МИНИСТЕРСТВО НА ЕНЕРГЕТИКАТА

Всеобхватна оценка на потенциала за прилагане на високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи в Република България

2021

СЪДЪРЖАНИЕ

I. ПРЕГЛЕД В СФЕРАТА НА ОТОПЛЕНИЕТО И ОХЛАЖДАНЕТО 14

1.1 Потребности на енергия за отопление и охлаждане 14

1.2 Потребности на енергия за охлаждане 27

1.3 Потребление на енергия за отопление и охлаждане по сектори 29

1.3.1 Потребление на енергия за отопление и охлаждане в Битов сектор 29

1.3.2 Потребление на енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги 32

1.3.3 Потребление на енергия за отопление и охлаждане в сектор Индустрия .. 35

1.4 Потребление на енергия за отопление и охлаждане от Районни отоплителни централи 38

1.5 Инсталации, генериращи отпадна топлина или отпаден студ и предлагания от тях потенциал за отопление или охлаждане, в GWh годишно 47

1.6 Национална топлинна карта 48

1.6.1 Области на търсене на енергия за отопление и охлаждане 51

1.6.2 Съществуващи точки на подаване на енергия за отопление и охлаждане .. 58

1.7 Прогноза за търсенето на енергия за отопление и охлаждане 58

1.8 Дял на енергията от възобновяеми източници и от отпадна топлина или отпаден студ в крайното потребление на енергия от сектора на районните отоплителни и охладителни системи 63

II. ЦЕЛИ, СТРАТЕГИИ, МЕРКИ И ПОЛИТИКИ 65

2.1. Роля на ефективното отопление и охлаждане за дългосрочното намаляване на емисиите на парникови газове и преглед на съществуващите политики 65

2.2 Общ преглед на съществуващите политики и мерки 67

2.2.1 Измерение „Декарбонизация“ 69

2.2.2 Измерение „Енергийна ефективност“ 71

2.2.3 Измерение „Енергийна сигурност“ 75

2.2.4 Измерение „Вътрешен енергиен пазар“ 75

2.2.5 Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“ 78

III. АНАЛИЗ НА ИКОНОМИЧЕСКИЯ ПОТЕНЦИАЛ ЗА ЕФЕКТИВНО ОТОПЛЕНИЕ И ОХЛАЖДАНЕ 79

3.1 Географски граници и граници на системите 79

3.2 Идентифициране на подходящи технически решения 82

3.3 Базов сценарий 87

3.3.1 Настояща структура от технологии за отопление и охлаждане 88

3.3.2 Потенциални технически възможности за въвеждане на нови мини и микро когенерационни системи за предоставяне на енергия за отопление и охлаждане 91

3.3.3 Наличие на природен газ и неговото отражение върху техническите опции92

3.3.4 Настояща структура от технологии за отопление и охлаждане 94

3.3.5 Бъдеща структура от технологии за отопление и охлаждане и темп на заместването им 98

3.4 Алтернативен сценарий 100

3.5 Икономически потенциал 103

3.6 Прогноза за икономическия потенциал на национално ниво 103

3.7 Модел, относим към базовия сценарий 109

3.7.1 Модел за Топлофикация София, представляваща съвкупност от ТЕЦ и отоплителни централи 109

3.7.2 Изводи от модела на техническа оценка и оценка на разходите и ползите в Топлофикация „София“ 112

3.7.3 Прогнозно развитие на топлинния товар за гр. София 113

3.7.4 Потенциал при използването на отпадъци 114

3.8 Анализ на разходите и ползите 117

3.9 Анализ на чувствителността 125

IV. ПОТЕНЦИАЛНО НОВИ СТРАТЕГИИИ, МЕРКИ И ПОЛИТИКИ 126

V. ИЗТОЧНИЦИ НА ИНФОРМАЦИЯ 129

СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА

АРП	Анализ на разходите и ползите
АУЕР	Агенция за устойчиво енергийно развитие
БВП	Брутен вътрешен продукт
БГВ	Битово горещо водоснабдяване
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВКПТЕЕ	Високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия
ВИ	Възобновяеми източници
ВтЕЦ	Вятърна електрическа централа
ДЕЕ	Директива относно енергийната ефективност
ЕЕ	Енергийна ефективност
ЕК	Европейска комисия
ЕС	Европейски съюз
ЕСМ	Енергоспестяващи мерки
КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
КЕП	Крайно енергийно потребление
КЕИ	Крайна енергийна интензивност
МВЕЦ	Малка водноелектрическа централа
МЕ	Министерство на енергетиката
НЕК	Национална електрическа компания
НПДЕЕ	Националният план за действие по енергийна ефективност/ Планът
НСИ	Национален статистически институт
НКС	Национална кординационна стратегия
ОЦ	Отоплителна централа
ПАВЕЦ	Помпено акумулираща водноелектрическа централа
ПЕП	Първичното енергийно потребление
ПГ	Парникови газове
СТЕ на ЕС	Системата за търговия с емисии на ЕС
ТПМ	Топлопреносна мрежа
ВКПТЕЕ	Централи за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия
ФЕЦ	Фотоволтаична електрическа централа

СПИСЪК НА ТАБЛИЦИТЕ

Таблица 1 Оценка на потреблението на енергия за отопление и охлаждане 18
Таблица 2 Оценка на потреблението на енергия за отопление и охлаждане 19
Таблица 3 Консумацията на електроенергия през летните месеци.....28
Таблица 4 Оценка на настоящото потребление (КЕП) за отопление и охлаждане от районни отоплителни мрежи.....39
Таблица 5 Районни отоплителни мрежи в географската граница 2019 г. 39
Таблица 6 Съществуващи технологии при районните отоплителни мрежи. 40
Таблица 7 Напредъкът по изпълнението на индивидуалните цели на задължените лица за периода 2017-2020 г. 42
Таблица 8 Производство на електрическа и топлинна енергия и мощност на комбинирани съоръжения за 2019г. 45
Таблица 9 Обобщен потенциал за производство на енергия от отпадна топлина.....48
Таблица 10: Прогнозни криви по технологии за енергията от ВИ за периода 2020-2030 г., ktoe - сектор енергия за отопление и охлаждане.....59
Таблица 11 Прогноза инсталирани мощности за производство на топлинна и електрическа енергия в Република България .....**Error! Bookmark not defined.**
Таблица 12 Прогноза използвани горива при Производството на топлинна енергия .....**Error! Bookmark not defined.**
Таблица 13 Текущо и прогнозно търсене на енергия за отопление и охлаждане в България през следващите 10-30 години* 62
Таблица 14 Мерки в подкрепа на постигане на националните цели в областта на високоефективното отопление и охлаждане за дългосрочно намаляване на емисиите парникови газове 68
Таблица 15 Прогнози на емисиите в сектор Енергетика, ktoe CO2**Error! Bookmark not defined.**
Таблица 16 Изпълнение на националната цел за енергийни спестявания за периода 71
Таблица 17 Оценка на мерките за повишаване на енергийната ефективност от НПДЕЕ през 2019 г 72
Таблица 18 Разпределение на общата кумулативна цел по години за периода 2021-2030 г., ktoe 75
Таблица 19 Търсене на топлинна енергия в сектори Битов и Услуги 79
Таблица 20 Възможности за разширяване на доставките на енергия за отопление и охлаждане в границите и извън границите на мрежата 79
Таблица 21 Прогнозно търсене и предлагане на енергия за отопление и охлаждане в границите на подсистемите.....80
Таблица 22 Възможни технически решения за отопление/охлаждане в зони с централно газоснабдяване.....84
Таблица 23 Възможни технически решения за отопление/охлаждане в зони без централно газоснабдяване.....85

Таблица 24 Настояща структура, технически допускания и оценка на разходите по технологиите за отопление.....89
Таблица 25 Избрани мини и микро когенерационни технологии, налични в Европа 91
Таблица 26 Топлофикационни централи за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по технологии и година на въвеждане.....97
Таблица 27 Условия и входни данни за икономически анализ 105
Таблица 28 Оценка на икономическия потенциал за районна отоплителна централа.....106
Таблица 29 Резултати от оценка на икономическия потенциал за изграждане на нова районна отоплителна централа 107
Таблица 30 Прогноза за икономическия потенциал на ефективните и възобновяеми технологии за отопление и охлаждане.....108
Таблица 31 Мощностите са представени индивидуално 110
Таблица 32 прогнозен топлинен товар по топлофикационен район към 2030 г.....114
Таблица 33 Технологични данни на RDF инсталация.....115
Таблица 34 Планирани инвестиционни дейности с техните прогнозни годишни стойности за периода 2020-2024 116
Таблица 35 Прогнозни цени на топлинната и електрическа.....116
Таблица 36 Прогнозни цени на емисии CO2.....117
Таблица 37 Допускания при изчисление на модела 121
Таблица 38 Резултати от анализа.....122

СПИСЪК НА ФИГУРИТЕ

Фигура 1 Крайно енергийно потребление по сектори.....15
Фигура 2 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане във всички сектори 20
Фигура 3 Структура на вложените енергийни ресурси за преобразуване в електроцентралите и топлоцентралите 22
Фигура 4 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в Жилищен сектор 22
Фигура 5 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги.....24
Фигура 6 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в сектор Индустрия.....25
Фигура 7 Процентно разпределение на технологиите, използвани за доставяне на енергия за отопление и охлаждане 26
Фигура 8 Процентно разпределение на предоставената енергия и нейния източник.....26
Фигура 9 Структура на крайното потребление на енергия за отопление и охлаждане по сектори 27
Фигура 10 Консумацията на електроенергия през летните месеци (в MWh) 29
Фигура 11 Процентно разпределение на енергията за отопление и охлаждане в Жилищен сектор, спрямо мястото на предоставяне.....30
Фигура 12 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в Жилищен сектор спрямо мястото на предоставяне 31
Фигура 13 Процентно разпределение на технологиите, доставящи енергия за отопление и охлаждане в Жилищен сектор.....31
Фигура 14 Процентно разпределение на енергията за отопление и охлаждане в Жилищен сектор, спрямо източника.....31
Фигура 15 Процентно разпределение по клас на енергопотребление на необновените жилищните сгради, въведени в експлоатация преди 2010 г. (анализ 2018г) 32
Фигура 16 Процентно разпределение на енергията в сектор Услуги, спрямо мястото на предоставяне.....33
Фигура 17 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги, спрямо мястото на предоставяне 34
Фигура 18 Процентно разпределение на технологиите, доставящи енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги 34
Фигура 19 Процентно разпределение на източници на енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги 35
Фигура 20 Процентно разпределение на енергията в сектор Индустрия, спрямо мястото на предоставяне.....35
Фигура 21 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в сектор Индустрия, спрямо мястото на предоставяне 37
Фигура 22 Процентно разпределение на технологиите, доставящи енергия за отопление и охлаждане в сектор Индустрия.....37
Фигура 23 Процентно разпределение на енергията за отопление и охлаждане в сектор Индустрия, спрямо източника.....37

Фигура 24 Процентно разпределение на енергията в зависимост от мястото на предоставяне 38
Фигура 25 Процентно разпределение на енергия за отопление и охлаждане от Районни отоплителни централи по сектори 38
Фигура 26 Разпределение на видове комбинирани инсталации 44
Фигура 27 Нетно производство на топлинна енергия, доставена до мрежата 45
Фигура 28 Вложени горива в комбинирани съоръжения за 2019 година 46
Фигура 29 Относителен дял на топлинна енергия по инсталации 47
Фигура 30 Средна плътност на използваната енергия за отопление по области (MWh/x/г.) 51
Фигура 31 Средна плътност на използваната енергия за охлаждане по области (MWh/x/г.) 52
Фигура 32 Обща плътност на използваната енергия за отопление по области (GWh/г.) ..52
Фигура 33 Обща плътност на използваната енергия за охлаждане по области (GWh/г.)..53
Фигура 34 Плътност на използваната енергия за отопление в жилищен сектор по области (GWh/г.) 53
Фигура 35 Плътност на използваната енергия за отопление в сектор Услуги по области (GWh/г.) 54
Фигура 36 Плътност на използваната енергия за отопление (в черен цвят) и охлаждане (в син цвят) в град София (GWh/г.) 55
Фигура 37 Плътност на използваната енергия за отопление (в кафяв цвят) и охлаждане (в лилав цвят) в град Пловдив (GWh/г.) 56
Фигура 38 Плътност на използваната енергия за отопление (в кафяв цвят) и охлаждане (в лилав цвят) в град Варна (GWh/г.) 57
Фигура 39 Прогнозни криви по технологии за енергията от ВИ за периода 2020-2030 г., ktoe - сектор енергия за отопление и охлаждане 60
Фигура 40 Ключови демографски и икономически показатели 60
Фигура 41 Индикатори за енергийна интензивност по сектори 61
Фигура 42 Входящо гориво за генериране на топлинна енергия (GWhe) 62
Фигура 43 Прогноза индикатори за въглеродна интензивност по сектори 62
Фигура 44 Дял на възобновяемата енергия за отопление и охлаждане, % 63
Фигура 45 Дял на въглеродните емисии от възобновяеми източници в крайното потребление на енергия от сектора на районните отоплителни и охладителни системи ..64
Фигура 46 Дял на въглеродните емисии от възобновяеми източници в крайното потребление на енергия от сектора на районните отоплителни и охладителни системи в периода 2013-2019 г. 65
Фигура 47 Производство на електрическа и топлинна енергия и мощност на комбинирани съоръжения 66
Фигура 48 Потенциал за производство на топлинна енергия в нови когенерационни инсталации 67
Фигура 49 Дял на въглеродните емисии от възобновяеми източници (биомаса) в крайното потребление на енергия по сектори 74

Фигура 50 Алтернативно решение за Когенерация в климатично неутрална енергийна система 87
Фигура 51 Прогноза на ЕК за брутното вътрешно потребление на газ в България (млн. м3). 93
Фигура 52 Прогнози за брутното вътрешно потребление прогнозираното неенергийно потребление на природен газ за периода 2020-2050 г. 93
Фигура 53 Дял на Топлофикационните централи в България 97
Фигура 54 Структура на настоящите технологии 2019г. 98
Фигура 55 Структура на технологии базов сценарий 2030.....99
Фигура 56 Структура на технологиите по горива при базов сценарий 100
Фигура 57 Структура на технологиите по горива при алтернативен сценарий.....101
Фигура 58 Структура на технологиите по горива при базов и алтернативен сценарий ..102
Фигура 59 Емисии CO2 t при развитие на базовия и алтернативния сценарий.....102

МЕРНИ ЕДИНИЦИ

г.	Година
кг	Килограм
лв.	Лева
м³	Метър кубичен
т	Тона
ха	Хектара
gCO2eq.	грама въглероден диоксид еквивалент
GWh	Гигават час
MJ	Мегаджаул
MW	Мегават
MWh	Мегават час
ktoe	Килотон нефтен еквивалент
kW	Киловат
kWh	Киловат час
т н.е.	тонове нефтен еквивалент

ОБЩИ КОЕФИЦИЕНТИ ЗА ЕНЕРГИЯ

В/To	**ТДж/TJ**	**Гкал/Gkal**	**Млн. т н.е./Mtoe**	**Млн. Бте/Mbtu**	**ГВтч/Gwh**
От/From	Умножава се с/Multiply by:				
ТДж/TJ	1	238.8	2.388×10^{-5}	947.8	0.2778
Гкал/Gkal	4.1868×10^{-3}	1	10^{7}	3.968	1.163×10^{-3}
Млн. т н.е./Mtoe	4.1868×10^{4}	10^{7}	1	3.968×10^{7}	11630
ГВтч/Gwh	3.6	860	8.6×10^{-5}	3412	1

ОСНОВНИ ДЕФИНИЦИИ

Брутно вътрешно потребление на енергия	резултативен показател, изчислен като от брутната налична енергия се извади международна морска бункеровка. Съгласно новата методология (в сила от 2017 отчетна година) показателят включва топлината от околната среда.
Енергийна зависимост	показва степента, в която една икономика зависи от вноса, за да посрещне енергийните си нужди. Показателят се изчислява като нетният внос се раздели на брутната налична енергия.
Енергийна интензивност	показва количеството енергия, необходимо за производството на единица брутен вътрешен продукт. Индикаторът се изчислява като отношение между брутната налична енергия (в тонове нефтен еквивалент) и БВП в хиляди евро по цени на 2010 г. и в хиляди левове, щатски долари и евро по цени на 2015 година.
Крайно енергийно потребление	обхваща цялата енергия, доставена на крайния потребител за всички енергийни нужди. Включва разхода на горива за произведената от заводските централи топлоенергия, която не се продава, а се използва за дейността на предприятията
Полезна енергия	цялата енергия, която е необходима на крайните потребители под формата на топлина и студ след като са преминали всички етапи на преобразуване на енергията в оборудването за отопление и охлаждане
Първична енергия	е енергията във вида, в който е добита от природата, т.е. енергията, която не е преобразувана като: въглища (отчита се пречистеното производство), суров нефт, природен газ, ядрена енергия, енергия от възобновяеми източници (водна, вятърна, слънчева, геотермална и топлина от околната среда), биомаса, биогазове, течни биогорива и невъзобновяеми горива. Съгласно последната актуализация на методологията, от отчетна 2019 г. показателят включва и първично производство на топлинна енергия. Последното се получава по оценка на количествата произведени електрическа и топлинна енергия от топлината от химични процеси и ефективността на производствения процес.
Районните отоплителни централи	произвеждат само топлоенергия с цел продажба
Общо доставена енергия	резултативен показател, изчислен като: производство на първична енергия + възстановени и рециклирани продукти + внос-износ + изменение на запасите - международна морска бункеровка - международни полети. Представлява количеството енергия, необходима за задоволяване на вътрешното потребление в страната. За вторичните продукти, получени от преобразователни процеси, общо доставената енергия може да е отрицателна.

. -.

Този документ е изготвен в съответствие със задължението на всички страни - членки на Европейския Съюз, произтичащо от член 14 от Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 Октомври 2012 относно енергийната ефективност, и по-специално член 22 от нея, като се има предвид, че с Директива 2012/27/ЕС се определят рамката и съдържанието на извършваните от държавите членки всеобхватни оценки на потенциала за ефективно отопление и охлаждане. С член 22 и член 23, параграф 2 от Директива 2012/27/ЕС Комисията се оправомощава да приема делегирани актове за адаптиране на изискванията от приложения VIII и IX. Въз основа на това е приет Делегиран регламент (ЕС) 2019/826 на Комисията от 4 март 2019 година за изменение на приложения VIII и IX към Директива 2012/27/ ЕС на Европейския парламент и на Съвета относно съдържанието на цялостни оценки на потенциала за ефективно отопление и охлаждане[1] и Препоръка (ЕС) 2019/1659 на ЕК от 25.09.2019 г. относно съдържанието на всеобхватната оценка на потенциала за ефективно отопление и охлаждане по член 14 от Директива 2012/27/ЕС.

Документът съдържа всеобхватна оценка на потенциала за прилагане на високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи в Република България . Оценката е технико-икономическа методология, насочена към идентифициране на потенциала с анализ на разходите и ползите на база на получените данни и направените проучвания. При изготвянето на този документ е използвана информация, предоставена от Министерство на енергетиката, Комисия за енергийно и водно регулиране, Агенция за устойчиво енергийно развитие, Национален статистически институт и други публични източници.

Тази оценка се актуализира на всеки пет години по искане на Комисията. Изготвянето на анализа е тясно свързано с механизмите за планиране и докладване по Регламент (ЕС) 2018/1999 относно управлението на Енергийния съюз и на действията в областта на климата (Регламент относно управлението) и се базира на предходната оценка.

Въз основа на предоставената и обобщена информация е обновена Национална топлинна карта. Изготвена е на базата на административна карта на България и съдържа информация за потреблението на енергия за отопление и охлаждане, както и на технологиите за задоволяване на тези потребности в отделните области и общини. Тя дава визуално представяне на области с голямо потребление на топлинна енергия и съответно местоположението на големите доставчици на топлинна енергия.

[1] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0826

ВЪВЕДЕНИЕ

Целта на член 14 от Директивата 2012/27/ЕС относно енергийна ефективност е преди всичко да се идентифицира потенциал за повишаване на енергийната ефективност чрез когенерация, централно отопление и охлаждане и използването на излишните източници на топлина. Тази Директива е част от целта към нисковъглеродна Европа през 2050 г., в съответствие с Парижкото споразумение, подписано на 22 април 2016 г. и ратифицирано от Европейския съюз на 5 октомври 2016 г. Член 1 от нея гласи, че енергийната ефективност е ценно средство за справяне с тройното енергийно предизвикателство на Европа: подобрява енергийната сигурност и независимост, намалява дължимото въздействие върху климата към потреблението на енергия и подобрява икономическия баланс.

Изискванията към държавите-членки се състоят от три основни елемента:

1) Идентифициране на технически потенциал

2) Анализ на разходите и ползите от наличните възможности

3) Предприемане на адекватни мерки, за да се гарантира развитието на икономически ефективни потенциали.

През 2018 г., като част от пакета „Чиста енергия за всички европейци“, беше договорено новото изменение на Директива за енергийна ефективност (2018/2002) за актуализиране на рамката на политиката до 2030 г. и след това.

За да изпълни този ангажимент, ЕС определи следните обвързващи цели за климата и енергетиката за 2030 г., както следва:

- Намаляване 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 брутното крайно потребление на енергия в ЕС;
- Осигуряване на минимум 15% ниво на междусистемна електроенергийна свързаност между държавите членки.

Цялостната оценка разглежда на интегрирана основа възможността да се отговори на нуждите от отопление и охлаждане на национално ниво по енергийно ефективен начин.

Ефективното отопление и охлаждане включва предимно използването на топлина от когенерация и възобновяеми енергийни източници, оползотворяване на отпадъчна топлина от промишлени процеси за задоволяване на търсенето за отопление и охлаждане и като цяло всички тези възможности за отопление и охлаждане, които постигат икономии на първична енергия в сравнение с базовия сценарий. Това е цялостна концепция, която обхваща всички възможности за отопление и охлаждане в съответствие с общото определение за енергийна ефективност, предвидено в Директивата.

Съгласно резултатите от анализа на разгледаните сценарии се определят точки, в които е налична отпадъчна топлина, и използването им за осигуряване на топлина на населените места чрез топлофикационни мрежи, тъй като анализът на разходите и ползите показва, че

основните икономически, социални и ползите за околната среда могат да възникнат при избора на този специфичен метод за генериране на енергийно ефективно отопление.

Когато бъде идентифициран рентабилен потенциал, трябва да се предприемат адекватни мерки за разработване на ефективна инфраструктура за централно отопление и охлаждане и/или за приспособяване на разработване на високоефективно комбинирано производство и използване на отопление и охлаждане от отпадъчна топлина и възобновяеми енергийни източници, както се изисква от член 14, параграф 4 от Директивата.

I. ПРЕГЛЕД В СФЕРАТА НА ОТОПЛЕНИЕТО И ОХЛАЖДАНЕТО

Съгласно Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент, изменена с Директива за енергийна ефективност (2018/2002) държавите членки извършват и уведомяват Комисията за всеобхватна оценка на потенциала за прилагане на високоефективното комбинирано производство на енергия за статуса на енергийното потребление, анализ за високоефективно комбинирано производство на енергия, както и оценка на разходите и ползите от използване на ефективни отоплителни и охладителни системи, по-специално системи, използващи високоефективно комбинирано производство на енергия.

Под термина „ефективно отопление и охлаждане“ се разбира вариант на отопление и охлаждане, който в сравнение с базовата технология, отразяваща обичайни условия на работа, измеримо намалява вложената първична енергия, необходима за осигуряване на една единица доставена енергия в границите на съответната система.

Понастоящем в страните членки не се използва изцяло потенциалът за използване на комбинираното производство на енергия като мярка за икономия на енергия. Насърчаването на високоефективно комбинирано производство на енергия, основаващо се на търсенето на полезна топлоенергия, е приоритет на страните членки, предвид потенциалните ползи от комбинираното производство на енергия по отношение икономия на първична енергия и намаляване на емисии, най-вече на парниковите газове. В допълнение, ефективното използване на енергията чрез комбинирано производство може също да допринесе положително за сигурността на енергоснабдяването и до конкурентно положение на Европейския съюз и неговите държави-членки.

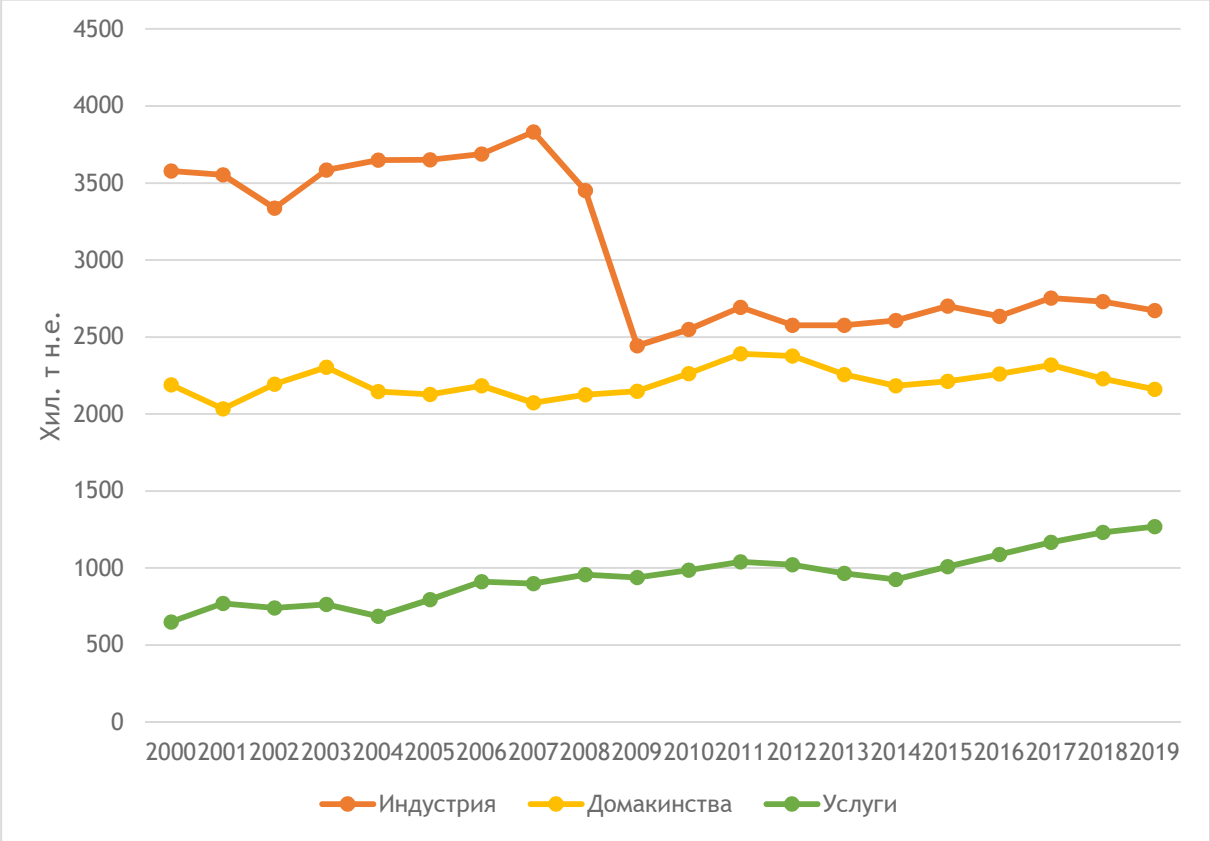
Потреблението на енергия за отопление и охлаждане се е увеличило умерено през последното десетилетие в България, продължителният ефект на Covid-19 вероятно ще подтисне този растеж. Очаква се умерено или отрицателно повишаване на търсенето, което отразява подобрената енергийна ефективност, скромен икономически растеж и отстъпване на текущите енергоемки отрасли.

Потенциал за увеличение на произведената и потребената енергия от високоефективно комбинирано производство за отопление и охлаждане може да се търси в инициативите, предприети в светлината на прилагане на мерки за енергийна ефективност в сгради и Индустрия и развитие на мрежите за пренос на водород, финансирани по Националния план по механизма за възстановяване и устойчивост, както и във връзка с изграждането на Инсталация за комбинирано производство на енергия с оползотворяване на RDF-гориво в Топлофикация София, която е с най-големия дял в топлофикационния сектор в страната.

1.1 Потребности на енергия за отопление и охлаждане

Анализът на полезната енергия е оценен до 2019 г. (НСИ, 2019), за да покаже полезното търсене на енергия за секторите за крайно потребление на отопление и охлаждане. За тази цел бяха оценени производствен сектор Индустрия, публичните и частните услуги и други икономически сектори, обобщени като Услуги, както и частните домакинства

определени като Жилищен сектор[2]. Следващата Фигура 1 показва генерирането на полезна енергия за отоплителни и охлаждащи приложения в страната. Вижда се, в последните 10 години крайното енергийно потребление в сектор Индустрия спада с 64% през 2019 г., спрямо 2007 г. и относително запазва тези нива. Крайното енергийно потребление в сектор Услуги е нараснало с 71% към 2019 г. спрямо 2007 г. Крайно енергийно потребление при домакинствата се характеризира с циклични колебания, обуславяни от различни икономически и социални фактори. През 2019 г. то е нараснало с 4% спрямо 2007 г., но спрямо 2017 г. през 2019 г. се наблюдава спад със 7% в сектора.



Фигура 1 Крайно енергийно потребление по сектори[3]
Източник: Национален статистически институт.

За да опрости отчитането за цялостна оценка на потенциала за ефективно захранване с енергия за отопление и охлаждане, Европейската комисия е предоставила образец, който се препоръчва за използване (Препоръка (ЕС) 2019/1659 на Комисията от 25 септември 2019). Когато се отчита текущото захранване с енергия за отопление и охлаждане, използвайки този шаблон, се прави разлика между енергията на място и енергията, предоставена извън площадката, като всеки от тях е допълнително разделен

[2] Понятията Жилищен, Битов и Домакинства могат да се считат за синоними.
[3] За изчислението на показателя съгласно дефиницията, НСИ използва данни за брутното вътрешно потребление, изготвени на базата на реалното отчетените количества енергия. Данните на НСИ се различават с тези на Евростат, тъй като за изчислението на показателя, Евростат използва данни за брутното вътрешно потребление, в които производството на атомната енергия е изчислено със среден коефициент за целия Европейски Съюз.

на сектори (жилищни сгради, услуги, индустрия и други сектори). В рамките на секторите е направено разделяне между изкопаеми горива и възобновяеми енергийни източници.

Настоящото предлагане на енергия за отопление и охлаждане към секторите на крайно енергийно потребление (GWh годишно) е разпределено по технологии и според начина на добиване на енергията - от изкопаеми и от възобновяеми източници. Направено е и разграничение между източници на мястото на потребление и източници извън мястото на потребление на енергия. Съгласно точка 2, буква а) от приложение VIII към ДЕЕ, трябва да се докладват най-скорошните налични данни в GWh годишно, поради тази причина анализът и докладваните стойности са към 2019 година. Оценката на годишните потребности от отопление и охлаждане като полезна енергия и количествено определяне на крайното енергийно потребление по сектори е показана съответно в

Таблица 1 и Таблица 2.

Енергия, която е необходима на крайните потребители под формата на топлина и студ след като са преминали всички етапи на преобразуване на енергията в оборудването за отопление и охлаждане е оценена по секторите („промишленост“), („услуги“), както и частните домакинства („домакинства/жилищен“). Във всеки от трите дефинирани сектора са взети предвид онези области на полезно производство на енергия, които са от значение за отоплението и охлаждането (а именно „отопление и климатизация на помещенията“, „ВКПТЕЕ“ и „отоплителни котли“).
Жилищният сектор и по-голямата част от сектора на услугите се състоят от голям брой малки и средни потребители, разпръснати на територията на дадена община или друга териториална единица. Тяхното търсене на енергия е основно за отопление/охлаждане на помещения, поради което се определя от застроената площ, която изисква отопление и/или охлаждане.

Промишленият сектор обичайно се състои от малко на брой големи потребители на топлинна енергия, чието потребление се определя от промишлени процеси.

„Други сектори“ обхваща сектори, чийто дял на търсене на енергия за отопление/охлаждане самостоятелно не представлява по-малко от 5 % от общото национално търсене на полезна енергия за отопление и охлаждане.

За оценка на предоставената енергия за отопление и охлаждане са използвани данни от Енергийни баланси 2019 на Националния статистически институт, информация предоставена от Министерството на енергетиката, данни в публичните регистри на КЕВР, АУЕР и данни, предоставени от 13 топлофикационни дружества.

Таблица 1 Оценка на потреблението на енергия за отопление и охлаждане

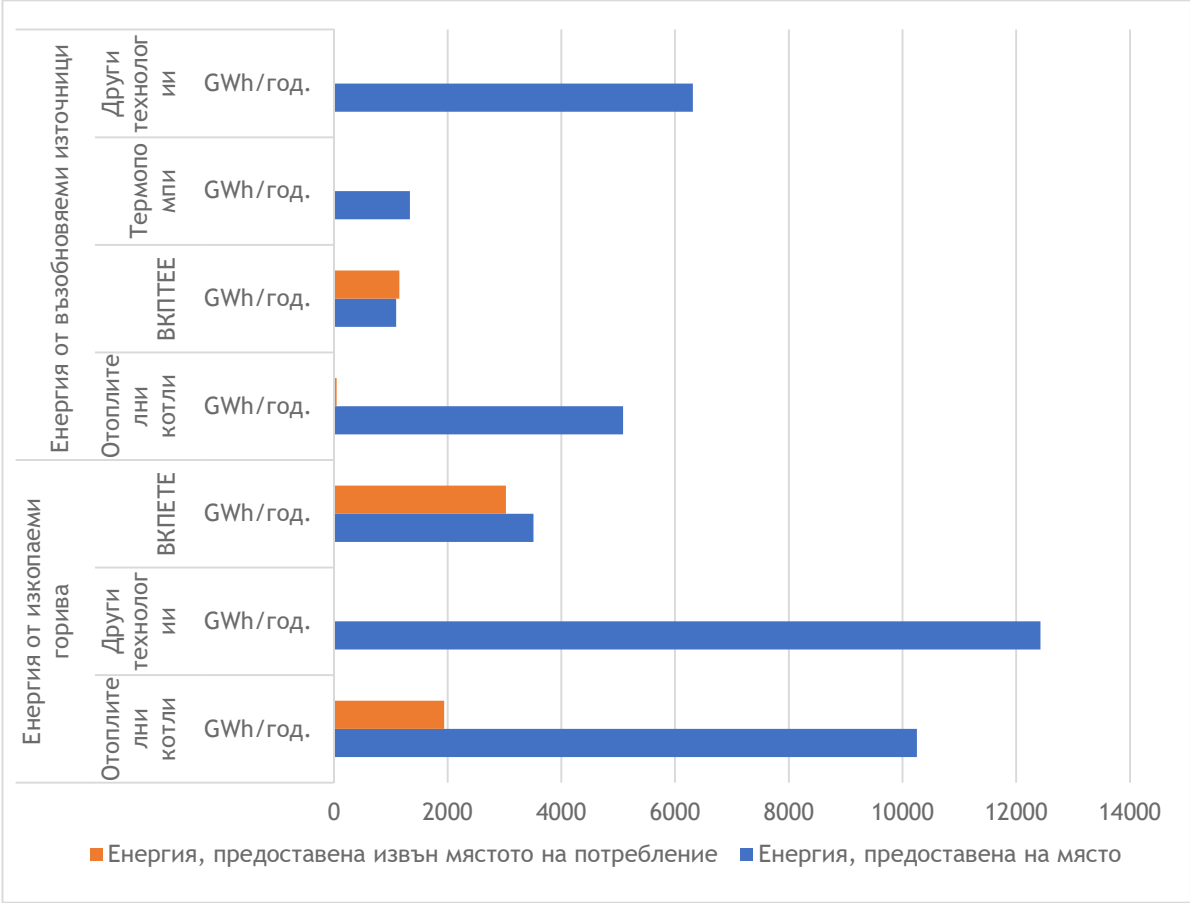
2019	Енергия, предоставена на мястото		Единица	Стойност
Жилищен сектор	Източници на изкопаеми горива	Отоплителни котли	GWh/год.	**929,86**
		Други технологии	GWh/год.	**5210,02**
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	
	Възобновяеми източници на енергия	Отоплителни котли	GWh/год.	**2002,68**
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	
		Термопомпи	GWh/год.	
		Други технологии	GWh/год.	**6135,43**
Сектор на услугите	Източници на изкопаеми горива	Отоплителни котли	GWh/год.	**1158,26**
		Други технологии	GWh/год.	**5252,73**
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	
	Възобновяеми източници на енергия	Отоплителни котли	GWh/год.	**1297,17**
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	
		Термопомпи	GWh/год.	**1340,80**
		Други технологии	GWh/год.	**175,91**
Сектор Индустрия	Източници на изкопаеми горива	Отоплителни котли	GWh/год.	8166,57
		Други технологии	GWh/год.	1966,17
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	3510,82
	Възобновяеми източници на енергия	Отоплителни котли	GWh/год.	1787,37
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	1095,71
		Термопомпи	GWh/год.	
		Други технологии	GWh/год.	
Други сектори	Източници на изкопаеми горива	Отоплителни котли	GWh/год.	
		Други технологии	GWh/год.	
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	
	Възобновяеми източници на енергия	Отоплителни котли	GWh/год.	
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	
		Термопомпи	GWh/год.	
		Други технологии	GWh/год.	

(Източници: собствени анализи въз основа на НСИ 2019, крайно енергийно потребление по сектори)

Таблица 2 Оценка на потреблението на енергия за отопление и охлаждане

Енергия, предоставена извън мястото на потребление			Единица	Стойност
Жилищен сектор	Източници на изкопаеми горива	Отоплителни котли	GWh/год.	**1125,17**
		Други технологии	GWh/год.	
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	**1754,32**
	Възобновяеми източници на енергия	Отоплителни котли	GWh/год.	**29,44**
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	**668,45**
		Термопомпи	GWh/год.	
		Други технологии	GWh/год.	
Сектор на услугите	Източници на изкопаеми горива	Отоплителни котли	GWh/год.	**441,14**
		Други технологии	GWh/год.	
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	**687,81**
	Възобновяеми източници на енергия	Отоплителни котли	GWh/год.	**11,54**
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	**262,08**
		Термопомпи	GWh/год.	
		Други технологии	GWh/год.	
Сектор Индустрия	Източници на изкопаеми горива	Отоплителни котли	GWh/год.	**374,25**
		Други технологии	GWh/год.	
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	583,51
	Възобновяеми източници на енергия	Отоплителни котли	GWh/год.	9,79
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	222,34
		Термопомпи	GWh/год.	
		Други технологии	GWh/год.	
Други сектори	Източници на изкопаеми горива	Отоплителни котли	GWh/год.	
		Други технологии	GWh/год.	
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	
	Възобновяеми източници на енергия	Отоплителни котли	GWh/год.	
		ВКПТЕЕ	GWh/год.	
		Термопомпи	GWh/год.	
		Други технологии	GWh/год.	

(Източници: собствени анализи въз основа на НСИ 2019, крайно енергийно потребление по сектори)



Фигура 2 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане във всички сектори

Оценката на настоящото предлагане на енергия за отопление и охлаждане включва съчетаване на различни набори от данни, низходящо и възходящо обработване на данните и използване на хипотези и допускания:

- ***Битов сектор:***

КЕП в Битов сектор, съгласно националната статистика, се оценява на 25 119.64 GWh/y. След преобразуване на КЕП в сектора, съгласно направените допускания по-долу е оценена общата потребена енергия за отопление и охлаждане в размер на 17 855.4 GWh/y.

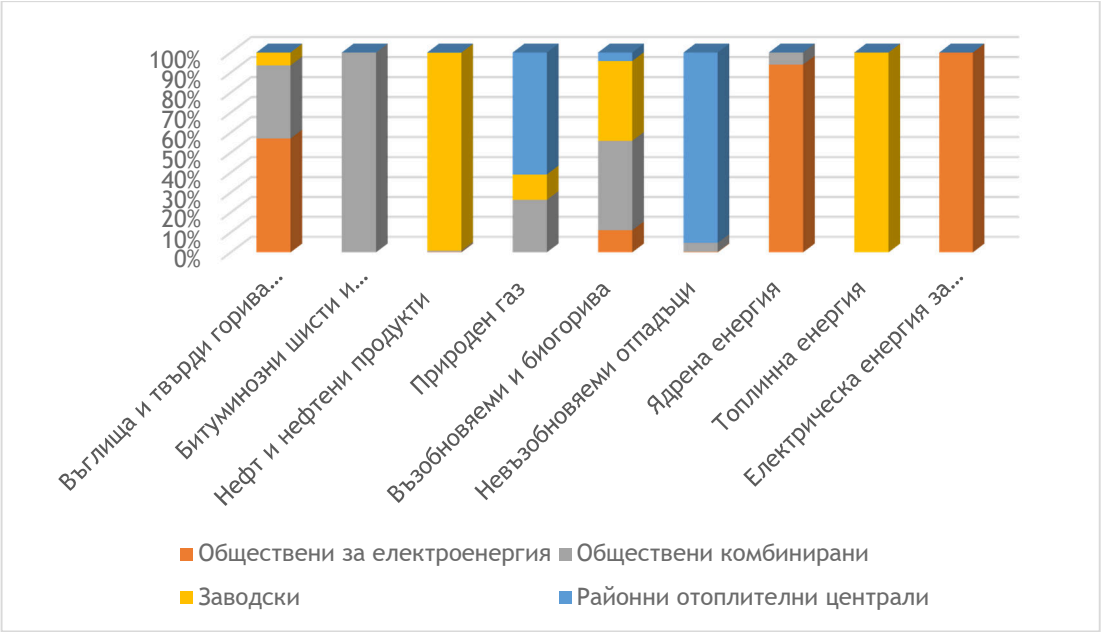
За разпределнието на предоставената енергия за отопление и охлаждане от източници на място и източници извън мястото на потребление, използваната технология е използван следният алгоритъм:

- В други технологии е определено, че същите обхващат потребената електроенергия и твърди фосилни горива (въглища). В графата други технологии, източници на изкопаеми горива, се отнася потреблението на електроенергия за климатични системи въздух-въздух, електрически печки, електрически бойлери за топла вода, локални отоплителни инсталации на изкопаеми горива (въглища).

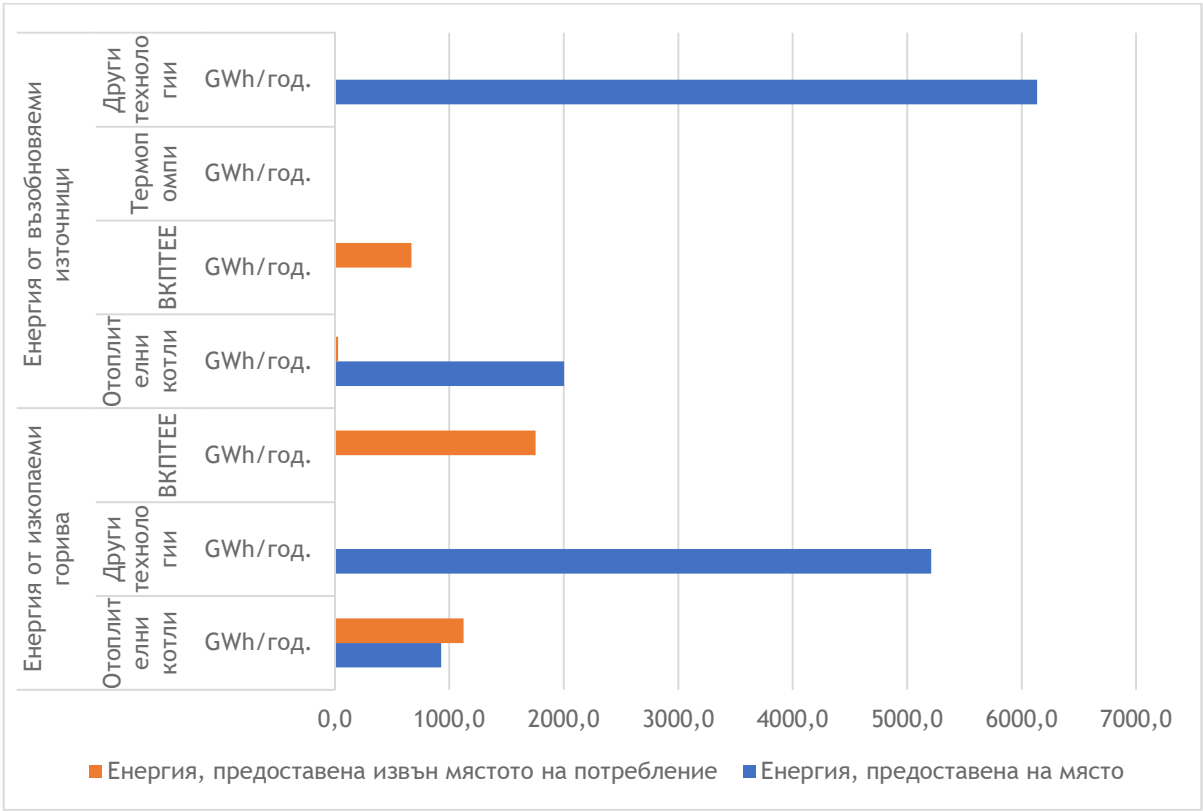
- За оценка на използването на възобновяема енергия в сектора са приети данните за употребата на биомаса и слънчева термална енергия. Направено е допускането, че 25% от енергията на биомаса и цялата енергия произведена от природен газ се предоставя от локални отоплителни инсталации. Получените стойности са отразени в таблицата, съответно отоплителни котли от невъзбновяеми и възобновяеми източници. Стойностите за енергия от възобновяеми източници са резултативни величини от енергия за отопление от слънчеви колектори и 75% от енергията от биомаса, потребявана чрез други технологии.
- За „високоефективна когенерация“ за енергия предоставена на място е направено предположението, че същата се използва само директно в индустриалния сектор и съответно, не е разпределена в Битов сектор.

Съгласно публикуваните данни в НСИ за 2019 г. енергията за отопление и охлаждане, предоставяна извън мястото на потребление, възлиза на 6 170 GWh, като същата е разпределена в сектор домакинства при следните изчисления и допускания:

- Установеното общо количество енергия за отопление и охлаждане от „високоефективна когенерация“ и отоплителни котли доставена извън мястото на потребление в количество на 10 777 GWh/г. Определено е количеството топлинна енергия доставена от районни отоплителни инсталации (отоплителни котли) в количество на 1992 GWh/г. Определен е делът на енергията за отопление и охлаждане доставяна от отоплителни котли, съгласно съотношението на общата използвана енергия извън мястото на потребената топлинна енергия и енергията и доставена от районни отоплителни централи (отоплителни котли). Съгласно процентното съотношение е определено количеството енергия за отопление и охлаждане доставяна от високоефективна когенерация и отоплителни котли.
- Направено е разпределение на енергията от възобновяеми източници, съгласно дела на общото количество потребена енергия, с дяловото разпределение на използваната енергия от ВИ, съгласно Фигура 3. Остатъкът е отнесен към съответното потребление от невъзобновяеми източници.
- За ВКПТЕЕ стойностите са получени, като от общото количество потребена енергия в сектора извън мястото на потребление е извадена потребената енергия от отоплителни котли и полученият резултат е отнесен в графи ВКПТЕЕ възобновяеми и невъзобновяеми източници, съгласно дяловото разпределение на използваните горива, показани на Фигура 3 (Източник НСИ).



Фигура 3 Структура на вложените енергийни ресурси за преобразуване в електроцентралите и топлоцентралите[4]



Фигура 4 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в Жилищен сектор

[4] Заводски топлоелектрически централи- основната им дейност е производство на електроенергия, или комбинирано производство на електроенергия и топлоенергия, изцяло или частично за собствени нужди като дейност, която подпомага тяхната основна дейност (НСИ).

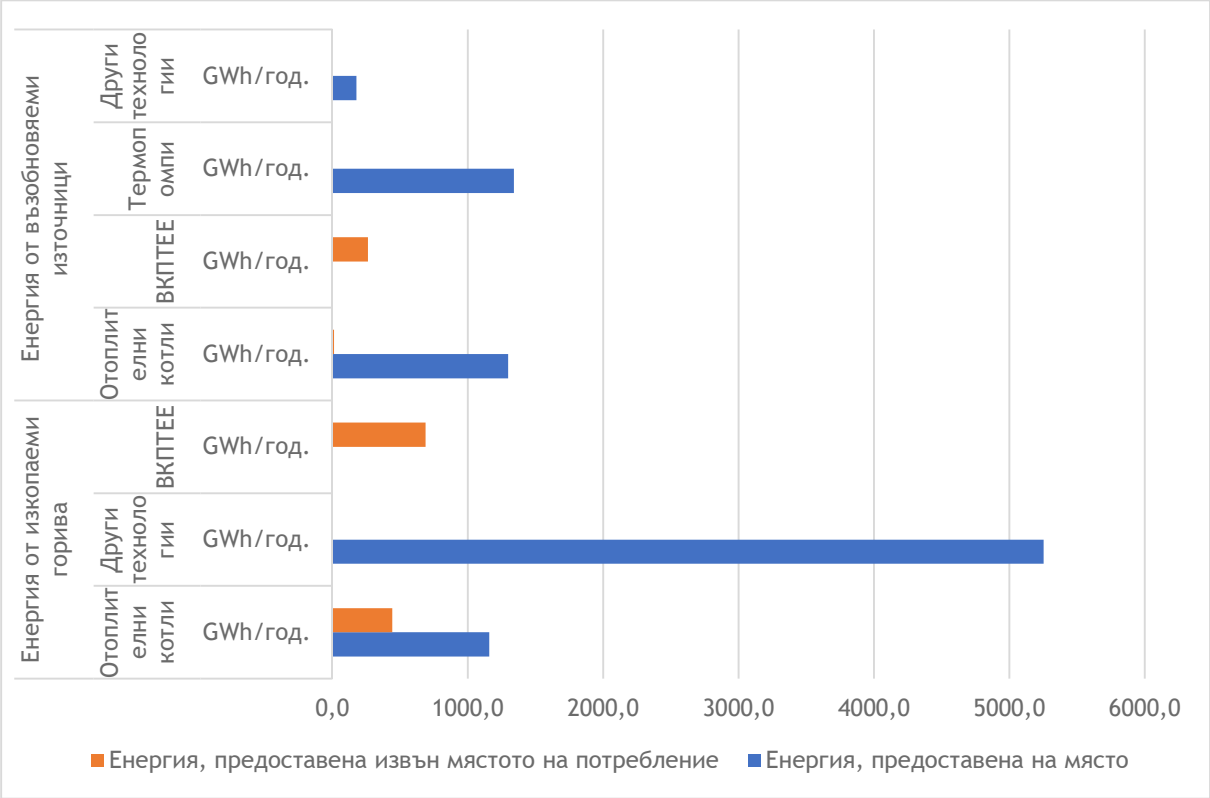
- ***Сектор Услуги***

КЕП в сектор Услуги, съгласно националната статистика, се оценява на 14 746.84 GWh/y. След преобразуване на КЕП в сектора, съгласно направените допускания по-долу е оценена общата потребена енергия за отопление и охлаждане в размер на 10 627.4 GWh/y.

За разпределнието на предоставената енергия от източници на място и източници извън мястото на потребление, използваната технология е използван следният алгоритъм:

- От крайното енергийно потребление на електроенергия в сектора е определен по експертна оценка дял от 60 % за отопление и охлаждане. Същата е отнесена към енергия предоставяна на място от други технологии. Потреблението на електроенергия за отопление и охлаждане в сектора почти 100% се доминира от климатични системи въздух-въздух.
- Поради незначителният дял на използване на твърди изкопаеми горива, същият не е взет под внимание в настоящия анализ.
- За определяне на използването на възобновяема енергия в сектора са приети данните за потребление на биомаса, слънчева, термална енергия, термопомпи, отчетени в националната статистика.
- Направено е допускането, че цялата енергия от природен газ, твърда биомаса и биогаз е преобразувана чрез отоплителни котли (локални отоплителни инсталации). Съответните получени резултати са отразени в таблицата, графа отоплителни котли от невъзбновяеми и възобновяеми източници. Стойностите за енергия от възобновяеми източници, други технологии е резултативна величина от енергията предоставена на място от слънчеви колектори за БГВ.
- За „високоефективна когенерация“ за енергия, потребена на място, е направено предположение, че към този момент не се прилага в сектора.

В НСИ е налична информацията за енергия, потребявана извън мястото на производството, като същата е разпределена в сектора аналогично на описаната методика в Жилищен сектор.



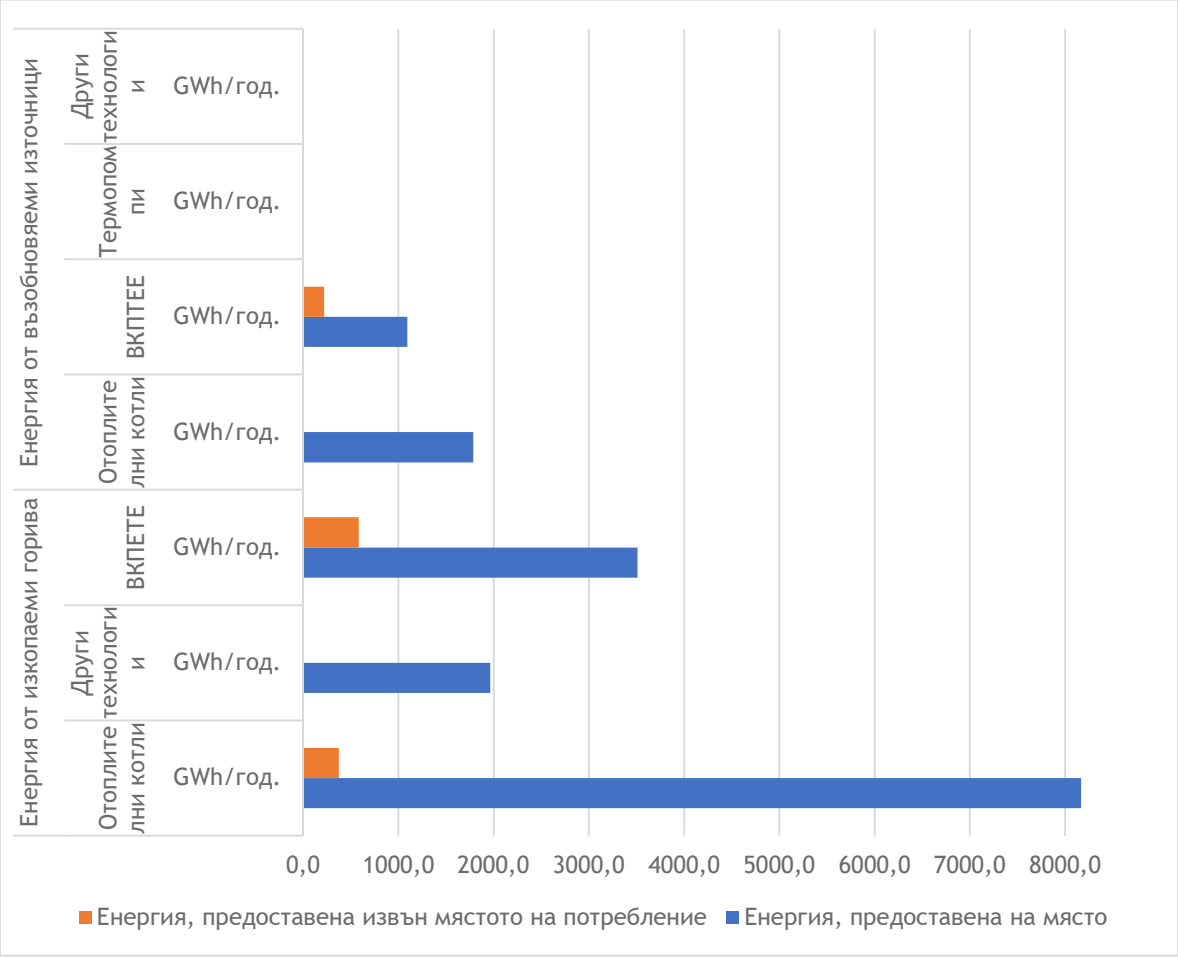
Фигура 5 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги

- ***За сектор Индустрия***

КЕП в сектор Индустрия, съгласно националната статистика се оценява на 31085.83 GWh/y.

Направено е допускането, че цялата енергия от въглища, природен газ, биомаса и биогорива в КЕП за сектора се използва за отопление и охлаждане. Количеството енергия произведено от ВКПТЕЕ е разпределено към възобновяеми и невъзобновяеми технологии съгласно дяловото разпределение на енергия от въглища, природен газ биомаса и биогорива, участваща в микса при обществени комбинирани централи, данните за които са показани на Фигура 3. За определяне на предоставената енергия за отопление и охлаждане на място, на база на данните от националната статистика, за други технологии е определено, че същите обхващат единствено потребената електроенергия. Поради липса на конкретни данни е направено допускане, че 10% от цялото крайно потребление на електроенергия в сектора е относимо към отоплението и охлаждането. Нефт /нефтени продукти и отпадна топлина от химически и други процеси не са взети предвид в този анализ, поради неуказващи влияние на сектора стойности. Прието е, че цялата потребена енергия от изкопаеми невъзобновяеми горива, газ и биомаса и биогорива се оползотворява основно в индивидуални отоплителни котли. Направено е разпределение на горивата в графи невъзобновяеми и възобновяеми, съгласно използваните технологии. След преобразуване на КЕП в сектора, съгласно направените допускания е оценена общата крайна енергия за отопление и охлаждане в размер на 17 716.52 GWh/y.

- В НСИ е налична информацията за енергия потребявана извън мястото на производство, като същата е разпределена в сектора аналогично на описаната методика в Жилищен сектор.

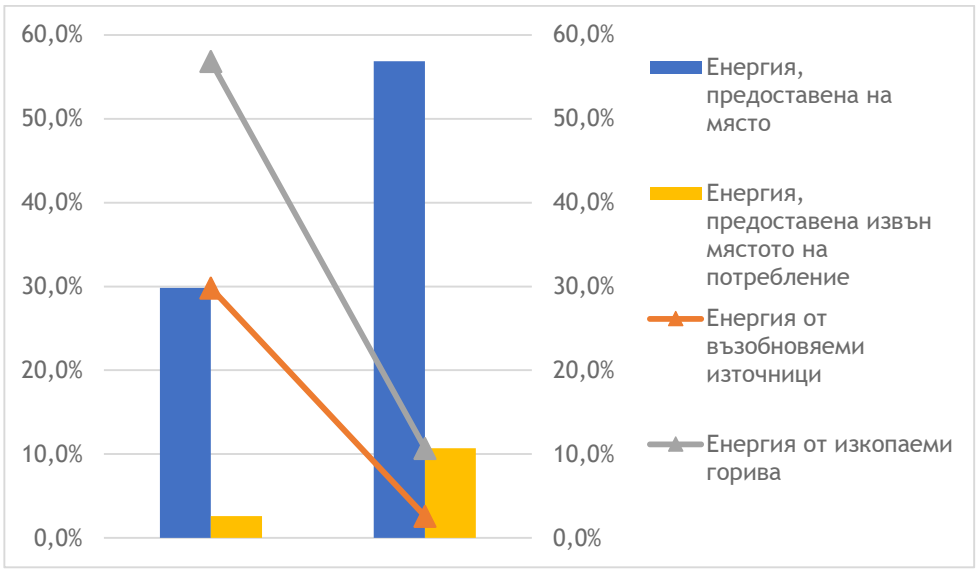


Фигура 6 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в сектор Индустрия

Основните технологии, използвани за доставяне на енергия за отопление и охлаждане в трите сектора и тяхното Процентно разпределение, са показани на следващата фигура. Най-голям дял заемат други технологии - 41%, а най-малък термопомпите – 3%. Делът на топлинна енергия от ВКПТЕЕ заема 19% от общо доставената енергия за отопление и охлаждане, а на отоплителните котли 37%.

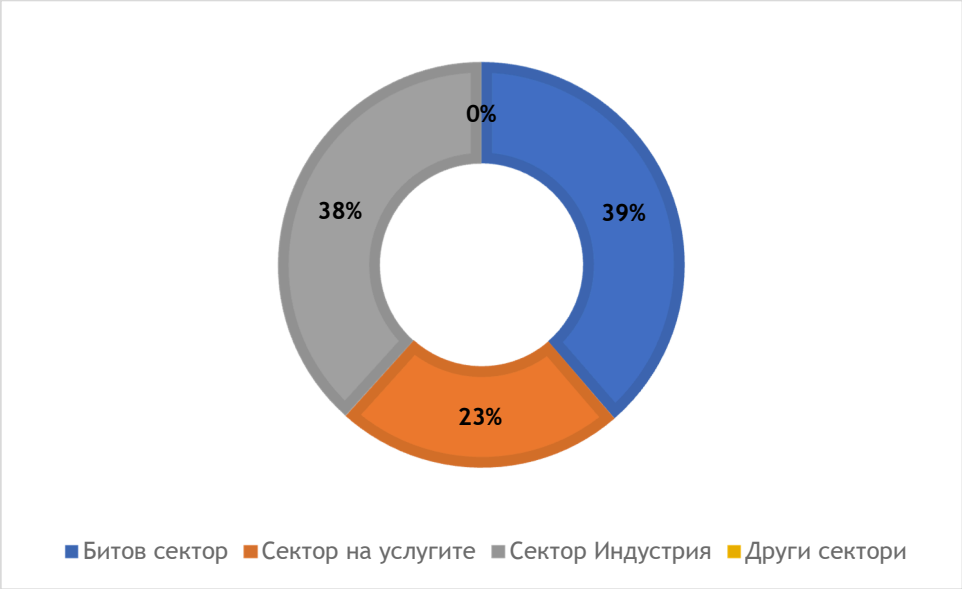
Фигура 7 Процентно разпределение на технологиите, използвани за доставяне на енергия за отопление и охлаждане

Изкопаемите източници на енергия за отопление и охлаждане, предоставена на място заемат 59,6%, а извън мястото на потребление 10,7 % (Фигура 8) за разглежданите сектори. Делът от 33% на ВИ е разпределен както следва – 29,9% предоставена енергия на място и 2,6 % извън място на потребление. Това показва че, основните източници на топлина и студ са изкопаемите горива, предоставени на място от индивидуални системи.



Фигура 8 Процентно разпределение на предоставената енергия и нейния източник

Жилищен сектор е с най-голям дял за потреблението на енергия за отопление и охлаждане в КЕП - 38%, следван от сектор Индустрия с 39% и Услуги с 23% (Фигура 9).



Фигура 9 Структура на крайното потребление на енергия за отопление и охлаждане по сектори

1.2 Потребности на енергия за охлаждане

Потребностите от енергия за охлаждане на сгради с голям обем и изисквания за продължителен работен режим са основния дял от общия енергиен разход. Охлаждането при големите потребители се генерира изключително от компресорни инсталации, като значителното увеличение в потреблението на електроенергия през летните месеци подчертава факта, че нуждите от него нарастват. Така например за големи търговски сгради по експертна оценка те са 37%, за хотелския бранш - 38%, за офис сгради 56%. В случай, че нуждите от охлаждане се удовлетворяват посредством абсорбционни или адсорбционни топлинни инсталации, това може да допринесе за увеличаване на потенциала за развитие на комбинираното производство на енергия за отопление и охлаждане.

Например през месец юли 2013 г. ЕВН България Топлофикация доставя и монтира абсорбционна машина като част от първия проект в България за охлаждане чрез централизирано топлоснабдяване. Първият клиент на проекта е административната сграда на Община Пловдив – район Тракия[5] в гр. Пловдив. За осъществяване на метода в избраната сграда е монтирана абсорбционна машина и водоохлаждаща кула. Тези съоръжения преобразуват топлинната енергия, която се доставя по мрежата в студова енергия за охлаждане. Към 2016 г. в гр. Пловдив има инсталирани чилъри за охлаждане с обща мощност 6 MW, като освен административната сграда на община Пловдив, клиенти на ЕВН България Топлофикация, които се захранват от топлопреносната мрежа с топлоносител мрежова вода с температура 85^0C, са и хотел „Тримонциум Рамада“, спортна зала „Колодрум“ и хотел „Холидей Инн“.

[5] https://www.evn.bg/Business/Heating/CoolingCoGen.aspx

Към 2019 г. не е настъпила промяна, като проекта остава все още пилотен. Топлоенергията, потребена за охлаждане, не се отчита отделно в рамките на предоставените отчети от ЕВН България Топлофикация.

Друг добър пример за високоефективно производство на енергия за отопление и охлаждане е изградената тригенерационна система в „Коген Загоре" ООД, с. Ястребово.

Ефективното индивидуално отопление и охлаждане е една друга възможност за отопление и охлаждане на жилищни и офисни помещения. За разлика от ефективно централно отопление и охлаждане, където количеството на първична енергия е от невъзобновяеми източници, ползването на климатични системи с термопомпи позволява да се намали количеството на първичната енергия от невъзобновяеми източници за сметка на използването на енергия от възобновяеми източници, като температурата на околната среда, подпочвени води и плитки земни сондажи. Така произведената енергия за отопление и охлаждане, в рамките на инсталираната мощност на инсталацията, е с намалено потребление на първична енергия и без разходи за пренос и преразпределение.

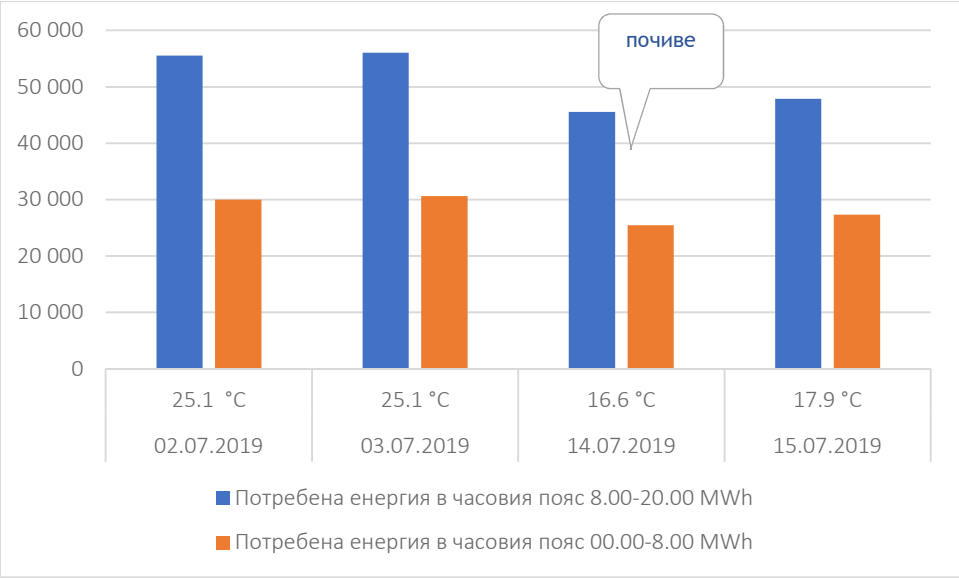
За оценка на теоретичното търсене на енергия за охлаждане е използван е инструментът за моделиране Hotmaps (https://www.hotmaps.eu/map) Според данните теоритичното търсене на енергия за охлаждане в Република България се равнява на 4 969.65 GWh/г. (относимо към Битов сектор и сектор Услуги). Действителното потребление на енергия за охлаждане в жилищни сгради е значително по - малка спрямо нормативно необходимата такава, както и от прогнозното търсене, което се дължи предимно на социално-икономически фактори.

Крайното потребление на енергия в домакинствата за охлаждане, съгласно НСИ (2019 год), възлиза на 119,5 GWh. Най-разпространения метод за охлаждане е, чрез използването на малки климатични системи с термопомпи въздух-въздух. Ясна представа за масовата им експлоатация дава консумацията на ел. енергия през летните месеци, показана на следващата Фигура 10.

Таблица 3 Консумацията на електроенергия през летните месеци

Дата	02.07.2019	03.07.2019	14.07.2019	15.07.2019
Температура на въздуха °C.	25.1 °C	25.1 °C	16.6 °C	17.9 °C
Потребена енергия в часовия пояс 8.00-20.00 MWh	55 554	56 056	45 573	47 866
Потребена енергия в часовия пояс 00.00-8.00 MWh	29 976	30 601	25 483	27 311
Календарен ден	работен	работен	почивен	работен

*Данните са налични на https://www.entsoe.eu/data/power-stats/ и https://www.stringmeteo.com/synop/temp_month.php



Фигура 10 Консумацията на електроенергия през летните месеци (в MWh)

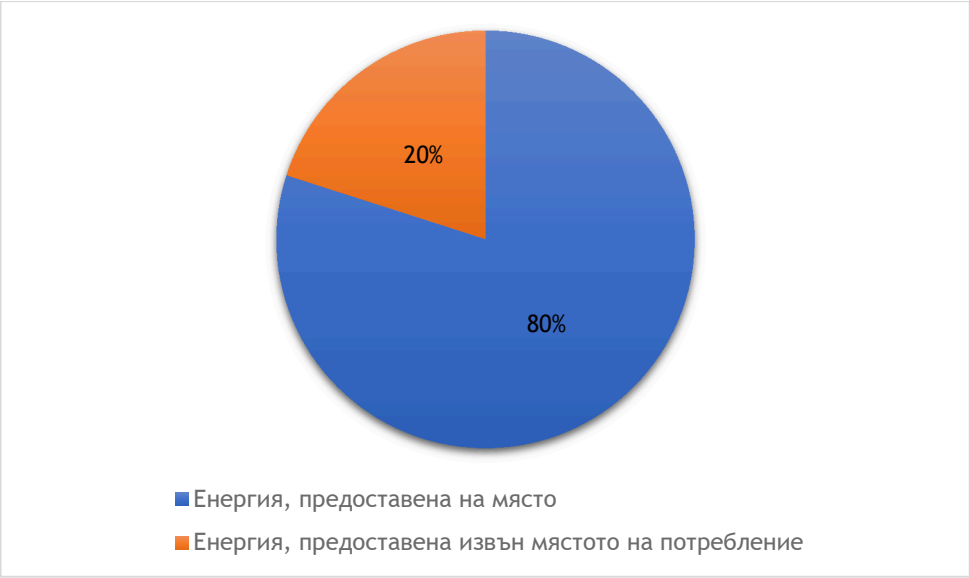
Съпоставена консумацията на електроенергия в дните на месец Юли 2019 (по официални данни на Entsoe и Stringmeteo), с най-висока и най-ниска температура на въздуха, показват отклонения от нормалното електропотребление 15-18 %, в часовия пояс 8.00-20.00. Независимо, че в данните за консумираната електроенергия на национално ниво, за разгледаните дни са възможни отклонения, дължащи се на други фактори, то корелацията температура на въздуха – консумация на електроенергия за охлаждане е очевидна.

1.3 Потребление на енергия за отопление и охлаждане по сектори

За цялостен поглед в областта на настоящото предлагане на енергия за отопление и охлаждане и с оглед на оценката на полезната енергия и количествено определяне на крайното енергийно потребление в GWh годишно по сектори е определено като енергия, предоставена на място и енергия потребена извън мястото на производство (Таблица 1 и 2).

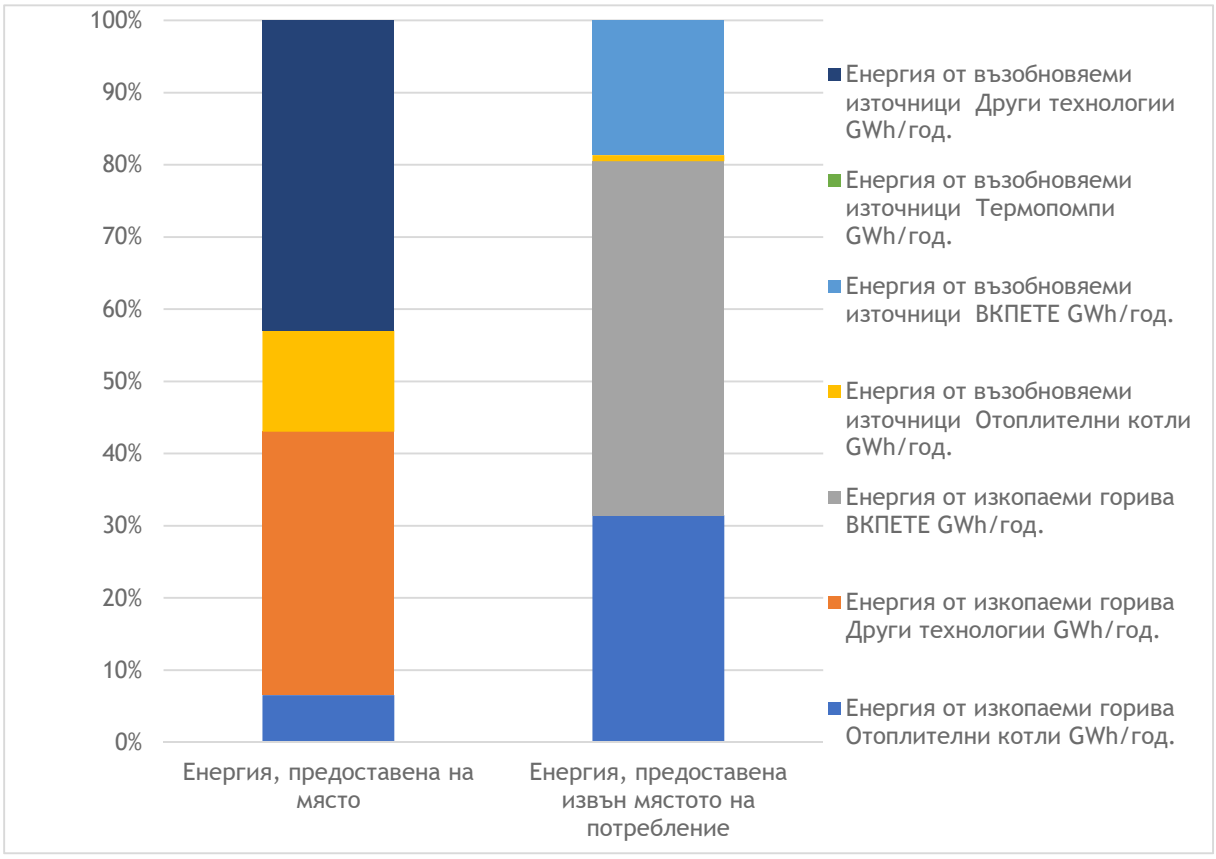
1.3.1 Потребление на енергия за отопление и охлаждане в Битов сектор

Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в сектора се оценява на 17855,4 GWh/год (Таблица 1и 2), което се явява 38% от КЕП в сектора. От Фигура 11 е видно, че 80% от енергийното потребление е предоставено на място.



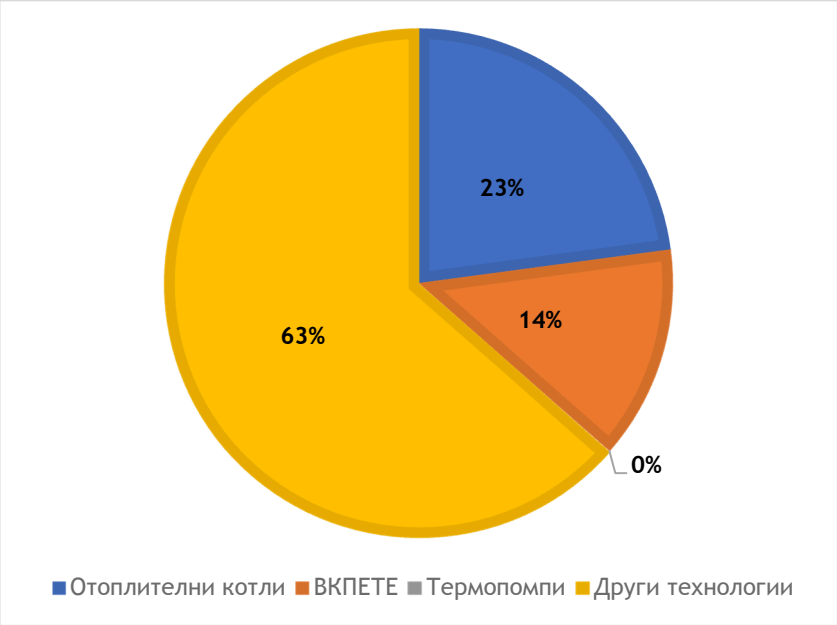
Фигура 11 Процентно разпределение на енергията за отопление и охлаждане в Жилищен сектор, спрямо мястото на предоставяне

Енергийният микс в Жилищен сектор, разпределен по мястото на предоставяне е показан на Фигура 12. Топлинната енергията от ВКПТЕЕ се предоставя извън мястото на потребление, като 72% от тази енергия се осигурява от източници на изкопаеми горива и 28% от ВЕИ.



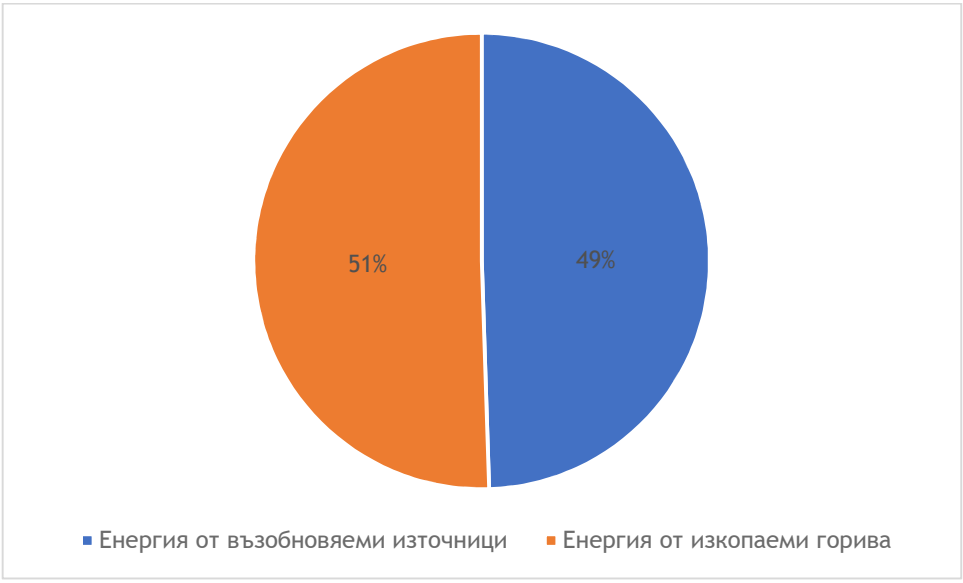
Фигура 12 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в Жилищен сектор спрямо мястото на предоставяне

Дял от 63% заемат други технологии, използвани за превръщане на енергоносител в полезна форма на енергия за отопление и охлаждане за потребителите (Фигура 13). Отоплителните котли в Жилищния сектор заемат 23 на сто, а ВКПЕТЕ 14%.



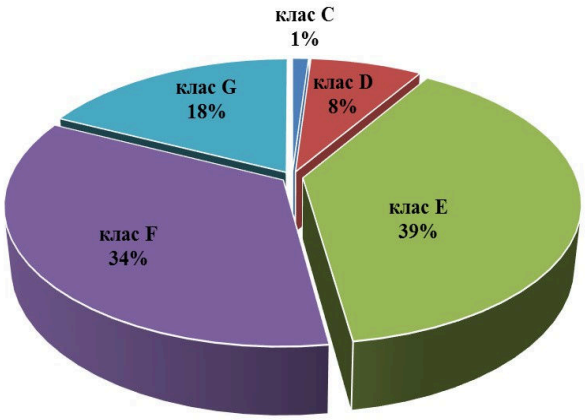
Фигура 13 Процентно разпределение на технологиите, доставящи енергия за отопление и охлаждане в Жилищен сектор

Съгласно данните в Таблица 1 и Таблица 2, може да се направи извод за потреблението на енергия за отопление и охлаждане в този сектор, че възобновяемите източници и енергията от изкопаеми горива заемат почти равен дял (Фигура 14).



Фигура 14 Процентно разпределение на енергията за отопление и охлаждане в Жилищен сектор, спрямо източника

Оценката в Жилищния сектор е базирана на изводите, направени в Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050, където се посочват енергийни характеристики на сградите и потребление на енергия. Сградите с лоши енергийни характеристики (класове E, F и G) дялово представляват 91% от необновените сгради: клас G (с разход на първична енергия > 435 kWh/m2 год.) - 18%, F (с граници от 364 kWh/m2 год. до 435 kWh/m2 год. първична енергия) – 34% и E (с граници от 291 kWh/m2 год. до 363 kWh/m2 год. първична енергия) – 39%.



Фигура 15 Процентно разпределение по клас на енергопотребление на необновените жилищните сгради, въведени в експлоатация преди 2010 г. (анализ 2018г)[6]

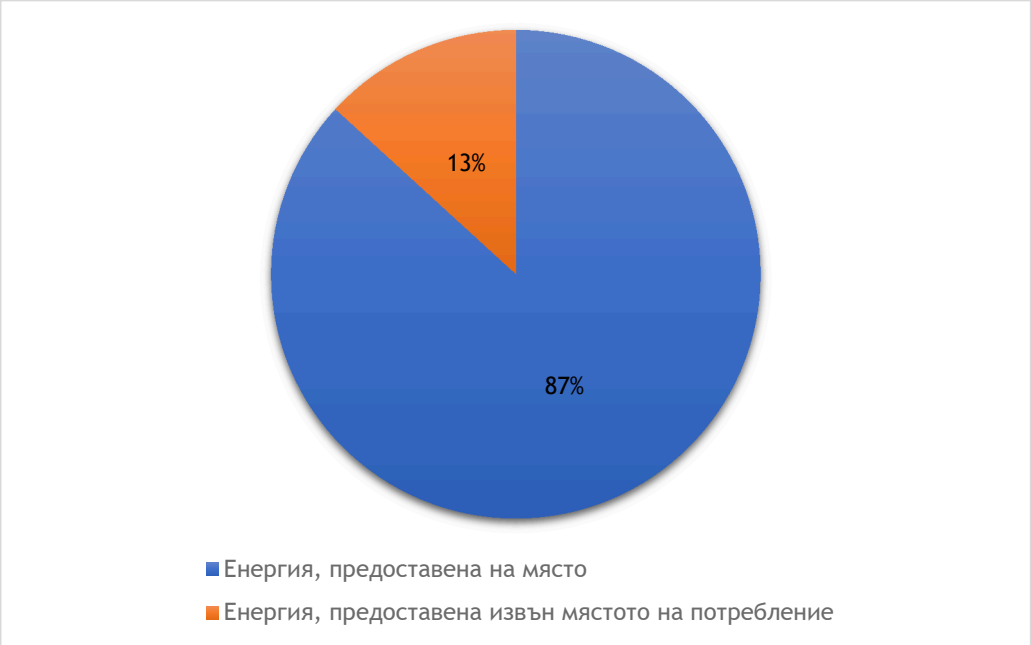
Анализът, направен в „Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050“ показва, че стойността на действително потребената енергия за отопление е приблизително два пъти по-ниска от необходимата за достигане на нормативните параметри на микроклимата при съществуващото състояние на сградите (преди обновяване). Основните причини за това са наличието на необитавани жилища (повече от 20% от жилищата в обитавани сгради), неотопляваните общи части на жилищните сгради и поддържаните ниски среднообемни температури на кондиционираните пространства. Това е една от спецификите на жилищния сграден фонд в България, резултат от демографската ситуация в страната, диспропорциите в териториалното разпределение на населението и обезлюдяването на някои райони.

1.3.2 Потребление на енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги

Потребление на енергия за отопление и охлаждане в сектора се оценява на 10627,4 GWh/год (Таблица 1 и Таблица 2), което се явява 23 % от общото КЕП за отопление и охлаждане. От Фигура 16 е видно, че 87% от енергията за отопление и охлаждане е предоставена на място и 13 % от източници извън мястото на потребление. Дял от 51%

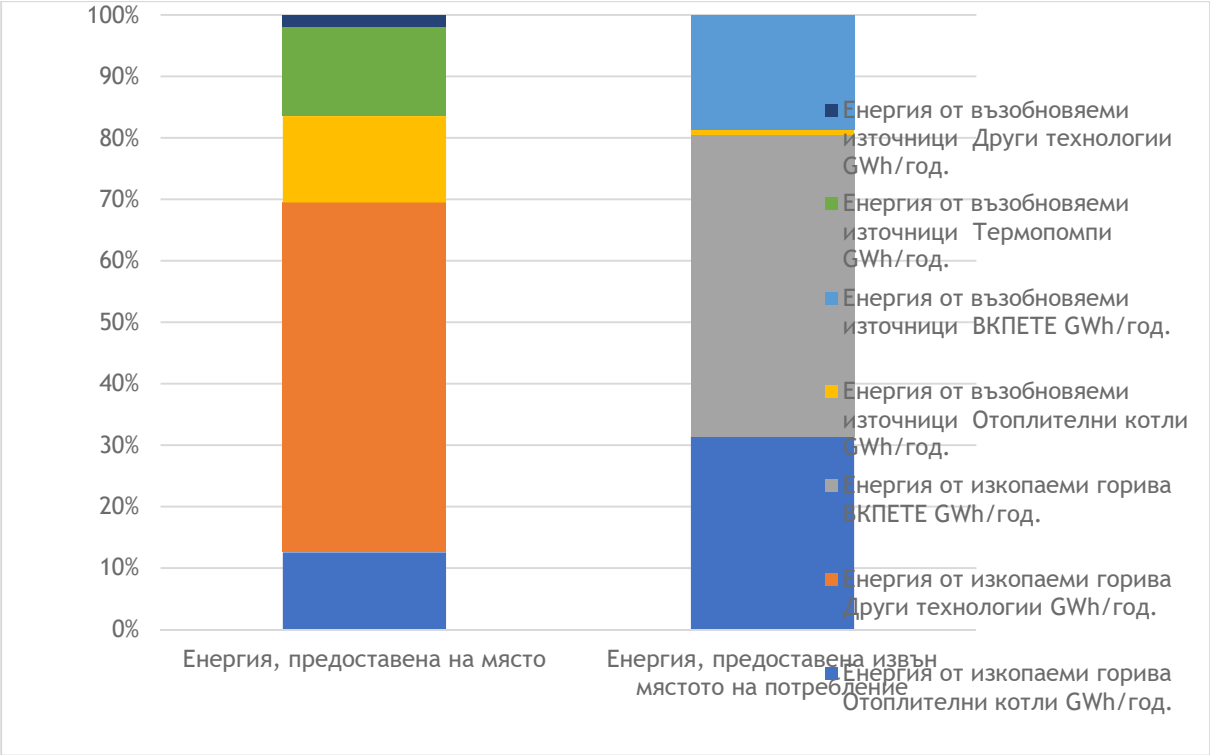
[6] Източник: Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050

заемат други технологии, използвани за превръщане на енергоносител в полезна форма на енергия за потребителите (Фигура 18). Най-малък дял имат отоплителните котли (6%) и ВКПТЕЕ (9%).

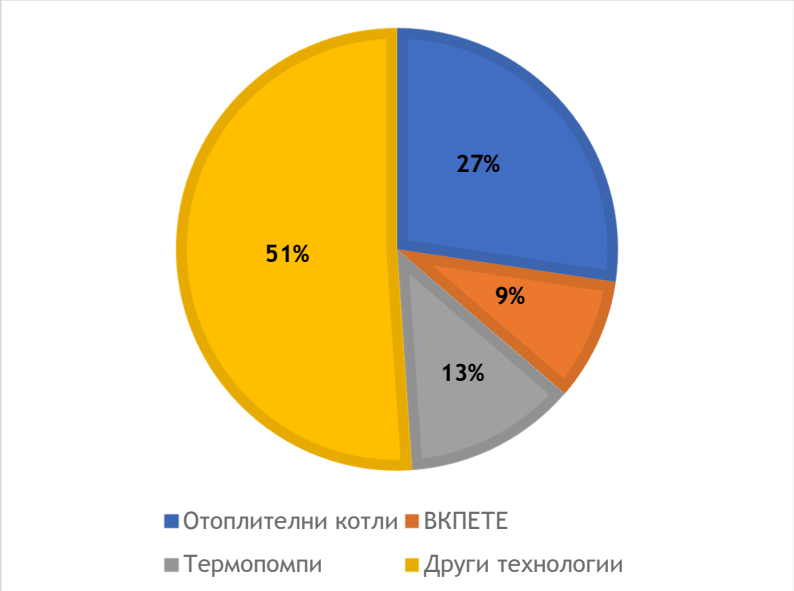


Фигура 16 Процентно разпределение на енергията в сектор Услуги, спрямо мястото на предоставяне

Енергийният микс в сектор Услуги, разпределен по мястото на предоставяне е показан на Фигура 17. Енергията от ВКПТЕЕ се предоставя извън мястото на потребление, като 72% от тази енергия се осигурява от източници на изкопаеми горива и 28% от ВЕИ.

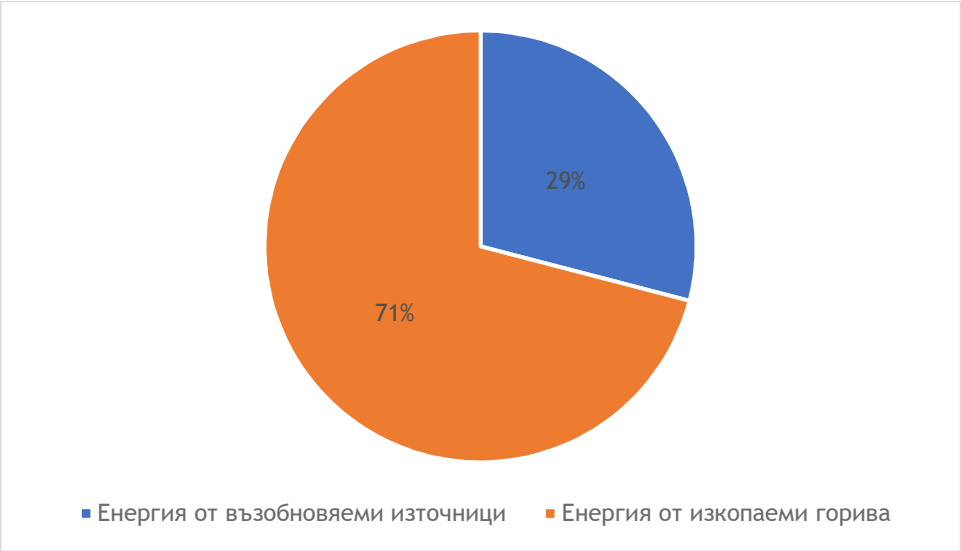


Фигура 17 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги, спрямо мястото на предоставяне



Фигура 18 Процентно разпределение на технологиите, доставящи енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги

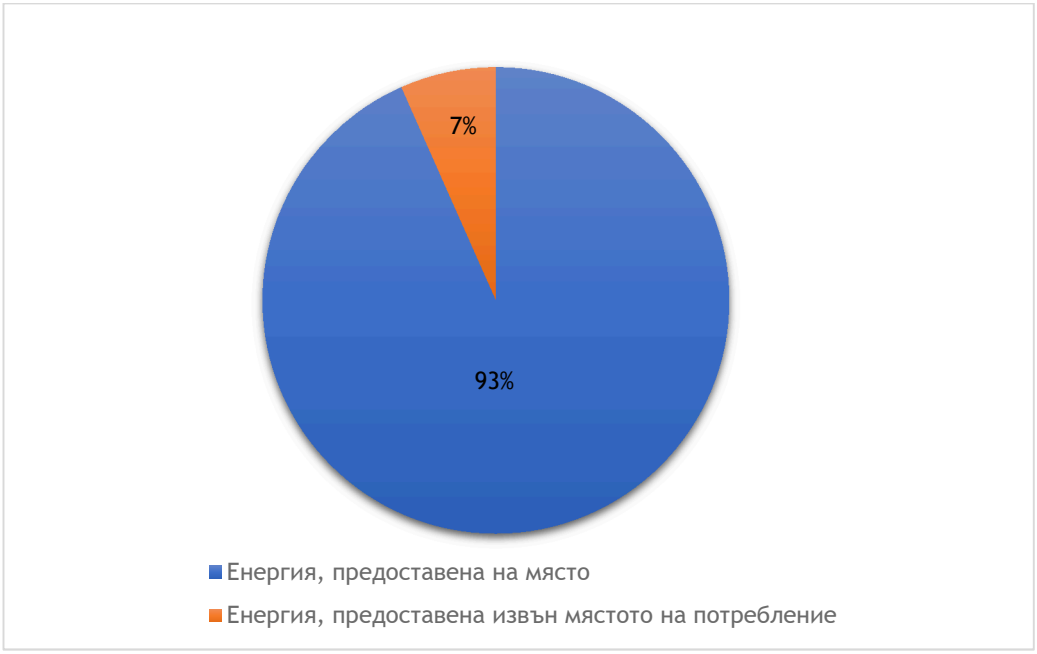
Съгласно данните в Таблица 1 и Таблица 2, може да се направи оценка на потреблението на енергия за отопление и охлаждане в този сектор, като е оценено, че възобновяемите източници заемат 29% от доставената енергия, а енергията от изкопаеми горива възлиза на 71% (Фигура 19).



Фигура 19 Процентно разпределение на източници на енергия за отопление и охлаждане в сектор Услуги

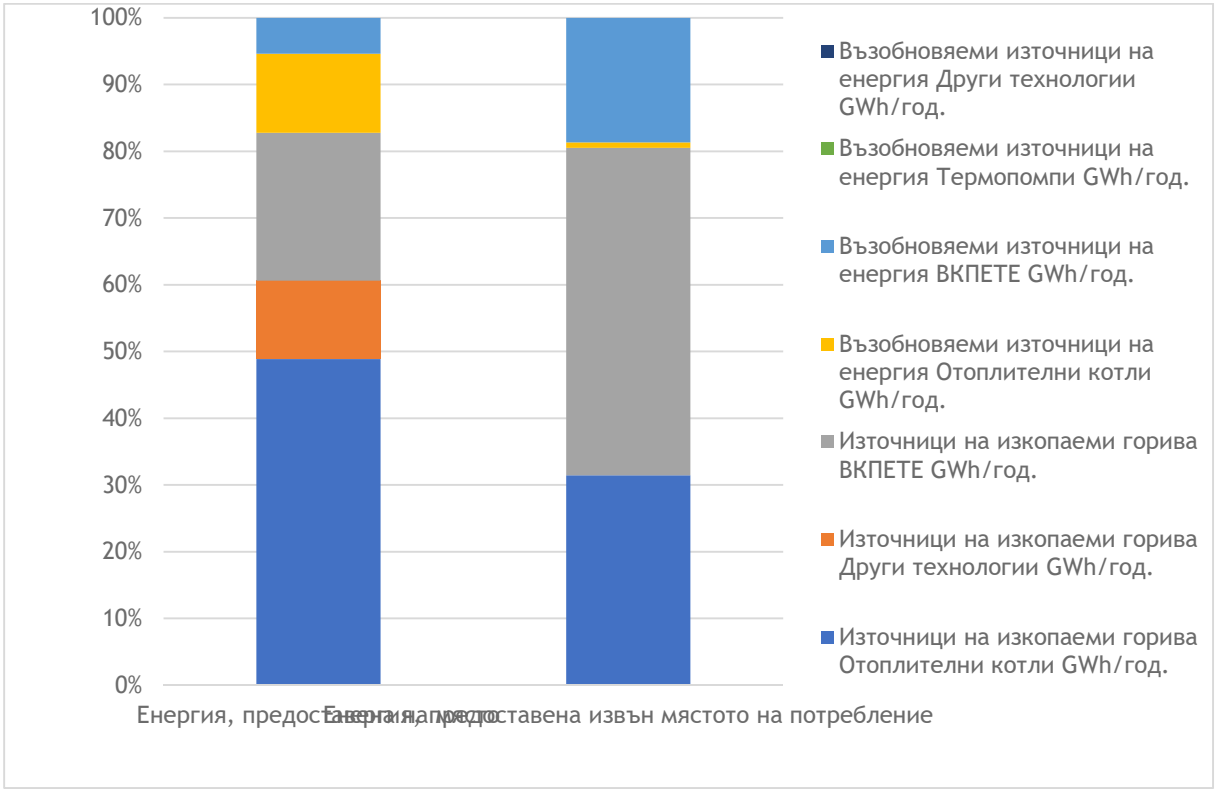
1.3.3 Потребление на енергия за отопление и охлаждане в сектор Индустрия

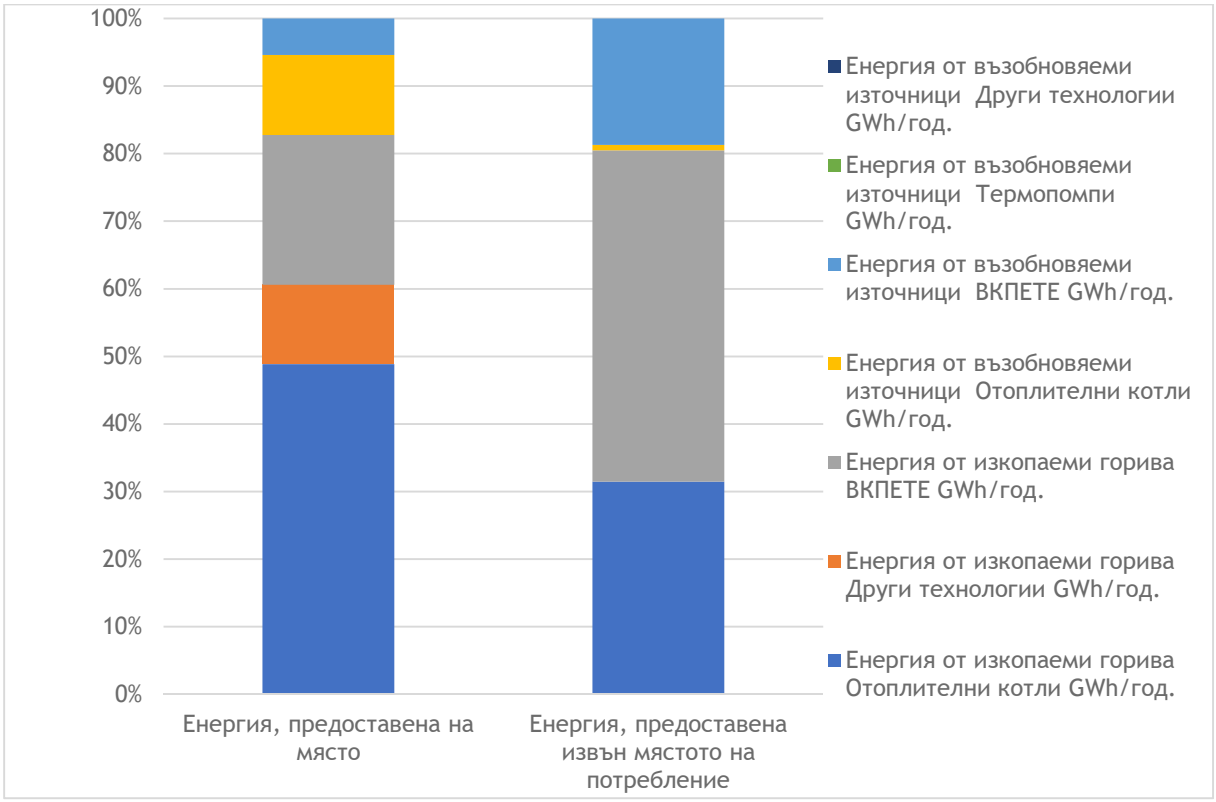
Потребление на енергия за отопление и охлаждане в сектора се оценява на 177126,5 GWh/год (Таблица 1 и Таблица 2), което се явява 38 % от общото КЕП. От Фигура 20 е видно, че 93% от енергийното потребление е предоставено на място и 7% е внесено от външни източници. Дял от 58% заемат отоплителни котли, използвани за превръщане на енергоносител в полезна форма на енергия за потребителите (Фигура 29). Най-малък дял имат други технологии (11%), а делът на ВКПТЕЕ е 31%.



Фигура 20 Процентно разпределение на енергията в сектор Индустрия, спрямо мястото на предоставяне

Енергийният микс в сектор Индустрия, разпределен по мястото на предоставяне, е показан на Фигура 21. Енергията от ВКПТЕЕ се предоставя на мястото и извън мястото на потребление, като 24% от нея се осигурява от източници на изкопаеми горива и 6% от ВЕИ.

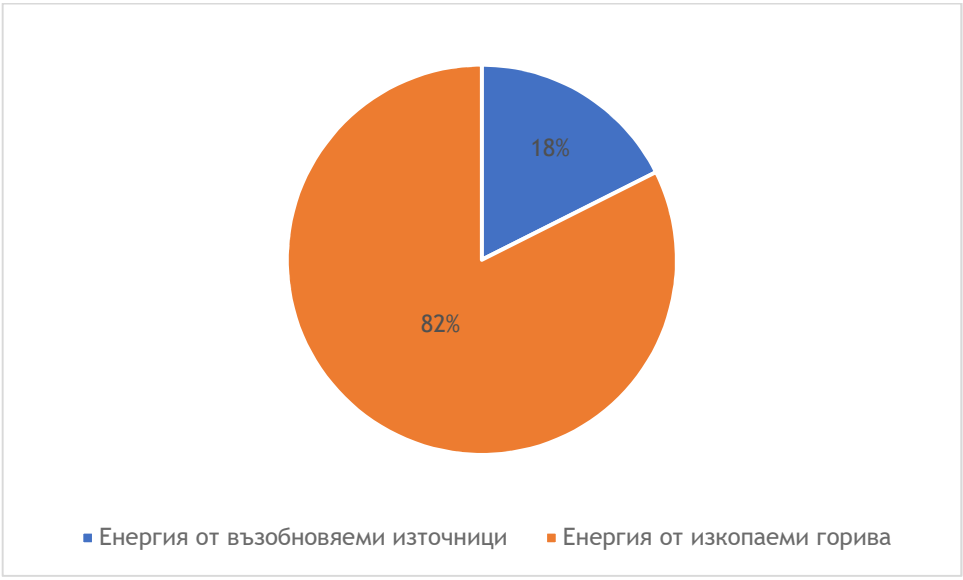




Фигура 21 Потреблението на енергия за отопление и охлаждане в сектор Индустрия, спрямо мястото на предоставяне

Фигура 22 Процентно разпределение на технологиите, доставящи енергия за отопление и охлаждане в сектор Индустрия

Съгласно данните в Таблица 1 и Таблица 2, може да се направи оценка на потреблението на енергия за отопление и охлаждане в този сектор, че възобновяемите източници заемат 18% от доставената енергия, с енергията от изкопаеми горива възлиза на 82% (Фигура 23).

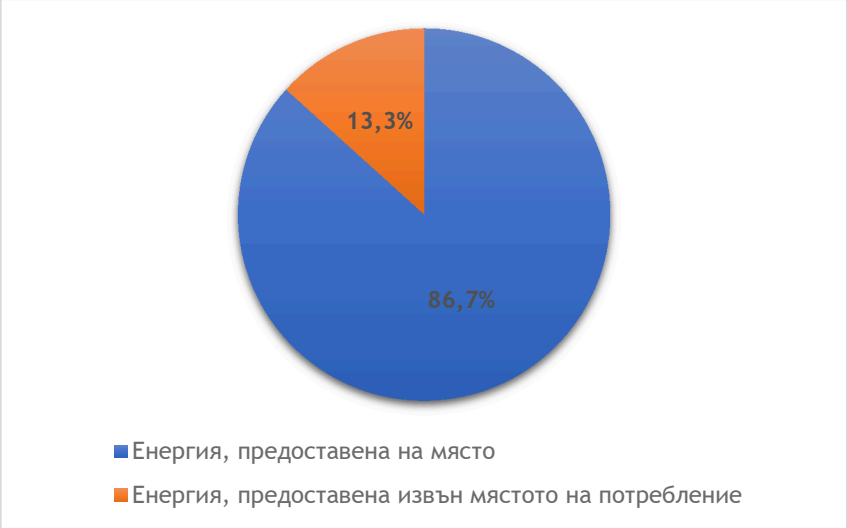


Фигура 23 Процентно разпределение на енергията за отопление и охлаждане в сектор Индустрия, спрямо източника

1.4 Потребление на енергия за отопление и охлаждане от Районни отоплителни централи

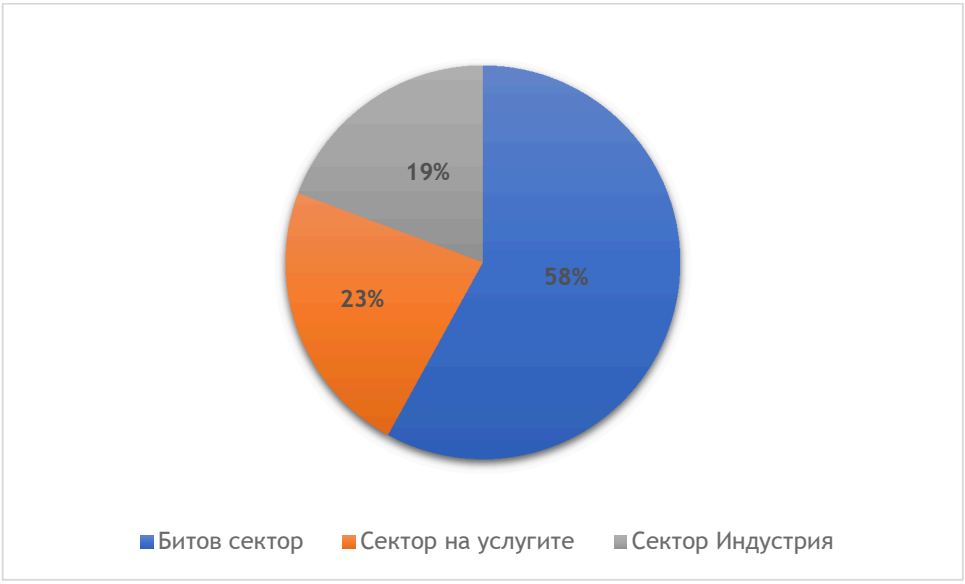
Районните отоплителни централи са социално и икономически оправдано решение, които осигуряват 13 % от общото потребление на енергия за отопление и охлаждане в разглежданите сектори.

Следващата таблица показва обобщената доставена енергия за отопление и охлаждане от районни отоплителни мрежи, отчитайки съществуващите технически решения.



Фигура 24 Процентно разпределение на енергията в зависимост от мястото на предоставяне

Делът на доставената енергия от централно отопление до потребителите в битов сектор е 58%, сектор Услуги 23% и сектор Индустрия 19%.



Фигура 25 Процентно разпределение на енергия за отопление и охлаждане от Районни отоплителни централи по сектори

Таблица 4 Оценка на настоящото потребление (КЕП) за отопление и охлаждане от районни отоплителни мрежи

	Ефективни районни отоплителни мрежи[7]	Ефективни районни отоплителни мрежи	Неефективни районни отоплителни мрежи	Неефективни районни отоплителни мрежи
	2018 г.	2019 г.	2018 г.	2019 г.
Топлинна енергия, доставена към клиенти на централно отопление (GWh/год.), в т.ч. за:	**4024,17**	**4206,11**	**1666,94**	**1246,39**
Промишлени предприятия	**597,50**	**756,67**	**13,89**	**10,28**
Предприятия от сектор транспорт, селско стопанство/горско стопанство и риболов	**11,94**	**11,11**	**5,56**	**4,17**
Предприятия от сектора на услугите	**894,17**	**819,72**	**399,17**	**296,11**
Битови клиенти	**2520,56**	**2618,61**	**1248,33**	**935,83**
Брой районни отоплителни мрежи	**32**	**33**	**9**	**9**
Дължина на районните отоплителни мрежи - км	**2331**	**2439**	**764**	**676**
Брой клиенти	**405016**	**464844**	**199138**	**174143**
Загуби на районните отоплителни мрежи (GWh/год.)	**1821,67**	**1922,78**		

Източник: НСИ

Анализираните данни показват, че развитието на мрежата на районните отоплителни инсталации е приблизително 4.5% за 2019 г. спрямо 2018 г. Броят на ново присъединените клиенти е нараснал с 13 %.

На Таблица 5 в списъчен вид са представени топлофикационните дружества в Република България и техните граници.

Таблица 5 Районни отоплителни мрежи в географската граница 2019 г.

№	Топлофикационно дружество	Граница на системата	Инсталирана мощност MWth
1	„ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ” ЕАД	гр. София	4 186
2	„ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ” ЕАД	гр. Пловдив	297
3	„ТОПЛОФИКАЦИЯ ПЛЕВЕН” ЕАД	гр. Плевен	655.85
4	„ТОПЛОФИКАЦИЯ ВРАЦА” ЕАД	гр. Враца	134
5	„ТОПЛОФИКАЦИЯ – БУРГАС” ЕАД	гр. Бургас	390
6	„ВЕОЛИЯ ЕНЕРДЖИ ВАРНА” ЕАД	гр. Варна	47
7	„ТОПЛОФИКАЦИЯ ВТ” ЕАД	гр. Велико Търново	173
8	„ТОПЛОФИКАЦИЯ – РАЗГРАД” АД	гр. Разград	4.8
9	„ТОПЛОФИКАЦИЯ – ПЕРНИК” АД	гр. Перник	105
10	„ТОПЛОФИКАЦИЯ – СЛИВЕН” АД	гр. Сливен	484.8

[7] Ефективни районни отоплителни и охладителни мрежи са районни отоплителни или охладителни системи, използващи поне 50 на сто възобновяема енергия, 50 на сто отпадна топлина, 75 на сто топлинна енергия от комбинирано производство на енергия или 50 на сто от съчетание на такава енергия и топлина.

11	„ТОПЛОФИКАЦИЯ ГАБРОВО" ЕАД	гр. Габрово	89
12	„ТОПЛОФИКАЦИЯ – РУСЕ" ЕАД	гр. Русе	624
13	„БРИКЕЛ" ЕАД	гр. Гълъбово	510

Източник: Данни предоставени от Министерство на енергетиката на Р. България и КЕВР[8]

Всички топлофикационни дружества, осъществяващи централизирано топлоснабдяване в 13 града на страната, с изключение на „Топлофикация София" ЕАД (която доставя до потребителите 71% от общото количество енергия за отопление и охлаждане и е 100% общинска собственост), са частна собственост.

На таблицата по-долу е представена инсталираната нетна мощност, централи,произвеждащи енергия по комбиниран начин и централи, използващи възстановена топлина от химически или други процеси за производство на енергия за отопление и охлаждане на територията на България за 2019 година. Инсталирана мощност на централите се равнява на 5441 MWth, а нетното производство на топлинна енергия, доставена до мрежата - 7376 GWh.

Таблица 6 Съществуващи технологии при районните отоплителни мрежи.

Мощност и производство	**2018**				**2019**			
Технология на производствената инсталация, доставяща топлина към мрежата	**Инсталирана нетна топлинна мощност - МВт**	**Нетно производство на топлинна енергия, доставена до мрежата - GWh**			**Инсталирана нетна топлинна мощност - МВт**	**Нетно производство на топлинна енергия, доставена до мрежата - GWh**		
		Общо	**Топла вода**	**Пара**		**Общо**	**Топла вода**	**Пара**
Комбинирани инсталации, използващи невъзобновяеми горива	2075	**4973**	**4299**	**674**	**1835**	**5237**	**4588**	**649**
Комбинирани инсталации, използващи възобновяеми горива	109	**223**	**204**	**19**	**149**	**307**	**298**	**8**
Комбинирани инсталации, използващи геотермална или слънчева енергия	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Комбинирани инсталации, използващи възстановена топлина от химически или други процеси	-	**-**	-	-	-	**-**	-	-
Инсталация за производство само на топлинна енергия, използващи невъзобновяеми горива*	3179	**2192**	**2192**	-	**3146**	**1677**	**1677**	-
Инсталация за производство само на топлинна енергия,	74	**69**	**69**	-	**79**	**80**	**80**	-

[8] https://www.dker.bg/uploads/reshenia/2020/res_i8_1_032_20.pdf;
https://www.dker.bg/uploads/_CGCalendar/2021/rep_brikel_Izm_lic_2021.pdf

използващи възобновяеми горива*								
Инсталация за производство само на топлинна енергия, използващи електрическа енергия (електрически бойлери)	-	**-**	-	-	-	**-**	-	-
Инсталация за производство само на топлинна енергия, използващи геотермална енергия, енергия от околната среда или слънчева енергия	-	**-**	-	-	-	**-**	-	-
Инсталация, възстановяващи топлина от химични и други процеси	232	**56**	**56**	**0**	**232**	**76**	**76**	**0**
ОБЩО	**5669**	**7513**	**6821**	**693**	**5441**	**7376**	**6718**	**658**
***вкл. редукционна топлина (топлинна енергия, която се отделя преди генератора за електрическа енергия)**								

Източник: НСИ

Развитието на производството на електроенергия от високоефективна когенерация допринася за подобряване на опазването на околната среда, чрез подобряване на ефективността при използването на първични енергоносители.

Напредъкът по изпълнението на индивидуалните цели за енергийни спестявания на Топлофикационните дружества за периода 2017-2019 г. към 31.03.2020 г. е представен на следващата таблица. Наблюдава се неизпълнение на заложените индивидуални цели.

Таблица 7 Напредъкът по изпълнението на индивидуалните цели на задължените лица за периода 2017-2020 г.

НАИМЕНОВАНИЕ НА ЗАДЪЛЖЕНОТО ЛИЦЕ	ИНДИВИДУАЛНА ЦЕЛ ЗА ЕНЕРГИЙНИ СПЕСТЯВАНИЯ 2017 г.		ДОКАЗАНИ ЕНЕРГИЙНИ СПЕСТЯВАНИЯ 2017 г.		НЕИЗПЪЛ-НЕНИЕ 2017 г.		ИНДИВИДУАЛНА ЦЕЛ ЗА ЕНЕРГИЙНИ СПЕСТЯВАНИЯ 2018 г.		ДОКАЗАНИ ЕНЕРГИЙНИ СПЕСТЯВАНИЯ 2018 г.		НЕИЗПЪЛ-НЕНИЕ 2018 г.		ИНДИВИДУАЛНА ЦЕЛ ЗА ЕНЕРГИЙНИ СПЕСТЯВАНИЯ 2019 г.		ДОКАЗАНИ ЕНЕРГИЙНИ СПЕСТЯВАНИЯ 2019 г.		НЕИЗПЪЛ-НЕНИЕ 2019 г.		ИНДИВИДУАЛНА ЦЕЛ ЗА ЕНЕРГИЙНИ СПЕСТЯВАНИЯ 2020 г.		КУМУЛАТИВНО НЕИЗПЪЛНЕНИЕ 2020 г. *(Колона 6*4+Колона 9*3+ Колона 10*2+Колона 13)*	
	ktoe	GWh	ktoe	GWh	ktoe	GWh	ktoe	GWh	ktoe	GWh	ktoe	GWh	ktoe	GWh	ktoe	GWh	ktoe	GWh	ktoe	GWh	ktoe	GWh
ТОПЛОФИКАЦИЯ БУРГАС ЕАД	0,098	1,144	0,000	0,000	0,098	1,144	0,151	1,758	0,000	0,000	0,151	1,758	0,102	1,188	0,000	0,000	0,102	1,188	0,125	1,452	1,176	13,679
ТОПЛОФИКАЦИЯ ВРАЦА ЕАД	0,058	0,679	0,000	0,000	0,058	0,679	0,088	1,023	0,000	0,000	0,088	1,023	0,060	0,695	0,000	0,000	0,060	0,695	0,073	0,855	0,691	8,031
ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЕРНИК ЕАД	0,435	5,065	0,000	0,000	0,435	5,065	0,606	7,052	0,000	0,000	0,606	7,052	0,426	4,959	0,000	0,000	0,426	4,959	0,549	6,390	4,963	57,721
ТОПЛОФИКАЦИЯ ПЛЕВЕН ЕАД	0,170	1,978	0,000	0,000	0,170	1,978	0,267	3,100	0,000	0,000	0,267	3,100	0,175	2,034	0,000	0,000	0,175	2,034	0,212	2,465	2,042	23,744
ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ ЕАД	0,150	1,743	0,000	0,000	0,150	1,743	0,234	2,726	0,000	0,000	0,234	2,726	0,158	1,840	0,000	0,000	0,158	1,840	0,199	2,312	1,818	21,141
ТОПЛОФИКАЦИЯ - РУСЕ ЕАД	0,234	2,724	0,000	0,000	0,234	2,724	0,352	4,089	0,000	0,000	0,352	4,089	0,230	2,674	0,000	0,000	0,230	2,674	0,345	4,010	2,796	32,522
ТОПЛОФИКАЦИЯ - СЛИВЕН ЕАД	0,134	1,555	0,000	0,000	0,134	1,555	0,245	2,846	0,000	0,000	0,245	2,846	0,177	2,062	0,000	0,000	0,177	2,062	0,252	2,928	1,875	21,807
ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ ЕАД	2,692	31,305	0,000	3,142	2,422	28,163	4,135	48,095	0,000	0,000	4,135	48,095	2,767	32,180	0,000	0,000	2,767	32,180	3,627	42,180	31,254	363,481
ВЕОЛИЯ ЕНЕРДЖИ ВАРНА ЕАД	0,043	0,497	0,043	0,497	0,000	0,000	0,070	0,819	0,070	0,819	0,000	0,000	0,047	0,552	0,047	0,552	0,000	0,000	0,062	0,719	0,062	0,719
ТЕЦ ГОРНА ОРЯХОВИЦА ЕАД	0,064	0,747	0,064	0,745	0,000	0,002	0,100	1,168	0,100	1,168	0,000	0,000	0,050	0,578	0,000	0,000	0,050	0,578	0,155	1,805	0,255	2,963
ТОПЛОФИКАЦИЯ ВТ АД	0,015	0,170	0,000	0,000	0,015	0,170	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,059	0,682
ТОПЛОФИКАЦИЯ - ГАБРОВО ЕАД	0,015	0,170	0,000	0,000	0,015	0,170	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,058	0,678
ТОПЛОФИКАЦИЯ ПЕТРИЧ	0,015	0,173	0,000	0,000	0,015	0,173	0,022	0,260	0,000	0,000	0,022	0,260	0,017	0,196	0,000	0,000	0,017	0,196	0,023	0,265	0,183	2,131
ТОПЛОФИКАЦИЯ РАЗГРАД ЕАД	0,017	0,203	0,000	0,000	0,017	0,203	0,028	0,325	0,000	0,000	0,028	0,325	0,018	0,208	0,000	0,000	0,018	0,208	0,022	0,250	0,211	2,455

Източник: АУЕР

Съгласно действащото законодателство, общественият доставчик на електроенергия НЕК ЕАД, съответно крайните снабдители ЕВН България Електроснабдяване ЕАД, ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ и ЕНЕРГО ПРО Продажби АД, са длъжни да изкупят от производители, присъединени към съответната мрежа, цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано с месечен сертификат за произход, по преференциални цени, с изключение на количеството електрическа енергия, необходимо за осигуряване експлоатационната надеждност на основните съоръжения, произведено над количеството електрическа енергия от комбинирано производство и количествата, които производителят ползва за собствени нужди и за собствено потребление или има сключени договори, с които участва на пазара на балансираща енергия, или която е потребявана от небитови клиенти, които не са на бюджетна издръжка, и които производителят с преобладаващ топлинен товар за стопански нужди снабдява с топлинна енергия.

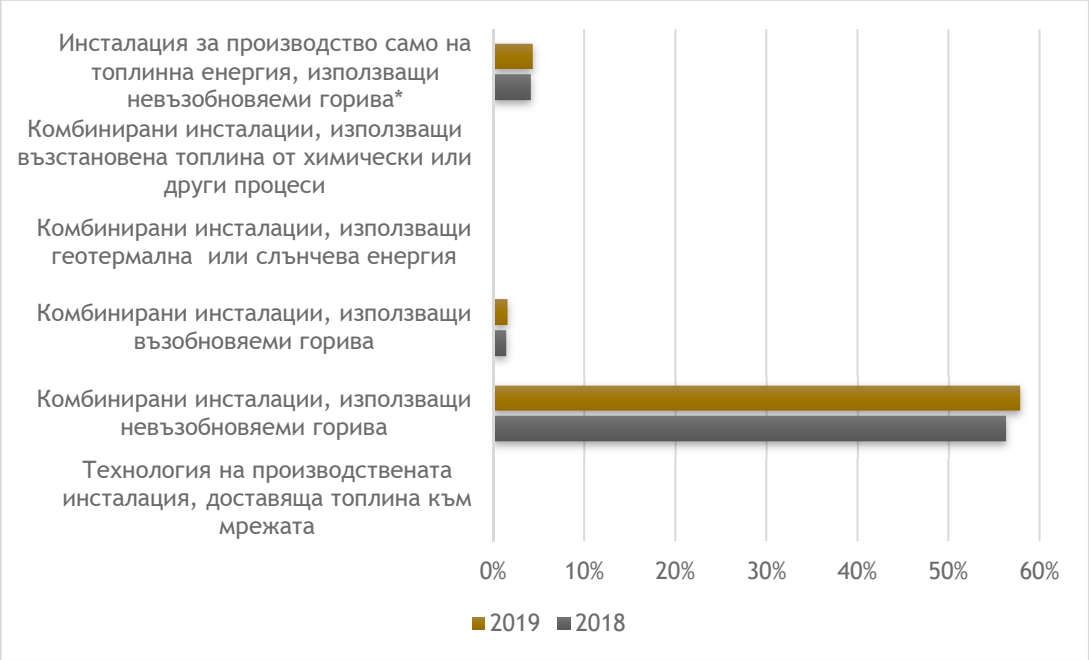
Количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на Комисията за енергийно и водно регулиране за определяне на индивидуална цена за инсталациите.

Националната политика за подкрепа на високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия е регламентирана в Закона за енергетиката, Наредба за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и Наредба за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници и/или по комбиниран начин.

Делът на инсталираната нетна мощност на комбинираните инсталации, използващи невъзобновяеми горива, се увеличава с 2% през 2019 г, спрямо 2018 год., а инсталациите, използващи възобновяеми горива, са нараснали с 1% през 2019 год. (Фигура 26). Това показва, че е започнала постепенна замяна на технологиите с по-ефективни, но и спад на търсенето на енергия за отопление, доставена от районни отоплителни централи.

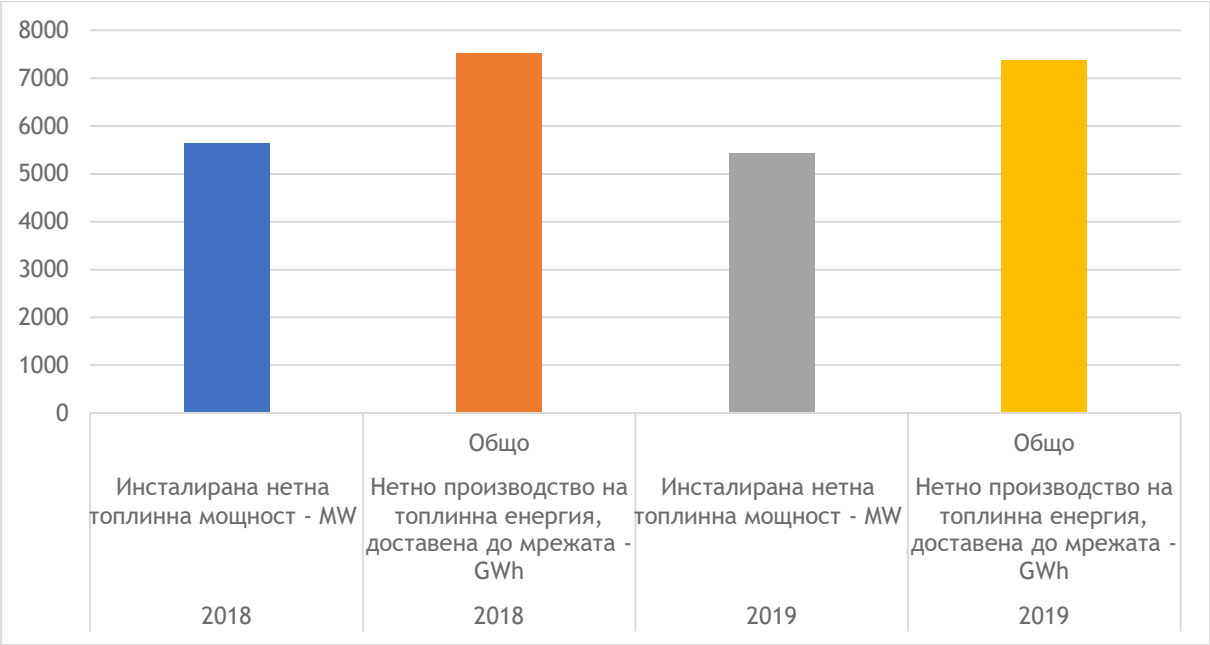
За 2019 г. са издадени общо 2 762 200 бр. електронни сертификати за произход на стоката електрическа енергия на дружествата, които са подали заявления за издаване на сертификати за произход, респективно произведената през 2019 г. електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство е 2 762 200 MWh. За 2020 г. са издадени и прехвърлени общо 2 736 895 бр. електронни сертификати за произход на стоката електрическа енергия, произведена от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, който брой отговаря на произведената електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (2 736 895 MWh) или с 25 305 бр. по-малко спрямо 2019 г. (разликата е по-малко от 1%).

Към края на 2019 г. в България са изградени и въведени в експлоатация 36 броя високоефективни когенерационни инсталации с малка мощност, работещи на биомаса и отпадъци от селското стопанство. Топлинната енергия, произведена от тях, се използва основно в животновъдни ферми и оранжерии, а електроенергията е за собствени нужди, като остатъчните количества се реализират в електроразпределителната мрежа. Инсталациите на биомаса, присъединени към електроразпределителната мрежи в страната, са достигнали производство на електроенергия 82 754 MWhe през 2019г (по данни на КЕВР - https://www.dker.bg/uploads/2020/EWRC_report_EC_2020.pdf) . Основните източници за производството на биогаз в централите за биомаса са селскостопански продукти - царевичен силаж, оборски тор, оранжерийни отпадъци и др.



Фигура 26 Разпределение на видове комбинирани инсталации

На Фигура 27 ясно се вижда, че инсталираната нетна топлинна мощност (MW) намалява с 4% през 2019 г. спрямо 2018 г, а нетното производство на топлинна енергия, доставена до мрежата (GWh) спада с 2% през 2019 в сравнение с 2018 г.



Фигура 27 Нетно производство на топлинна енергия, доставена до мрежата

Производството на енергия за отопление и охлаждане и мощността на комбинираните съоръжения е показано на Таблица 8 .

Таблица 8 Производство на електрическа и топлинна енергия и мощност на комбинирани съоръжения за 2019г.

1 : Производство на електрическа и топлинна енергия и мощност на комбинирани съоръжения с ефективност >= 75%				
Вид на цикъла	Максимална мощност	Производ-ство	Вложени горива	Брой на съоръженията
	Топлинна енергия	Брутна полезна топлинна енергия		
	Нетна			
	МВт	GWh./г.	GWh./г.	Брой
Газова турбина с комбиниран цикъл с топлинно възстановяване (η общо >= 80%)	443	665.05	1496.23	2
Газова турбина с котел-утилизатор	-	-	-	-
Двигател с вътрешно горене с утилизатор	88	423.92	1034.81	42
Парна противоналегателна турбина	1705	4911.50	7290.86	12
Парна кондензационна турбина (η общо >= 80%)	1589	3638.62	6091.04	14
Други	-	-	-	-
Междинна сума	3825	9639.10	15912.94	70
2 : Производство на електрическа и топлинна енергия и мощност на комбинирани съоръжения с ефективност < 75%				
Вид на цикъла			Вложени горива	Брой на съоръженията
	Топлинна енергия	Брутна полезна топлинна енергия		
	Нетна			
	МВт	GWh./г.	GWh./г.	Брой
Газова турбина с комбиниран цикъл с топлинно възстановяване (η общо < 80%)	-	-	-	-
Газова турбина с котел-утилизатор	-	-	-	-

Двигател с вътрешно горене с утилизатор	-	-	-	-
Парна противоналегателна турбина	-	-	-	-
Парна кондензационна турбина (η общо < 80%)	262	377.81	688.11	2
Други	-	-	-	
Междинна сума	262	377.81	688.11	2
ОБЩО	4087	10016.91	16601.05	72

- няма случай

Източник: НСИ

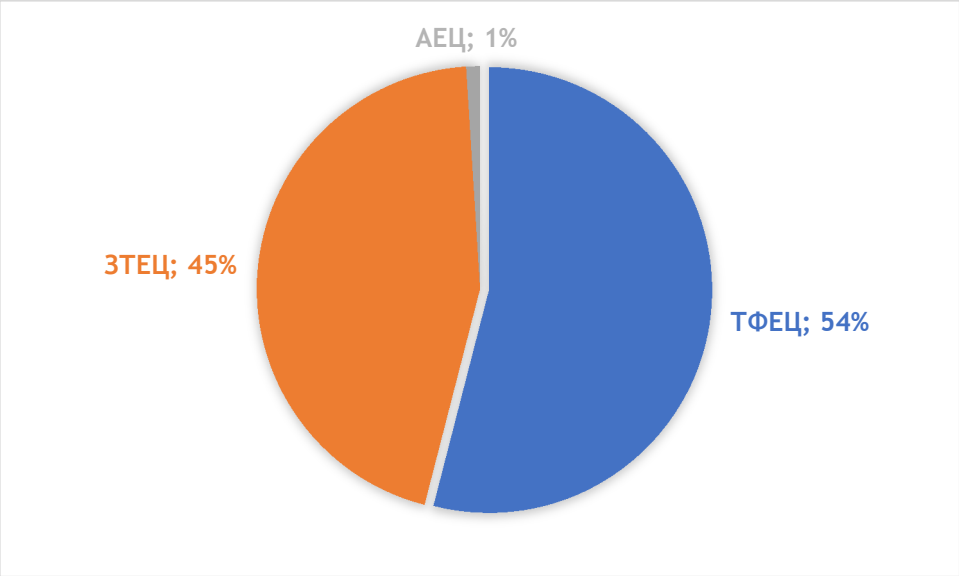
От таблицата е видно, че броят съоръжения с ефективност >= 75% преобладават, а 63% от общия брой съоръжения са двигател с вътрешно горене с утилизатор.

Горивата, използвани от топлофикационните дружества при използване на настоящите технологии, са общо 16601.05 GWh/г. съгласно данните публикувани в НСИ за 2019 г. Тяхното процентно разпределение е показано на Фигура 28. Дял от 42% заема природен и заводски газ, кафяви, лигнитни и други твърди горива от въглища обуславят следващия по-големина дял – 24%. 17% от вложените горива са твърда биомаса, следвани от други течни горива с дял от 16%. Горивата, вложени в комбинираните съоръжения с под 1% дял, остават промишлените отпадъци и биогаз.

Фигура 28 Вложени горива в комбинирани съоръжения за 2019 година

В голяма част от топлофикационните дружества, които преди 10 - 15 г. бяха само със съоръжения за производство на топлинна енергия, направиха значителни инвестиции в посока инсталиране на газови двигатели и газотурбинни модули за производство на електрическа енергия. Инсталирани бяха газови двигатели или се извърши подмяна на водогрейни котли в ЗТЕЦ и в десетки оранжерии. През 2019 г. произведената топлинна енергия в страната от ТФЕЦ и ЗТЕЦ е 14.382 TWh.

Най-голям относителен дял имат топлофикационни електрически централи (ТФЕЦ) – 54.0%, следвани от заводски топлоелектрически централи (ЗТЕЦ) – 45% и атомна електроцентрала (АЕЦ) – 1%, както може да се изведе на базата на горепосочената информация от НСИ.



Фигура 29 Относителен дял на топлинна енергия по инсталации

1.5 Инсталации, генериращи отпадна топлина или отпаден студ и предлагания от тях потенциал за отопление или охлаждане, в GWh годишно

Отпадъчната топлина от производството на електроенергия в индустрията традиционно е важен източник на топлоснабдяване от гледна точка на подход на стратегическите енергийни системи. Изследванията показват, че голямо количество енергия се губи в резултат на неинтегрирането на тези стратегически източници на топлоснабдяване в енергийните политики и вместо това се използват енергийни форми с висока стойност, като например природен газ, за задоволяване на енергийните нужди на отоплението с ниска стойност[9]. Такива източници могат да бъдат:

- Топлоелектрически инсталации, които могат да доставят или могат да бъдат преоборудвани да доставят отпадна топлина, със сумарна входяща топлинна мощност над 50 MW
- Инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при които се използват технологии, посочени в част II от приложение I от Директива 2003/87/ЕО, със сумарна входяща топлинна мощност над 20 MW
- Инсталации за изгаряне на отпадъци
- Инсталации за енергия от възобновяеми източници със сумарна входяща топлинна мощност над 20 MW, различни от инсталациите, генериращи енергия за отопление или охлаждане и използващи енергия от възобновяеми източници
- Промишлени инсталации със сумарна входяща топлинна мощност над 20 MW, които могат да предоставят отпадна топлина.

[9] ReUseHeat. ReUseHeat 2019. https://www.reuseheat.eu/ (accessed February 1, 2019).

Голяма част от отпадъчната топлина при утилизация на димните газове в инсталации гериращи топлинна енергия са вече усвоени. Към момента инсталирани мощности за усвояване на отпадна топлина в промишлеността са 232 MW, като усвояването е в размер на 76 GWh/год. Усвояемоста на техническия потенциал за отпадна топлина от индустрията (химическа, хартиена и др.) в голяма степен ще зависи от индивидуалните технически, икономически и регулаторни условия в бъдеще.

При анализа на топлоелектрически инсталации, които могат да доставят или могат да бъдат преоборудвани да доставят отпадна топлина са взети под внимание проектните данни на бъдещата инсталация за изгаряне на отпадъци (RDF) в Топлофикация София.

Таблица 9 Обобщен потенциал за производство на енергия от отпадна топлина[10]

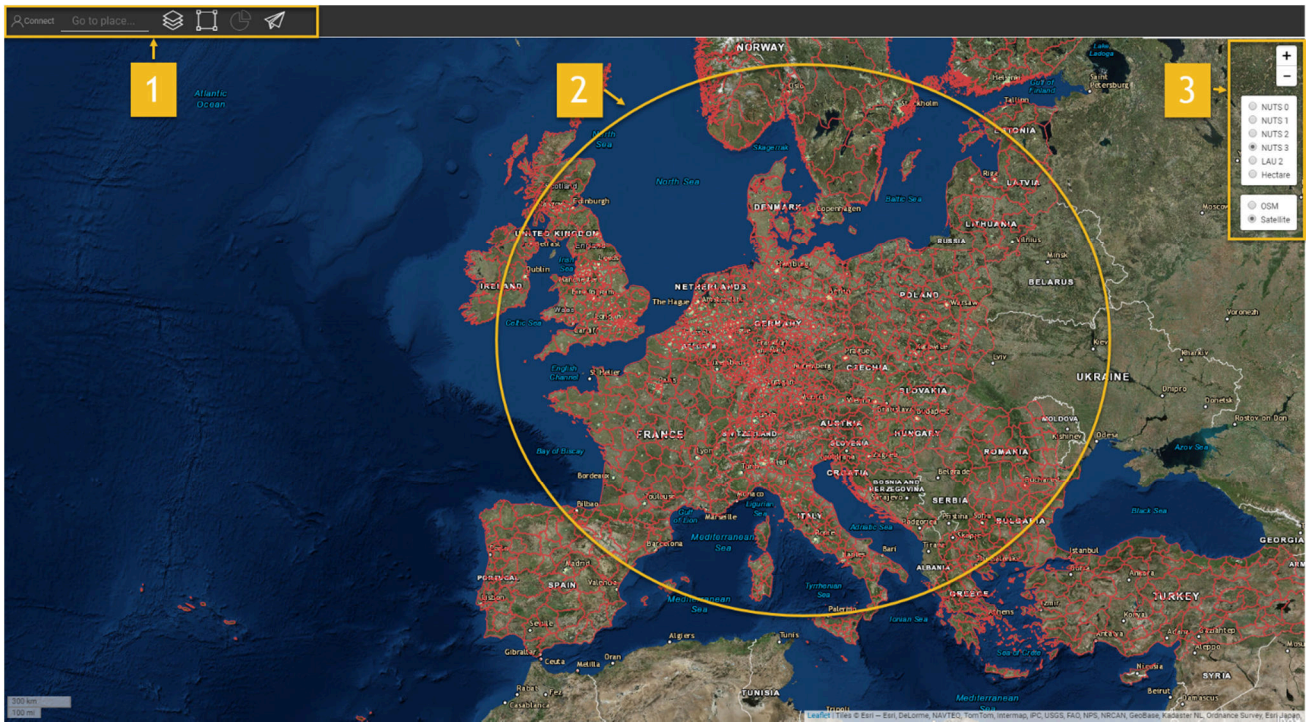
	Праг	Единица	Стойност
Инсталации за производство на топлинна енергия	50 MW	GWh/год.	-
КПТЕЕ	20 MW	GWh/год.	-
Инсталации за изгаряне на отпадъци	-	GWh/год.	464
Инсталации за енергия от ВИ	20 MW	GWh/год.	-
Промишлени инсталации	20 MW	GWh/год.	-

1.6 Национална топлинна карта

Топлинната карта на България е надградена, като е използван Европейският инструмент Hotmaps, въведен през септември 2020 г. В резултат на настоящата оценка в базата данни на Hotmaps са интегрирани данни за районните топлофикационни дружества и инсталации, както и за големите производители на топлинна енергия в индустрията.

Графичният потребителски интерфейс на Hotmaps е GIS-базиран интерфейс. В началната страница потребителят вижда картата на Европа. По подразбиране са изобразени картата на плътността на топлинното потребление на страните от ЕС-28 и границите на NUTS 2. В допълнение към тези две карти, в GUI могат да се видят някои инструменти и бутони. Тези инструменти се визуализират така:

[10] https://www.dker.bg/uploads/reshenia/2019/res_s-2_19.pdf

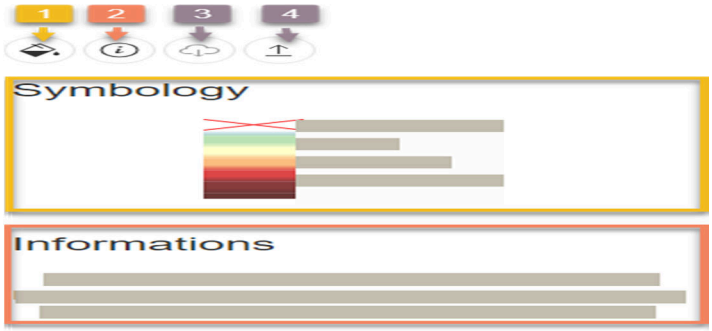


Начална страница Hotmaps

Тук се забелязват следните части от потребителския интерфейс:

1. лента с инструменти в горния ляв ъгъл ,
2. самата карта,
3. някои инструменти за промяна на стила (териториалния обхват) на картата .
4. горе вдясно има връзка към Hotmaps Wiki, което представлява ръководство за ползване на инструмента и неговите възможности.

Чрез натискане на Бутон странична лента с различни видове слоеве се показва вляво на екрана. Всеки слой има набор от инструменти, както е показано по-долу:



1. Показва раздела за символика на слоя (легенда)
2. Показва раздела с информация
3. Изтеглете набора от данни по подразбиране
4. Изберете слой

Визуализират се следните растерни слоеве:

- **17 x Сградни слоеве:**

  - Карта на плътността на топлината (общо / жилищна / нежилищна)
  - Карта на плътността на охлаждане (общо / жилищно / нежилищно)
  - Брутна площ (обща / жилищна / нежилищна)
  - Обеми на сгради (общо / жилищни / нежилищни)
- **1 x Население слой**
  - Общо население
- **3 x Възобновяеми енергийни източници:**
  - Слънчева радиация върху отпечатъка на сградата
  - Потенциал на вятъра на 50м
  - Горски остатъци
- **5 x климатични слоя:**
  - Температура
  - Дни на степента на охлаждане
  - Дни на степента на отопление
  - Слънчева радиация
  - Скорост на вятъра

Визуализират се следните векторни слоеве:

- 4x индустриални слоя:
- Промишлени емисии
- Индустриална излишна топлина
- Име на компанията в индустриалния обект
- Подсектор на индустриален обект

- 6 x Възобновяеми енергийни източници:
- Пречиствателни станции за отпадъчни води Мощност
- Капацитет на пречиствателните станции за отпадъчни води
- Селскостопански остатъци
- Органичен отпадък от животновъдството
- Потенциал на геотермалната енергия
- Общински твърди отпадъци

- 1 x Слой електроенергия:
- Средни за страната CO2 Емисии

За прецизно определяне на териториалния обхват на търсените данни, могат да се детайлизират зони на Номенклатура на териториалните единици за статистически цели на нива NUTS 1,2,3 и LAU 2, използвайки бутоните в горния десен край на топлинната карта, моделирана с инструмента hotmaps.eu/map. Възможни са също изследвания на определени райони, квартали, избрани участъци при селекция от инструмент „selection

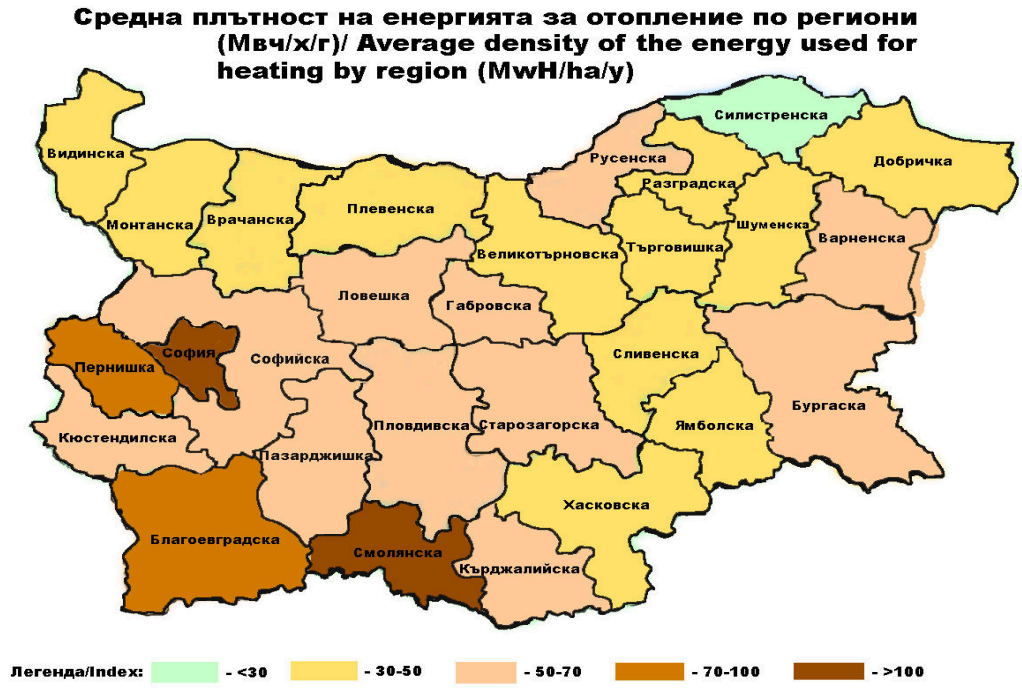
tools“ при определяне на териториален обхват hectare. Визуализацията е достъпна в два варианта „OSM“ и „Satelite”.

Топлинната карта съдържа и модул „Изчисления“, като в секцията с указания за ползване на платформата Hotmaps wiki се съдържа и обучителна част за това, какви и как се извършват различните изчисления.

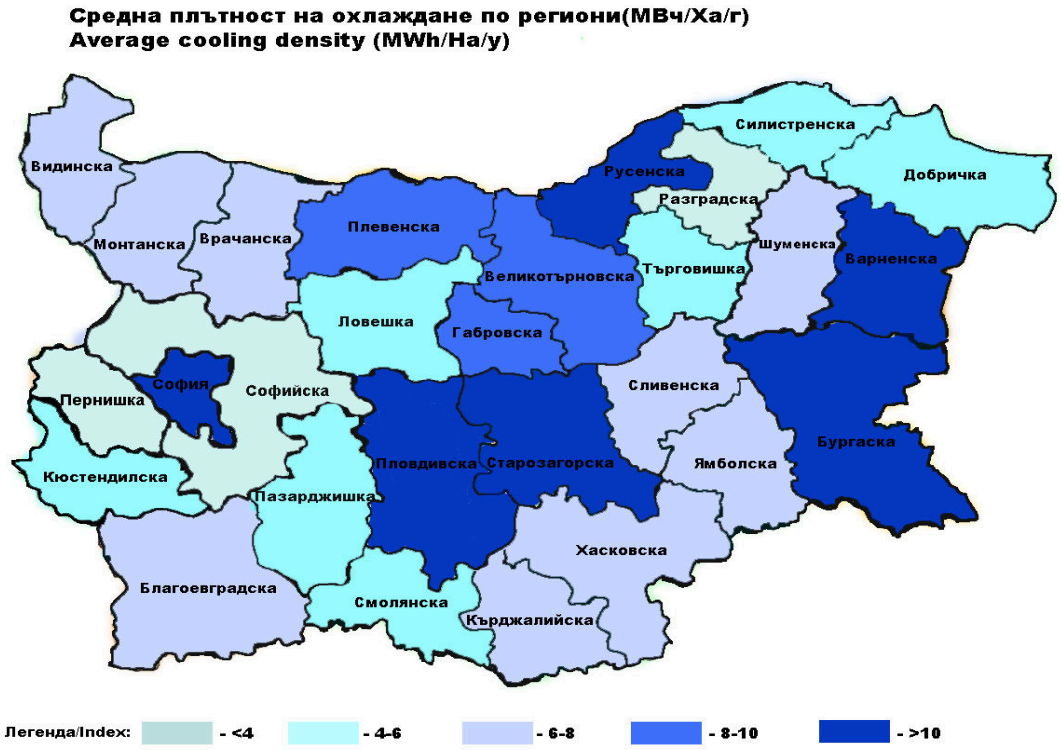
1.6.1 Области на търсене на енергия за отопление и охлаждане

Въз основа на анализа, посочен в точка 1, на база на разполагаемата информация за нивата на годишното потребление на енергия за отопление и охлаждане е определена плътността на потреблението на ниво области съгласно административното деление на страната.

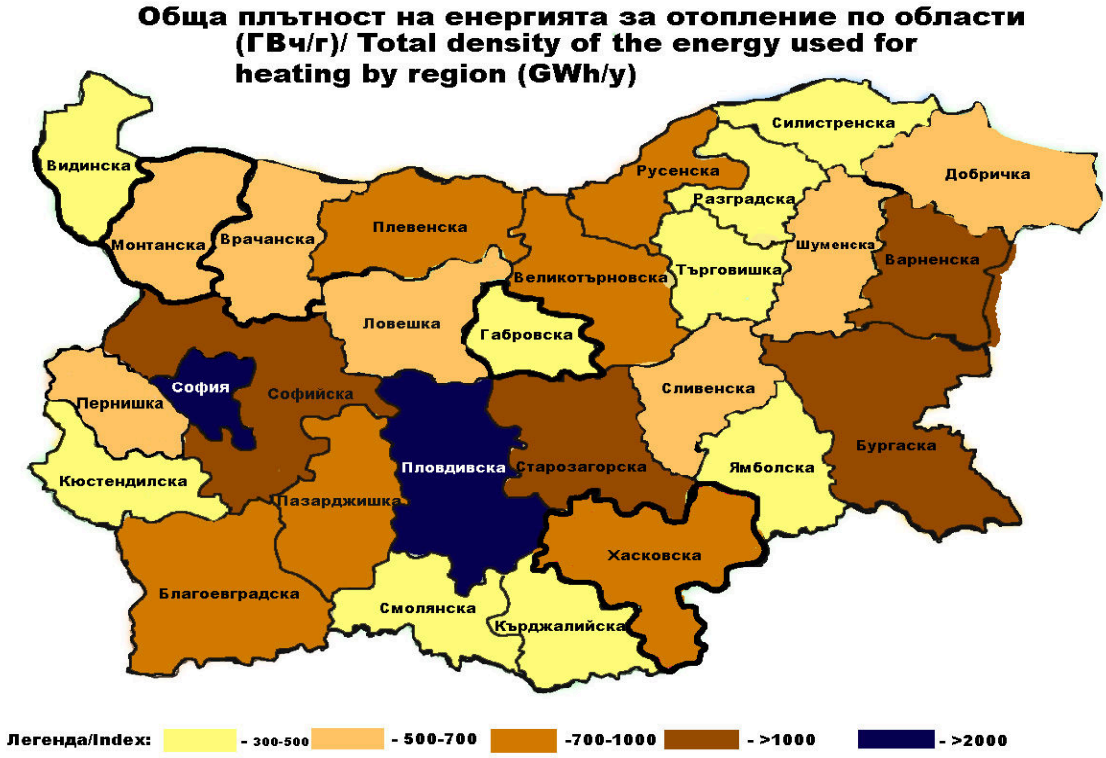
Цветът, който показва топлинната плътност, представя средната стойност на топлинното потребление за съответната област в различни сектори. Направените извадки от картата представят средната стойност на топлинното потребление за град София, Пловдив и Варна. От топлинната карта е направена осреднена извадка, за визулизиране на настоящото състояние на използваната енергия за отопление и охлаждане общо за сектори домакинства и услуги и отделно за използваната енергия за отопление за сектори домакинства и услуги, която извадка е показана картинно от Фигура 30 до Фигура 38.



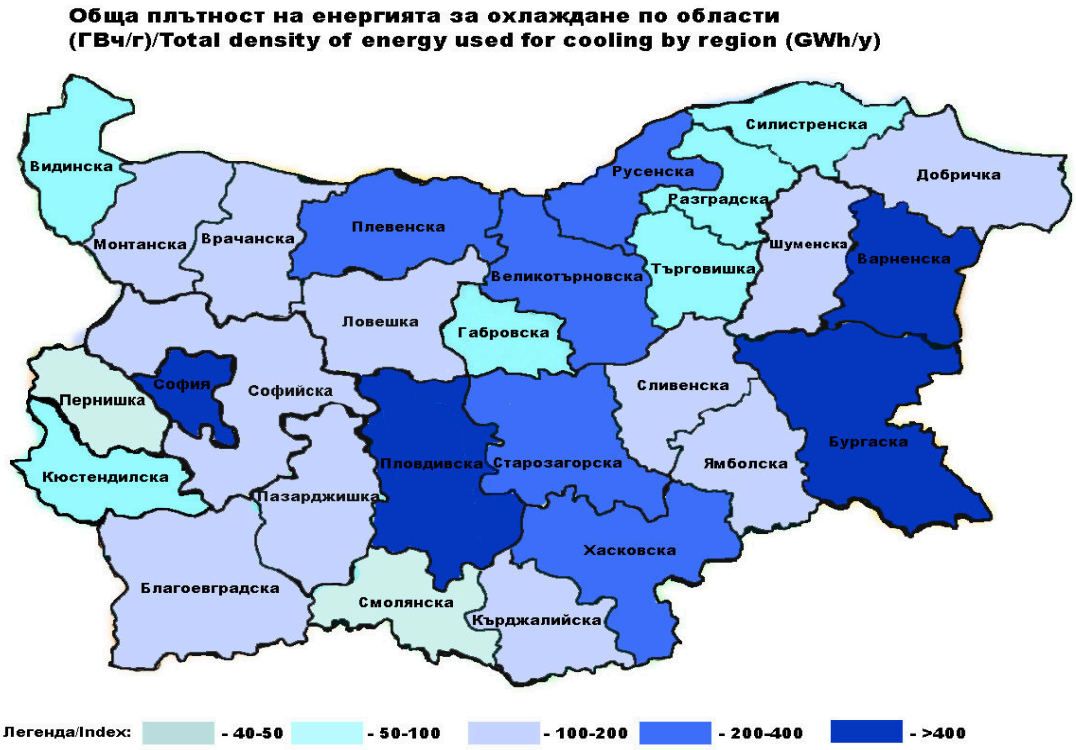
Фигура 30 Средна плътност на използваната енергия за отопление по области (MWh/х/г.)



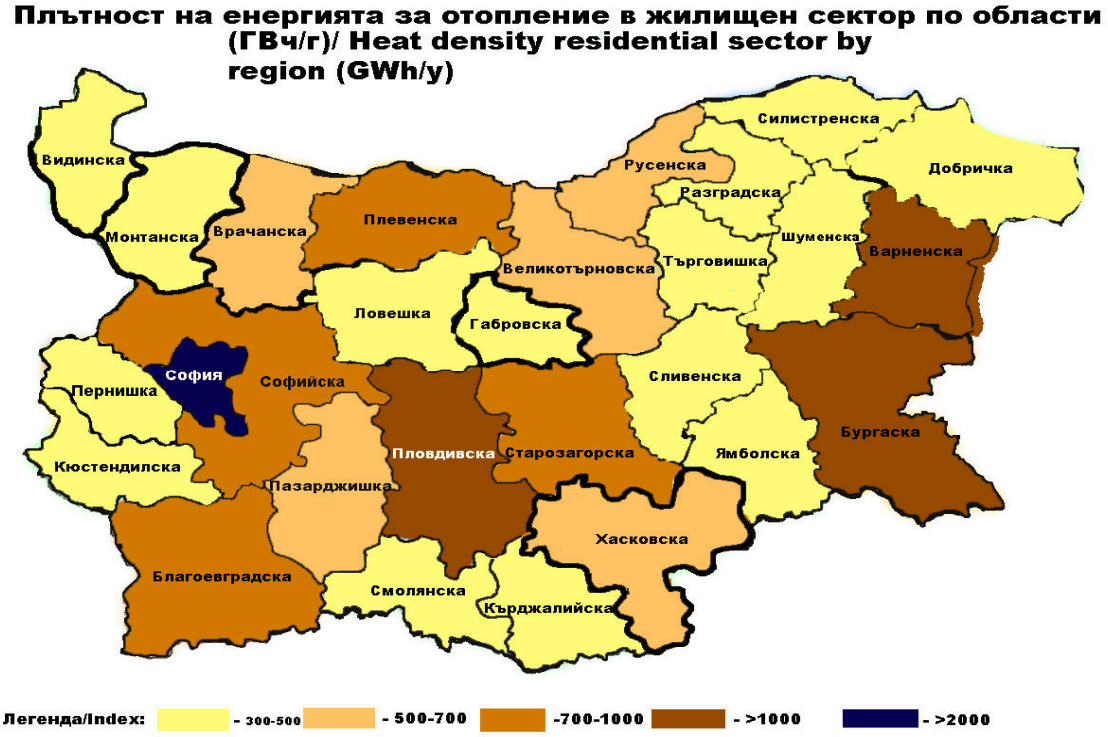
Фигура 31 Средна плътност на използваната енергия за охлаждане по области (MWh/х/г.)



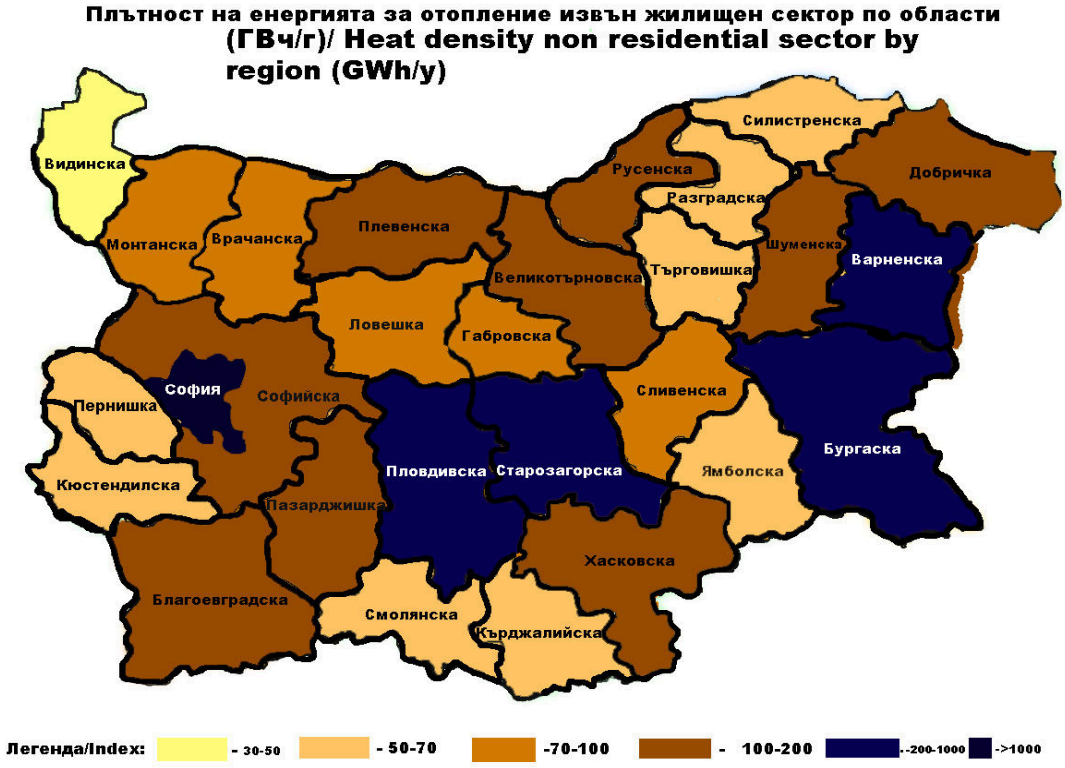
Фигура 32 Обща плътност на използваната енергия за отопление по области (GWh/г.)



Фигура 33 Обща плътност на използваната енергия за охлаждане по области (GWh/г.)



Фигура 34 Плътност на използваната енергия за отопление в жилищен сектор по области (GWh/г.)



Фигура 35 Плътност на използваната енергия за отопление в сектор „Услуги“ по области (GWh/г.)

Фигура 36 Плътност на използваната енергия за отопление (в черен цвят) и охлаждане (в син цвят) за град София (GWh/г.)

Фигура 37 Плътност на използваната енергия за отопление (в кафяв цвят) и охлаждане (в лилав цвят) за град Пловдив (GWh/г.)

Фигура 38 Плътност на използваната енергия за отопление (в кафяв цвят) и охлаждане (в лилав цвят) за град Варна (GWh/г.)

За всяка друга териториална единица стойностите за търсене на топлинна енергия и теоретично търсене на енергия за охлаждане, могат да бъдат изведени от инструмента hotmaps.eu, при класификация на териториалните единици за статистически цели в България (NUTS).

1.6.2 Съществуващи точки на подаване на енергия за отопление и охлаждане

Определени са големи производители и потребители на енергия – топлофикации, районни отоплителни инсталации, големи индустриални потребители на топлинна енергия и други. Информация за предприятия сектор индустрия могат да бъдат намерени на адрес: www.hotmaps.eu/map, слой – Индустрия /Industry/ избор на: Industrial sites company name /Име на фирмата за индустриални обекти / Industrial sites subsector/ Подсектор промишлени обекти, а данните относно районните отоплителни инсталации/ топлофикационните дружества се съдържат в слой Топлофикационни дружества, вход с потребителско име: bghotmap@abv.bg и парола: BGhotmaps.

1.7 Прогноза за търсенето на енергия за отопление и охлаждане

Прогнозното търсене на енергия за отопление и охлаждане е изчислено, на основата на прогнозите за енергийно потребление на топлинна енергия, като са отчетени основните макроикономически показатели – демография, БВП и допълнителни фактори, като температури на околната среда, прилагане на мерки за ЕЕ в секторите Услуги и Битов, интензивност на икономиката, степен и темп на заместване на технологиите и съгласно предвижданията на Базов сценарий 2016г. на Генералната дирекция за енергетика (https://ec.europa.eu/info/departments/energy_bg), Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България 2021-2030 и Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г.
Прогнозата за тенденциите в търсенето на енергия за отопление и охлаждане е изготвена с перспектива за следващите 30 години в GWh, като се взети предвид по-специално прогнозите за следващите 10 години.

Прогнозните криви по технологии за възобновяема енергия, които България 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 са визуализирани на Фигура 39.

Данните показват, че 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 микс се планира допълнително развитие на слънчевите инсталации, от които се очаква производство на топлинна енергия от 347 GWh през 2030 г. Основният възобновяем източник в страната използван в сектор отопление и охлаждане е биомасата, поради развитие на когенерационни централи (от 4 GWh през 2020 г. до 2 497 GWh през 2030 г.) и използване

на биоразградими отпадъци, докато геотермалните източници и термопомпите ще се повишават слабо през целия период.[11]

Таблица 10: Прогнозни криви по технологии за енергията от ВИ за периода 2020-2030 г., ktoe - сектор енергия за отопление и охлаждане[12]

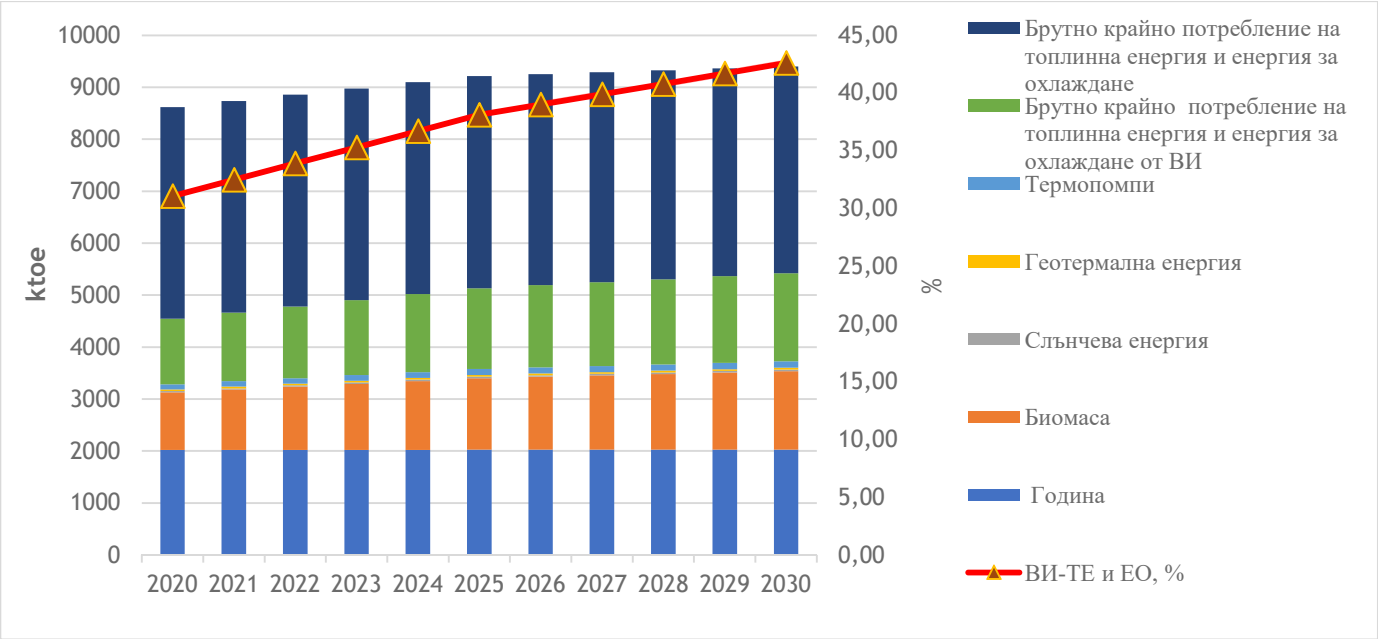
Година	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Биомаса	1109	1163	1217	1270	1324	1378	1404	1430	1456	1482	1508
Слънчева енергия	**23**	**23**	**24**	**25**	**26**	**26**	**27**	**28**	**28**	**29**	**30**
Геотермална енергия	35	35	35	36	36	36	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	1264	1322	1381	1439	1497	1555	1583	1611	1639	1667	1695
Брутно крайно потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане	**4069**	**4072**	**4074**	**4076**	**4078**	**4080**	**4060**	**4039**	**4019**	**3999**	**3978**
ВИ-ТЕ и ЕО, %	31.07	32.48	33.89	35.3	36.71	38.11	38.99	39.88	40.78	41.68	42.6

Източник: Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България 2021-2030

Отчитайки посочените изисквания в чл. 23, ал. 1 от Директива (ЕС) 2018/2001 на Европейския парламент, в периода 2020-2030 г. прогнозираното ориентировъчно годишно увеличение на делът на енергията от ВИ е 1.15 процентни пункта (изчислено като разлика между дела на енергията от ВИ между 2020-2030 г., разделена на броя на годините).

[11] Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България 2021-2030

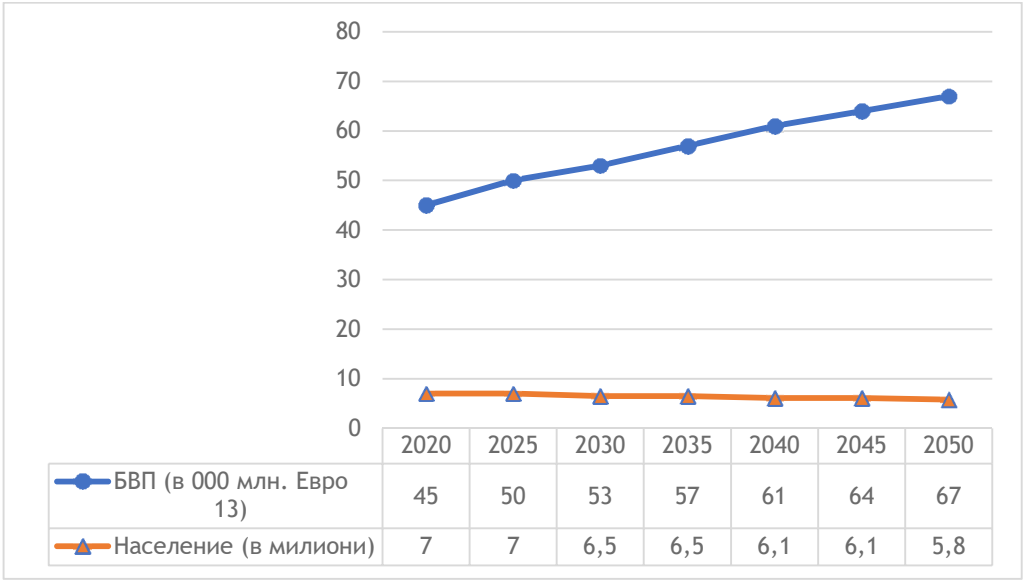
12 ВИ-ТЕ и ТО, % – Дял на топлинната енергия и енергията за охлаждане в брутното крайно потребление на топлинна енергия и енергия за охлаждане в страната.



Фигура 39 Прогнозни криви по технологии за енергията от ВИ за периода 2020-2030 г., ktoe - сектор енергия за отопление и охлаждане

Прогнозно развитие на основните външни фактори, които въздействат върху развитието на енергийната система са БВП и прираст на населението.

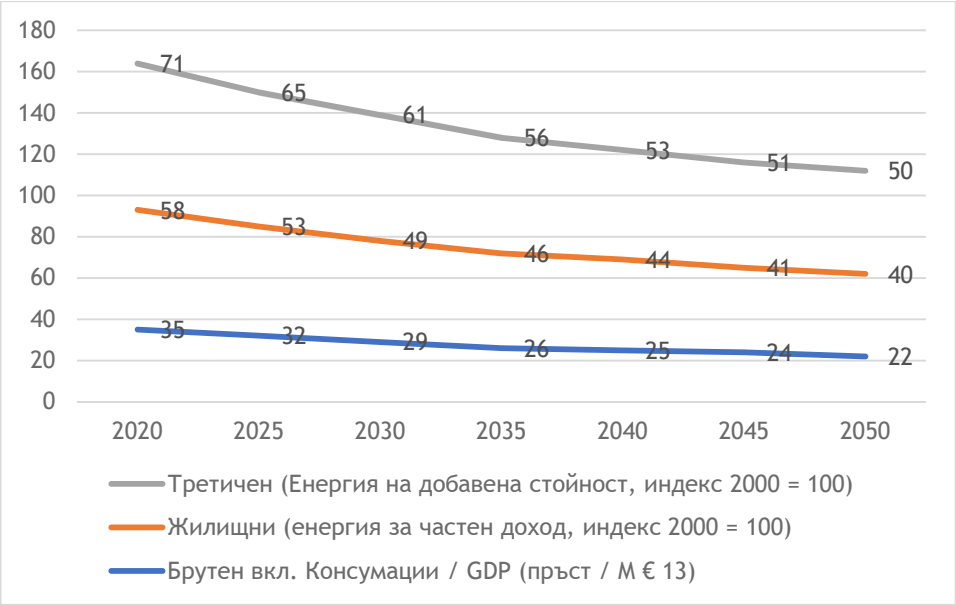
В прогнозният базов сценарий 2016г. на Генералната дирекция за енергетика (DG ENERGY) до 2050 г. са разработени основните криви за развитие на България.



	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
БВП (в 000 млн. Евро 13)	45	50	53	57	61	64	67
Население (в милиони)	7	7	6,5	6,5	6,1	6,1	5,8

Фигура 40 Ключови демографски и икономически показатели

Очаква се населението да намалее до 5.8 мил. души през 2050г, независимо от това БВП ще се повишва, като достига нива от 67 мил. евро през 2050г.



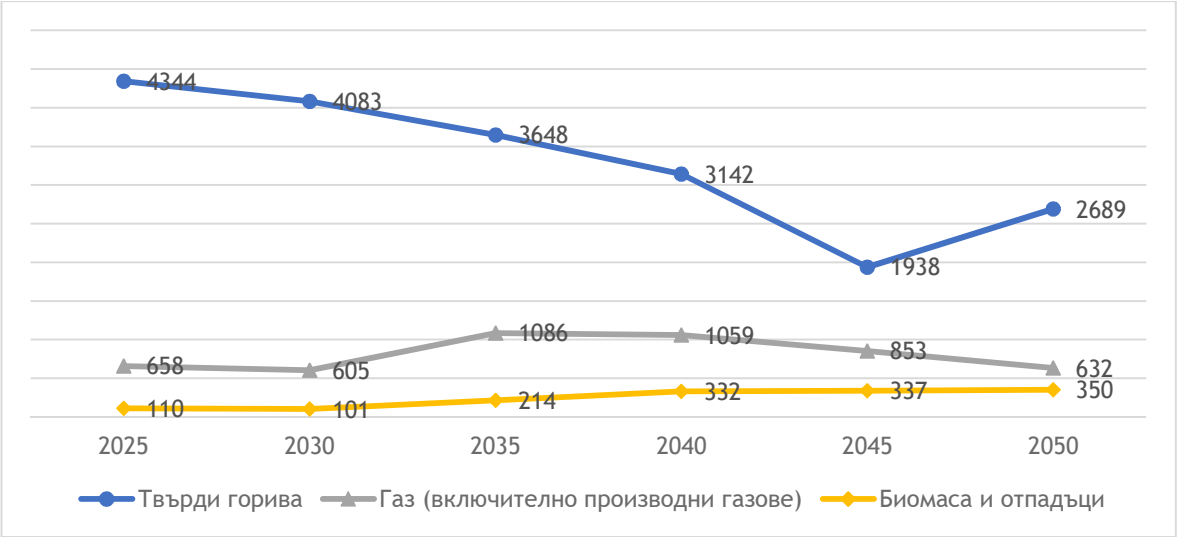
Фигура 41 Индикатори за енергийна интензивност по сектори

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 2020-2050 г., с планиран средногодишен темп на намаляване от около (-33%).

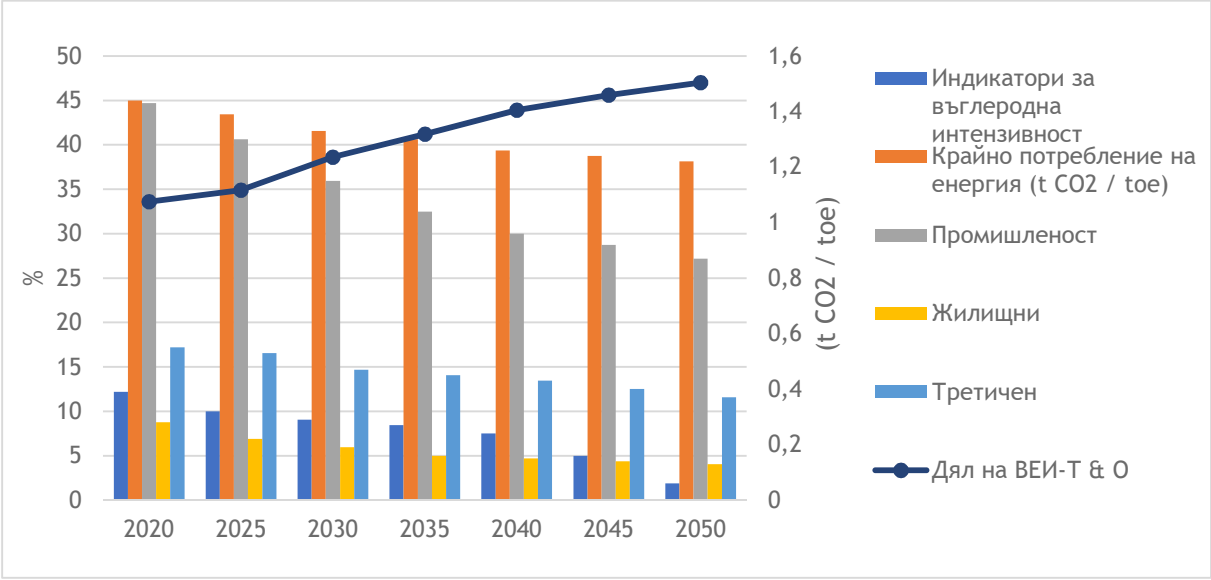
Намаляване на енергийната интензивност се наблюдава във всички сектори, като най-значим е в сектор индустрия с 37% за 2030 спрямо 2020 година.

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 2020-2050 г.

Според посочения сценарий в Република България се очаква инсталираните мощности за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия да намалеят с около 11% от настоящите нива. Основно използваните горива при генерирането на топлинна енергия, ще бъдат твърди горива, газ, RDF. Съгласно сценария, нефтопроизводни горива ще се използват до 2030, но в изключително минимални количества, изграждането на водородни и геотермални районни топлофикационни централи не се предвижда в сценария. Прогнозния дял на инсталираните мощности на централи, работещи с твърди горива да намалява постепенно, като през 2050 да се понижи с повече от 50 % от настоящите нива, докато делът на инсталираните мощности, работещи с газ, да се повиши с близо 62% от текущите стойности. Очаква се значително повишаване на инсталираните мощности на инсталации, работещи с горива от отпадъци като нарастването е скаларно два пъти през 2030 и четири пъти до 2050 г. спрямо днешните инсталирани топлинни мощности в България.



Фигура 42 Входящо гориво за генериране на топлинна енергия (GWhe)



Фигура 43 Прогноза индикатори за въглеродна интензивност по сектори

Обобщение и всеобхватен поглед на търсене на енергия за отопление и охлаждане по сектори е представен на Таблица 11.

Търсенето на полезна енергия за отопление и охлаждане в страната се очаква да намалее с 2% през 2030 г. спрямо 2019 г. и с 4% през 2050 спрямо 2020 г.

Таблица 11 Текущо и прогнозно търсене на енергия за отопление и охлаждане в България през следващите 10-30 години*

			Година						
		Единица	**2019**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Търсене на отопление, крайно енерго-потребление	Жилищен сектор	GWh/год.	**17855.37**						
	Сектор на услугите	GWh/год.	**10627.44**						
	Сектор Индустрия	GWh/год.	**17912.20**						

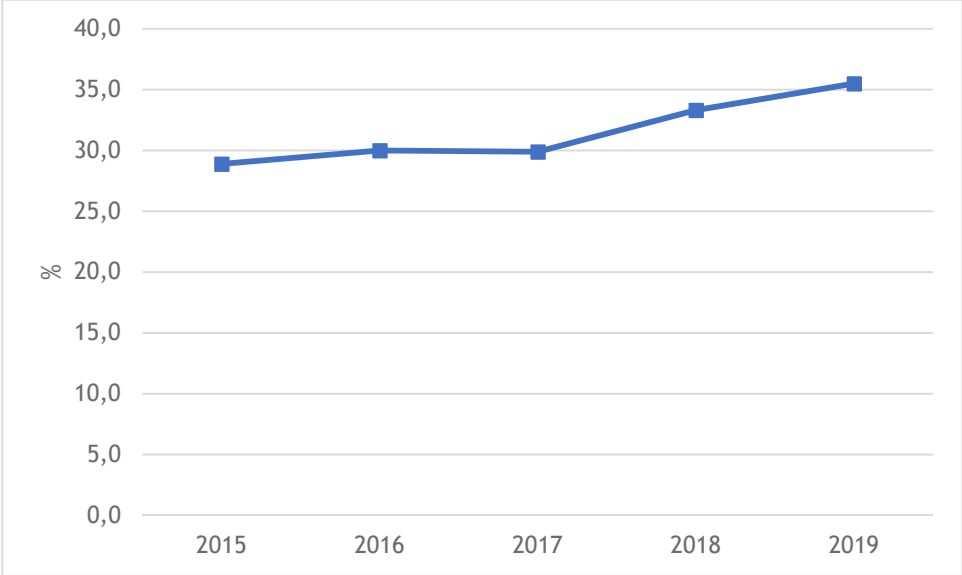
	Други сектори	GWh/год.							
Търсене на отопление, полезна енергия	Жилищен сектор	GWh/год.	**13956.52**	**13556.16**	**13841.66**	**13884.00**	**14284.85**	**14720.72**	**15192.38**
	Сектор на услугите	GWh/год.	**10093.20**	**10277.26**	**10076.70**	**10196.21**	**10328.37**	**10473.57**	**10666.84**
	Сектор Индустрия	GWh/год.	**15620.05**	**16200.69**	**16728.82**	**17169.60**	**17722.61**	**18301.19**	**18906.30**

**Развитието на прогнозата до 2050 г. се основава на базовия сценарий.*

За крайното потребление на топлинна енергия е използван текущият анализ на националната статистика в общия енергиен баланс на страната 2019г. За тази цел общите количества енергия във всички категории на енергийния микс, формиращ крайното потребление по горива са преобразувани в полезна енергия. Данните за крайното търсене на енергия за охлаждане не са конкретизирани. Отчитането на текущото и прогнозното търсена на полезна енергия за отопление и охлаждане се извършва, като се използва информация за крайното енергийно потребление и информация за полезната енергийна стойност на горивата, участващи в микса. За геотермална енергия и термопомпи е използван коефициент 3.5. Други сектори (селското стопанство) не са показани съгласно точка 1.1 на настоящия документ.

1.8 Дял на енергията от възобновяеми източници и от отпадна топлина или отпаден студ в крайното потребление на енергия от сектора на районните отоплителни и охладителни системи

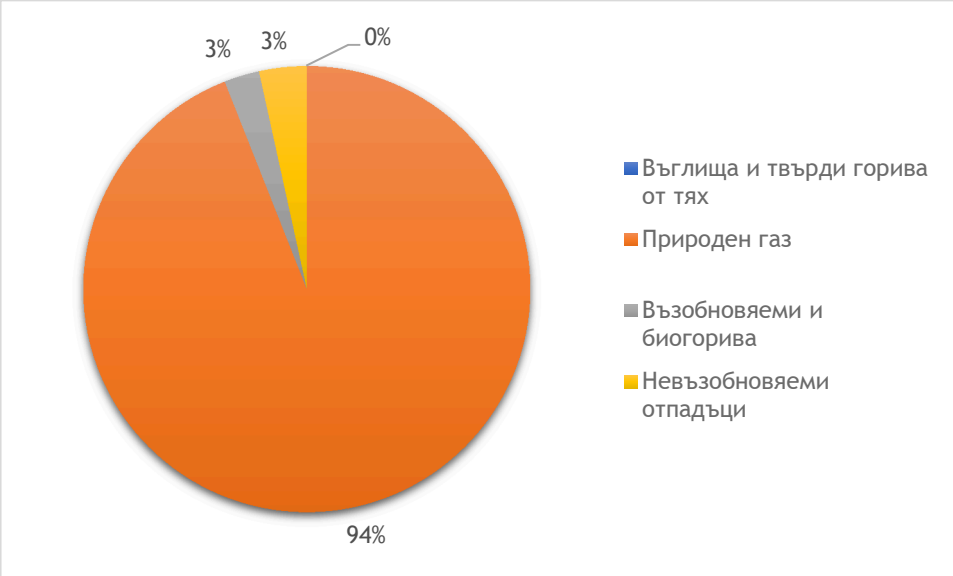
Приносът на ВИ към общото потребление на енергия за топлинни и охладителни цели е достигнал дял от 35.5% за 2019г. Приносът се е увеличил с 19% към 2019 г. , спрямо 2015 г, показан на Фигура 44.



Фигура 44 Дял на възобновяемата енергия за отопление и охлаждане, %

Източник: НСИ

Съгласно националната статистика, при районните отоплителни инсталации делът на енергията от ВИ (биогорива) е в размер на 2.55%, като основното използвано гориво е газ с дял от 94%. При обществени комбинирани централи делът на ВИ е 26.75% за 2019г. Делът на енергията от възобновяеми източници в крайното потребление на енергия от сектора на районните отоплителни и охладителни системи е показан на Фигура 45.



Фигура 45 Дял на въглеродните емисии от възобновяеми източници в крайното потребление на енергия от сектора на районните отоплителни и охладителни системи

Делът на ВИ в крайното потребление на енергия от сектора на районните отоплителни и охладителни системи съгласно поредицата от средни стойности за показания период е 2,9%.

Фигура 46 Дял на въглеродните емисии от възобновяеми източници в крайното потребление на енергия от сектора на районните отоплителни и охладителни системи в периода 2013-2019 г.

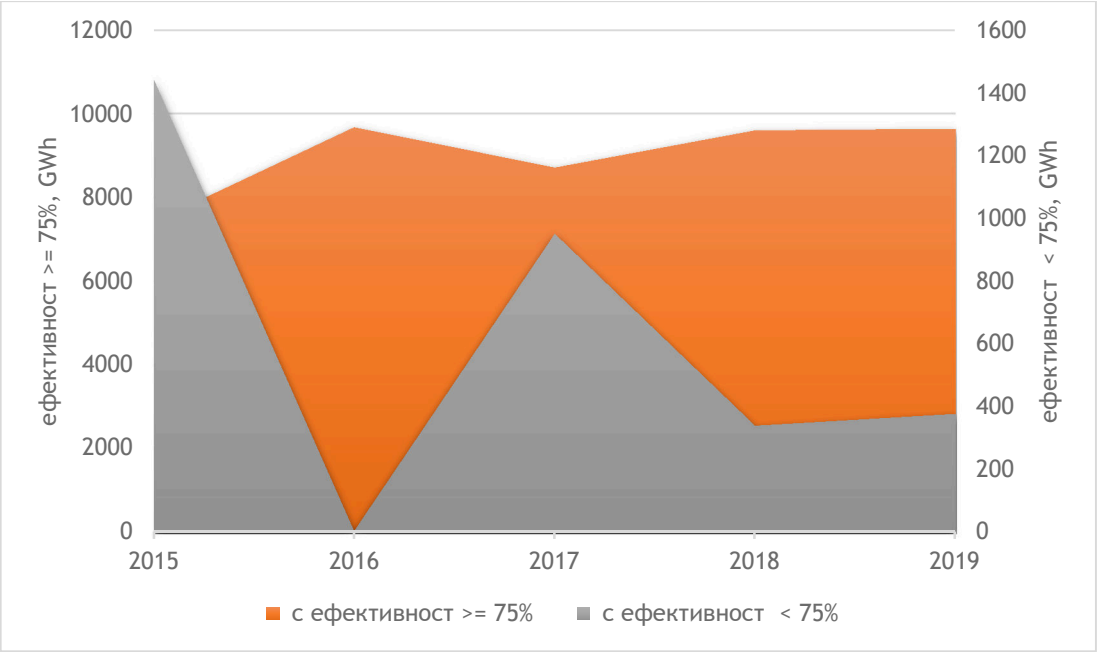
II. ЦЕЛИ, СТРАТЕГИИ, МЕРКИ И ПОЛИТИКИ

2.1. Роля на ефективното отопление и охлаждане за дългосрочното намаляване на емисиите на парникови газове и преглед на съществуващите политики

Топлофикационните дружества към днешна дата осигуряват 13% от общото национално потребление на топлинна енергия. Делът на традиционните топлофикации в сектор домакинства и услуги се оценява на 17.4 %. Очаква се през следващите 10 години делът на присъединените потребители към традиционните топлофикации да се увеличи незначително, а крайното потребление да намалее вследствие на подобрените енергийни характеристики на сградите.

Към момента близо 87% от крайното потребление от енергия за отопление и охлаждане в страната е от консуматори, несвързани към централно отопление.

Производството на електрическа и топлинна енергия и мощност на комбинирани съоръжения за 5 годишен период са показани на Фигура 47. Наблюдава се повишаване на производство на електрическа и топлинна енергия с ефективност на комбинираните съоръжения >= 75%.

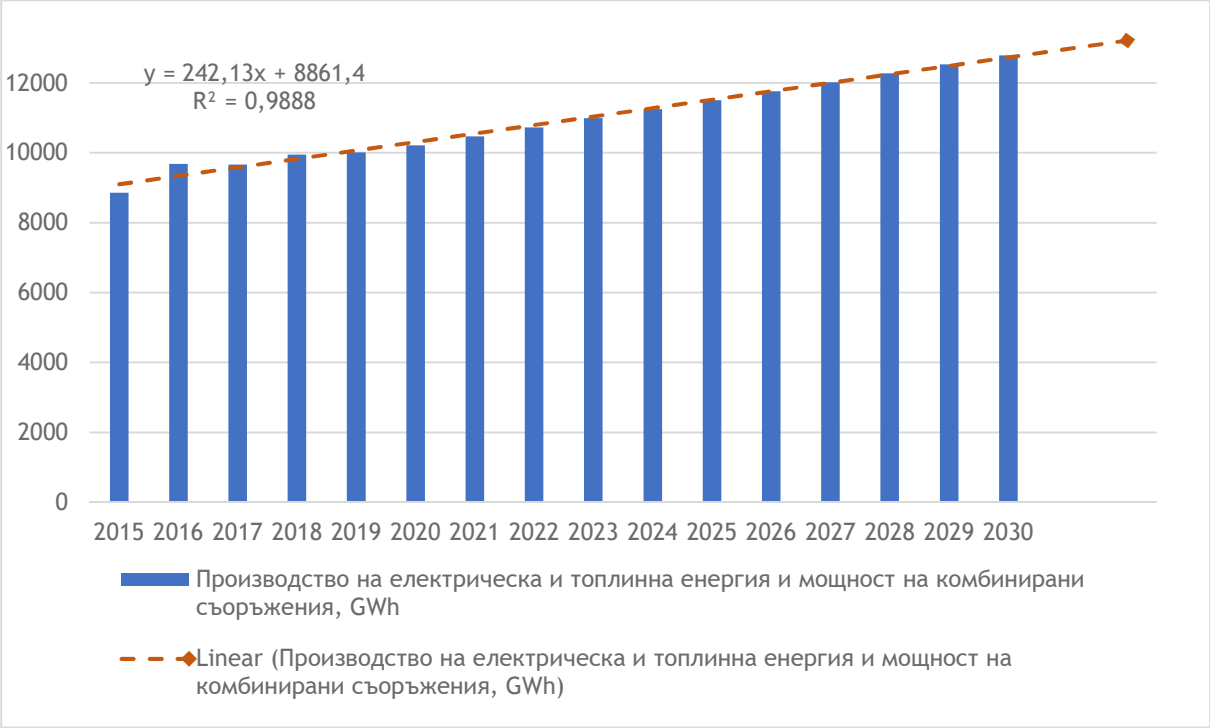


Фигура 47 Производство на електрическа и топлинна енергия и мощност на комбинирани съоръжения

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 и използването на гориво от преработени отпадъци, развитие на микро и мини когенерацията.

В резултат на корелационния анализ е определен коефициент на Пирсън $R^2 = 0,988$ между данните за производството и годината на производство, което показва силна зависимост и висока степен на достоверност на линейния модел.

Определено е уравнение на тренда на развитие на производството във вид на линейна функция, от вида $y = 242,13x + 8861,4$, където x е поредния номер на годината, а y е производство на електрическа и топлинна енергия в GWh за съответната година. На база на полученото линейно уравнение е определена стойност от 12791,52 GWh, което показва потенциала за увеличение производството на електрическа и топлинна енергия от ВКПТЕЕ с 22% до 2030 година спрямо 2019 год. Данните са показани Фигура 48.



Фигура 48 Потенциал за производство на топлинна енергия в нови когенерационни инсталации

Реализирането на съществуващия потенциал в голяма степен ще зависи от политиките и мерките, които следва да се предприемат за постигане на крайната цел за декарбонизация на сектора към 2050 г.

2.2 Общ преглед на съществуващите политики и мерки

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 0.5 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.

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 е изпълнен 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.

Мерки, предприети през 2017 г. и 2018 г. и/или планирани на национално равнище за насърчаване използването на енергия от ВИ, като се има предвид индикативната крива за постигане на националните цели за енергия от ВИ и респективно намаляване на емеисите парникови газове в сектора отопление и охлаждане, съгласно Национален план за действие за енергията от ВИ (Член 22, параграф 1, буква а) от Директива 2009/28/ЕО) са представени в „Пети национален доклад за напредъка на България в насърчаването и използването на енергията от възобновяеми източници“[13].
Оценка на изпълнението на националните мерки за повишаване на енергийната ефективност е представена в Годишен отчет за изпълнението през 2019 г. на национален план за действие по енергийна ефективност 2014 - 2020 г[14]. Мерките в областта на ВКПТЕЕ са показани на Таблица 12.

Таблица 12 Мерки в подкрепа на постигане на националните цели в областта на високоефективното отопление и охлаждане за дългосрочно намаляване на емисиите парникови газове

Наименование и означение на мярката	Вид мярка	Очакван резултат	Целева група и/или дейност	Начална и крайна дата на мярката
Схема за подпомагане на производството на топлина и охлаждане от ВИ в Индустрията	Финансова, регулаторна	Промяна на поведението, инсталирана мощност (MW/година), произведена енергия (ktoe)	Инвеститори, крайни потребители, публична администрация	През отчетния период производството на топлинна енергия от ВИ е подпомагано по Оперативни програми и Програма BG04 „Енергийна ефективност и възобновяема енергия”, финансирана по Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство 2009-2014.

[13] https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/vp_espuer_2017.pdf, Таблица 2

[14] https://www.seea.government.bg/documents/Otchet_NPDEE_2019_22.07.2020.pdf, Глава 5

Схема за подпомагане на производството на топлинна енергия от ВИ в битовите и обществени сгради	Финансова, регулаторна	Промяна на поведението, инсталирана мощност (MW/година), произведена енергия (ktoe)	Инвеститори, крайни потребители, публична администрация	Мярката е постоянно действаща. Няма краен срок. С Постановление № 18 от 2.02.2015 г. на МС е приета Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради.
Програма за финансови насърчения за използване на локално отопление	Финансова	ktoe	Инвеститори	2013 г. – постоянно. Няма краен срок.
Данъчни стимули за инвестиране в производството на енергия от ВИ за бита	Финансова	ktoe	Крайни потребители	Мярката е въведена през 2009 г. със Закона за местни данъци и такси (ЗМДТ). Съгласно чл. 24, ал. 1, т. 18 и т. 19 от ЗМДТ, сградите, които изпълняват регламентираните условия и прилагат мерки за оползотворяване на ВИ за производство на енергия за задоволяване потреблението на сградата се освобождават от данъци за определения в закона период. Няма краен срок.
Създаване на процедури за оценка, които да налагат задължителното маркиране на оборудването, изгарящо биомаса	Регулаторна, финансова	ktoe	Доставчици на енергия	Мярката е въведена през 2011 г. Маркирането се осъществява съгласно Закона за техническите изисквания към продуктите, във връзка с изискванията за екопроектиране.

Източник: Пети национален доклад за напредъка в насърчаването и използването на енергията от възобновяеми източници

2.2.1 Измерение „Декарбонизация“

Основен принос за декарбонизацията са мерките, съществуващи и планирани в енергийния сектор, тъй като този сектор представлява основният източник на парникови газове (ПГ). Интегрираният Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България 2021 - 2030 г. определя следните точки, които се отнасят до сектора за отопление / охлаждане:

- Реконструкция на когенерационни инсталации и котли за централно отопление с турбини на природен газ;
- 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;

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 Регламент 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 20202030 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;

За 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. 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.

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 CO2 от 54 280 tCO2.[15]

Сектор топлинна енергия и енергия за охлаждане допринася в най-значима степен за постигане на целта за дял на енергията от ВИ в брутното крайно потребление в страната. Биомасата е с най-голям дял от енергията от ВИ, потребена в този сектор и през 2019 г. е с дял от 88.4 %. Използването на геотермалната и слънчевата енергия за топлинни цели е все още слабо развито и през 2019 г. дяловете на посочените ВИ в брутното крайно потребление на енергия от ВИ за топлинни и охладителни цели е 2.6 % и 1.9 %. През 2019 г. е отчетено използването на възобновяеми твърди общински отпадъци (36.3 ktoe) за производството на топлинна енергия. Като положителна тенденция може да се посочи увеличаване използването на енергията от термопомпи, която за периода от 2010 г. до 2019 г. е нараснала близо 2.5 пъти.

2.2.2 Измерение „Енергийна ефективност“

Постигнатите спестявания на енергия намаляват търсенето на конвенционални горива от внос и по този начин оказват благоприятен ефект върху намаляването на дефицита на търговския баланс. Трябва да се има предвид, че много от мерките в НПДЕЕ могат да бъдат оценени едва след края на периода на неговото действие, т.е. реалният ефект от изпълнението на НПДЕЕ се очаква да е по-висок от определения към настоящия момент. Националното законодателство предвижда извършването на проверка за ЕЕ и оптимизация работата на отоплителни инсталации с водогрейни котли и климатични инсталации в сгради.

Таблица 13 Изпълнение на националната цел за енергийни спестявания за периода 2014- 2019 г.

	GWh/г.	ktoe

[15] Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България 2021 - 2030 г.

Национална цел 2014-2020 г.	8325,6	716
Изпълнение 2019 г.	1128,1	97,02
Изпълнение 2014-2019 г.	7295,2	624,5
Степен на изпълнение на целта за периода 2014-2019 г.,%	87,6	

Източник: Годишен отчет за изпълнението през 2019 г. на национален план за действие по енергийна ефективност 2014 - 2020 г.

Оценката на мерките за повишаване на енергийната ефективност от НПДЕЕ през 2019 г. – актуализирана информация за основните мерки с принос към изпълнението на националната цел за енергийна ефективност (в съответствие с Приложение 4 на НПДЕЕ и Допълнителни изисквания, съгласно чл. 24 (1), Анекс XIV, част 1(б) от Директива 2012/27/ЕС)[16] е показана на Таблица 14.

Таблица 14 Оценка на мерките за повишаване на енергийната ефективност от НПДЕЕ през 2019 г

Мярка	Енергийни спестявания, GWh	Спестявания на CO2 емисии ktCO2/г.
Схема за задължения за ЕЕ	40,91	
Задължително управление на ЕЕ в предприятия и промишлени системи	283,7	77,08
Задължително обследване за ЕЕ и сертифициране на сгради	57,1	21,8
Обследване за ЕЕ на предприятия и промишлени системи	201,4	73,13
Задължително изготвяне на програми за повишаване на ЕЕ от органите на държавната власт и на местното самоуправление и задължително управление на ЕЕ в публични сгради	83,8	33,7
Финансиране на проекти за въвеждане на енергоспестяващи технологии и енергия от ВИ по Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 г. мярка „Повишаване производството на енергия от възобновяеми източници – геотермална и водна енергия	46	3,96
Процедура BGI6RFOP002 - 3.002 Повишаване на енергийната ефективност в големи предприятия – алтернативна мярка за изпълнението на	50,79	34,8

[16] Доклад за напредъка по изпълнението на политиките и мерките за обновяване на сградния фонд в Република България, ПРИЛОЖЕНИЕ 1

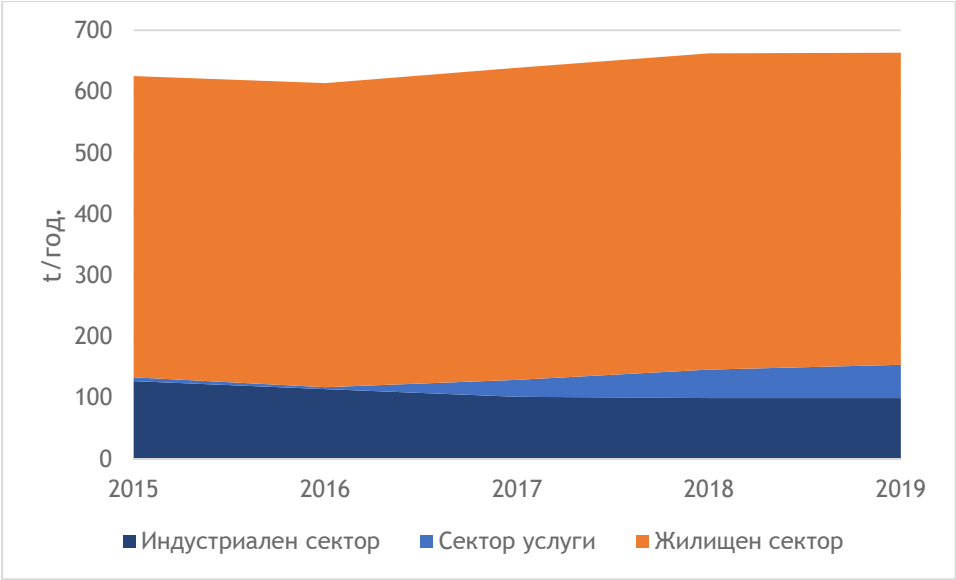
Национална кумулативна цел за енергийна ефективност		
Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници”	3,361	
Програма за кредитиране на енергийната ефективност в дома	6,15	4,2
Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради	100,7	35

По отношение на отоплението и охлаждането дългосрочна национална цел в областта на енергийната ефективност е да 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.

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.

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 (Фигура 49).



Фигура 49 Дял на въглеродните емисии от възобновяеми източници (биомаса) в крайното потребление на енергия по сектори

Източник:НСИ

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.

Очакваните нови годишни спестявания на енергия в крайното енергийно потребление, постигнати чрез схеми за задължения за ЕЕ и алтернативни мерки по членове 7а и 7б от Директива 2012/27/ЕС, разпределени по години са в

Таблица 15 Разпределение на общата кумулативна цел по години за периода 2021-2030 г., ktoe

Разпределение по години	Схема за задължения	Алтернативни мерки	
	за енергийни спестявания	Оперативна програма "Околна среда" и Оперативна програма "Иновации и конкурентоспособност")	Национален механизъм за финансиране на енергийна ефективност (НМФЕЕ)
2021-2022	11,07 ktoe/г.	11,31 ktoe/г.	46,8 ktoe/г.
2023-2024	11,85 ktoe/г	12,12 ktoe/г.	50,1 ktoe/г.
2025-2030	14,72 ktoe/г	15,03 ktoe/г.	62,3 ktoe/г.
Очаквани кумулативни спестявания в крайното енергийно потребление	697,21 ktoe	712,32 ktoe	2 948,02 ktoe

2.2.3 Измерение „Енергийна сигурност“

Заложените цели във връзка с обезпечаване сигурността на енергийните доставки, което означава гарантиране на непрекъснати и адекватни доставки на енергия от всички източници за всички потребители, могат да бъдат постигнати чрез[17]:

- 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).

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.

2.2.4 Измерение „Вътрешен енергиен пазар“

Основните принципи на ценово регулиране на вътрешния енергиен пазар са заложени в ЗЕ, а методите за регулиране на цените, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените се определят със съответните подзаконови нормативни актове - наредби.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР или Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от КЕВР подлежат цените, по които производителите продават топлинна

[17] Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България 2021 - 2030 г

енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ КЕВР определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ. Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по ал. 1, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство и добавка, определена от КЕВР по групи производители и по критерии съгласно чл. 24 от Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ). Съгласно чл. 33, ал. 5 от ЗЕ, по предложение на съответното топлопреносно предприятие Комисията определя преференциална цена на топлинна енергия за асоциацията[18] по чл. 151, ал. 1 и за доставчика[19] по чл. 149а от ЗЕ.

Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от КЕВР относно образуването на цените.
Съгласно новите изменения на ЗЕ, общественият доставчик, съответно крайните снабдители са длъжни да изкупят от производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 500 kW, присъединени към съответната мрежа, цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано с месечен сертификат за произход, по преференциални цени, определени съгласно съответната наредба по чл. 36, ал. 3, с някой изключения, описани в чл. 162, ал. 1. Количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на комисията за определяне на преференциална цена. Освен по преференциална цена, производителя може да продава на крайния снабдител и по средноаритметична цена за излишък на балансиращия пазар за съответния месец.

Преференциална цена и/или премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от съществуващ или нов обект се предоставя след провеждане на търг от Комисията. Условията и редът за провеждане на търг, както и критериите за определяне на преференциалната цена и/или премия са определени в чл. 163д, от ЗЕ, според който:

[18] Клиенти на топлинна енергия в сграда - етажна собственост, могат да учредят асоциация, с която топлопреносното предприятие да сключи договор за продажба на топлинна енергия, използвана от клиентите в сградата.
[19] Клиентите на топлинна енергия в сграда - етажна собственост, могат да купуват топлинна енергия от доставчик, избран с писмено съгласие на собствениците, притежаващи най-малко две трети от собствеността в сградата - етажна собственост. Доставчици на топлинна енергия са юридически лица, регистрирани като търговци по българското законодателство.

Комисията провежда търг за предоставяне на преференциална цена и/или премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от съществуващ или нов обект, при следните условия:

1. съществуваща мощност за производство на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия е изведена от експлоатация;

2. предоставянето на помощта няма да доведе до превишаване на одобрения от Европейската комисия размер на бюджета на схемата за подпомагане с преференциална цена и/или премия за производството на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия;

3. до провеждането на търга не е определяна преференциална цена и/или премия за енергията.

Търг не се провежда в следните случаи:

1. при изграждане на заместваща мощност или извършване на реконструкция и модернизация, които изискват въвеждане в експлоатация по смисъла на Закона за устройство на територията, в обект, за който на производителя е определена преференциална цена и/или премия;

2. когато министърът на енергетиката докаже пред Европейската комисия, че само един или ограничен брой проекти или територии биха могли да бъдат допустими.

Условията и редът за провеждане на търг, както и критериите за определяне на преференциалната цена и/или премия, се определят с наредба, приета от комисията при спазване на Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика за периода 2014 - 2020 г.

В случай, че не е проведен търг, предоставянето на помощта не трябва да доведе до превишаване на бюджета, одобрен от Европейската комисия по схемата за подпомагане с преференциална цена и/или премия за производството на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия

На основание на чл. 162а, Фонд "Сигурност на електроенергийната система" компенсира с премия производители с обекти с обща електрическа инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW за цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано с месечен сертификат за произход, с изключение на` количеството електрическа енергия, необходимо за осигуряване експлоатационната надеждност на основните съоръжения, произведено над количеството електрическа енергия от комбинирано производство и количествата, които производителят ползва за собствени нужди и за собствено потребление по смисъла на чл. 119, ал. 1 или с които участва на пазара на балансираща енергия, или която е потребявана от небитови клиенти, които не са на бюджетна издръжка, и които производителят с преобладаващ топлинен товар за стопански нужди снабдява с топлинна енергия. Количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се компенсират до

размера на количествата, определени с решение на комисията за определяне на преференциална цена.

Произходът на енергията и основание за получаване на преференциални цени от производителите се доказва чрез Сертификатът за произход, който е електронен документ и се издава за 1 MWh електрическа енергия на производител за нетното производство на електрическа енергия, измерено на изхода на централата и подадено към съответната електрическа мрежа, при спазване на изискванията за точност, надеждност и невъзможност за подправяне. Съдържанието на сертификата е описано в чл.163б от ЗЕ. Сертификатът за произход се издава по искане на производителя на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, и се използва от производителя, за да докаже, че електрическата енергия е произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. За всяка единица произведена електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия може да се издава само един сертификат за произход, който е със срок на валидност 12 месеца от производството на съответната единица енергия.

Комисията признава сертификатите за произход, издадени от компетентните органи в другите държави - членки на Европейския съюз, и в държавите - страни по Споразумението за Европейското икономическо пространство. Издаването, прехвърлянето и отмяната на сертификатите за произход на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се извършват по електронен път. Условията и редът за издаване, прехвърляне и отмяна на сертификатите за произход на електрическата енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се определят с наредба, приета от комисията.

2.2.5 Измерение „Научни изследвания, иновации и конкурентоспособност“

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;
- подкрепа на местната индустрия за въвеждане на ниско-въглеродни технологии, на обществено-административния и битовия сектор за използване на нови високо ефективни енергоспестяващи технологии;
- 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;

III. АНАЛИЗ НА ИКОНОМИЧЕСКИЯ ПОТЕНЦИАЛ ЗА ЕФЕКТИВНО ОТОПЛЕНИЕ И ОХЛАЖДАНЕ

Анализът на икономическия потенциал на технологиите за отопление и охлаждане обхваща цялата национална територия. Основава се на АРП (член 14, параграф 3 от ДЕЕ) и използва нетната сегашна стойност (NPV) като критерий за оценката. Идентифицира алтернативни сценарии за по-ефективни и възобновяеми технологии за отопление и охлаждане — това включва изграждането на базов сценарий и алтернативни сценарии за националните системи за отопление и охлаждане.

3.1 Географски граници и граници на системите

Географските граница обхваща територията на цялата страна - ниво NUTS 0. За прецизно определяне на потенциала за индивидуални и мрежови решения, отделните топлинни натоварвания могат да се детайлизират зони на Номенклатура на териториалните единици за статистически цели NUTS 1, 2, 3 и LAU 2, с помощта на инструмента за моделиране топлинна карта (hotmaps.eu/map).

Информация за търсенето на топлинна енергия в сектори Битов и Услуги в географската граница на системата е представена на Таблица 16.

Таблица 16 Търсене на топлинна енергия в сектори Битов и Услуги

Профил на топлинното търсене	
Търсене на топлинна енергия	GWh
Отопление Битов сектор	15 200
Подгряване на топла вода в Жилищен сектор	4 760
Отопление сектор Услуги	10 000
Подгряване на топла вода в сектор Услуги	3 470

В границите на дадена подсистема на топлофикационните дружества на Таблица 17 са разгледани възможности за разширяване на доставките на енергия за отопление и охлаждане в границите и извън границите на мрежата.

Таблица 17 Възможности за разширяване на доставките на енергия за отопление и охлаждане в границите и извън границите на мрежата

Варианти за разширения на подаването на енергия за отопление и охлаждане при съществуващи районни отоплителни централи	
Извън границите на мрежата	**В границата на мрежата**
Индустриални зони и технологични паркове	Търговски и технологични центрове - съществуващи и ново изграждащи се

Отдалечени търговски центрове	Съществуващи и новостроящи се сгради сектор Услуги
Жилищни квартали	Съществуващи многофамилни и еднофамилни сгради
	Нови многофамилни жилищни сгради

Разглежданите граници на системите са в съответствие с издадената лицензия за пренос на топлоенергия на територията на съответния град/територия/. Валидно за всички топлофикации е, че мрежата за пренос на топлоенергия не обхваща цялата граница на системата, а е разположена частично върху лицензионната територия.

Обработката на съществуващата информация показва, че наличните топлофикационни мрежи почти са достигнали максималното си разширение предвид намаляване на населението, намалелите инвестиции в нов жилищен фонд, повишаване на енергийната ефективност на съществуващия сграден фонд, относително ниски доходи на населението, високите изисквания за енергийна ефективност на нови сгради (например сгради с потребление близко до нулевото) при инвестиции в нови сгради и др. фактори влияещи на потреблението на енергия за отопление и охлаждане.

Прогнозите за развитие на доставките на енергия за отопление и охлаждане, на топлофикационните дружества показват намаляване на доставената енергия до 2030 година, като може да се направи допускане, че ефектът от намаляване на доставките на топлинна енергия за отопление и охлаждане при повишаване на енергийната ефективност на сгради в секторите Услуги и Битов, повишената ефективност на въведени нови технологии, ще надвиши необходимостта от повишаване на доставките на енергия за отопление и охлаждане при развитието на мрежите в границите на подсистемите.

Таблица 18 Прогнозно търсене и предлагане на енергия за отопление и охлаждане в границите на подсистемите

	Търсене на топлинна енергия*		Теоретично търсене на енергия за охлаждане*	Търсене на топлинна енергия	Доставена енергия от топлофикационни дружества		
	Сектор жилища	Сектор услуги		Сектор Жилища и Услуги	2019г.	2025	2030
	GWh/г.	GWh/г.	GWh/г.	GWh/г.	GWh/г.	GWh/г.	GWh/г.
За страната (NUTS 0)	**20 005.57**	**6 748.99**	**4 969.65**	**26 754.56**			
„ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ" ЕАД	**3 291.10**	**2 638.61**	**415.72**	**5 929.71**	**3541.00**	**3449.32**	**3190.62**
„ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ" ЕАД	**847.51**	**232.76**	**262.6**	**1 080.27**	**196.06**	**204.45**	**211.41**
„ТОПЛОФИКАЦИЯ ПЛЕВЕН" ЕАД	**294.86**	**69.59**	**95.34**	**364.45**	**209.22**	**245.10**	**250.00**
„ТОПЛОФИКАЦИЯ ВРАЦА" ЕАД	**203.81**	**35.6**	**39.5**	**239.41**	**72.46**	**88.00**	**93.00**
„ТОПЛОФИКАЦИЯ – БУРГАС" ЕАД	**649.43**	**148.72**	**216.58**	**798.15**	**100.57**	**142.00**	**142.00**
„ВЕОЛИЯ ЕНЕРДЖИ ВАРНА" ЕАД	**882.15**	**314.01**	**269.94**	**1 196.16**	**60.40**	**61.80**	**64.50**
„ТОПЛОФИКАЦИЯ ВТ" ЕАД	**196.77**	**45.76**	**51.65**	**242.53**	**13.29**	**99.23**	**109.16**
„ТОПЛОФИКАЦИЯ – РАЗГРАД" АД	**89.99**	**23.65**	**25.03**	**113.64**	**21.00**	**24.00**	**24.00**

„ТОПЛОФИКАЦИЯ – ПЕРНИК" АД	**304.3**	**38.34**	**27.14**	**342.64**	**26.55**	**26.55**	**26.55**
„ТОПЛОФИКАЦИЯ – СЛИВЕН" АД	**224.39**	**45.19**	**74.04**	**269.58**	**248.24**	**250.00**	**250.00**
„ТОПЛОФИКАЦИЯ ГАБРОВО" ЕАД	**211.92**	**36.73**	**40.63**	**248.65**	**140.60**	**19.50**	**23.00**
„ТОПЛОФИКАЦИЯ – РУСЕ" ЕАД	**420.44**	**114.46**	**132.64**	**534.90**	**340.07**	**332.00**	**332.00**
„БРИКЕЛ" ЕАД	**19.2**	**3.25**	**8.79**	**22.45**	**14.21**	**13.63**	**13.63**

*Търсене на топлинна енергия и теоретичното търсене на енергия за охлаждане са изведени с помощта на инструмента за моделиране (Hotmaps.eu/map).

По тази причина като пример за възможно бъдещо развитие на мрежата в границата на дадена подсистема е разгледан град София. Идентифицирани са 3 възможни зони с подходяща топлинна плътност.

А. Индустриални зони

На интернет сайта на Българската агенция за иновации: https://www.investbg.government.bg/bg/destinations/severozapadni-industialni-zoni-36.html може да бъде намерен списък с индустриалните зони и технологичните паркове в България.

Пример за такава възможност в гр. София е Индустриална зона Божурище – в района на гр. Божурище има вече изградена индустриална зона, включваща няколко големи производствени компании и с потенциал същата да се разширяват нуждите от енергия за отопление и охлаждане. Към потенциалните потребители около тази зона са и десетките вече, големи предприятия в сферата на услугите и търговски центрове, изградени около магистралата за Калотина и на запад от околовръстния път на София, които са на около 0.5-1,5 км в радиус на индустриалната зона. Допълнителни точки на търсене на топлина могат да бъдат многоетажните жилищни сгради в центъра на Божурище. Търсенето на топлина в зоната се оценява на 25.19 GWh/г., а теоретичното търсена на енергия за охлаждане 1.88 GWh/г..

Б. Жилищни квартали със съсредоточен битов топлинен товар, в резултат на високо жилищно строителство, които не са свързани с централна топлофикационна мрежа (ЦТПМ)

Пример за такава възможност в гр. София е ж.к."Манастирски ливади".

За определяне на възможностите за доставка на енергия за отопление и охлаждане на място приложими в географската граница вкл. и при синергични ефекти в границите на системите на топлофикационните дружества, са идентифицирани следните възможности:

- Индивидуални възможности за производство на топлинна[20] енергия на място

[20] http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/D2.5-2014-12-micro-CHP-potential-analysis_final.pdf

- Високоефективно комбинирано производство на базата на природен газ (микрокогенерация, бутални двигатели, газови турбини, парни турбини и комбинирани газови турбини,) с допълнителна топлина, която се осигурява от газови котли;
- Високоефективно комбинирано производство на базата на водород (микро и мини когенерация - горивни клетки - PEMFC, PAFC, SOFC);
- Високоефективна когенерация (парни турбини) при която топлината се осигурява от топлинна централа, работеща с биомаса;
- Термопомпи въздух-въздух, въздух-вода или вода-вода с коефициент SCOP >3.5 при режим отопление.
- Изграждане на индивидуални инсталации за БГВ, включително и с хибридни соларни панели.

- Възможности за доставка, свързани с изграждане нови локални районни отоплителни инсталации

Там където е подходящо, такива нови локални мрежи могат да доставят топлинна енергия до сгради от сектор Услуги и Битов, които понастоящем не са присъединени към районни отоплителни инсталации.

- Високоефективно комбинирано производство на базата на природен газ (микрокогенерация, бутални двигатели, газови турбини, парни турбини и комбинирани газови турбини,) с допълнителна топлина, която се осигурява от газови котли;
- Високоефективно комбинирано производство на базата на водород (когенерация, горивни клетки - PEMFC, PAFC, SOFC);
- Високоефективна когенерация (парни турбини) при която топлината се осигурява от топлинна централа, работеща с биомаса;
- Изграждане на БГВ „Слънчева топлофикация“[21] - Система от взаимосвързани термални соларни колектори комбинирана със система за съхранение на енергия, комбинирана с котли на газ/биомаса или с осигуряване на допълнително отопление чрез абсорбционна термопомпа, задвижвана от системата за централно отопление[22].

3.2 Идентифициране на подходящи технически решения

Възможно е да се използват редица потенциални технологии за отопление и охлаждане с висока ефективност, както за топлофикационни мрежи, така и за сегмента на индивидуалните потребители на топлина или охлаждане.

[21] www.sdh.bg/2017/10/05/70
[22] bulgaria_sdh-analysis_2015.pdf

Основна технология - базирана на фосилни горива, с която да се сравняват всички възможни високоефективни технологии на природен газ и технологии от ВИ. Природният газ е приет да бъде първично гориво за отопление, където е на разположение при реализиране на базовия сценарий, а биомасата/биогорива - където няма газ в наличност. Когато има високоефективна когенерация с допълнителна топлина, произведена от котли, допустимо е котлите да бъдат заменени с инсталации на газ/биомаса (биогорива) за повишаване на ефективността на когенерацията.

Таблично са представени възможните опции на технически решения за отопление и охлаждане, като са разделени на зони с централно газоснабдяване и на зони без централно газоснабдяване.

Таблица 19 Възможни технически решения за отопление/охлаждане в зони с централно газоснабдяване

Тип на съоръженията	Основна технология	Опция 1 (Индивидуална високоефективна когенерация на газ)	Опция 2 (Индивидуална високоефективна когенерация на биомаса/RDF	Опция 3 (Индивидуални термопомпи)	Опция 4 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на газ)	Опция 5 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на биомаса	Опция 6 (Слънчева и геотермална енергия, включително основния източник)
Индустрия/ Съществуващи топлофикационни мрежи	Индивидуални котли на газ	Индивидуална високоефективна когенерация на газ, с допълнителна доставка на топлина от котли	Индивидуална високоефективна когенерация на биомаса/RDF	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Слънчеви колектори
Сгради сектор услуги (несвързани към топлофикационни мрежи)	Индивидуални котли на газ	Индивидуална високоефективна когенерация на газ, с допълнителна доставка на топлина от котли	Не е приложимо	Индивидуални термопомпи	Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на газ	Не е приложимо	Слънчеви колектори с индивидуални котли на газ
Жилищни сгради (несвързани към топлофикационни мрежи)	Съществуваща система за отопление и тип гориво	Микро когенерация на газ, където е наличен газ	Не е приложимо	Индивидуални термопомпи	Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на газ	Не е приложимо	Слънчеви колектори със съществуваща система за отопление и тип гориво

Таблица 20 Възможни технически решения за отопление/охлаждане в зони без централно газоснабдяване

Тип на съоръженията	Основна технология	Опция 1 (Индивидуална високоефективна когенерация на газ)	Опция 2 (Индивидуална високоефективна когенерация на биомаса/RDF/горивни клетки)	Опция 3 (Индивидуални термопомпи)	Опция 4 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на газ)	Опция 5 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на биомаса	Опция 6 (Слънчева и геотермална енергия, включително основния източник)
Индустрия/ Съществуващи топлофикационни мрежи	Индивидуални високоефективни котли на въглища	Не е приложимо	Индивидуална високоефективна когенерация на биомаса/RDF	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо
Сгради сектор услуги (несвързани към топлофикационни мрежи)	Индивидуални високоефективни котли на въглища/котелно гориво	Не е приложимо	Микро когенерация на биомаса/горивни клетки	Индивидуални термопомпи	Не е приложимо	Не е приложимо	Слънчеви колектори с индивидуални котли на биомаса
Жилищни сгради (несвързани към топлофикационни мрежи)	Използвано в момента тип гориво	Не е приложимо	Микро когенерация на биомаса/горивни клетки	Индивидуални термопомпи	Не е приложимо	Не е приложимо	Слънчеви колектори със съществуваща система за отопление и тип гориво

Изборът на подходящи технически решения за доставка на енергия за отопление и охлаждане в границите на дадена система зависи от редица фактори, включително:

- наличието на ресурси;
- характеристиките на търсенето на топлинна енергия;
- характеристиките на възможните източници на енергия за отопление и охлаждане.

Възможно е при избора на заместваща технология, техническите решения да са свързани с комбинация от опции.

Техническият потенциал за всяко едно от тези решения съставлява прогнозирания потенциал за отопление/охлаждане на съоръжението, което ще се инсталира там, където е възможно, независимо от свързаните с това разходи и ползи, без да е необходимо да се направят значителни инвестиции в подкрепа на инфраструктурата, като, например, нова топлофикационна или газова мрежа.

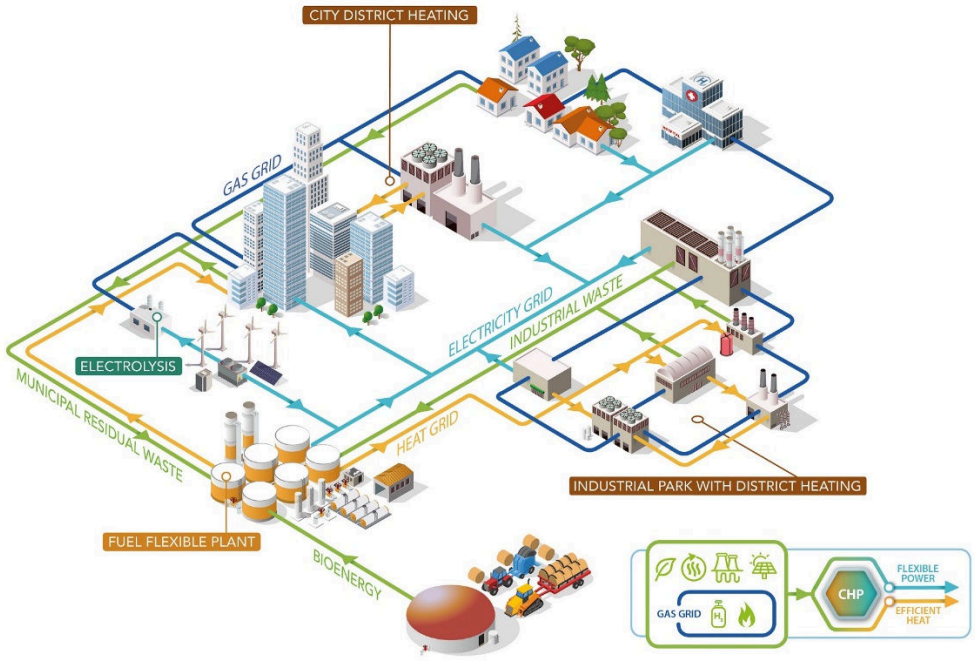
Не всички технически решения са приложими за всички сектори. Предполага се, че термопомпи въздух - въздух и фототермичното преобразуване на слънчевата енергия не са подходящи за индустриално или централно отопление, поради ниската температура на генерираната топлина и необходимостта от големи количества топлинна енергия.

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 заместващи високо ефективни мощности, работещи на газ, като разликата до върховия товар да се покрива от котли. В местата без съществуваща когенерация, но с наличие на газ могат да се изградят котли на газ.

Високоефективно комбинирано производство на базата на природен газ е подходящ вариант, само когато високоефективна когенерация или газови котли са избрани като основна технология. Предполага се, че топлофикационни мрежи базирани на използване на енергия от отпадна топлина и отпаден студ от индустриални производства, са неприложими поради високата температура на топлинната енергия, която се изисква от по-голямата част от индустриалните производства и местоположението на производствата, които ще изискват по-големи инвестиции в нови мрежи.

С определяне на крайната цел за въглеродна неутралност, когенерацията има своето значително място за постигането й. Един от основните аспекти, свързан с областта на отоплението и охлаждането, е секторното свързване. Чрез свързване на сектори, електричеството от възобновяеми източници ще играе нарастваща роля и ще допринесе за тяхното декарбонизиране. Свързването на секторите носи синергични ефекти с интегрирането на високи пропорции на възобновяеми енергии и следователно се разглежда като ключова концепция за енергийния преход. Той също така повишава устойчивостта на системите чрез по-висока резервираност и по този начин засилва сигурността на доставките. В тази връзка е препоръчително законовата нормативна

уредба да бъде подобрена в посока междусекторно свързване по смисъла на равни условия за свързване на различни секторни технологии. Пример за такава между секторна свързаност е показан на Фигура 50.



Фигура 50 Алтернативно решение за Когенерация в климатично неутрална енергийна система[23]

3.3 Базов сценарий

Базовият сценарий служи като отправна точка при анализа на икономическия потенциал на технологиите за отопление и охлаждане, като при него са взети предвид съществуващите политики към момента на изготвяне на тази всеобхватна оценка. Като отправна точка са взети характеристиките на следните елементи на националната система за отопление и охлаждане:

- преглед на потребителите на топлинна енергия и на тяхното текущо енергийно потребление;
- настоящи източници на отопление и охлаждане;
- потенциални източници на отопление и охлаждане.

При базовия сценарий (със съществуващите мерки) се приема, че мерките, които вече са приложени, остават в сила непроменени.

[23] https://www.cogeneurope.eu/knowledge-centre/cogeneration-in-2050

- Методология:

1. Определена е структурата на използваните технологии по горива, участващи при формиране на настоящото производство на енергията за отопление и охлаждане в разглежданите сектори в този анализ.
2. Структурата е разпределена по сектори, като сектор индустрия (ВКПТЕЕ) е разделен на енергия за отопление и охлаждане произведена от източници на място (заводски централи) и енергия предоставена извън мястото на потреблението (Топлофикационни дружества).
3. Районни отоплителни централи (енергия предоставена извън мястото на потребление) са разгледани като дял на горивата в трите сектора участващи в анализа.
4. Допусканията за бъдещата структура от технологии за отопление и охлаждане са формулирани и въз основа на темпа на заместване на горива и технологии, при настоящите мерки и политики.
5. Оценката на бъдещата структура на технологии е извършена на базата на средния експлоатационен срок на технологията, като е прието, че експлоатационният срок на технологиите е 20 години.
6. Допуснато е, че 1/20 от наличните съоръжения по технологии ще се заместват ежегодно.

3.3.1 Настояща структура от технологии за отопление и охлаждане

В таблицата по долу са разгледани настояща структура от технологии за отопление и охлаждане, които в зависимост от анализа-разходи ползи, всяка от тях може да бъде заменена от по-ефективна технология преди края на експлоатационния й живот.

Таблица 21 Настояща структура, технически допускания и оценка на разходите по технологиите за отопление

Тип инсталация	Гориво	Технология	Мощност		Мощност		Коефициент топлина към електричество	Мощност минимална	КПД в кондензационен режим	КПД в когенерационен режим	КПД,	Задоволяване на топлинните нужди (разликата се покрива само от бойлери)	Раходен параметър (електричество / топлина)	Среден експлоатационен живот
			електр.		топл.			топл.			топл.			
			kWe	kWe	kWt	kWt	безмерен	kWt	%	%	%	%	безмерен	години
Микро-генерация	Газ	Стърлинг двигател	1	-	12	-	11,83	0,01	6,00%	6,00%	71,00	100,00%	Електричество	15
Високоефективна когенерация	Газ	Газо-бутален двигател	5	-	12	-	2,33	0,01	22,30%	22,30%	52,00	63,40%	Електричество	15
Високоефективна когенерация	Газ	Газо-бутален двигател	13	-	30	-	2,33	0,03	22,30%	22,30%	52,00	63,40%	Електричество	15
Високоефективна когенерация	Газ	Газо-бутален двигател	13	50	30	117	2,33	0,03	22,30%	22,30%	52,00	63,40%	Електричество	15
Високоефективна когенерация	Газ	Газо-бутален двигател	50	100	75	150	1,5	0,08	31,70%	31,70%	47,70	63,40%	Електричество	15
Високоефективна когенерация	Газ	Газо-бутален двигател	100	200	131	262	1,31	0,13	33,80%	33,80%	44,20	63,40%	Електричество	15
Високоефективна когенерация	Газ	Газо-бутален двигател	200	1 000	240	1 200	1,2	0,24	38,00%	38,00%	45,60	63,40%	Електричество	15
Високоефективна когенерация	Газ	Газобутален двигател	1 000	4 000	1 600	6 400	1,6	1,6	30,00%	30,00%	48,00	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	**Газ**	**Малки газови турбини**	4 000	7 000	6 400	11 200	1,6	6,4	30,00%	30,00%	48,00	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	Газ	Малки газови турбини	7 000	25 000	8 400	30 000	1,2	8,4	30,00%	30,00%	36,00	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	**Газ**	**Големи газови турбини**	25 000	40 000	30 000	48 000	1,2	30	35,00%	35,00%	42,00	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	Газ	Газови турбини - комб	40 000	200 000	30 400	152 000	0,76	30,4	45,10%	38,60%	29,30	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	**Газ**	**Газови турбини - комб**	200 000	-	152 000	-	0,76	152	45,10%	38,60%	29,30	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	Въглища	Парни турбини	1 000	10 000	3 000	30 000	3	3	31,00%	18,60%	55,80	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	**Въглища**	**Парни турбини**	10 000	25 000	30 000	75 000	3	30	31,00%	18,60%	55,80	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	Въглища	Парни турбини	25 000	-	75 000	-	3	75	33,00%	19,80%	59,40	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	**Биомаса**	**Парни турбини**	1 000	10 000	3 000	30 000	3	3	31,00%	18,60%	55,80	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	Биомаса	Парни турбини	10 000	25 000	30 000	75 000	3	30	31,00%	18,60%	55,80	63,40%	Електричество	20
Високоефективна когенерация	**Биомаса**	**Парни турбини**	25 000	-	75 000	-	3	75	33,00%	19,80%	59,40	63,40%	Електричество	20

Отоплителна централа	Газ	Котел	-	-	20		Н/П	-	Н/П	Н/П	84,60	100,00%	Топлина	15
Отоплителна централа	**Газ**	**Котел**	-	-	20	180	Н/П	0,02	Н/П	Н/П	84,60	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	Газ	Котел	-	-	180	3 600	Н/П	0,18	Н/П	Н/П	81,00	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	**Газ**	**Котел**	-	-	3 600	100 000	Н/П	3,6	Н/П	Н/П	81,00	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	Газ	Котел	-	-	100 000	-	Н/П	100	Н/П	Н/П	81,00	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	**Въглища**	**Котел**	-	-	8	-	Н/П	0,01	Н/П	Н/П	80,80	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	Въглища	Котел	-	-	20	-	Н/П	0,02	Н/П	Н/П	80,80	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	**Въглища**	**Котел**	-	-	20	180	Н/П	0,02	Н/П	Н/П	77,00	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	Въглища	Котел	-	-	180	1 000	Н/П	0,18	Н/П	Н/П	77,00	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	**Въглища**	**Котел**	-	-	1 000	5 000	Н/П	1 000.00	Н/П	Н/П	77,00	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	Въглища	Котел	-	-	5 000	-	Н/П	5 000.00	Н/П	Н/П	77,00	100,00%	Топлина	20
Отоплителна централа	**Котелно гориво**	**Котел**	-	-	20	-	Н/П	-	Н/П	Н/П	84,60	100,00%	Топлина	15
Отопление с електричество	Електри-чество	Котел	-	-	10	23	Н/П	-	Н/П	Н/П	90,00	100,00%	Топлина	15
Пещи	**Въглища**	**Котел**	-	-	8	-	Н/П	0,01	Н/П	Н/П	70,00	100,00%	Топлина	20
Пещи	Въглища	Котел	-	-	20	-	Н/П	0,02	Н/П	Н/П	70,00	100,00%	Топлина	20
Термопомпи	**Електри-чество**	**Термопомпа**	-	-	6	-	Н/П	0,01	Н/П	Н/П	300,00	100,00%	Топлина	20
Термопомпи	Електри-чество	Термопомпа	-	-	10	-	Н/П	0,01	Н/П	Н/П	300,00	100,00%	Топлина	20
Термопомпи	**Електри-чество**	**Термопомпа**	-	-	20	-	Н/П	0,02	Н/П	Н/П	300,00	100,00%	Топлина	20
Термопомпи	Електри-чество	Термопомпа	-	-	50	-	Н/П	0,05	Н/П	Н/П	320,00	100,00%	Топлина	20
Термопомпи	**Електри-чество**	**Термопомпа**	-	-	300	-	Н/П	0,3	Н/П	Н/П	320,00	100,00%	Топлина	20
Слънчеви колектори	няма	Плоски колектори	-	-	1	5	-	0	Н/П	Н/П	Н/П	10,30%	Топлина	20
Слънчеви колектори	**няма**	**Плоски колектори**	-	-	5	10	-	0,01	Н/П	Н/П	Н/П	10,30%	Топлина	20
Слънчеви колектори	няма	Плоски колектори	-	-	10	20	-	0,01	Н/П	Н/П	Н/П	10,30%	Топлина	20
Слънчеви колектори	**няма**	**Плоски колектори**	-	-	-	32	-	0,02	Н/П	Н/П	Н/П	8,10%	Топлина	20
Слънчеви колектори	няма	Плоски колектори	-	-	-	-	-	0,03	Н/П	Н/П	Н/П	8,10%	Топлина	20

3.3.2 Потенциални технически възможности за въвеждане на нови мини и микро когенерационни системи за предоставяне на енергия за отопление и охлаждане

Когенерационните инсталации от 5-50 kWe спадат съответно към мини и микро когенерационни системи за предоставяне на енергия за отопление и охлаждане. Повечето от тях са базирани на технология на бутални двигатели (газови двигатели), но също така могат да бъдат базирани на газови турбини или горивни клетки.
Те имат съотношение мощност / топлина приблизително 1: 2. Двигателите с вътрешно горене (ICE) доминират като използвана технология, но газовата турбина и горината клетка също е приложима. Газовите двигатели са запалими с искра (цикъл на Ото) и работят или близо до стехиометрични условия, позволяващи трипосочни катализатори да се използват за намаляване на емисиите, или са проектирани за работа с бедно гориво. Примери за няколко избрани мини и микро когенерационни системи в диапазона 5-50 kW са представени в Таблица 22. Малките когенерационни системи в диапазона на мощността 5-50 kWe обикновено имат ефективност на електрическото производство в диапазона от 25-30%. Общата ефективност на тези единици често е 85-95%; въпреки това, кондензацията може да доведе до обща ефективност, близка или дори над 100%.
Общата ефективност се определя като сумата на произведената електро - (kWh/h) и топлоенергия (kWh/h), свързано с входа на гориво (kWh/h) на база отоплителна стойност.

Таблица 22 Избрани мини и микро когенерационни технологии, налични в Европа[24]

Технология	Мощност (kW)	Ел. ефективност (%)	КПД (%)
Газов двигател (ICE)	5.5	27	88-99
Газов двигател (ICE)	15	30	92
Газов двигател (ICE)	18	32	96
Газов двигател (ICE)	50	34	88
Газова турбина	28	25	-
Горивна клетка тип PEMFC	До 15 kW	37	60
Горивна клетка тип SOFC**	До 15 kW	33	60

*Proton Exchange Membrane Fuel Cell **Solid Oxide Fuel Cell

Често системата, включваща когенерационна инсталация, включва също съхранение на топлина и допълнителни котли. Съхранението на топлина има няколко цели и котлите се използват за отопление, когато то надвишава топлинната мощност на когенерацията. За да се постигне най-добрата ефективност на електрическото производство и да се възползват максимално от инвестицията, когенерационните инсталации трябва (ако е възможно) да работят при пълно натоварване и в продължение на много часове годишно.

[24] https://www.pace-energy.eu/wp-content/uploads/2020/06/PACE-T1.4-Training-Documents-Module-1-Basics-FV.pdf

Когенерационните котли в този диапазон на мощността, 5-50 kWe, произвеждат мощност с ниско напрежение (400 V AC). Произведената енергия може да се използва вътрешно само за свързаната сграда/и или да бъде изцяло или частично изнесена в мрежата, ако тарифите са привлекателни и националните разпоредби позволяват това. За да се постигне максимален брой работни часове годишно, опция би била и възможността за включване на производство на охлаждане (тригенерация - мощност, отопление, охлаждане). Подходяща за използване в сектор Услуги (офис сгради, търговски центрове и болници), където често има допълнителна нужда от охлаждане. Производството на охлаждане може да се основава на използването на топлинната енергия от когенерационната инсталация с абсорбционен охладител.

3.3.3 Наличие на природен газ и неговото отражение върху техническите опции

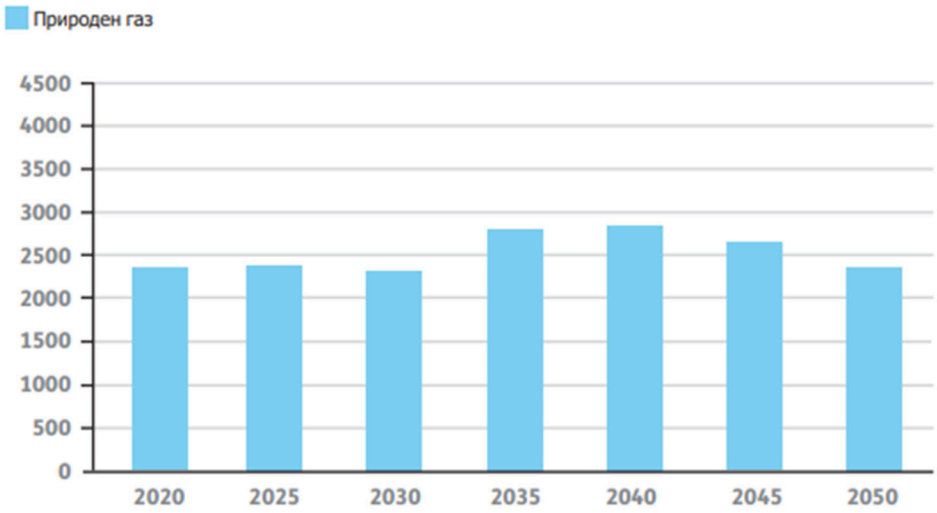
Потреблението на природен газ в България през 2020 г. е 31 337 GWh, което бележи повишение от 2,86% спрямо потреблението през 2019 г. (30 465 GWh)[25]. По данни от Общия енергиен баланс на НСИ за 2019 г., природният газ има дял от 13.13% в първичното енергийно потребление и 12.96% в крайното потребление на горива и енергия. Делът на природния газ в енергийния баланс на страната продължава да е по-нисък в сравнение със средните стойности за страните от ЕС, но има потенциал за значителен и устойчив ръст, предвид развиващата се газификация и ролята на природния газ като преходно гориво към нисковъглеродна икономика.

В края на 2019 г. на територията на Р. България оперират 24 лицензирани дружества за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ“, които оперират на 35 лицензирани територии и обхващат 172 общини от общо 300 общини (зони), както и че се очаква броят да нарасне до 260 зони до 2030 г. По данни на газоразпределителните предприятия общият брой на клиентите им през 2019 г. е 119 745, като 93,7% от тях са битови абонати. Ръстът им за 2019 г. спрямо предходната година е с 11%. Битовите клиенти са се увеличили с 12%, а небитовите с 5%.

Енергийната зависимост на България през 2018г. по отношение доставките на природния газ е много висока – 98,3 %

Природният газ е значим природен ресурс с потенциал за увеличаване на дела му в общото енергийното потребление на страната през следващите години. Към момента делът на битовото газоснабдяване в България остава нисък в сравнение с други страни членки на ЕС, но е с непрекъснат тренд на увеличение. Насърчаването на газификацията чрез разширяване на газопреносната мрежа до нови региони и осигуряване на достъп до природен газ на нови общини, разпределителни дружества и потребители е приоритет в Енергийната стратегия на Р. България. Природният газ е в основата на политиката на ЕС за намаляване на парниковите емисии до 2030 г.

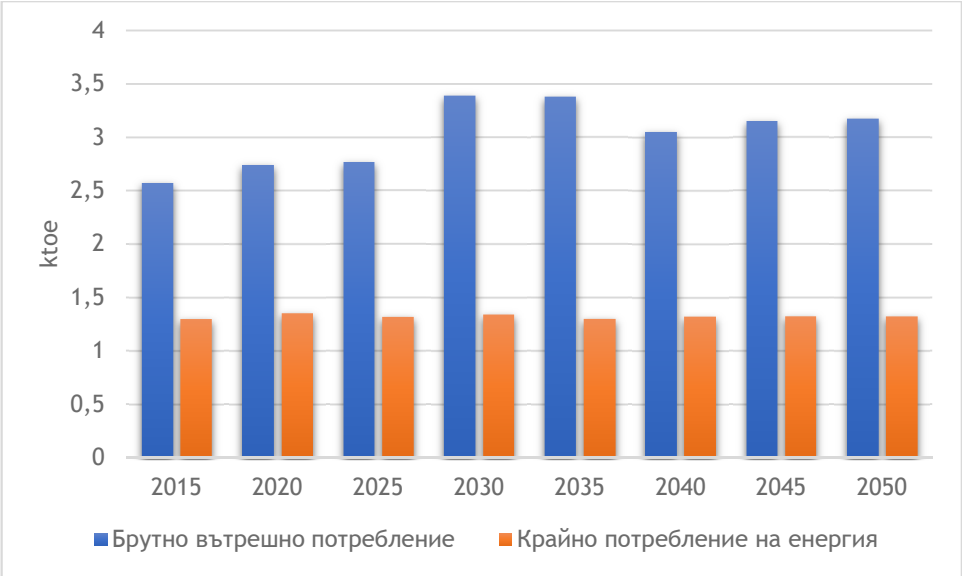
[25] Десетгодишен план за развитие на мрежите на „БУЛГАРТРАНСГАЗ” ЕАД за периода 2021– 2030г.



Източник: ЕС Референтен сценарий, 2016 г., основан на модела PRIMES, GAINS

Фигура 51 Прогноза на ЕК за брутното вътрешно потребление на газ в България (млн. м3).

Предвид съществуващите политики, мерки и програми за енергийна ефективност на следващата Фигура 52 са представени прогнозите за брутното вътрешно потребление прогнозираното и КЕП за периода 2020-2050 г на природен газ.[26]



Фигура 52 Прогнози за брутното вътрешно потребление прогнозираното неенергийно потребление на природен газ за периода 2020-2050 г.

Газовата и водородната инфраструктура [27] ще има ключова роля и за декарбонизацията и постигането на въглеродна неутралност до 2050 г. Политиката на ЕС е насочена към преустановяване използването на въглища и поетапно увеличение

[26] Прогнозата е направена на база предтсавени прогнозни данни в Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България 2021-2030

[27] https://www.bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/amd/TYNDP%202021/Draft%20BTG%20TYNDP%2021-30%20BG.pdf

на използването на алтернативни екологосъобразни енергоносители като водорода. В проекта на Национален план за възстановяване и устойчивост е включено предложение за изграждане във въглищните региони в България на нова газопреносна инфраструктура, пригодна за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива.

3.3.4 Настояща структура от технологии за отопление и охлаждане

- Битов сектор

Основно потребностите за топлинна енергия в сектор домакинства се задоволяват чрез отопление на жилищата с електрическа енергия, твърдо гориво (непреработена твърда биомаса, въглища) и централно отопление, в по малка степен се използват течни горива и природен газ и слънчеви колектори.

Основните технологии за преобразуване на горивата използвани в бита за преобразуване в енергия за отопление и охлаждане са:

Климатични системи въздух-въздух, Отоплителни котли с малка мощност използващи твърда биомаса или природен газ, Уреди (печки, камини) за директно изгаряне на твърда биомаса, Слънчеви колектори (БГВ модули), Електрически отоплителни уреди, Електрически бойлери за топла вода. В сектора не се използват когенарационни системи.

Структурата на технологиите, ще остане относителна постоянна, като в рамките на базовия сценарий, ще се осъществи излизане от енергийният микс употребата на неекологични горива като нафта /течни горива/. Климатични системи въздух въздух ще останат най-използваните технологии, като в бъдеще замяната им ще се осъществява с аналогични уреди с SCOP= 3.5 или по-висок. Електрическите бойлери ще останат основна технология за осигуряване на топла вода в домакинствата, подпомагане в бъдеще от соларни системи за топла вода. Намаляване на потреблението на енергия за отопление и охлаждане, ще се осъществи при повишаване на енергийните характеристики на сградите.

- Сектор Услуги

Основно потребностите за топлинна енергия в сектор Услуги се задоволяват чрез отопление на сградите с електрическа енергия, твърдо гориво (преработена и непреработена биомаса) и централно отопление, в по малка степен се използват течни горива, природен газ и слънчеви колектори.

Основните технологии за преобразуване на горивата използвани в сектора за преобразуване в енергия за отопление и охлаждане са:

Климатични системи въздух-въздух, Отоплителни котелни инсталации с малка и средна мощност използващи твърда биомаса или природен газ, Слънчеви колектори (БГВ

модули), Термопомпи. В сектора не се използват когенерационни системи предоставящи енергия на място.

Структурата на технологиите, ще остане относителна постоянна, като в рамките на базовия сценарий. Климатични системи въздух-въздух ще останат най-използваната технология, като в бъдеще замяната им ще се осъществява с аналогични уреди но с повишен SCOP = 3.5 или по-висок. Там където е наличен природен газ, локалните отоплителни инсталации, ще се базират на отоплителни котелни инсталации на газ, а там където не е наличен ще се използват котли работещи с преработена или непреработена биомаса за отопление. Намаляване на потреблението на енергията за отопление и охлаждане, ще се осъществи при повишаване на енергийните характеристики на сградите.

- Сектор Индустрия

В сектор индустрия основно са застъпени когенерационни системи. В по-малка степен се използват локални отоплителни инсталации, работещи с газ и твърда биомаса, като са застъпени и в малка степен, климатични системи въздух-въздух, отпадна топлина (използвана на място за собствени нужди).

В топлоелектрическата централа към **„Брикел“ ЕАД** е осъществява комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и разполага с шест барабанни парогенератори (котлоагрегати) тип БКЗ-210-140-ФВ. В работен режим са три броя, а три броя са в резерв съгласно комплексно разрешително №40-Н1/2011г., актуализирано с Решение № 40-Н1-ИО-А1/2013г. на ИАОС към МОСВ. Същите работят в колекторна схема и могат да захранват всеки по отделно и всички заедно чрез главен парен колектор инсталираните турбогенератори. Проектирани са за изгаряне на нискокалорични лигнитни въглища. Инсталирани са четири турбини - тип ВПТ-50-130/4, с номинална мощност 50 MWe всяка, топлофикационни с 2 регулируеми пароотбора. Топлофикационната част на централата се състои от промишлени пароотбори за нуждите на част „Брикетопроизводство“ и за отопление на гр. Гълъбово.

В топлоелектрическата централа към **Солвей Соди” АД (бивш ТЕЦ „Девен“)** са инсталирани 5 бр. въглищни котли, работещи на общи питателен и паров колектори. Разполага със 7 бр. инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (съставени от общо 8 бр. ТГ), групирани в три типа и 6 бр. уредби за некомбинирано производство на топлинна енергия (РОУ, БРОУ), като всички те се захранват с остра пара от общия паров колектор на котлите.

<u>Инсталации за комбинирано производство:</u>

- Инсталации №№ 1 и 2 съответно с Турбогенератори №№ 1 и 2 (ТГ – 1 и ТГ – 2) се захранват с прегрята пара от всички енергийни парни котли чрез общ паров колектор. Турбините са кондензационни с промишлен пароотбор и регенеративни пароотбори за подгрев на питателна вода.
- Инсталации №№ 4, 5 и 7 съответно с Турбоагрегати №№ 4, 5, и 7 (ТГ – 4, 5, и 7) се захранват с прегрята пара от всички енергийни парни котли чрез общ паров

колектор. Турбините са противоналегателни и нямат нерегулируеми пароотбори. Към тях е подвързан вторичен Турбогенератор № 3, който се захранва с пара 36 bar от общ колектор на изхода на ТГ – 4, 5 и 7. Вторичната турбина е противоналегателна и няма нерегулируеми пароотбори.

- Инсталации №№ 6 и 8 съответно с Турбоагрегати №№ 6 и 8 (ТГ – 6 и 8) се захранват с прегрята пара от всички енергийни парни котли чрез общ паров колектор. Турбините са противоналегателни с регулируем промишлен пароотбор и разполагат с регенеративни пароотбори за подгрев на питателна вода.

В топлоелектрическата централа, собственост на **„Лукойл Нефтохим Бургас“ АД** генериращите съоръжения са с инсталирана електрическа мощност от 257 MWe, , а инсталираната топлинна мощност е 960 MWt. В централата са в експлоатация следните основни съоръжения:

- два броя енергийни парогенератора – ЕПГ-2 и ЕПГ-3 – тип БКЗ 160-100-ГМ, въведени в експлоатация съответно през 1964 г. и 1965 г., с номинално паропроизводство от 160 t/h, проектно гориво: мазут и природен газ;
- четири броя енергийни парогенератора – ЕПГ-7, ЕПГ-8, ЕПГ-9 и ЕПГ-12 – тип БКЗ 320-140-ГМ, въведени в експлоатация съответно през 1970 г., 1971 г., 1971 г. и 2000 г., с номинално производство на пара – 320 t/h, проектно гориво: мазут (за ЕПГ-7, ЕПГ-8 и ЕПГ-9) и мазут и природен газ за ЕПГ-12.
- два броя енергийни парогенератора – ЕПГ-10 и ЕПГ-11 – тип БКЗ 320-140-ГМ7С, въведени в експлоатация през 1979 г. и 1983 г., с номинално производство на пара – 320 t/h, проектно гориво: мазут и природен газ;
- турбогенератори: ТГ-1 – тип ПТ 25-90/10М, година пуск: 2001 г.; ТГ-2 – тип Р12-90/10, година пуск: 1964 г.; ТГ-3 – тип ПТ 65/75-130/13, година пуск: 2005 г.; ТГ-4 – тип ПТ 60-130/13, година пуск: 1968 г.; ТГ-5 – тип Р50-130-1, година пуск: 1971 г. и ТГ-6 – тип Р50-130-1, година пуск: 1982 г.
- ЕПГ-9, ЕПГ-10 и ЕПГ-11 са изведени от екплоатация през 2020година.

Топлофикационни дружества

Основните горива в топлофикационните централи са въглища (кафяви, черни), биогориво, природен газ и в незначителни количества се използват мазут и газьол (резервно гориво).

С най - голям дял към 2019 год, съгласно данните в НСИ от използваното гориво в топлофикационните централи е природният газ - 94 % (Фигура 45).

Най – голямото топлофикационно дружествов България е „Топлофикация София“ ЕАД. Същата доставя до потребителите 71% от общото количество топлинна енергия от топлоцентралите в географската територия.

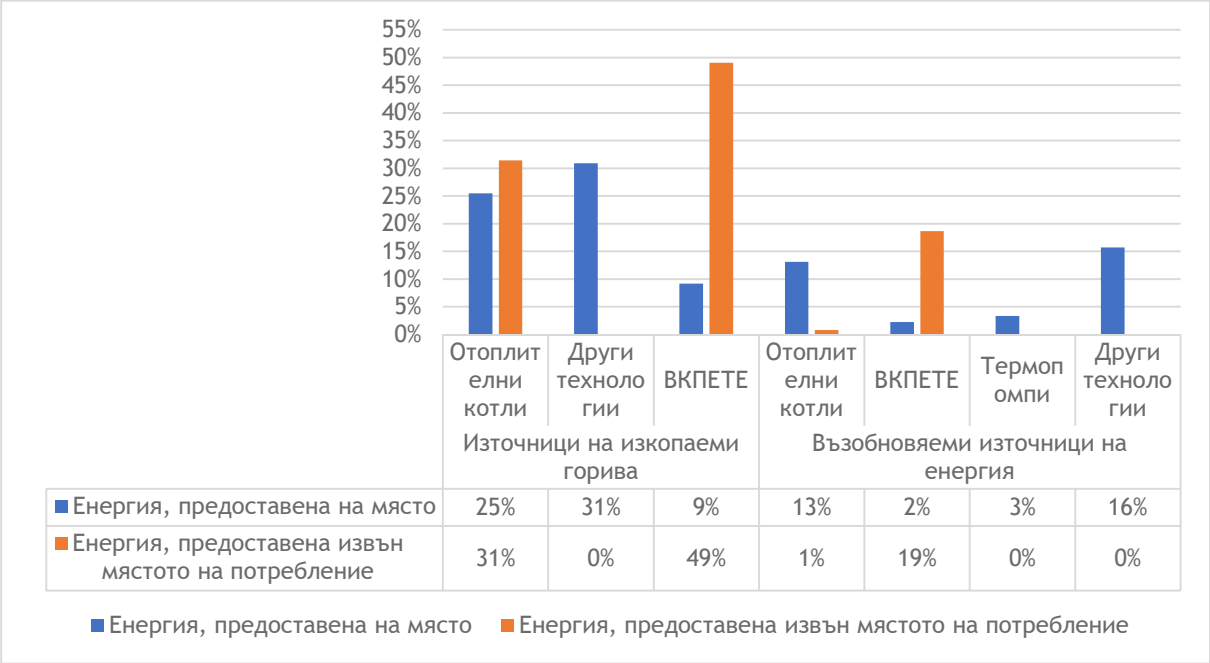
Фигура 53 Дял на Топлофикационните централи в България

Таблица 23 Топлофикационни централи за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по технологии и година на въвеждане

НАИМЕНОВАНИЕ	ИНСТАЛАЦИИ												
	Технология	Год. на въвеждане	Технология	Год. на въвеждане	Технология	Год. на въвеждане	Технология	Год. на въвеждане	Технология	Год. на въвеждане дане	Технология	Год. на въвеждане	Основно гориво
„Топлофикация – Разград” АД	ДВГ	2009											Природен газ
„Топлофикация – ВТ” АД	ДВГ	2007											Природен газ
„Топлофикация – Враца” ЕАД	ДВГ	2005	ДВГ	2005									Природен газ
„Топлофикация – Враца” ЕАД	ДВГ	2012											Природен газ
„Топлофикация – Бургас” ЕАД	ДВГ	2007	ДВГ	2007	ДВГ	2007	ДВГ	2007	ДВГ	2007	ДВГ	2007	Природен газ
„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	ДВГ	2005	ДВГ	2005	ДВГ	2009	ДВГ	2009	ДВГ	2015			Природен газ
„Топлофикация – Габрово” ЕАД	ТГ	1978											Био-гориво
„Топлофикация – Перник” АД	ТГ	1993	ТГ	1958	ТГ	1966							Кафяви въглища
„Топлофикация – Плевен” ЕАД	КПГЦ	2008											Природен газ
„Топлофикация София” ЕАД, ТЕЦ София	ТГ	2015	ТГ	2015									Природен газ
„Топлофикация София” ЕАД ТЕЦ София изток	ТГ	1964	ТГ	1964	ТГ	2019	ТГ	1988					Природен газ
„ЕВН България Топлофикация” ЕАД	КПГЦ	2011	ТГ	1976									Природен газ
„Брикел” ЕАД	ТГ	1960	ТГ	1961	ТГ	1961	ТГ	1962					Лигнитни въглища
„Топлофикация – Сливен” ЕАД	ТГ	1970											Кафяви въглища /био-гориво

„Топлофикация Русе" ЕАД	ТГ	1985	ТГ	1984									Вносни въглища /Биогорив

Източник: КЕВР



Фигура 54 Структура на настоящите технологии 2019г.

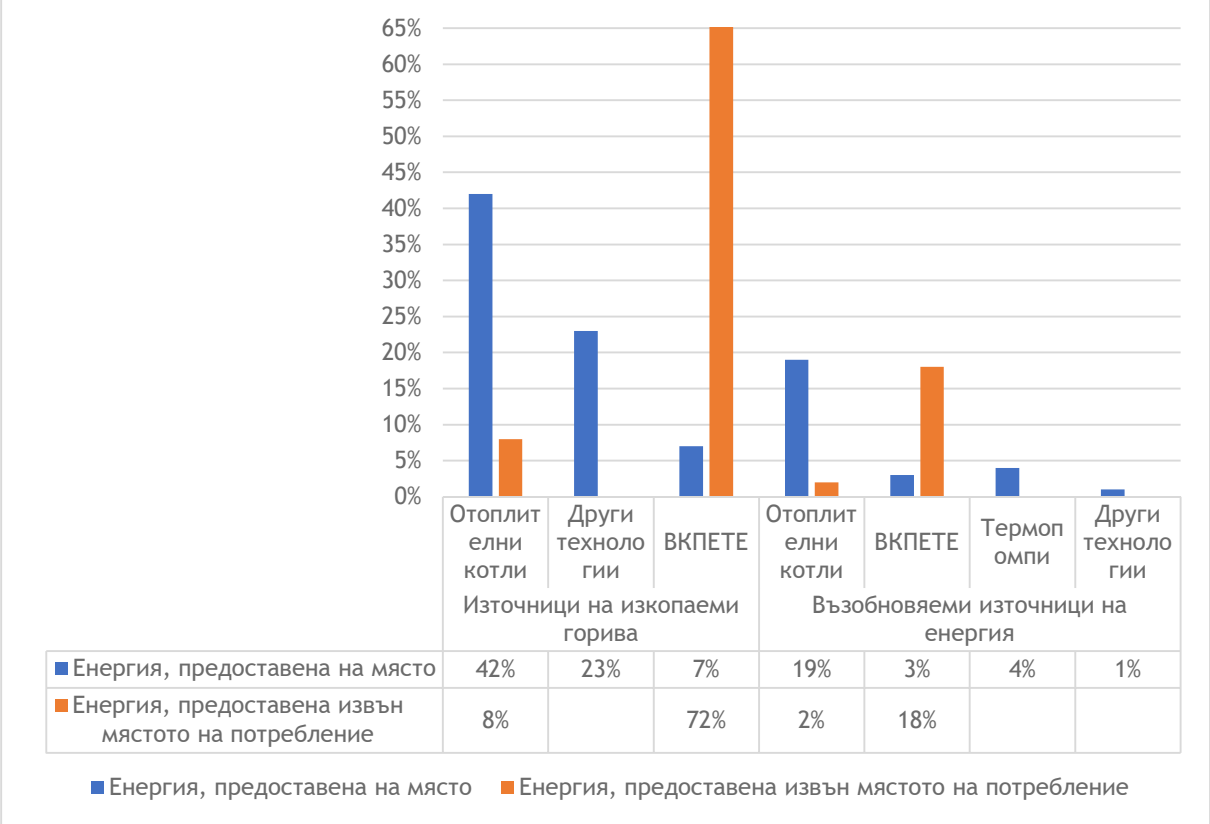
Базовият сценарий разглежда хипотезата за запазване на инсталираните когенерационни мощности, повишаване на техническият капацитет на съществуващите когенерационни мощности за производство на енергия за отопление и охлаждане, чрез замяна с ново технологично оборудване с подобрени технически характеристики, както и излизане на част от отоплителните котли от микса на технологии. Основната промяна в структурата на технологиите за инсталации доставящи енергия за отопление и охлаждане извън мястото на потребление се дължи на промяната в бъдещата структура на производствени мощности при „Топлофикация София" ЕАД. Намаляване на търсенето на полезна енергия за отопление и охлаждане в секторите Битов и Услуги, поради подобрените енергийни характеристики на сградите. Навлизане на RDF горивата при централното топлоснабдяване.

3.3.5 Бъдеща структура от технологии за отопление и охлаждане и темп на заместването им

Бъдещата структура от технологии за доставка на отопление и охлаждане е оценена като е взета структурата на горивата в последната година и след това е определена структурата от технологии в тази година и в междинните години, като е прието, че кривите на развитие ще са различни в зависимост от технологиите. Чрез съчетаване на тази информация с прогнозите за търсенето на отопление и охлаждане е направена прогноза за структурата от технологии през целия период. Допусканията за бъдещата структура от технологии за отопление и охлаждане са формулирани въз основа на темпа

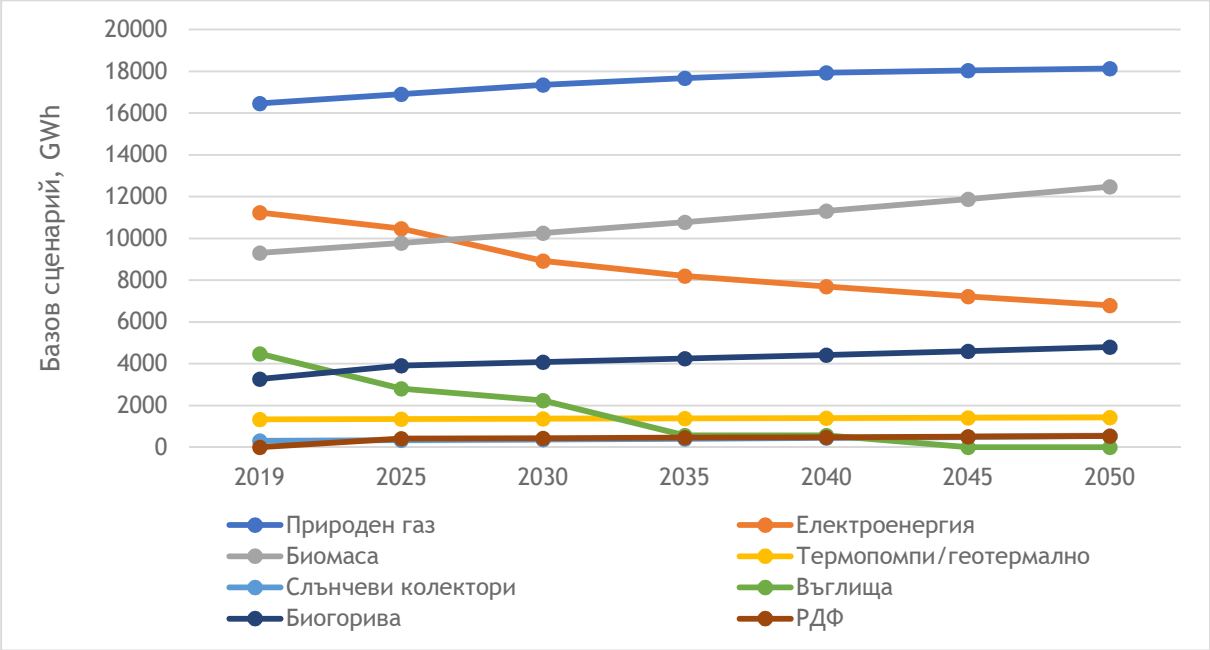
на заместване на технологиите в края на експлоатационния срок на сегашното оборудване за производство на топлинна енергия.

Структурата на технологиите в рамките на базовият сценарий е показана на фигурата по-долу.



Фигура 55 Структура на технологии базов сценарий 2030

На база на използваната методология е съставена структурата на технологиите по горива, показана на Фигура 56.



Фигура 56 Структура на технологиите по горива при базов сценарий

Базовият сценарий отразява допускането, че технологиите ще се заместват с 1/20 всяка година в рамките на действащите мерки и политики. Темпът на намаление на крайното енергийно потребление за отопление и охлаждане е нисък, обусловен от икономическите индикатори за развитие на страната.

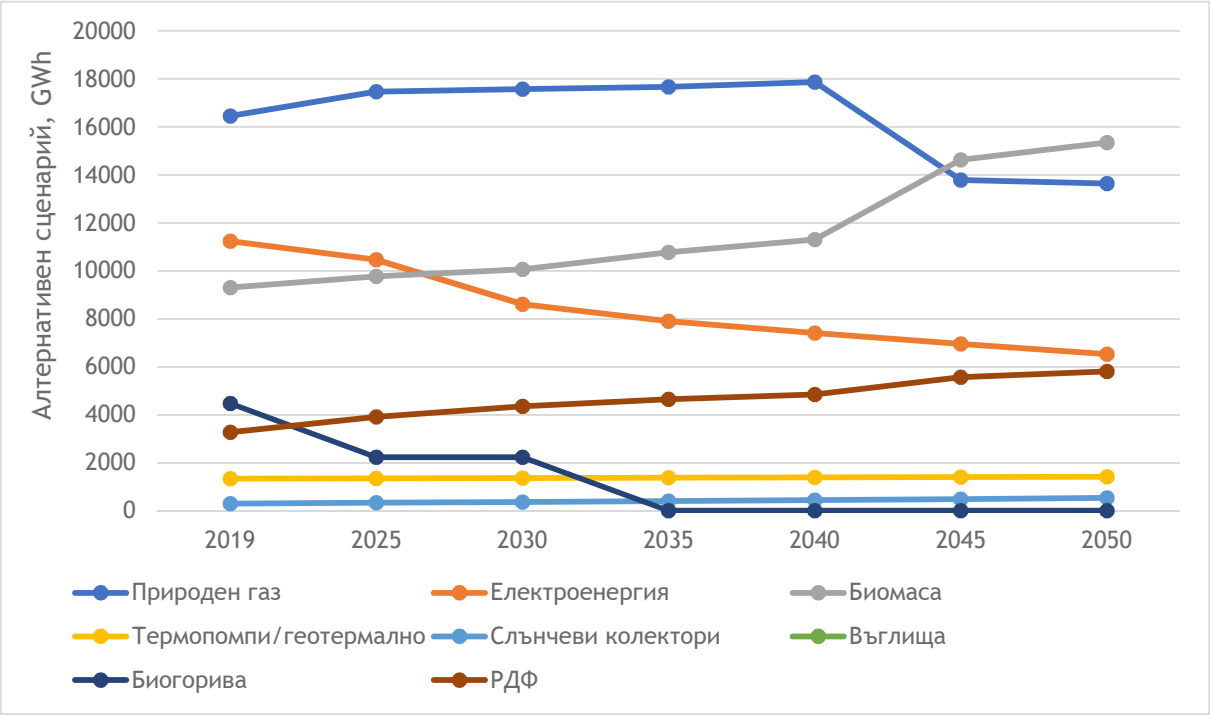
3.4 Алтернативен сценарий

В алтернативния сценарий е показано развитието на крайното потребление на енергия за отопление и охлаждане, при което ще се запазва крайното енергийно потребление, но с прилагането на нови мерки и политики се постигна по - висок синергичен ефект и по-висок дял на енергията от възобновяеми източници.

Алтернативният сценарий е разгледан съгласно методиката за базов сценарий, като са направени следните допускания:

- Базовият и алтернативният сценарий са разгледани при едно и също ниво на крайното енергийно потребление за отопление и охлаждане;
- По-бързо излизане на невъзбновяеми твърди горива от енергийният микс, като е допуснато, че замяната на технологията ще се осъществи с 1/10 всяка година;
- Природният газ се използва като транзитен носител за преминаване към ниско въглеродна икономика до 2050, като постепенно се замества с горивни смеси от възобновяеми биогазове и/или зелен водород;
- Повишаване дела на доставената енергия от отпадъци при централизирани и децентрализирани топлофикационни системи;
- Повишаване на дела на енергия за отопление и охлаждане от ВИ, за достигане на крайната цел за високо ниво за декарбонизация.

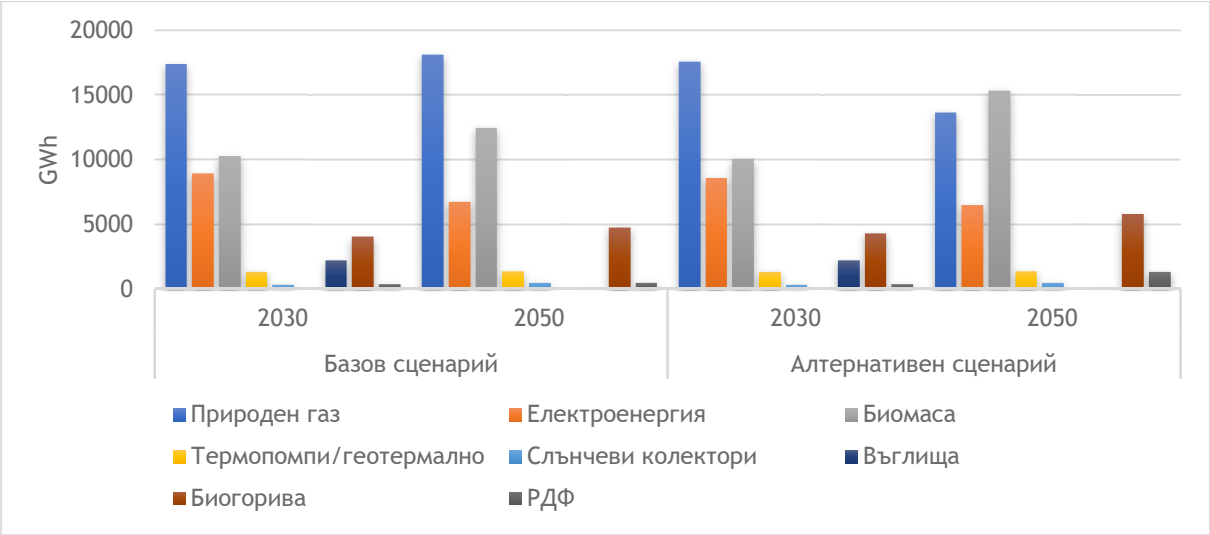
На база на използваната методология е съставена структурата на технологиите по горива при алтернативен сценарий, показани на Фигура 57.



Фигура 57 Структура на технологиите по горива при алтернативен сценарий

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

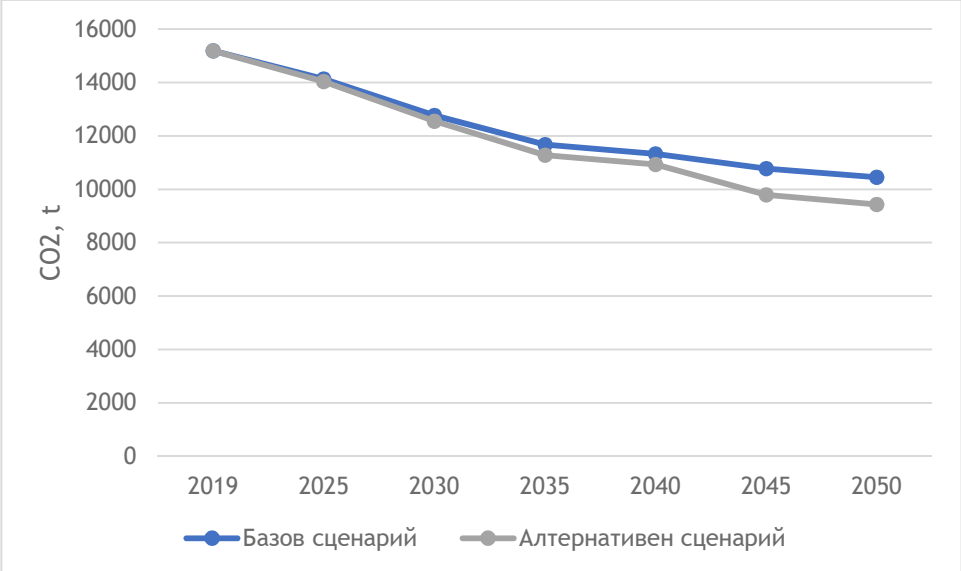
В базовия сценарий (със съществуващите мерки) се приема, че мерките, които вече са приложени и остават в сила непроменени. Съгласно базовият сценарий, към 2050 година могат да бъдат достигнати нива на дял на ВИ от 44%, то в алтернативния сценарий е показано развитието на крайното потребление на енергия, при което до 2050 г. се постига най-малко 55% дял на енергията от ВИ в сектора отопление и охлаждане. Подчертава се, че алтернативният сценарий не е в съответствие с настоящите мерки и политики. Следователно следва да се приеме, че при разработката на алтернативния сценарий, природният газ се осигурява и от смеси с възобновяеми газове (включително и зелен водород), докато се приема, че нивото на намаляване на търсенето на енергия поради обновяване на сградния фонд и ново строителство с параметри на сгради с потребление близко до нулевото е достатъчно, за да се постигне високо ниво на декарбонизация.



Фигура 58 Структура на технологиите по горива при базов и алтернативен сценарий

Оценката на въздействието върху околната среда на допълнителния капацитет за комбинирано производство на енергия при базов и алтернативен сценарий, следва да се вземе предвид ефектът върху околната среда на промените в производството на електрическа енергия.

Стойностите на емисиите на парникови газове могат да варират във времето поради промени в различни параметри (напр. гъстота на населението, общ замърсяващ товар на атмосферата). Измененията в технологичния дизайн, респективно промяна на енергийния микс, също имат въздействие върху външните екологични разходи.



Фигура 59 Емисии CO2 t при развитие на базовия и алтернативния сценарий

3.5 Икономически потенциал

Анализът на икономическия потенциал на ефективното топлоснабдяване се извършва в следните четири стъпки:

1. Идентифициране на региони, в които централното отопление би могло да представлява интерес на базата на очакваните разходи за разпределението на топлината според топлинната плътност.

2. Обобщение на региони със сходни характеристики и типизиране по топлинна плътност.

3. Оценка за възможните използвани горива.

3. Изчисляване на разходите за осигуряване на топлина от нова топлофикационна мрежа с различна технологична база в идентифицираните типове региони при пазарни условия.

4. Идентифициране на икономическия потенциал за ефективно централно отопление и комбинирана топлинна и електрическа енергия чрез сравняване на свързаните с инвестициите разходи, променливи и фиксирани разходи за осигуряване на централно отопление в идентифицираните типови градове.

5. Общият потенциал в географската граница е изчислен отделно. Като разликата от общият и усвоеният потенциал към момента се равнява на икономическият потенциал при разширение на съществуващи и изграждане на нови топлофикационни мрежи.

Икономическият потенциал е оценен на базата на инструмента Hotmaps. Както при икономическия, така и при финансовия анализ като критерий за оценката се използва нетната настояща стойност. За база на изчисленията е използвана идентифицирана минимална топлинна плътност от 12 GWh/год.

Поради преобладаващия дял от търсенето на топлинна енергия, анализът на икономическия потенциал се извършва само за топлоснабдяването.

3.6 Прогноза за икономическия потенциал на национално ниво

Съгласно ЗЕ чл. 127 производството на топлинна енергия се извършва в централи за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, отоплителни централи, инсталации за оползотворяване на отпадна топлинна енергия и на възобновяеми източници.

При заявена потребност от топлинна енергия нови инсталации с мощност над 5 MW и ползващи гориво природен газ се изграждат за производство по комбиниран начин на топлинна и електрическа енергия. Това не е приложимо при извършване на техническа реконструкция или изграждане на заместващи инсталации с цел осигуряване изпълнението на задълженията за непрекъснатост на качеството на топлоснабдяването.

Това ограничава текущия потенциал за прилагането на високоефективно комбинирано производство на енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи.

Икономическият потенциал следва да се оценява в светлината на общата европейска политика за постигане на пълна декарбонизация до 2050г. Възможност за постигане на тази цел е използването на местните ресурси от ВИ и развитие на когенерационни мощности основани на собствени ресурси от ВИ. Въвеждането на високоефективни технологии би била социално и икономически оправдано през следващите 10-30 години, ако се извърши подмяна на съществуващите в момента технологии и осъществи замяна на изкопаемите горива с ВИ, в светлината на постоянно нарастващите цени на емисиите CO2.

Развитието на нови топлофикационни мрежи – локални и разширения на съществуващите, да се задоволят потребностите в сградите от сектор домакинства и услуги, които не са свързани към централно отопление, зависи от нови политики и мерки, като при сега действащите политики и мерки съществуващите централи са изчерпали своя капацитет за разширение. Една възможност за това е използването на потенциала на високоефективни технически решения като газобутални двигатели или комбиниран газо-паров цикъл, при замяна на технологиите в големите централи. Използване на малки до големи газови турбини с отворен или затворен цикъл, парни турбини с гориво биомаса, водородни клетки, соларни инсталации за топла вода и др. при задоволяване на собствени потребности от топлоенергия. Развитието на централизираните топлофикационни системи, следва да се разглежда и в светлината на плановете на местните общности (общини), развитието на общинската инфраструктурата и техническите възможности за изграждане на нови централизирани топлофикационни мрежи. Потенциал за увеличаване дела на енергията от ВИ в районните отоплителни и охладителни системи предполага използването на биогазове и/или природен газ обогатен с биогазове/зелен водород и оползотворяването на биомаса с фокус върху биомасата от отпадъци на селското стопанство и остатъци от промишлените предприятия и бита (RDF). Потенциал при прилагане на нови мерки и политики е насърчаването изграждането на локални районни отоплителни инсталации обхващащи една административна и няколко жилищни сгради с осъществяване на топлоподаване от мини когенерационна система. Системата може да се комбинира със соларни хибридни панели. Възможните варианти за горивна база съгласно техническите опции биха могли да бъдат – природен газ, обогатен с биогазове. Добавка на водород към горивната система на когенератора, би могло да се произвежда на място, чрез електролиза, енергия за която се осигурява от електропроизводството на хибридни термо/PV панели. Там където не е наличен газ, микро когенерацията може да се базира на преработена биомаса или горивни клетки. Термопомпите са решение за децентрализирани малки потребители в битовия сектор и сектора услуги. Нови политики и мерки в областта на междусекторна свързаност, биха спомогнали за по-пълно усвояване на техническия потенциал на енергията от ВИ. Потенциалът за енергийна ефективност на инфраструктурата на централното отопление и охлаждане се съдържа в рехабилитацията на топлопреносните мрежи и подмяната на остарели 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

CO2. 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.

За оценка на икономическия потенциал на основата на ВИ, чрез модулите на инструмента Hotmaps, са разгледани различни сценарии за степента на усвояване във високо ефективни комбинирани инсталации.

Потенциалът за нови високоефективни когенарационни мощности в нови топлофикационни централи и мрежи е оценен на база нетоплофицираното население и плътността на търсене на енергия, съгласно топлинната карта (инструмент Hotmapas.eu).

След прилагането на следните критерии:

- Население над 42 000 жители
- Топлинна консумация над 12 GWh годишно,

се установи, че в потенциала за нови високоефективни когенарационни мощности попадат 19 населени места.

С изчислителния модул е направен икономически анализ на възможността за задоволяване на топлинното търсене на типов градски район с топлинно търсене от 12 GWh/г. Входните данни, използвани за анализа са показани на Таблица 24.

Таблица 24 Условия и входни данни за икономически анализ

Общо търсене на топлина	**12 GWh/г.**	
Топлинна плътност минимум	MWh/(ha*г.)	14.23
Топлинна плътност максимум	MWh/(ha*г.)	649.28
Средна плътност на топлината	MWh/(ha*г.)	244.81

За изчисленията е използван модул „РАЙОННА ОТОПЛИТЕЛНА ЦЕНТРАЛА“, разработен като част от проекта „Hotmaps“ на „Хоризонт 2020“[28].

[28] https://wiki.hotmaps.eu/en/CM-District-heating-supply-dispatch

Таблица 25 Оценка на икономическия потенциал за районна отоплителна централа

Капацитет на топлинна мощност -	**CHP -(стойност: 5MW)**
Капацитет на топлинна мощност -	инсталация за изгаряне на отпадъци - (стойност: 5MW)
Капацитет на топлинната мощност -	Термопомпа - (стойност: 5MW)
Капацитет на топлинна мощност -	Слънчева топлина - (стойност: 5MW)
Цена на CO2 -	(стойност: 50EUR / tCO2)
лихвен процент -	(стойност: 0,05)
Основни входни данни-	
топлинна ефективност -	CHP - (стойност: 0,6)
електрическа ефективност -	CHP - (стойност: 0,2)
топлинна ефективност -	инсталация за изгаряне на отпадъци - (стойност: 0,6)
електрическа ефективност -	инсталация за изгаряне на отпадъци - (стойност: 0,2)
COP-термопомпа -	(стойност: 3.5)
топлинна ефективност -	Слънчева топлинна енергия - (стойност: 1)
живот - CHP -	(стойност: 20a)
експлоатация -	инсталация за изгаряне на отпадъци - (стойност: 20a)
живот - термопомпа -	(стойност: 20a)
експлоатационен живот – слънчев колектор-	(стойност: 20a)
енергоносител - CHP -	(стойност: биомаса 22EUR/MWh)
енергоносител-инсталация за изгаряне на отпадъци -	(стойност: отпадъци 3EUR/MWh)
енергиен носител -Термопомпа -	(стойност: електричество) 100 EUR/MWh
енергиен носител -Слънчева топлинна -	(стойност: радиация 0 EUR/MWh)
емисионен фактор-природен газ -	(стойност: 0.202tCO2 / MWh)
емисионен фактор -отпадъци -	(стойност: 0,114tCO2 / MWh)
емисионен фактор -радиация -	(стойност: 0tCO2 / MWh)
емисионен фактор - електричество -	(стойност: 0.819tCO2 / MWh)
цена на енергийния носител – природен газ -	(стойност: 24EUR / MWh)
цена на енергийния носител - отпадъци -	(стойност: 3EUR / MWh)
цена на енергийния носител-биомаса -	(стойност: 22EUR / MWh)
цена на енергийния носител -радиация -	(стойност: 0EUR / MWh)
цена на енергийния носител - електричество -	(стойност: 100EUR / MWh)
фиксирана цена на електроенергията -	CHP - (стойност: 100EUR / MWh)

Получените резултати са отразени в следващата таблица.

Таблица 26 Резултати от оценка на икономическия потенциал за изграждане на нова районна отоплителна централа

Гориво		Биомаса	Природен газ	RDF	Термо помпи	Слънчеви колектори
		CHP				
Общи годишни разходи	EUR/г.	1170000	1 380 000	2 000 000	794 000	622 000
Общи приходи от електричество	EUR/г.	153000	405 000	153 000	0	0
Общо топлинно произ-Водство	MWh/г.	12000	12 000	12 000	12 000	12 000
Общо производство на електроенергия	MWh/г.	4 000	4 050	4 000	0	0
Общи инвестиционни Разходи	EUR/г.	4016197.73	1 163 189	1 280 000	1 380 488	1 472 521
Общи разходи за O&M	EUR/г.	284 000	285 000	456 000	176 000	182 000
Общи разходи за гориво	EUR/г.	628 571	694 286	85 714	153 000	0
Общи разходи за CO2	EUR/г.	43 000	205 000	114 000	164 000	0
Общи разходи	EUR/г.	85 800	87 000	85 800	0	0
Общи емисии на CO2	t/г.	860	4 090	2 280	3 270	134
Общо търсене на топлина	MWh/г.	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000
Общо крайно енергийно потребление	MWh/г.	20 000	20 300	20 000	3 429	13 400
Максимално топлинно натоварване	MW	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52
Инсталирана мощност	MW	5	5	5	5	5

С помощта на инструмента Hotmaps са изведени и стойностите за общ потенциал за централно отопление в GWh/год. в рамките на географската граница. Изчислен е потенциал в размер на 10 673.4 GWh/год. От него следва да се извади вече усвоеният в размер на 6169.85, т.е. в рамките на съществуващите топлофикационни мрежи. При идентифицирани 31 населени места отговарящи на профила, от които 12 съществуващи топлофикационни мрежи, с възможност за разширение и 19 населени места с потенциал за нови топлофикационни мрежи, то наличният потенциал за усвояване е в размер на 4503.55 GWh/год.

Идентифициран е потенциал за енергийна ефективност на инфраструктурата на съществуващите мрежи за централно отопление и охлаждане. Потенциалът се съдържа в рехабилитацията на топлопреносните мрежи и подмяната на съществуващи абонатни топлофикационни станции с нови модерни интелигентни съоръжения. Това ще доведе до намаляване на загубите по преноса и разпределение на топлинна енергия и ще спомогне за постигане на целите на декарбонизация в сектора.

С цел да се намалят загубите до 10% (при текущи средни загуби 23,0%), топлофикационните мрежи трябва да бъдат модернизирани така, че годишните загуби ще бъдат намалени от 2,77 TJ/км до 1,17 TJ/км. Тъй като дължината на топлопреносната мрежа (3 095 км) е тясно свързана със стойността на загубите на топлина по време на преноса, може да се предположи, че изискването за намаляване на загубите на километър от мрежата до 1,17 TJ/км следва да се прилага към всички топлофикационни системи в страната.

Потенциалът в резултат от подобряване на енергийната ефективност на топлофикационните системи се оценява на 1,6 TJ, представляващи 42% от топлината, която в момента се губи при транспортирането на топлоносителя.

Важен за отбелязване е и потенциалът за развитие на възобновяемите технологии, които в комбинация с технологичната модернизация, рехабилитацията и внедряването на мерки за енергийна ефективност в съществуващите системи за централно отопление, ще осигурят постигането на целите и ангажиментите на Република България, свързани с енергийните политики и приоритети на ЕС. Таблицата по-долу представя усвоеният икономически потенциал от технологиите за отопление и охлаждане до 2030 г. съгласно базовият сценарий.

Таблица 27 Прогноза за икономическия потенциал на ефективните и възобновяеми технологии за отопление и охлаждане

2030	**Базов сценарий**	**Алтернативен сценарий**
	GWh/г.	GWh/г.
Промишлена отпадна топлина		
Промишлен отпаден студ		
Изгаряне на отпадъци	438.90	438.90
ВКПТЕЕ	400-600	1900-2000
Възобновяеми източници на енергия		
Геотермална енергия		
Биомаса	1757.96	1843.48
Слънчева топлинна енергия	63.69	63.69
Други ВИЕ		
Термопомпи	26.95	26.95
2050	**Базов сценарий**	**Алтернативен сценарий**
	GWh/г.	GWh/г.
Промишлена отпадна топлина		
Промишлен отпаден студ		
Изгаряне на отпадъци	533.49	1387.06
ВКПТЕЕ	500 -700	1950-2200
Възобновяеми източници на енергия		

Геотермална енергия		
Биомаса	3581.84	4690.90
Слънчева топлинна енергия	234.01	234.01
Други ВИЕ		
Термопомпи	82.49	82.49
Намаляване на топлинните загуби от съществуващи районни отоплителни мрежи за отопление и охлаждане	1111.66	

3.7 Модел, относим към базовия сценарий

Този модел е разгледан самостоятелно, тъй като това е най-голямото топлофикационно дружество в сектора и неговото развитие ще окаже влияние на показателите на сектора като цяло.

3.7.1 Модел за Топлофикация София, представляваща съвкупност от ТЕЦ и отоплителни централи

Разгледан е сценарий - моделиране на социално икономическия ефект на Топлофикация София, приет като сценарий относим към базовия. Направен е анализ на разходите и ползите, за да се установи икономически най-ефективното и изгодно по отношение на разходите решение за отопление или охлаждане спрямо определения базов сценарий за под системата в рамките на географската граница за целите на планирането. Изготвен е модел за Топлофикация София, представляваща съвкупност от ТЕЦ и отоплителни централи. Именно замяната на мощности в отоплителните централи с високоефективни такива е фокуса на изследването, като са взети пред вид и плановете за интензифициране на високоефективните мощности в топлоелектрическите централи.

Моделът е структуриран, както следва:

На основа данните към 2019 г. е изготвен базов модел на Топлофикация София. Взети са предвид техническите данни, програмата за развитие до 2024г., финансовите отчети на дружеството и редица макроикономически показатели. Към 2019г. Топлофикация София разполага с 4 186 MWt инсталирани топлогенериращи мощности и 238 MWe електрогенериращи мощности, а дължината на тръбопроводите по трасе възлиза на над 1 007 km и оперира с около 17 300 броя индиректни абонатни станции (АС). Включеният топлинен товар към топлопреносната мрежа на гр. София е общо около 5 840 MW. Той се обезпечава от 4 топлофикационни района:

- ТР „София“ – с отоплителен товар 1 334 MW и товар за БГВ 293 MW;
- ТР „София Изток“ – с отоплителен товар 1 737 MW и товар за БГВ 581 MW;
- ТР „Земляне“ – с отоплителен товар 905 MW и товар за БГВ 295 MW;
- ТР „Люлин“ – с отоплителен товар 487 MW и товар за БГВ 206 MW.

▪ ВОЦ „Овча Купел 1” е предназначена за производство на топлинна енергия за нуждите на кв. „Овча Купел”. Разполага с 6 бр. водогрейни котли с

топлинна мощност 8,70 MW всеки, работещи с основно гориво природен газ и аварийно гориво мазут.

- ВОЦ „Овча Купел 2“ е предназначена за производство на топлинна енергия за нуждите на кв. „Овча Купел“. Разполага с 6 бр. водогрейни котли с топлинна мощност 8,70 MW всеки, работещи с основно гориво природен газ и аварийно гориво мазут.
- ВОЦ „Хаджи Димитър“ е предназначена за производство на топлинна енергия за нуждите на кв. „Хаджи Димитър“. Разполага с котелно „Стара част” с 3 бр. водогрейни котли с топлинна мощност 4,36 MW всеки и от котелно „Нова част” с 4 бр. водогрейни котли с топлинна мощност 8,70 MW всеки, работещи с основно гориво природен газ и аварийно гориво мазут, 2 бр. парни котли с паропроизводство 1,6 t/h, като един е спрян от експлоатация.
- ВОЦ „Суха река“ е предназначена за производство на топлинна енергия за нуждите на кв. „Суха река”. Разполага с 4 бр. водогрейни котли с топлинна мощност 8,70 MW всеки, работещи с основно гориво природен газ и аварийно гориво мазут, 2 бр. парни котли с производителност 0,4 t/h. ВК № 1, 3, 4 използват като основно гориво природен газ, а ВК № 2 използва като основно гориво природен газ и резервно - мазут.
- ВОЦ „Левски Г” е предназначена за производство на топлинна енергия за нуждите на кв. „Левски Г“. Разполага с 6 бр. водогрейни котли с топлинна мощност 8,70 MWt всеки, работещи с основно гориво природен газ и аварийно гориво мазут, 2 бр. парни котли с паропроизводство 1,6 t/h.
- ВОЦ „Орландовци“ е предназначена за производство на топлинна енергия за нуждите на кв. „Орландовци”. Разполага с 1 бр. водогреен котел с топлинна мощност 4,66 MW, работещ с основно гориво промишлен газьол, като основното гориво за централата се получава с автоцистерни.
- ВОЦ „Инжстрой“ е предназначена за производство на топлинна енергия за нуждите на кв. „Захарна фабрика“. Разполага с 3 бр. водогрейни котли, два от които с топлинна мощност 8,70 MW и трети с топлинна мощност 2,30 MW.

Таблицата по-долу представя данни относно електрическата и топлинната мощност на Топлофикация София:

Таблица 28 Мощностите са представени индивидуално[29]

Централа/ Топлоизточник	Електрическа мощност	Топлинна мощност
	MW	MW
ТЕЦ „София“	72	1 323
ТЕЦ „София Изток“	166,8	1 464
ОЦ „Земляне“	0	581
ОЦ „Люлин“	0	581

[29] https://www.dker.bg/uploads/_CGCalendar/2020/rep_TFsf_ud_lic_072020.pdf

ВОЦ„Хаджи Димитър“	0	46.8
ВОЦ „Левски Г“	0	43.6
ВОЦ „Суха Река“	0	35
ВОЦ „Орландовци“	0	5
ВОЦ „Овча Купел 1“	0	43,6
ВОЦ „Овча Купел 2“	0	43,6
ВОЦ „Инжстрой“	0	19,7
ОБЩО	239	4 186

Направени са допускания за изменение на топлинната консумация, която от своя страна е отразена в прогнозите на дружеството. Допусканията отразяват измененията на макропоказателите (изменение на брутния вътрешен продукт, инфлация /за страната и ЕС/, обменни валутни курсове), които от своя страна са прогнозирани до периоди 5 или 7 години в зависимост от наличните прогнози. След това се приема плавен растеж или запазване на показателите.

- Взети са пред вид горивния микс и технологичните загуби и консумацията на енергия за собствени нужди. Направен е анализ на персонала и предвидено постепенно оптимизиране.

- На база допускането за изменението на топлинния товар се анализират различните приложими високоефективни решения и необходимата мощност представена обобщено:

В модела за развитие на дружеството за периода 2020-2024 г. е заложена модернизация на всички топлоизточници с ко-генериращи инсталации. С извършване на модернизацията и внедряването на новите високо ефективни комбинирани инсталации, електрическата инсталирана мощност в дружеството ще нарасне от 261 MWe на 561 MWe, а топлинната инсталирана мощност ще се запази, като новите инсталации се явяват заместваща мощност на съществуващи водогрейни котлоагрегати.

Предвижданата модернизация в централите включва изграждане на нови ко-генериращи инсталации: ТЕЦ „София” с мощност 59 MWe и 50 MWt, ТЕЦ „София Изток” с мощност 137 MWe и 114 MWt, ОЦ „Земляне” с мощност 42 MWe и 35 MWt, ОЦ „Люлин” с мощност 42 MWe и 35 MWt и ВОЦ-ве с мощност 20 MWe и 20 MWt.
Общата мощност на новите инсталации е 300 MWe и 254 MWt, при очакван размер на инвестицията около 200 хиляди евро.
Модернизацията на топлоизточниците с ко-генериращи инсталации носи безспорни положителни резултати като:

- Увеличаване на надеждността и качеството на енергийните доставки;
- Увеличаване на количеството генерираща електроенергия, произведена по комбиниран принцип на работа на съоръженията;

- Реализирана икономия на гориво от комбинирано производство, приблизително 148 751 хил. нм3 спестен природен газ (в сравнение с разделното производство на енергия);
- Намаление на емисиите на парникови газове, спестени количества генерирани CO2 и в регионален аспект спестени средства за закупуване на квоти (в сравнение с производството на енергия при въглищните централи);

За осигуряване на необходимата технологична и финансова устойчивост на дружеството моделът предвижда:

Въвеждането на високоефективните технологични инсталации за увеличаване на общата ефективност на централите, от 83,4 % на 86,3 %. При това съотношение на брутното производство на електрическа енергия към общата енергия, произведена от съоръженията от 18,40 %, ще нарасне до 55%.

- Прогнозните финансови отчети отчитат и дългосрочната нестабилност на цените на горивния микс, както и измененията на обменните курсове. Приема се, че се изменят само цените на горивата, но не и техническите им характеристики (напр. калоричност). Изчислява се нетна сегашна стойност на базисния модел.
- На база прогнозните финансовите отчети и изискванията на регулатора за определяне на цените на топло и електро енергия се прогнозира цената на топло и електроенергия.
- Моделът позволява да се изчислят капиталовите разходи и годишните оперативни разходи, както и разходите за поддръжка на индивидуалните решения.
- За всяка от централите (при Топлофикация София АД), където има възможност за замяна с високоефективно решение, е направен модел как се изменят оперативните данни и паричните потоци след въвеждането в експлоатация на новите мощности. Така получената нова нетна сегашна стойност се сравнява с базовата такава и, ако новата нетна сегашна стойност е по-голяма от базовата, се препоръчва изграждането на високоефективното решение.

3.7.2 Изводи от модела на техническа оценка и оценка на разходите и ползите в Топлофикация „София“

Заместването с високоефективни комбинирани технологии за производство на топлинна и електрическа енергия в обектите ТЕЦ София, ТЕЦ София Изток, ОЦ Земляне, ОЦ Люлин, ОЦ Суха река, ВОЦ Хаджи Димитър, ВОЦ Левски Г., ВОЦ Орландовци, ВОЦ Овча купел 1, ВОЦ Овча купел 2 и ВОЦ Инжстрой. Добавя към настоящата нетна стойността на Топлофикация София между 0,5% до 8,33% на индивидуална база в сравнение с базисния модел, т.е. всяко индивидуално решение са разглежда като самостоятелно и единствено такова. Изпълнението на всички оценени решения, би довело до кумулативен ефект от над 22%.

В някои от случаите има оптимални възможности за използване като основно гориво биомаса или дори въглища, но предвид месторазположението на съответните централи и достъпа им до горива се счита, че природният газ (смеси от водород и природен газ) биха били най-ефективното и най-екологично гориво.
Предвидените мощности са високоефективни решения като газови турбини на комбиниран цикъл (CCGT или OSGT) или газобутални двигатели.

3.7.3 Прогнозно развитие на топлинния товар за гр. София

Развитието на топлопреносната мрежа на дружеството се подготвя на база общият устройствен план на гр. София и на основание подадени писма и заявления от страна на инвеститори и строители, проявяващи интерес за топлоснабдяване на новопостроени или бъдещи сгради. Анализът на тези заявления е показал тенденция за непрекъснато увеличаване на интереса в строителството в югоизточните райони на гр. София, а именно:

- СО район „Лозенец“, кв. „Витоша“, м. НПЗ „Хладилника Витоша“, ул. „Филип Кутев“ в зоната между бул. „Черни връх“ и ул. „Сребърна“;
- СО район „Искър“, кв. „Дружба“, м. „Дружба – обиколна“, зоната между бул. „Цветан Лазаров“, бул. „Кристофор Колумб“, ул. „Константин Костенечки“ и ул. „Обиколна“;
- СО район „Студентски град“, кв. „Витоша“, м. „Витоша ВЕЦ Симеоново“, зоната между бул. „Симеоновско шосе“, ул. „Христо Вакарелски“ и ул. „21 Век“ в посока бул. „Симеоновско шосе“;
- ж. к. „Манастирски ливади – Запад“;
- ж. к. „Манастирски ливади – Изток“;
- м. „Люлин – Център“;
- ж. к. „Бъкстон“;
- ж. к. „Овча купел“ 1 и 2;
- кв. „Овча купел“ до бул. „Горнобански“;
- кв. „Славия“ западно от река „Владайска“;
- кв. „Павлово“ до „Никола Петков“;
- ж. к. „Бъкстон“ над ул. „Вихрен“.

С оглед плановете за развитите на отделните квартали дружеството стратегически ще развива мрежата си в ж.к. „Малинова долина“ 1-ва, 2-ра, 3-та, 4-та, 5-та и 6-та част, включваща зоната между бул. „Цар Борис III“, бул. „Симеоновско шосе“, ул. „Киркор Азарян“, Околовръстен път и река „Сухата река“.

Топлинните товари, свързани със застрояването на гр. София до 2030 г., общият прогнозен топлинен товар, разделен за четирите топлофикационни района, се очаква да се развие, както следва:

Таблица 29 прогнозен топлинен товар по топлофикационен район към 2030 г.

Топлофикационен район	Прогнозен топлинен товар
София	125 MW
София Изток	225 MW
Земляне	90 MW
Люлин	25 W

Тази прогноза се базира на експертна оценка, направена след анализ на инвестиционната програма, заявена от дружеството, общият устройствен план на гр. София и на основание подадени писма и заявления от страна на инвеститори и строители, проявяващи интерес за топлоснабдяване на новопостроени или бъдещи сгради.

3.7.4 Потенциал при използването на отпадъци

Използването на модифицирани твърди горива, получени от отпадъци (RDF) с цел промяна на горивната база за производство на енергия чрез заместване на природния газ, преминаване към възобновяеми източници на горива и повишаване ефективността на производството на топлоенергия. В инвестиционната програма на „Топлофикация - София" ЕАД и Столична община се предвижда проектиране и изграждане до 2024 г. на „Инсталация за комбинирано производство на енергия в София с оползотворяване на RDF (refusse derived fuel) отпадък. Предвидено е да се изгради нова инсталация за изгаряне на RDF на мястото на вече демонтирани и изведени от експлоатация (изключени от лицензията на дружеството) съоръжения Съществуващите в настоящия момент генериращи мощности в ТЕЦ София ще се запазят в действие. с оползотворяване на RDF отпадък ще доведе до замяна на част от използваното основно гориво - природен газ в „Топлофикация София" ЕАД с RDF – модифицирано твърдо гориво от отпадък.

Използвайки потенциала на отпадъците за производство на топлинна енергия ще доведе до:

✓ Производството на енергия в ТЕЦ по-независимо от вносния газ и диверсификация на горивната база.

✓ Развитие и стабилизиране на производствения капацитет за генериране на топлинна енергия в града.

✓ Замяна на част от старите съоръжения, произвеждащи топлинна енергия (някои от които на възраст над 50 години), с нови съвременни такива, отговарящи на европейските директиви за високоефективно и екологично производство на енергия.

✓ Намаляване на емисиите от CH4 и CO2 от общинските твърди битови отпадъци, като същевременно наличната горивна компонента в отпадъците ще бъде оползотворена за реализиране на комбинирано производство на енергия.

✓ Оползотворяване на битовите отпадъци на града

✓ Намаление на разходите за производство на единица енергия и възможно намаляване на цената на произведената енергия

✓ Повишаване на енергийната ефективност при производството на енергия, чрез заместване на остаряла генерираща мощност с нова, произвеждаща енергия по високоефективен комбиниран способ, при максимално използване на наличната инфраструктура в топлоизточниците.

Допълнителни ползи за околната среда ще се извлекат от повишеното производство на електроенергия и последващото намаляване на вноса и горенето на природен газ, което ще подпомогне развитието на конкурентоспособна икономика с ниска въглеродна интензивност.

Таблица 30 Технологични данни на RDF инсталация

Технология/проект	**Система**
Вид пещ и котел и енергийна система	• Пещ с решетъчна технология с хоризонтален произвеждащ пара котел и комбинирано производство на топлина и мощност. • Параметри на парата: 425°C при 60 bar • Производство на мощност (бруто): 21 MW Производство на мощност (нето): 19 MW • Производство на топлина (с кондензация): 55 MW • Капацитет за съхранение на топлинна енергия: 230 MWh
Третиране на димните газове	• Полусуха обработка на димен газ със скрубер след кондензация DeNOX система: SNCR
Третиране на отпадъци	• Номинален капацитет на обработка: 22,5 тона/час при 13 GJ/т = 81,3 MW • Планирана годишна обработка: 180 000 тона (при 13 GJ/т) • Вариации в топлината на изгаряне: 10-16 GJ/т • Вариации за обработка на гориво: 15,8-27 тона на час
Капацитет на съоръжението	• 180 000 RDF т/г. (22,5 т/ч.);
Производствена мощност	• 58 MWt топлинна енергия и • 20 MWe електрическа енергия, • осигуряване електроенергия за нуждите на 30 000 домакинства • осигуряване топлоенергия за нуждите на 40 000 домакинства

Експлоатационен срок на съоръжението	• 26 години от датата на въвеждане в експлоатация

Източник: КЕВР

„Топлофикация – София“ в своя бизнес план за периода 2020-2024 год., включва изграждането на инсталация за оползотворяване на RDF, както и изграждане на ко-генерационни модули, осигуряващи производството на електрическа и топлинна енергия. Предвидено е в експлоатация да бъдат въведени общо 5 (пет) броя газови турбини с обща електрическа мощност от 223,9 MW_e, 3 (три) броя парни турбини с обща мощност 39,5 MW_e и 5 (пет) газобутални двигателя (ГБД) във ВОЦ „Овча Купел-2“, ВОЦ „Хаджи Димитър“ и ВОЦ „Левски Г“ с обща мощност 20,5 MWe. Планираните инвестиции са показани на Таблица 31.

Таблица 31 Планирани инвестиционни дейности с техните прогнозни годишни стойности за периода 2020-2024

Инвестиционна дейност	**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**	Общо за периода
Инсталация за изгаряне на RDF гориво	**64 351 611**	**79 097 026**	**164 668 934**	**0**	**0**	**308 117 570**
Инвестиции в когенерационни инсталации	**1 920 000**	**80 756 020**	**165 854 775**	**113 008 846**	**0**	**361 539 642**
Модернизация/подмяна на оборудване	**28 585 781**	**37 817 440**	**2 668 241**	**5 867 490**	**5 867 490**	**80 806 441**
Модернизация на топлопреносни мрежи	**26 830 083**	**13 500 000**	**13 500 000**	**13 500 000**	**13 500 000**	**80 830 083**
Общо разходи:	**121 687 474**	**211 170 486**	**346 691 950**	**132 376 336**	**19 367 490**	**831 293 736**

Източник: КЕВР

Ценовата рамка за периода до 2024г. за „Топлофикация София“ ЕАД е представена в следната таблица:

Таблица 32 Прогнозни цени на топлинната и електрическа

	Показатели	**Мярка**	**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
1	Преференциална централа на ел. енергия, без ДДС	лв./MWh	239,15	231,27	243,19	247,67	260,73
2	Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, без ДДС	лв./MWh	66,94	67,83	70,15	69,68	71,42

Източник: КЕВР

Таблица 33 Прогнозни цени на емисии CO2

	Показатели	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Цена на CO_2	евро/тон	27	29	31	33	35

Източник: КЕВР

Във връзка с решение по протокол № 28 от 21.02.2012 г. на КЕВР за прилагане на метод „Норма на възвръщаемост на капитала" за дружествата от сектор „Топлоенергетика" и на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ, са разработени Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала", приети с решение по протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 8 на КЕВР (Указания-НВ).

Правната рамка на метода на ценово регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала" се съдържа в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и от НРЦЕЕ това е метод, при който КЕВР след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година; следващ регулаторен преглед се извършва по решение на КЕВР или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

Прогнозните приходи за периода 2020-2024 г. са определени на база предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма и цени на топлинната и електрическа енергия за всяка година от бизнес плана, определени по ценови модели при метод „Норма на възвръщаемост на капитала" и в съответствие с прогнозираните разходи. Приходите са определени на база преференциална цена на електрическата енергия, произведена само от ВКПТЕЕ.

3.8 Анализ на разходите и ползите

- Функции на модела:

1. Моделът се използва за сравнение на базисна технология за високоефективно комбинирано производство на базата на природен газ, биомаса, RDF и районна топлинна инсталация базирана на слънчевата топлинна енергия, основано на използваните технологии в географската граница.

2. Моделът е базиран на общото потребление на топлина за целеви градски район с топлинно търсене 12 GWh/год., приложим за потребители, които не са свързани в момента към топлофикационни мрежи, за оценка на базата на NPV, възможността да се изгради централно отопление и охлаждане чрез високоефективно комбинирано производство на базата на природен газ, биомаса или RDF.

3. Моделът изчислява вътрешната норма на възвръщаемост (IRR) и нетната настояща стойност (NPV), за всички първични възможности и индивидуалните възможности за високоефективно отопление и охлаждане, като се взети предвид капиталовите разходи, разходи за поддръжка, дългосрочната нестабилност на цените на горивото, екологични разходи, външните разходи-и социалния сконтов процент

4. Моделът идентифицира най - социалния и икономически ефективен вариант за отопление (този с най-висока NPV стойност).

5. Общата нетна настояща стойност (NPV) за най-добрата комбинация от решения, за изграждане на нова топлофикационната мрежа, се сравнява спрямо сегашната стойност (PV) за нови топлофикационни мрежи.

6. Общо генерираната топлинна и електрическа енергия, както и годишното производство и броят на съоръженията са обобщени на базата на критерия за избор на най - социално и икономически ефективна комбинация от нови решения за отопление за при нови топлофикационни мрежи.

За всяка потенциална нова високоефективна когенерационна мощност е изчислена нетната настояща стойност (NPV), като са направени следните допускания:

- Технически живот на инвестициите - 20 години;
- Дисконтов фактор - 5%;
- Моделът предполага, че топлопроводът е с коефициент на натоварване 80%, което се равнява на работа на пълен капацитет за 7008 часа годишно;
- Топлинните загуби в разпределението на топлинна енергия от топлоизточника до потребителите на топлинна енергия се приема, че е 10%;
- Разходите за поддръжка и експлоатация са изчислени индивидуално за всяка система.
- Цените, използвани в икономическия анализ, отразяват разходите и ползите от социално-икономически характер.
- Изчислени са външните разходи, като въздействието върху околната среда и здравето, включително и като част от анализа на чувствителността.

– Основни входни данни на модела:
– Разходи
- Капиталови разходи
  Капиталовите разходи за отопление и охлаждане са същите, които са отчетени във финансовия анализ.
- Разходи за експлоатация и поддръжка
  Разходите за експлоатация и поддръжка на захранването с отопление и охлаждане са същите, които са отчетени във финансовия анализ.
- Разходи за гориво (и електричество).

Разходите за гориво и електроенергия са същите, които се отчитат във финансовия анализ.

- Външни фактори за околната среда и здравето.

Производството на енергия причинява различни видове въздействия върху околната среда като последица от емисиите на замърсяване; земеползване и потребление на ресурси (горива, вода и др.) по време на процеса на производство на енергия. Общият подход на методите за оценка на околната среда се основава на „подход на пътя на въздействието“, който има за цел да моделира причинно-следствените връзки от натиска, предизвикан върху околната среда (например емисии), до въздействията, генерирани върху различни групи, чрез оценка на промените в качеството на околната среда. След като тези въздействия бъдат оценени във физически единици, тогава щетите или стойността на използваните въздействия се оценяват чрез прилагане на методи за икономическа оценка.

В тази връзка цените на въглеродните емисии са важен фактор при анализа. Средната цена (Auction Price) на отчетените стойности на квотите за емисии CO2 за регулаторния/ценовия период 01.07.2018-30.06.2019 г. е в размер на 21,24 евро/тон (41,54 лв./тон) по данни на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange). В тази връзка, за целите на ценообразуването в сектор „Топлоенергетика“, е приета средна отчетна тръжна цена (Auction Price) на CO2 квоти от проведените в периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. първични търгове (Primary market auction) на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange) в размер на 21,24 евро/тон CO2 (41,54 лв./тон CO2). Левовата равностойност е изчислена с фиксирания валутен курс на Българската народна банка (1,95583 лв./евро). При изчисляването на посочената цена не са взети предвид постигнатите отчетни цени на CO2 квоти на проведените търгове на германската и полската борси, както и тези за авиационни оператори. Поради това, че регулаторния/ценовия период 01.07.2018÷30.06.2019 г. обхваща полугодията на две календарни години, за целите на изчисленията са използвани данни от „EUA Primary Market Auction Report 2018“ и „EUA Primary Market Auction Report 2019“, които са публично достъпни на интернет страницата на Европейската енергийна борса на адрес: https://www.eex.com/en/market-data/environmentalmarkets/eua-primary-auction-spot-download.[30]

При избора на решение за прилагане следва да се вземат предвид не само действащите цени на емисии, но да се допусне и възможността за тяхното екстремно покачване. Затова при изчисленията са изготвени два варианта, цена емисии ниска и цена емисии екстремна.

Цялото изпълнение на процеса на оценка на околната среда се извършва за всеки конкретен проект чрез прилагане на приложимите към проекта изисквания на

[30] Данните са съгласно официалните данни от одобрения бизнес план на ‚Топлофикация София“ ЕАД, същите подлежат на актуализация, съгласно актуалните борсови цени.

екологичното законодателство (напр. изготвяне на Оценка на въздействието върху околната среда (ОВОС).

– Ползи
- Стимулиране на бизнеса;
- Намалено използване на вносни изкопаеми горива;
- Прогнозируеми разходи за потребителите;
- Намаляване на емисиите от CO2, серни/азотни оксиди и прахови частици;
- Създаване на временни и постоянни работни места;
- Подобряване на качеството на атмосферния въздух;
- Независимост на топлоснабдяването и охлаждането от атмосферни и пътни условия.

Анализът на разходите и ползите и социално-икономическият потенциал за високоефективно комбинирано производство на енергия са оценени от гледна точка на възможностите за замяна през следващите 10 години на съществуващите мощности за производство на топлинна енергия с високоефективни технологии на база нетната настояща стойност, при вземане под внимание на следните елементи:

- Технически потенциал, базиран на настоящото потребление на топлоенергия и нарастването/намаляването на потребление на топлоенергия в периода 2020 г. – 2050 г.;
- Финансови разходи и ползи от тези технологии за цялата страна;
- Ефектите от намаляването на емисиите въглероден диоксид и подобряването на качеството на въздуха, изразени в парична стойност.

Също така, допълнителен потенциал за развитие на когенерационните производства представлява и факта, че поради навлизането на нови системи за съхранение на топлинната енергия, която в момента се осигурява от отоплителни котли, може да бъде доставяна от ВИ.

Топлинната енергия, която в момента се произвежда от когенерации с основно гориво въглища, също може да се разглежда като допълнителен потенциал за създаване на високоефективни когенерации. Замяната на тези системи със системи на газ със значително по-висок комбиниран производствен коефициент няма да увеличи произведената топлоенергия от когенерация, но ще нарасне произведеното количество електроенергия. Допълнителен потенциал може да се осигури от инсталации за изгаряне на отпадъци (RDF).

За всеки конкретен проект с обща входяща топлинна мощност над 20 MW се изготвя анализ разходи и ползи (АРП). Анализът на разходите и ползите и анализът на националния потенциал за високоефективно комбинирано производство по чл. 4, ал. 2, т. 11 към ЗЕ, се определят с наредба, издадена от министъра на енергетиката.

При разработване на инвестиционни проекти се извършва анализ на разходите и ползите в съответствие с наредбата по чл. 163 от ЗЕ за инсталации с обща входяща топлинна мощност над 20 MW в случаите на:

1. планиране на нова топлоелектрическа инсталация за производство на електроенергия, за да бъдат оценени разходите и ползите от проектиране на инсталация, която да функционира като инсталация за високоефективно комбинирано производство на енергия;

2. значително преоборудване на топлоелектрическа инсталация за производство на електроенергия, за да бъдат оценени разходите и ползите от преоборудване на инсталацията като инсталация за високоефективно комбинирано производство на енергия;

3. значително преоборудване на промишлена инсталация, генерираща отпадна топлина на полезно температурно ниво, с цел използването на отпадната топлина за задоволяване на икономически оправдано търсене, в т.ч. чрез комбинирано производство на енергия, както и от свързването на тази инсталация с районна отоплителна или охладителна мрежа;

4. планиране на нова районна отоплителна и охладителна мрежа; при съществуваща районна отоплителна или охладителна мрежа се планира нова инсталация за производство на енергия или значително преоборудване на съществуваща инсталация с цел оползотворяване на отпадната топлина от съседни промишлени инсталации.

Географските граници обхващат подходящ и ясно определен типизиран район на ниво община/ градски район, като са идентифицирани 19 подходящи града без изградена топлофикация.

Допълнителна идентификация за градски район, отговарящ на условието за минимум 12 GWh/год. топлинна плътност в рамките на 12-те града с налични районни отоплителни централи, но извън рамките на мрежата може да се извърши чрез инструмента Hotmaps.

При анализите на разходите и ползите са взети предвид всички съответни централизирани или децентрализирани производствени ресурси, налични в границите на системата и в географските граници, включително технологиите, разгледани по технологии и използваеми горива, както и тенденциите в търсенето в областта на отоплението и охлаждането и неговите характеристики.

За входни данни на модела, са използвани данните от изчислението на икономическият потенциал. Допълнително са направени следните допускания, посочени в Таблица 34.

Таблица 34 Допускания при изчисление на модела

Цена електроенергия	**EUR/MWh**	**100**
Цена топлоенергия	EUR/MWh	43.5
Премия цена топлоенергия	EUR/MWh	45
Цена CO2	EUR/tCO2	50
Екстремна цена CO2	EUR/tCO2	150
Цена гориво	Повишение +	30%

На Таблица 35 са показани резултатите от направения анализ.

Таблица 35 Резултати от анализа

NPV модели		**CHP**				
Модел NPV (дисконтов фактор 5%)	NPV/IRR	Биомаса	Природен газ	Природен газ/8 % зелен водород	RDF	Слънчеви колектори
NPV цена CO2 - 50 Евро, без премия за MWh електроенергия	NPV:	957879.17	-1205346.18	1367013.54	2548391.02	3440082.70
	IRR:	13%	1%	17%	24%	27%
NPV цена CO2 - 50 Евро, с премия* 45 Евро за MWh електроенергия	NPV:	3201077.03	1065891.65	3638251.37	4791588.88	3440082.70
	IRR:	30%	8%	33%	38%	27%
NPV цена CO2 - 150 Евро, без премия за MWh електроенергия	NPV:	-113870.92	-6302390.21	-3322266.97	-292992.94	3273089.08
	IRR:	4%	#NUM!	#NUM!	2%	26%
NPV цена CO2 - 150 Евро, с премия* 45 Евро за MWh електроенергия	NPV:	2129326.94	-4031152.38	-1051029.14	1950204.92	3273089.08
	IRR:	0.22	#NUM!	-0.14	0.20	0.26
Модел NPV (дисконтов фактор 5%) 30 % по високи цени горива						
NPV цена CO2 - 50 Евро, без премия за MWh електроенергия + 30 % по високи цени на горива	NPV:	-1392137.64	-3801046.57	-1436342.88	2227934.18	3440082.70
	IRR:	#NUM!	-17%	#NUM!	22%	27%
NPV цена CO2 - 50 Евро, с премия* 45 Евро за MWh електроенергия, + 30 % по високи цени на горива	NPV:	851060.22	-1529808.73	834894.96	4471132.04	3440082.70
	IRR:	13%	0%	12%	36%	27%
NPV цена CO2 - 150 Евро, без премия за MWh електроенергия, + 30 % по високи цени на горива	NPV:	-2463887.73	-8898090.60	-6125623.38	-613449.78	3273089.08
	IRR:	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-2%	26%
NPV цена CO2 - 150 Евро, с премия* 45 Евро за MWh електроенергия, + 30 % по високи цени на горива	NPV:	-220689.86	-6626852.76	-3854385.55	1629748.08	3273089.08
	IRR:	3%	#NUM!	#NUM!	18%	26%
Модел NPV (дисконтов фактор 8%)						
NPV цена CO2 - 50 Евро, без премия за MWh електроенергия	NPV:	507859.659	-1801714.579	830189.4384	1736134.884	2397793.09
	IRR:	13%	1%	17%	24%	27%
NPV цена CO2 - 50 Евро, с премия* 45 Евро за MWh електроенергия	NPV:	2275126.192	-12357.21404	2619546.803	3503401.417	2397793.09
	IRR:	30%	8%	33%	38%	27%
NPV цена CO2 - 150 Евро, без премия за MWh електроенергия	NPV:	-336501.018	-5817336.869	-2864183.068	-502402.7253	2266229.915
	IRR:	4%	#NUM!	#NUM!	2%	26%
	NPV:	1430765.515	-4027979.504	-1074825.703	1264863.808	2266229.915

NPV цена CO2 - 150 Евро, с премия* 45 Евро за MWh електроенергия	IRR:	22%	#NUM!	-14%	20%	26%
Модел NPV (дисконтов фактор 8%) 30 % по високи цени горива						
NPV цена CO2 - 50 Евро, без премия за MWh електроенергия + 30 % по високи цени на горива	NPV:	-1343562.424	-3846694.425	-1378388.795	1483668.236	2397793.09
	IRR:	#NUM!	-17%	#NUM!	22%	27%
NPV цена CO2 - 50 Евро, с премия* 45 Евро за MWh електроенергия, + 30 % по високи цени на горива	NPV:	423704.1098	-2057337.06	410968.57	3250934.769	2397793.09
	IRR:	13%	0%	12%	36%	27%
NPV цена CO2 - 150 Евро, без премия за MWh електроенергия, + 30 % по високи цени на горива	NPV:	-2187923.101	-7862316.714	-5072761.301	-754869.373	2266229.915
	IRR:	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-2%	26%
NPV цена CO2 - 150 Евро, с премия* 45 Евро за MWh електроенергия, + 30 % по високи цени на горива	NPV:	-420656.5672	-6072959.349	-3283403.936	1012397.16	2266229.915
	IRR:	3%	#NUM!	#NUM!	18%	26%

*Чл. 33а. (Нов - ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 01.07.2018 г.) (1) (Изм. - ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г., изм. - ДВ, бр. 9 от 2021 г., в сила от 02.02.2021 г.) КЕВР определя на централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW премии за произведената електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

Икономическият потенциал за различните варианти на ефективното отопление и охлаждане силно зависи от бъдещите рамкови условия като цени на енергията, цени на CO2, въпроса дали се вземат предвид външните разходи или разходите при присъединяване към централно отопление. За да се изясни този факт, бяха разработени голям брой сценарии. За тези варианти възможните градове за централно отопление бяха идентифицирани географски. Беше направено допускане че при топлинно търсене под 12 GWh/год. изграждането на нови топлофикационни мрежи не е икономически обосновано. Беше направено допускането че изчисленията направени за нови топлофикационни централи, ще са приложими и при съществуващи мрежи с недостатъчен капацитет да покрият търсене по голямо от 10 GWh/год. при техническа възможност за разширение на мрежата.

Основното предположение на изследването е, че крайната цел е постигане на частична или пълна климатична неутралност към 2050 година. Следователно за 2050 г. се приема, наред с други неща, че всяко търсене на природен газ ще бъде предоставено от смеси на природен газ (био газ) и зелен водород.

При тези условия могат да се направят следните изводи:

- Декарбонизацията на отоплението и охлаждането в България е възможна, но само при определени съществени предположения и рамкови условия, като големи усилия за обновяване на сгради, едновременна декарбонизация на производството на електроенергия и успешна синергия на традиционните топлофикации с ВИ прилагани на място в секторите Битов и Услуги.
- Развитието на централизираните топлофикационни системи в 19 идентифицирани района за възможно изграждане, следва да се разглежда в светлината на плановете на местните общини, развитието на градската инфраструктура и свързаното с това технически възможности за изграждане на централизирани топлофикационни мрежи.
- Делът на централното отопление в бъдеще ще зависи преди всичко от степента на присъединяване, която може да бъде постигната в 12-те района за централно отопление, което от своя страна е силно свързано с нормативните условия за енергийно планиране. В зависимост от постижимата скорост на свързване се изчислява икономически потенциал на централното отопление от около 3% до над 10%. Значение за скоростта на свързване ще бъде постигането на ниски загуби на енергия в рамките на съществуващите мрежи и икономическата поносимост на крайните цени на енергийните носители за отделните групи потребители.
- Много високо ниво на декарбонизация или пълна декарбонизация, би могла да бъде постигната само при предпоставка, че електроенергията доставяна в бъдеще се произвежда от ВИ.

Следните изводи могат да бъдат направени относно технологичния микс на горива за осигуряване на централно отопление:

- Въз основа на предположенията, направени в това проучване, природният газ включително и при смеси с биогаз/водород е нерентабилен вариант за декарбонизиране на сектора, в светлината на повишени цени на емисиите парникови газове.
- Биомасата може да заеми в бъдеще съществестена част от производството на топлинна енергия, както в при използване на място, така и при централното отопление. Оказва се, че при сценарии дори и с екстремно повишаване на цената на емисиите инсталации на биомаса остават рентабилни при определени условия.
- Термопомпите и геотермалните източници са отхвърлени на ниво технически опции и същите не са разглеждани в анализа.
- Използването на отпадна топлина от промишлени предприятия не е разглеждано в АРП, поради ниският дял на топлинната енергия, който може да осигури в национален мащаб и постигнато ниво на усвояване към момента.
- Развитието на големи когенерационни мощности е ограничено от регулаторната рамка. Независимо от това, развитието на малки когенерационни мощности създава възможност за реализиране на междусекторни синергични ефекти.

- Големите слънчеви топлинни системи могат да представляват икономически разумен вариант при условията на синергия с когенерационни системи.
- Доказано е, че използването на големи системи за съхранение на топлина имат значителен принос за икономическата работа на отоплителната мрежа. В същото време съществува значителна несигурност по отношение на свързаните с тях разходи, които не на последно място зависят от точното им местоположение.

Анализът на моделите, както в това проучване, винаги е изпълнен с несигурност. Несигурността от една страна, се дължи на възможното развитие на разходите, от друга страна, съществуват и несигурност по отношение на технологичното развитие и ефективността, която се очаква в бъдеще и съответните технологични характеристики. Това също така показва, че взаимодействието на различните възобновяеми технологии за централно отопление в микса, дори и при използване на системи за съхранение на топлина, е сложно и зависи в голяма степен от очакваното търсене на енергия за отопление охлаждане. Очакваното търсене на топлина от своя страна силно зависи от мерките в областта на обновяването на сградите, както и от постижимите нива на присъединяване на нови потребители. Тъй като тези фактори не могат да бъдат прогнозирани в дългосрочен план, е необходим непрекъснат адаптивен процес на планиране, както от страна на операторите на отоплителните мрежи, така и при измененията в мерките и политиките.

3.9 Анализ на чувствителността

Анализ на чувствителността се извършва, за да се изследва въздействието на най-критичните и несигурни променливи върху резултатите.

Тъй като резултатите са много чувствителни към цените на горивата, се провежда анализ на чувствителността, като се отчита увеличение от + 30% на всички изкопаеми горива, електричество и твърда биомаса.

Друг важен фактор, който влияе върху всички резултати, е дисконтовият процент. При този анализ на чувствителността, като се отчита икономически дисконтов процент от 8% (вместо 5%), ясно се вижда че:

- Сценарии, които включват високоефективни технологии или възобновяеми енергийни източници (слънчевата енергия), се възползват от увеличението на цените на горивата, така че икономическата NPV и следователно икономическият потенциал е по-висок. Въпреки това в повечето от решенията, икономическият потенциал (по отношение на енергията) не е засегнат, тъй като в базовия случай той вече е бил на максимално ниво на технически потенциал.
- За разлика от горното, технологиите, които са по-капиталоемки с ниски променливи разходи (поради повишената им ефективност), в сравнение с тези в изходното ниво, се влияят отрицателно, когато дисконтовият процент се увеличава, тъй като нетната им настояща стойност намалява. Такъв е случаят при топлинните слънчеви централи.

IV. ПОТЕНЦИАЛНО НОВИ СТРАТЕГИИИ, МЕРКИ И ПОЛИТИКИ

В съответствие с делегирания регламент (ЕС) 2019/826 на Европейската комисия тук е даден преглед на „новите законодателни и други стратегически мерки, с които трябва да се използва икономическият потенциал, определен в съответствие с горното".

Тъй като икономическият потенциал на централното топлоснабдяване съответства на климатичните цели, следва да се изисква по-голям дял от възобновяемата енергия в системите за централно отопление. Следователно от всички оператори на мрежи следва да се изисква план за повишаване на ефективността на съществуващата си мрежа, в който те трябва да обяснят как ще постигнат по висок дял на ВИ до 2030 г.

Като част от това, операторите на мрежи следва да опишат необходимите мерки, които ще предприемат и да определят количествено очакваните икономии на парникови газове (ПГ). Плановете за повишаване на ефективността трябва да формират основата за постепенно обновяване на мрежите, като се вземе в предвид и планирането на общинско ниво. Изключение от това задължение следва да е предвидено за оператори на локални отоплителни мрежи базирали производството на 100% възобновяеми енергийни източници.

Нови законодателни и незаконодателни мерки на политиката пряко свързани със сектора отопление и охлаждане са разгледани в следните стратегически документи:

- Интегриран план в областта на енергетиката и климата на република България 2021 – 2030 г.,
- Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г.,
- Националната програма за контрол на замърсяването на въздуха 2020-2030 година,
- План за възстановяване и устойчивост на България (V 0.3).

За постигането на определената национална цел от 27.09% дял на енергията от ВИ в брутното 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 разходоефективно развитие на енергията от ВИ, като важна част от политиката за декарбонизация на ЕС до 2030 г.

Може да бъдат идентифицирани пречките по отношение на използването на енергия от възобновяеми източници, централно отопление и газ и да бъдат предприети действия, заедно със съответните браншови организации. Би могло да се инициира преоценка на нормативната уредба с цел насърчаване използването на чисти източници за отопление или такива с по-ниски емисии от твърдите горива.

По отношение на производството на ВКПТЕЕ могат да бъдат приложени политики и мерки, насочени към:

- Осигуряване развитието на високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия с разглеждане на възможности за нови мерки и политики за насърчаване на оползотворяване на топлинната енергия за охлаждане;
- Участие на топлофикационните дружества в предоставените възможности за модернизиране на производствените мощности и топлопреносната мрежа чрез дерогацията по чл. 10в и Модернизационния фонд по чл. 10г от Директива 2018/410/ЕС;[31]
- Използване на екологосъобразни горива за производството на енергия в съществуващите топлофикационни дружества и при изграждането на нови мощности, включително смяна на горивната база, използване на енергия от ВИ, отпадна топлина и студ;
- Стимулиране изграждането на локални районни отоплителни и охладителни системи в населени места, както и използването на микроагрегати за комбинирано производство на енергия, монтирани в жилищни сгради;
- Присъединяване на нови потребители на топлинна енергия и/или енергия за охлаждане към съществуващите топлопреносни мрежи;
- Продължаване на процеса по намаляване на загубите при преноса и разпределението на топлинна енергия;
- Осигуряване присъединяването на производители на топлинна енергия и енергия за охлаждане от ВИ към съществуващите топлопреносни мрежи и изкупуване от топлопреносното предприятие на произведената от друг производител енергия, когато това е технически възможно и икономически целесъобразно.
- Подобряване на политиките и мерките за реализиране на оптимална междусекторна свързаност.

В подкрепа на изложените потенциални мерки са и заявените инвестиционни намерения от топлофикационните дружества в страната, като например:

- Изграждане на фотоволтаични паркове за производство на екологично чиста електроенергия;

- Изграждане на електролизерни инсталации, в които от получената във фотоволтаичен парк електроенергия се произвежда водород чрез електролиза на вода;

[31] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?uri=CELEX%3A32018L0410

- Изграждане на кислородни станции, даващи възможност за съхраняване на получения кислород при електролизата на водата. Предвижда се кислородните станции да се използват като окислител в котел утилизаторите;
- Изграждане на газови турбини с електрогенератор, като част от комбиниран цикъл за производство на електроенергия. Предвижда се газовите турбини да работят със смес от природен газ и водород, с което ще се намалява количеството на генерирания въглероден двуокис;
- Използването на котел утилизатори, с които се цели да бъде повишен потенциала на топлинната енергия, получена на изхода от газова турбина, чрез изгаряне на допълнително количество природен газ, синтезгаз или биогаз, с цел повишаване на ефективността.

Новите инвестиции, заложени в НПЕК до 2030 г., са насочени изключително към ВЕИ, като се очаква да привлекат 2,2 млрд. евро в периода 2026-2030 г. Новите възобновяеми мощности, които ще бъдат изградени през следващото десетилетие, ще бъдат доминирани от соларната енергия, чийто капацитет ще се увеличи от 7% през 2018 г. до малко над една трета от енергийния микс към 2030 г.Големият скок в изграждането на нови зелени мощности след 2030 г. ще възникне в отговор на намаляване на дела на въглищните централи и липсата на достатъчно проекти, свързани с природния газ.Споразумението за партньорство на Република България за програмен период 2021-2027 г. определя стратегията на държавата членка и приоритетите й за изпълнение на Кохезионната политика и Общата политика в областта на рибарството, както и рамката за управление на средствата от европейските фондове през програмен период 2021 -2027 г. Съгласно проекта на документа, през следващия програмен период, инвестиции с европейско финансиране ще се осъществяват в рамките на всичките пет политически цели на Съюза. Като част от процедурите по различните оперативни програми, кандидатите за финансиране следва да опишат необходимите мерки за прилагане и да определят количествено очакваните икономии на парникови газове (ПГ).

Плановете за прилагане трябва да формират основата за обновяване на топлофикационните съоръжения, изграждане на нови и въвеждане на ВИ в сектора отопление и охлаждане, като се вземе предвид планирането на общинско ниво.

V. ИЗТОЧНИЦИ НА ИНФОРМАЦИЯ

1. Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и Съвета от 25 октомври 2012 г.http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:BG:PDF;
2. Закон за енергетиката - http://lex.bg/laws/ldoc/2135475623;
3. Наредба № Е-РД-16-427 от 02.09.2015 г. за критериите. на които трябва да отговарят всеобхватната оценка. анализът на разходите и ползите и анализът на националния потенциал за високоефективно комбинирано производство на енергия - http://www.eneffect.bg/ee-infocenters/Legislation/Aktualizacia_Jan_2016/Nar%20E-RD-16427-cogen.pdf;
4. Наредба № РД-16-276 от 19.03.2008 г. на МЕ за определяне на количеството електрическа енергия. произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия; https://www.me.government.bg/bg/library/naredba-rd-16-267-ot19-mart-2008-g-za-opredelyane-na-kolichestvoto-el-energiya-proizvedena-ot-kom-301-c78m260-1.html;
5. Наредба № РД-16-996 от 31.10.2007г. на МЕ за съдържанието. структурата. условията и реда за представяне на информация от предприятията. които осъществяват дейности по добив на енергийни ресурси. преработка и търговия с горива. преобразуване. пренос. разпределение и търговия с енергия и природен газ. за целите на енергийното прогнозиране и планиране;
6. Методологични указния на МЕ за извършване на всеобхватна оценка на националния потенциал за високоефективно комбинирано производство на енергия - https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/ukazaniq_16.12.pdf;
7. НАРЕДБА № Е-РД-04-2 от 22.01.2016 г. за показателите за разход на енергия и енергийните характеристики на сградите - http://seea.government.bg/documents/NAREDBA_ERD042_ot_22012016.pdf;
8. НАРЕДБА № 7 от 15.12.2004 г. за топлосъхранение и икономия на енергия в сгради на Министерство на регионалното развитие и благоустройство;
9. Наредба № РД-16-1058 от 10.12.2009 г. за показателите за разход на енергия и енергийни характеристики на сградите;
10. Пети национален доклад за напредъка в насърчаването и използването на енергията от възобновяеми източници https://www.me.government.bg/bg/themes/peti-nacionalen-doklad-za-napredaka-v-nasarchavaneto-i-izpolzvaneto-na-energiyata-ot-vazobnovyaemi-iztochnici-2140-1546.html;
11. Интегриран план в областта на енергетиката и климата 2020-2030 https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/national_energy_and_climate_plan_bulgaria_clear_22.02.20.pdf;
12. Дългосрочна национална стратегия за подпомагане обновяването на националния сграден фонд от жилищни и нежилищни сгради до 2050 г.
13. ДОКЛАД НА КОМИСИЯТА ДО ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И СЪВЕТА Оценка за 2019 г. на напредъка на държавите членки по националните цели за енергийна ефективност за 2020 г. и по прилагането на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност, съгласно член 24, параграф 3 от същата директива -

https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?uri=CELEX:52020DC0326;
14. Доклади на КЕВР за Европейската комисия за 2018 г. и 2019 г.;
15. Бюлетини на МЕ за състоянието и развитието на енергетиката в Република България за 2019 г. https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletinenergy2018-04.06.2019-finish.pdf
16. Отчети на топлофикационни дружества;
17. Национален статистически институт (НСИ) (http://www.nsi.bg/) ;
18. Агенция за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) (http://www.seea.government.bg/bg/);
19. Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР) (http://www.dker.bg/);
20. Министерство на енергетиката (МЕ) (https://www.me.government.bg/bg);
21. „Електроенергиен системен оператор" ЕАД (http://www.tso.bg/);
22. Министерство на икономиката (МИ) (https://www.mi.government.bg/bg);
23. Министерство на околната среда и водите (МОСВ) (http://www.moew.government.bg/);
24. Изпълнителна агенция по околна среда (ИАОС) (https://eea.government.bg/);
25. Национален институт по метеорология и хидрология към БАН (http://www.meteo.bg/);
26. „БУЛГАРГАЗ" АД (http://www.bulgargaz.bg/);
27. „Овергаз Инк" АД (https://gas.overgas.bg/);