<b>Общо:</b>	<b>987.56</b>	<b>1 379.84</b>	<b>2 367.39</b>

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

## Инвестиции в ефективност в секторите Домакинства и Услуги

В периода 2021-2030 г. в секторите Домакинства и Услуги се очакват значителни енергийни спестявания, поради което ще са необходими и значителни инвестиции. Енергийните спестявания са резултат от преминаване към по-ефективно оборудване: при сценарий WAM, в сравнение със сценарий WEM, се очаква повече оборудване да бъде заменено с по-ефективно оборудване (например стандартни уреди клас „А“ или клас „А+“, вместо клас „В“ или по-ниски категории), поради повишената

информираност на потребителите. Това съответства на допълнителни инвестиции от 33.3 млн. евро в оборудване по сценарий WAM в сравнение с WEM. Очаква се да се продължи обновяването на сгради, в резултат от провеждани политики за стимулиране обновяването на сгради (например прилагане на ЕСКО договори, които намаляват част от риска за отделните потребители), следователно стимулиращи енергийната ефективност, която е разходоефективна. За сектор Домакинства се изчислява, че ще бъдат необходими 557.15 млн. евро и 138.6 млн. евро за сектор Услуги. Това представлява обща инвестиция от 695.75 млн. евро за периода 2021-2030 г., което е почти 145 млн. евро повече, отколкото при Сценария WEM.

**Таблица 66:** Инвестиции в ефективност при сценарий WAM, млн. евро

	2021-2025	2026-2030	Общо 2021-2030
<b>Домакинства</b>			
<b>Оборудване</b>	5 289.37	5 985.39	11 274.76
<b>Директни инвестиции в ефективност</b>	233.93	323.22	557.15
<b>Домакинства общо</b>	<b>5 523.30</b>	<b>6 308.62</b>	<b>11 831.91</b>
<b>Услуги</b>			
<b>Оборудване</b>	2 133.42	1 968.26	4 101.68
<b>Директни инвестиции в ефективност</b>	83.53	55.07	138.60
<b>Услуги общо</b>	<b>2 216.95</b>	<b>2 023.33</b>	<b>4 240.28</b>
<b>Общо</b>	<b>7 740.25</b>	<b>8 331.94</b>	<b>16 072.20</b>

Източник: (B)EST модел, E3-Modelling

### Преглед на източниците на финансиране

По-долу е представен неизчерпателен списък на потенциалните източници на финансиране.

За следващата Многогодишна финансова рамка 2021-2027 г. България възнамерява да се възползва от структурните фондове за финансиране на инвестиционни нужди за декарбонизация на енергийния сектор, осигурявайки адаптиране към климата и справедлив преход. Според Анекс Г към Доклада за страната за България (Bulgaria Country Report) са определени приоритетни инвестиционни нужди с цел насърчаване на мерки за енергийна ефективност, подобряване на ефективността на ресурсите и управлението на отпадъците и насърчаване на прехода към кръгова икономика. България възнамерява да получи достъп до средства от ЕФРР и Кохезионния фонд:

- I. Структурни фондове: Европейски фонд за регионално развитие и Кохезионен фонд

Новата МФР 2021-2027 предоставя 273 милиарда евро за ЕФРР и КФ. Новата МФР ще има тематичен фокус, от който цел на политиката 2: по-зелена Европа и Цел на

политиката (ЦП) 3: по-свързана Европа, имат най-тясна връзка с инвестиционната нужда при Сценария WAM.

За енергийния сектор най-подходяща е ЦП 2. Тази ЦП насърчава по-зелена Европа с ниски въглеродни емисии, като насърчава прехода към чиста и справедлива енергия, зелени инвестиции, кръговата икономика, адаптация към изменението на климата и предотвратяване и управление на риска. В рамките на тази ЦП специфичните цели на ЕФРР/КФ са:

### **Насърчаване на енергийната ефективност и намаляване на емисиите на парникови газове**

В тази връзка са определени следните инвестиционни приоритети:

1. Мерки за подкрепа за подобряване на енергийната ефективност за зелени инвестиции и ниски емисии на въглероден диоксид от цялата икономика и цялата енергийна верига;
2. Подкрепа за енергийна ефективност на обществени, промишлени и жилищни сгради чрез обновяване, включително чрез присъединяване към компонента за консолидация по отношение на сеизмичния риск;
3. Подкрепа за енергийна ефективност за МСП, големи предприятия и местни власти.

### **Насърчаване на енергията от възобновяеми източници**

В тази връзка са идентифицирани следните инвестиционни приоритети: развитие и модернизация на капацитета за съхранение на енергия и резервни системи (backup systems), подкрепа на децентрализираното разпределение, адаптиране на преноса и разпределението, увеличаване на адекватността на електроенергийната мрежа.

### **Развитие на интелигентни енергийни системи, мрежи и съхранение извън ТЕН-Е**

В тази връзка бяха определени следните инвестиционни приоритети:

- a. Дигитализация на националната енергийна система в сегментите на транспорта, разпределението и потреблението и въвеждане на интелигентни системи за управление и мерки за подпомагане на прилагането на концепцията за интелигентен град стъпка по стъпка.
- b. Развитие на капацитета за пренос и разпределение на електроенергийните мрежи, за да се осигурят необходимите технически параметри за добра взаимосвързаност с трансевропейската енергийна инфраструктура за електроенергия.

За сектора **околна среда** ЦП 2 е най-приложима. ЕФРР/КФ преследват следните специфични цели за този сектор:

### **Насърчаване на адаптирането към изменението на климата, предотвратяване на риска и устойчивост на бедствия**



В тази връзка са определени следните инвестиционни приоритети:

1. Адаптиране към мерките за изменение на климата, предотвратяване или управление на климатичните рискове, наводнения и свлачища, пожари, бури и др.
2. Предотвратяване на риска и управление на неклиматични природни опасности (например земетресения) и рискове, свързани с човешки дейности (например технологични аварии), включително системи за повишаване на осведомеността, инфраструктура, гражданска защита и управление на бедствия.

### **Насърчаване на прехода към кръгова икономика**

В тази връзка са определени следните инвестиционни приоритети:

1. Управление на битовите отпадъци: мерки за предотвратяване, минимизиране, сортиране, рециклиране
2. Управление на битовите отпадъци: третиране на остатъчни отпадъци
3. Управление на търговски, промишлени или опасни отпадъци
4. Насърчаване на използването на рециклирани материали като суровини

Подобряване на защитата на природата и биоразнообразието, зелената инфраструктура, особено в градските райони и намаляването на замърсяването

За **транспортния сектор** най-подходяща е ЦП 3. Тази ЦП ще подкрепи следните инвестиции:

- Разработване на устойчива TEN-T мрежа, адаптирана към изменението на климата, сигурна и интермодална;
- Разработване и укрепване на устойчива, гъвкава и интермодална национална, регионална и местна мобилност, включително подобряване на достъпа до мрежата TEN-T и трансграничната мобилност.

## *II. InvestEU*

Програмата InvestEU по новата МФР предоставя гаранция от бюджета на ЕС в размер на 38 милиарда евро. Фондът ще бъде инвестиран посредством финансови партньори, като основният е групата на ЕИБ. Допустимите инвестиции са организирани в няколко прозореца на политиките, от които следните са най-тясно свързани с ИНПЕК:

- **Устойчива инфраструктура**

Тази област има за цел развитието на енергийния сектор, развитието на устойчива транспортна инфраструктура, иновативно оборудване и технологии, опазване на околната среда и ресурсите, развитие на цифрова свързаност на инфраструктурата. Допустимите инвестиции включват по-конкретно:

- Производството, доставката или използването на чиста, устойчива и безопасна енергия от възобновяеми ресурси и други енергийни източници, близки до нулеви или ниски емисии;
- Енергийна ефективност и енергийни спестявания;
- Развитие и модернизация на устойчива енергийна инфраструктура на ниво транспорт и разпределение на енергия, съхранение, интелигентни мрежи;
- Разработване на иновативни отоплителни и когенерационни системи с ниски или нулеви емисии;
- Производство и доставка на синтетични горива, получени от възобновяеми или въглеродно неутрални енергийни източници;
- Инфраструктура за системи за улавяне и съхранение на въглероден диоксид;
- Инфраструктура за алтернативни горива: електрическа енергия, водород и втечнени газове и други технологии с ниски и нулеви емисии;
- Проекти, насочени към борба с или адаптиране към изменението на климата.

- **Научни изследвания, иновации и дигитализация**

Тази област има за цел да стимулира дигиталната трансформация на европейските компании, пазари и държави членки на ЕС. Тя има за цел да постигне научно, технологично, икономическо и обществено въздействие чрез укрепване на научната и технологична база на ЕС, като крайната цел е да се изпълнят стратегическите приоритети на ЕС и да се осигури подкрепа за модернизацията на иновативните компании и за пускане на технологии на пазара.

- **Малки и средни предприятия**

Тази област има за цел да насърчи глобалната конкурентоспособност на МСП в целия ЕС на всеки етап от тяхното развитие.

- **Социални инвестиции**

Тази област цели: намаляване на неравенствата, повишаване на приобщаването, социалните предприятия и социалната икономика, социалното включване, подобряване на здравето на гражданите, общото благосъстояние и качеството на живот, което стимулира резултатите от образованието, като подкрепя справедливия преход към нисковъглеродна икономика.

Източници на финансиране извън МФР 2021-2027:

*III. Модернизационен фонд*

В периода 2021-2030 г. 2% от общото количество квоти на ЕС ще бъдат продавани на търг и средствата ще постъпват в МФ, съгласно чл. 10, параграф 1 от Директива (ЕС)

2018/410 на Европейския парламент и на Съвета за изменение на Директива 2003/87/ЕО с цел засилване на разходоефективните намаления на емисии и на нисковъглеродните инвестиции, и на Решение (ЕС) 2015/1814. Най-малко 70% от финансовите средства ще са насочени към следните области:

- Производство и използване на електрическа енергия, произведена от ВИ;
- Подобряване на енергийната ефективност (включително в транспорта, сградите, селското стопанство и отпадъците), с изключение на производството на енергия от твърди изкопаеми горива;
- Съхранение на енергия;
- Модернизация на енергийни мрежи, включително тръбопроводи в градските централни отоплителни системи, електропреносните мрежи, повишаване междусистемната свързаност между държавите членки;
- Справедлив преход на въглеродно-зависимите региони с цел подпомагане на превъзпитанието, развитието и наемане на нови позиции на човешки ресурси в съответните региони.

Тези приоритетни проекти ще бъдат финансирани до 100% от допустимите разходи. Проектите от други области, считани за неприоритетни, ще бъдат финансирани до 70% от допустимите разходи. Няма да бъде предоставяна подкрепа за проекти, базирани на твърди изкопаеми горива, с изключение на Румъния и България за ТЕЦ. ЕИБ като член на Инвестиционния комитет, ще оцени допустимостта на проектите, управлението на активите, осигуряване на приходи от квоти.

#### *IV. Заеми Европейска инвестиционна банка*

- Инвестиции в енергийна ефективност, като се вземе предвид целта на ЕС от 32.5% до 2030 г., особено за жилищни сгради, като се очаква да се въведе нов инструмент за енергийна ефективност - Европейска инициатива за обновяване на сгради, която също ще бъде насочена и към енергийната ефективност на МСП;
- Декарбонизиране на енергийните доставки, като се има предвид целта за целия ЕС за намаляване на емисиите на ПГ с най-малко 40% в сравнение с 1990 г. (в тази връзка ЕИБ ще поеме ангажимент да подкрепи интеграцията на енергийни проекти за ВИ и по-добро регионално сътрудничество);
- Подкрепа за инвестиции в иновативни технологии и нови видове енергийна инфраструктура;
- Сигурност, свързана с енергийната инфраструктура (ЕИБ продължава да подкрепя проекти от общ интерес, които не се отнасят до използването на изкопаеми горива).

От 2022 г. нататък, ЕИБ вече няма да финансира инвестиции, свързани с изкопаеми горива, включително природен газ, с изключение на тези, с емисии 250 gCO<sub>2</sub>/kWh или по-малко.

ЕИБ също ще си сътрудничи с ЕК при разработването на Фонда за справедлив преход с цел подпомагане на региони, които изпитват трудности при прехода към въглеродна неутрална икономика. ЕИБ ще финансира до 75% от допустимите разходи. Проектите ще се възползват от финансова подкрепа и консултантски услуги от ЕИБ.

#### *V. Частни инвестиции*

Трябва да се има предвид, че понастоящем информацията относно източниците на финансиране от фондовете на ЕС е временна и подлежи на промяна, тъй като МФР 2021-2027 г. все още не е официално финализирана по време на изготвянето на ИНПЕК.

#### *ii. Секторни или пазарни рискови фактори или пречки в национален или регионален контекст*

Основните потенциални източници на риск, които биха могли да възпрепятстват България в процеса на постигане на целите и амбициите, заложен в WAM, се свеждат до навременното и адекватно изпълнение на планираните политики и мерки. България има значителни нужди от инвестиции в областта на енергетиката и изменението на климата, които са тясно свързани с постигането на целите, заложен и в сценарий WAM.

По отношение на развитието на електрическата енергия, произведена от ВИ, България планира да инвестира повече във ВтЕЦ и ФЕЦ, както и да увеличи използването на биомаса за производство на електрическа енергия, и в това отношение България ще трябва да осигури устойчиво снабдяване.

Транспортният сектор също ще играе важна роля през периода 2021-2030 г. по отношение на декарбонизацията и използването на енергия от ВИ. В транспортния сектор ще има преход към алтернативни горива и нови технологии, като хибридни и електрически автомобили. В момента подобни технологии все още са скъпи, но се очаква в бъдеще икономическата им жизнеспособност да се подобри. Съответно, необходимо е да се удовлетвори нарастващото търсене на пътувания и следователно инвестиционните решения в тази област не трябва да забавят или възпрепятстват развитието на транспортната мрежа и на инфраструктурата. Тъй като преминаването към превозни средства с алтернативно гориво води до значителни инфраструктурни промени, от голямо значение е България да разработи обществено достъпни станции за зареждане на електрически превозни средства, станции за зареждане с природен газ и инфраструктура за зареждане с водород.

*iii. Анализ на допълнителното подпомагане с публични финанси или ресурси за преодоляване на недостатъците, установени в подточка*

Налични са редица механизми за финансиране от ЕС за подкрепа на развитието на устойчива мобилност в Европа, включително Механизма за свързване на Европа. Ще се насърчават и финансовите мерки за стимулиране на частните инвестиции, особено в областта на енергийната ефективност. Финансирането на проекти от общ интерес и заемите от ЕИБ също са важни източници на финансиране за целите на WAM.

**5.4 Въздействие на планираните политики и мерки, описани в раздел 3 върху другите държави членки и регионално сътрудничество най-малко до последната година от периода, обхванат от плана, включително сравнение с прогнозите, основани на съществуващите политики и мерки**

*i. Въздействие върху енергийните системи в съседните и други държави членки в региона до възможната степен*

*ii. По целесъобразност въздействие върху регионалното сътрудничество*

**Пазари на електроенергия**

Регламент № 2009/714 и придружаващите го насоки и мрежови кодове предвиждат, че на регионално ниво трябва да се координира пазарно-обусловен и недискриминационен процес на разпределение на трансгранични преносни капацитети. Съвместното бюро за разпределение (Joint Allocation Office) е дружеството за услуги, което подпомага пазарите на трансгранични преносни капацитети, като от 1 октомври 2018 г. то се превърна в Единна платформа за разпределение (Single Allocation Platform-SAP) за всички Европейските оператори на преносни мрежи (TSOs) в съответствие с чл. 59 от Регламент №2016/1719. JAO е собственост на двадесет и пет оператора на преносни системи (ОПС) от 22 държави.

ЕСО ЕАД е собственик на част от капитала на JAO от края на 2019 г., като ползва услугите на компанията за разпределяне на дългосрочни капацитети на границите с Румъния, Гърция и Сърбия. По отношение на краткосрочното разпределение на капацитети, ЕСО използва услугите на JAO за границите с Гърция и Сърбия. Разпределянето на капацитетите във времеви интервал ден напред на границата с Румъния се осъществява от румънския преносен оператор, което ще се промени след въвеждането на пазарното обединение между двете пазарни зони в края на 2020 г. На границата със Северна Македония, както дългосрочните, така и краткосрочните капацитети се разпределят съответно от македонския и българския преносни оператори. По отношение на границата с Турция, разпределението на капацитетите се извършва от всеки от операторите за 50% от договорения капацитет.

От месец януари 2019 г. са въведени дневни експлицитни търгове на българо-сръбската граница, които се провеждат от сръбския преносен оператор, а на границата с Румъния, след стартирането на пазарното обединение във времеви

интервал в рамките на деня на 19.11.2019 г., дневните капацитети се разпределят имплицитно.

Българската независима енергийна борса, администрира краткосрочните пазарни сегменти ден напред, и в рамките на деня. Премахването на тарифата за износ на електрическа енергия през 2019 г. година беше важна стъпка в посока за осъществяването на предстоящите пазарни обединения на националния пазар със съседните такива.

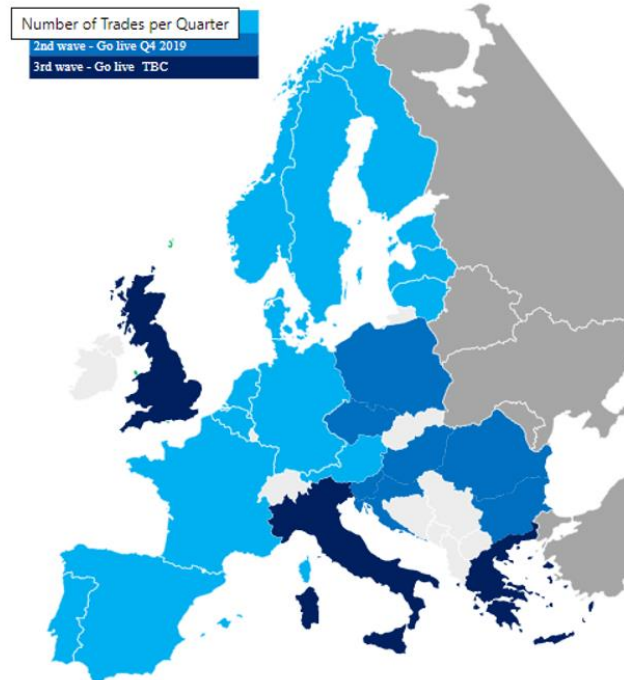
В ход са проекти за пазарно обединение във времевия интервал ден напред с Румъния и Гърция, като се очаква те да бъдат въведени в реална работа, първия до края на 2020 г., а втория в началото на 2021 г.

Допълнително се очаква през 2020 г. да се осъществи пазарното обединение във времевия интервал в рамките на деня на българо-гръцка граница, посредством локалния проект LIP 14.

Както е посочено в препоръките на ENTSO-E в третия доклад за Свързване при ден напред и в рамките на деня, българският преносен оператор - ЕСО подписа меморандум за разбирателство с Република Северна Македония и Албания. България има действащ проект с Република Северна Македония, който е в най-напреднал етап от действащите проекти със страните от Западните Балкани, които не са членки на ЕС. С Македония е приела законодателни промени в съответствие с Регламент № 2015/1222 и е регистрирала борсова компания.

В плана за действие на CESEC за електрическа енергия се планират редица допълнителни инициативи за пазарно обединение, наред с пазарното обединение ден напред на Италия-Гърция-България и Хърватия-Сърбия-България. И двата проекта са все още в начален стадии.

Пазарите на България и Румъния, в рамките на деня, бяха обединени на 19 ноември 2019 г. чрез локалния проект LIP 15, който беше част от втората вълна за пазарно обединение в съответния времеви интервал. По оценка на ENTSO-E трансграничният капацитет трябва да се удвои до 2030г., ако непрекъснато нарастващият дял на производството на възобновяема енергия трябва да бъде транспортиран до основните



потребители.

Преносната система на България е добре свързана със съседните страни, като най-силната връзка е с Румъния. В ход са значителни допълнителни инвестиции в мрежата, които да осигурят по-ефективно използване на трансграничните капацитети в съответствие с изискванията на Регламент № 2019/943. Освен инвестициите във вътрешната мрежа, понастоящем България изгражда и втора междусистемната връзка с Гърция - Марица Изток 1 - Неа Санта 400 kV, което ще добави още 1500 MW преносна мощност до 2021 г.

### **Пазари на природен газ**

Диверсификация на източниците и на маршрутите за доставка на природен газ е изключително важна цел, чието изпълнение ще гарантира сигурността на газовите доставки за България, региона и ЕС.

Основен проект с геостратегическо значение за диверсификация на газовите доставки за България и региона на Югоизточна и Централна Европа е интерконекторът Гърция – България (IGB). Проектът IGB ще осигури достъп на България и на страните от региона на Югоизточна и Централна Европа до Южния газов коридор, както и до съществуващия и планирания нов LNG терминали в Гърция до Александруполис.

Проектите в областта на природния газ, които изпълнява България - междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB), междусистемна връзка България-Сърбия (IBS), проект за LNG терминал до Александрополис, газоразпределителен център „Балкан“, разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ и проект за рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система са проекти от общ икономически интерес на ЕС, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и допринасят за диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ в региона на Югоизточна и Централна Европа.

---

## Част 2

Списък на параметри и променливи, които трябва да се докладват в раздел Б от националните планове<sup>24252627</sup>

*Следните параметри, променливи, енергийни баланси и показатели трябва да се докладват в раздел Б „Аналитична основа“ от националните планове, ако се използват:*

### 1. ОБЩИ ПАРАМЕТРИ И ПРОМЕНЛИВИ

- (1) Население, [милиони]
- (2) БВП, [млн. евро]
- (3) Брутната добавена стойност по сектори (включително основните промишлени сектори, строителството, услугите и селското стопанство), [млн. евро]
- (4) Брой на домакинствата [хиляди броя]
- (5) Размер на домакинствата [души/домакинство]
- (6) Разполагаем доход на домакинствата [евро]

---

<sup>24</sup> За плана, обхващащ периода 2021 – 2030 г.: за всеки параметър/променлива в списъка – в раздели 4 и 5 се докладват тенденциите за годините от 2005 до 2040 (по целесъобразност от 2005 до 2050 г.), включително за 2030 г., с петгодишен интервал. Указват се параметри, основани на външни допускания, и се сравняват с резултатите от моделиране

<sup>25</sup> Доколкото е възможно, докладваните данни и прогнозите трябва да се основават на данните на Евростат и да бъдат в съответствие с тях и с методологиите, използвани за докладване на европейските статистически в относимото секторно законодателство, тъй като европейската статистика е основният източник на статистически данни, които се използват за докладване и наблюдение в съответствие с Регламент (ЕО) № 223/2009 относно европейската статистика.

<sup>26</sup> Забележка: всички прогнози следва да се извършват въз основа на постоянни цени (като базови цени се вземат цените от 2016 г.)

<sup>27</sup> Комисията ще предостави препоръки за основните параметри за прогнози, обхващащи най-малко цените при внос на нефт, газ и въглища, както и цените на въглеродните емисии в СТЕ на ЕС.



- (7) Брой пътнички километри: всички видове транспорт, т.е., разделяне между автомобилния транспорт (ако е възможно, с отделни данни за леките коли и автобусите), железопътния транспорт, въздушния транспорт и националния воден транспорт (когато е подходящо) [милиони пътнички километри]
- (8) Товарен транспорт в тонкилометри: всички видове транспорт с изключение на международния морски транспорт, т.е., разделяне между автомобилния транспорт, железопътния транспорт, въздушния транспорт, националния воден транспорт (по вътрешни водни пътища и националния морски транспорт), [милиони тонкилометри]
- (9) Международни цени за внос на нефт, газ, въглища и гориво [евро/GJ или евро/toe] въз основа на препоръките на Комисията
- (10) Цени на въглеродните емисии в СТЕ на ЕС [EUR/EUA] въз основа на препоръките на Комисията
- (11) Предвиждания за обменния курс спрямо EUR и USD (когато е приложимо) [EUR/валута и USD/валута]
- (12) Брой отоплителни денградуси (HDD)
- (13) Брой охладителни денградуси (CDD)
- (14) Предвиждания за разходите за технологията, използвани в моделирането на основни относими технологии

## **2. ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ И ПОКАЗАТЕЛИ**

### **2.1. Енергийни доставки**

- (1) Местен добив по видове горива (всички горива и енергии, произведени в значителни количества), [ktoe]
- (2) Нетен внос по видове горива и енергоносители (включително електрическа енергия, като се указва нетен внос от ЕС и от страни извън ЕС), [ktoe]
- (3) Зависимост от вноса от трети страни, [%]
- (4) Основни вносители (държави) за основните енергоносители (включително природен газ и електрическа енергия)
- (5) Брутно вътрешно потребление на горива по видове източници (в това число твърди горива, всички горива и енергии: въглища, суров нефт и нефтопродукти, природен газ, ядрена енергия, електрическа енергия, топлинна енергия, възобновяеми енергийни източници, отпадъци) [ktoe]

## 2.2. Електрическа и топлинна енергия

- (1) Брутно производство на електрическа енергия, [GWh]
- (2) Брутно производство на електрическа енергия по видове горива (всички горива и енергии), [GWh]
- (3) Дял на комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия в общото производство на топлинна и на електрическа енергия, [%]
- (4) Електрогенериращи мощности по източници, в това число изведени от експлоатация и нови инвестиции [MW]
- (5) Производство на топлинна енергия от топлоелектрически централи
- (6) Производство на топлинна енергия от когенерационни централи, включително промишлена отпадна топлина
- (7) Капацитет за трансгранична взаимосвързаност за пренос на газ и електрическа енергия [определение за електрическа енергия в съответствие с резултатите от текущите обсъждания на основание на цел за 15-процентна взаимосвързаност] и прогнозни коефициенти на използване на този капацитет.

## 2.3. Сектор преобразуване на енергия

- (1) Входящо количество гориво в топлоелектрическите централи (включително твърди, течни и газообразни горива), [ktoe]
- (2) Входящо количество гориво в други процеси на преобразуване, [ktoe]

## 2.4. Енергийно потребление

- (1) Първично и крайно енергийно потребление, [ktoe]
- (2) Крайно енергийно потребление по сектори (включително промишлеността, жилищния сектор, услугите и транспорта (с посочване на данни поотделно за пътническия и товарния транспорт, когато такива са налични)), [ktoe]
- (3) Крайно енергийно потребление по видове горива (всички енергийни продукти), [ktoe]
- (4) Крайно неенергийно потребление, [ktoe]
- (5) Първична енергийна интензивност на икономиката като цяло (потребление на първична енергия на БВП, [toe/евро])
- (6) Крайна енергийна интензивност по сектори (включително промишлеността, жилищния сектор, услугите и транспорта (с посочване на данни поотделно за пътническия и товарния транспорт, когато такива са налични))

## 2.5. Цени

- (1) Цените на електрическата енергия по вид на използващ сектор (жилища, промишленост, услуги)
- (2) Национални цени на дребно на горивата (с включени всички данъци, по източник и сектор) [евро/ktoe]

## 2.6. Инвестиции

***Инвестиционните разходи в секторите на преобразуване, доставка, пренос и разпределение на енергия***

## 2.7. Възобновяеми енергии

- (1) Брутно крайно потребление на енергия от възобновяеми източници и дял на възобновяемата енергия в брутното крайно потребление на енергия, включително по сектори (електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане, транспорт) и по технологии
- (2) Производство на електрическа и топлинна енергия от възобновяема енергия в сградите; тук се включват, когато са налични, отделни данни относно произведената, потребената и подадената в мрежата енергия от слънчеви фотоволтаични системи, слънчеви топлинни системи, биомаса, термopомпи, геотермални системи, както и от други децентрализирани възобновяеми източници)
- (3) Когато е приложимо, други национални криви, включително дългосрочни или секторни (делът на произведените от хранителни суровини биогорива и на биогорива от ново поколение, делът на възобновяемата енергия в топлоснабдяването, както и възобновяемата енергия, произведена от градовете и енергийните общности, съгласно определението в член 22 от Директива (ЕС) 2018/2001.

## 3. ПОКАЗАТЕЛИ ВЪВ ВРЪЗКА С ЕМИСИИТЕ И ПОГЛЪЩАНИЯТА НА ПАРНИКОВИ ГАЗОВЕ

- (1) Емисии на парникови газове по сектори на политиките (СТЕ на ЕС, Регламент за разпределянето на усилията и LULUCF)
- (2) Емисии на парникови газове, определени в съответствие с методиката на Междуправителствения комитет по изменение на климата (МКИК), по сектори и по газове (по целесъобразност се дават данни поотделно за СТЕ на ЕС и секторите за разпределяне на усилията) [tCO<sub>2</sub>eq]
- (3) Въглеродна интензитетност на икономиката като цяло [tCO<sub>2</sub>eq/GDP]
- (4) Показатели във връзка с емисиите на CO<sub>2</sub>
  - а) Интензитетностна емисиите на парникови газове в собственото производство на електрическа и топлинна енергия [tCO<sub>2</sub>eq/MWh]

б) Интензитетност на емисиите на парникови газове в крайното енергийно потребление по сектори [tCO<sub>2</sub>eq/toe]

(5) Параметри във връзка с емисии, различни от CO<sub>2</sub>

а) Селскостопански животни: млекодайки крави (хиляди глави), немлекодайки животни (хиляди глави), овце (хиляди глави), свине (хиляди глави), птици (хиляди глави)

б) Внесено от прилагане на изкуствени торове количество азот [kt азот]

в) Внесено от прилагане на оборски тор количество азот [kt азот]

г) Азот, фиксиран от азотофиксиращи посеви [kt азот]

д) Азот от остатъци от селскостопански култури, върнати в почвата [kt азот]

е) Площ на обработваеми биологични почви [хектари]

ж) Генериране на твърди битови отпадъци (ТБО)

з) Твърди битови отпадъци (ТБО), които се депонират

и) Дял на уловен CH<sub>4</sub> от общото количество генериран CH<sub>4</sub> в депата [%]