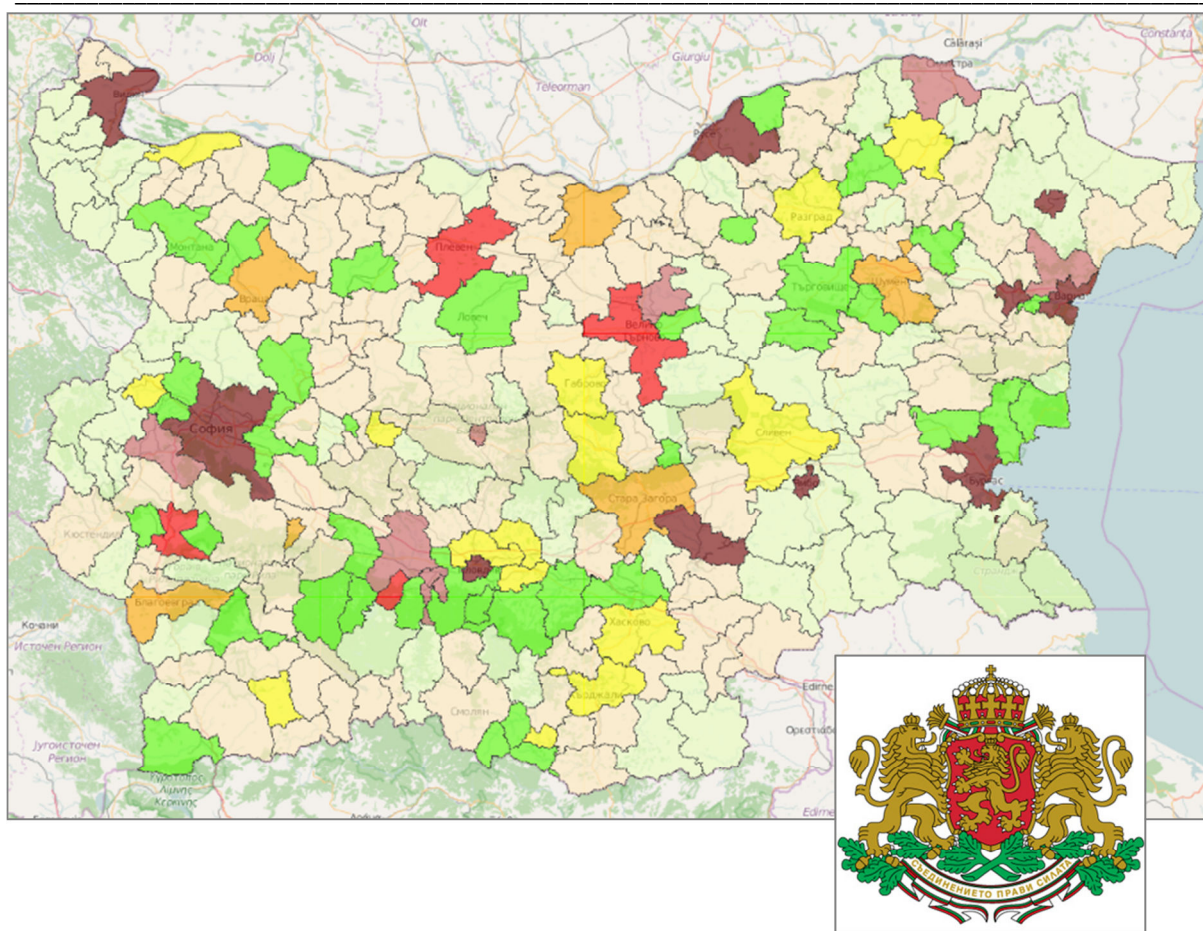


МИНИСТЕРСТВО НА ЕНЕРГЕТИКАТА

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



- 2016 г. -

СЪДЪРЖАНИЕ

1	ВЪВЕДЕНИЕ	5
1.1	Цели на проучването	7
1.2	Ограничения и допускания	7
1.3	РЕЗУЛТАТИ.....	7
2	ОПИСАНИЕ НА ПОТРЕБНОСТИТЕ ОТ ЕНЕРГИЯ ЗА ОТОПЛЕНИЕ И ОХЛАЖДАНЕ В БЪЛГАРИЯ.....	8
2.1	ПОТРЕБНОСТИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ОТОПЛЕНИЕ	8
2.2	ПОТРЕБНОСТИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ОХЛАЖДАНЕ	11
2.3	ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ ПО ВИДОВЕ ПОТРЕБИТЕЛИ	16
2.3.1	<i>Потребление на топлинна енергия в индустрията</i>	<i>16</i>
2.3.2	<i>Потребление на топлинна енергия в жилища и домакинства, свързани с централно отопление.....</i>	<i>17</i>
2.3.3	<i>Потребление на топлинна енергия в жилища и домакинства, които не са свързани с централно отопление.....</i>	<i>18</i>
2.3.4	<i>Потребление на топлинна енергия в обществен сектор услуги</i>	<i>21</i>
2.3.5	<i>Потребление на топлинна енергия в аграрен сектор</i>	<i>21</i>
3	ПРОГНОЗА КАК ЩЕ СЕ ПРОМЕНЯТ ПОТРЕБНОСТИТЕ ОТ ЕНЕРГИЯ ЗА ОТОПЛЕНИЕ И ОХЛАЖДАНЕ ПРЕЗ СЛЕДВАЩИТЕ 10 ГОДИНИ	23
4	НАЦИОНАЛНА ТОПЛИННА КАРТА	24
5	ОПИСАНИЕ НА ИЗПОЛЗВАНАТА МЕТОДОЛОГИЯ	29
5.1	ОПРЕДЕЛЯНЕ НА СОЦИАЛНАТА ЕФЕКТИВНОСТ НА РАЗХОДИТЕ И НЕТНА НАСТОЯЩА СТОЙНОСТ (NPV)	29
5.2	СЕГМЕНТИРАНЕ НА ИНДИВИДУАЛНИТЕ ПОТРЕБНОСТИ ЗА ОТОПЛЕНИЕ / ОХЛАЖДАНЕ	29
5.3	ИДЕНТИФИКАЦИЯ НА ВИСОКОЕФЕКТИВНИ ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА ОТОПЛЕНИЕ/ОХЛАЖДАНЕ.....	30
5.3.1	<i>Съществуваща технология</i>	<i>31</i>
5.3.2	<i>Базисна технология.....</i>	<i>31</i>
5.3.3	<i>Определяне границите на системите за търсене на топлинна енергия</i>	<i>31</i>
5.3.4	<i>Различни възможности за отопление с висока ефективност.....</i>	<i>33</i>
5.4	ПРИЛОЖИМОСТ НА ВИСОКОЕФЕКТИВНИ ОПЦИИ ЗА ОТОПЛЕНИЕ/ОХЛАЖДАНЕ	34
5.4.1	<i>Наличие на природен газ и неговото отражение върху техническите опции</i>	<i>34</i>
5.5	РЕЗЮМЕ НА ОПЦИИТЕ ЗА ОТОПЛЕНИЕ/ОХЛАЖДАНЕ	37
5.6	ОПИСАНИЕ НА МОДЕЛА НА ТЕХНИЧЕСКА ОЦЕНКА И МОДЕЛ ЗА ОЦЕНКА НА РАЗХОДИТЕ И ПОЛЗИТЕ	39
6	АНАЛИЗ НА НАЦИОНАЛНИЯ ПОТЕНЦИАЛ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕ НА ВИСОКОЕФЕКТИВНО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЯ И АЛТЕРНАТИВИ	42
6.1	СЪЩЕСТВУВАЩ КАПАЦИТЕТ ЗА ВИСОКОЕФЕКТИВНО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЯ.....	42
6.2	ТЕХНИЧЕСКО СЪСТОЯНИЕ ПРЕЗ 2014 Г.	43
6.3	ТЕХНИЧЕСКИ ПОТЕНЦИАЛИ ПРЕЗ 2025 Г.	45
6.4	ПРОИЗВОДСТВО НА ПЪРВИЧНА ЕНЕРГИЯ	49
6.5	ПРЕОБРАЗУВАНЕ НА ЕНЕРГИЯ.....	49
6.6	КРАЙНО ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЕНЕРГИЯ	50
7	АНАЛИЗ НА РАЗХОДИТЕ И ПОЛЗИТЕ И СОЦИАЛНО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОТЕНЦИАЛ ЗА ВИСОКОЕФЕКТИВНО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЯ	56
7.1	РЕЗУЛТАТИ.....	56
7.2	ЕФЕКТИ.....	62
7.3	КОНКРЕТЕН ПРИМЕР ЗА МОДЕЛИРАНЕ НА СОЦИАЛНО ИКОНОМИЧЕСКИЯ ЕФЕКТ НА ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ	62
7.3.1	<i>Описание на модела на техническа оценка и модел за оценка на разходите и ползите</i>	<i>62</i>
7.3.2	<i>Изводи от модела на техническа оценка и оценка на разходите и ползите</i>	<i>65</i>
8	УСТАНОВЯВАНЕ НА ПОТЕНЦИАЛА ЗА ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА НА РАЙОННИТЕ ОТОПЛИТЕЛНИ И ОХЛАДИТЕЛНИ СИСТЕМИ	66

9	МЕРКИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ЕФЕКТИВНА ОТОПЛИТЕЛНА И ОХЛАДИТЕЛНА ИНФРАСТРУКТУРА И/ИЛИ ЗА ПОДПОМАГАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ВИСОКОЕФЕКТИВНО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЯ И ИЗПОЛЗВАНЕ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ И ЕНЕРГИЯ ЗА ОХЛАЖДАНЕ, ГЕНЕРИРАНИ НА БАЗАТА НА ОТПАДНА ТОПЛИНА И ВЪЗОБНОВЯЕМИ ЕНЕРГИЙНИ ИЗТОЧНИЦИ.....	67
9.1	Текущо състояние	67
9.1.1	<i>Високоэффективна когенерация.....</i>	<i>67</i>
9.2	Потенциални допълнителни политики и мерки	70
10	ОЦЕНКА НА ПОСТИГНАТИЯТ НАПРЕДЪК ПО ДИРЕКТИВА 2004/8/ЕО ОТ УВЕЛИЧАВАНЕ ДЕЛА НА ВИСОКОЕФЕКТИВНОТО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО В БРУТНОТО ВЪТРЕШНО ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ.....	75
11	ОЦЕНКА НА КОЛИЧЕСТВОТО ПЪРВИЧНА ЕНЕРГИЯ, КОЕТО ЩЕ БЪДЕ СПЕСТЕНО	79
11.1	Спестено количество първична енергия в инсталации с когенерация	79
	ИЗТОЧНИЦИ НА ИНФОРМАЦИЯ.....	81

Този доклад е изготвен в съответствие със задължението на всички страни - членки на Европейския Съюз, произтичащо от Член 14(1) от Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и Съвета от 25 Октомври 2012 *относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО („Директивата“)*.

Докладът съдържа резултатите, получени от проучванията, извършени, за да се оцени потенциалът на България за прилагане на високоефективно комбинирано производство на енергия за отопление и охлаждане. При изготвянето на доклада е използвана статистическа информация, осигурена от Министерство на Енергетиката, Комисия за енергийно и водно регулиране, Агенция за устойчиво енергийно развитие, Национален статистически институт, НИМХ.

Въз основа на предоставената информация е съставена *Национална топлинна карта*, която е достъпна на адрес: <http://maps.trimbul.com/bulgaria-heatmap/>, на базата на административна карта на България и съдържа информация за потреблението на енергия за отопление, както и на технологиите за задоволяване на тези потребности в отделните общини. Тя дава визуално представяне на области с голямо потребление на топлинна енергия и съответно местоположението на големите доставчици на топлинна енергия, които използват комбинирано производство.

1 ВЪВЕДЕНИЕ

Съгласно разпоредбите на Член 14, ал. 1 от Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и Съвета от 25 Октомври 2012 относно енергийната ефективност (<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?qid=1463566841114&uri=CELEX:32012L0027>)

страните членки трябва да извършат всеобхватна оценка на националния потенциал за прилагане на високоефективно комбинирано производство на енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи, съдържаща информацията от Приложение VIII към Директивата. Тази информация включва:

- а) описание на потребностите от енергия за отопление и охлаждане;
- б) прогноза как ще се променят тези потребности през следващите 10 години, като се взема предвид по-специално изменението на потреблението в сградите и различните промишлени сектори;
- в) карта на националната територия, на която при същевременна защита на чувствителна търговска информация да са посочени:
 - i) точките на потребление на енергия за отопление и охлаждане, включително:
 - общини и гъстонаселени области със съотношение на застроената площ поне 0,3, както и
 - индустриални зони с общо годишно потребление на повече от 20 ГВтч енергия за отопление и охлаждане;
 - ii) съществуващата и планираната инфраструктура за районни отоплителни и охладителни системи;
 - iii) потенциалните точки на подаване на енергия за отопление и охлаждане, включително:
 - инсталации за производство на електроенергия с общо годишно електропроизводство над 20 ГВтч, както и
 - инсталации за изгаряне на отпадъци,
 - съществуващи и планирани инсталации за комбинирано производство на енергия, които използват технологии, посочени в приложение I, част II, както и районни отоплителни инсталации;
- г) установяване на потребностите от отопление и охлаждане, които биха могли да бъдат задоволени чрез високоефективно комбинирано производство на енергия, включително разположени в жилищни сгради микроагрегати за комбинирано производство на енергия, както и от районни отоплителни и охладителни системи;
- д) установяване на потенциала за допълнително високоефективно комбинирано производство на енергия, включително чрез преоборудване на съществуващи и

изграждане на нови електрогенериращи и промишлени инсталации или други съоръжения, които генерират отпадна топлина;

е) установяване на потенциала за енергийна ефективност на инфраструктурата на районните отоплителни и охладителни системи;

ж) стратегии, политики и мерки, които могат да бъдат приети до 2020 г. и до 2030 г. за реализиране на потенциала по буква д), с оглед да се задоволят потребностите по буква г), включително, където е уместно, предложения за:

i) увеличаване на дела на комбинираното производство на енергия в производството на енергия за отопление и охлаждане, както и в производството на електроенергия;

ii) разработване на инфраструктура за ефективни районни отоплителни и охладителни системи с оглед да се подпомогне развитието на високоефективно комбинирано производство на енергия и използването за отопление и охлаждане на енергия, произведена на база отпадна топлина и възобновяеми енергийни източници;

iii) насърчаване на разполагането на нови топлоелектрически инсталации за производство на електроенергия и промишлени предприятия, генериращи отпадна топлина, на места, където може да бъде оползотворено максимално количество от наличната отпадна топлина за задоволяване на съществуващи или прогнозни потребности от енергия за отопление и охлаждане;

iv) насърчаване на разполагането на нови жилищни райони или нови промишлени предприятия, използващи топлинна енергия в своите производствени процеси, на места, където наличната отпадна топлина, установена във всеобхватната оценка, може да допринесе за задоволяването на техните потребности от енергия за отопление и охлаждане. Това би могло да включва предложения в подкрепа на групирането на няколко отделни инсталации на едно и също място, за да се осигури оптимално съгласуване на потреблението и производството на енергия за отопление и охлаждане;

v) насърчаване на свързването на топлоелектрически инсталации за производство на електроенергия, промишлените предприятия, генериращи отпадна топлина, инсталациите за изгаряне на отпадъци и другите инсталации за производство на енергия от отпадъци към местната районна отоплителна или охладителна мрежа;

vi) насърчаване на свързването на жилищните райони и промишлените предприятия, използващи топлинна енергия в своите производствени процеси, към местната районна отоплителна или охладителна мрежа;

з) дела на високоефективното комбинирано производство на енергия, установения потенциал и постигнатия напредък по Директива 2004/8/ЕО;

и) оценка на количеството първична енергия, което ще бъде спестено;

й) оценка на мерките за публично подпомагане за отоплението и охлаждането, ако има такива, със съответния годишен бюджет и набеязване на потенциалния елемент на помощта. Това не засяга необходимостта от отделно уведомяване за схемите за публично подпомагане, така че те да бъдат оценени съгласно правилата за държавна помощ.

1.1 Цели на проучването

Целта на проучването е да представи резултатите от всеобхватната оценка на потенциала за прилагане на високоефективно комбинирано производство на енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи съгласно изискванията на Директивата.

1.2 Ограничения и допускания

Получените в доклада резултати до голяма степен зависят, както от качеството и точността на предоставената информация, необходима за изготвянето на топлинната карта и прогнозния модел, така и от направените допускания. Получената и използвана информация от държавните и общински институции не е проверявана по независим път за точност и всяка констатация или препоръка, направена в този доклад, е при условие на тази уговорка.

1.3 Резултати

Този доклад:

- Представя всеобхватна оценка на националния потенциал на България за прилагане на високоефективно комбинирано производство на енергия и на ефективни районни отоплителни и охладителни системи, съгласно изискването на Член 14, ал. 1 от Директива 2012/27/ЕС;
- Съдържа Национална топлинна карта на територията на Република България, описана в точка 4 от този Доклад. Картата съответства на изискванията на точка 1 в) от Приложение VIII към Директивата.

2 ОПИСАНИЕ НА ПОТРЕБНОСТИТЕ ОТ ЕНЕРГИЯ ЗА ОТОПЛЕНИЕ И ОХЛАЖДАНЕ В БЪЛГАРИЯ

Съгласно Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент от 25 октомври 2012 г. 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.

Базата данни на Евростат съдържа данни, идентични с тези, публикувани като част от националната статистика, но не предоставя конкретна информация, свързана с изготвянето на баланса на топлинна енергия на национално ниво и нейното териториално разпределение по потребление. При определяне на нуждите от полезна топлина от гледна точка на оценка на потенциала за развитие на комбинираното производство на енергия, следва да се отчита нетното производство на топлинна енергия. Тази стойност трябва да се третира като нужната топлина, която да обуславя необходимостта от развитието на високоефективно комбинирано производство на енергия.

2.1 Потребности на енергия за отопление

Следващите таблици представят информация за текущото потребление на енергия за отопление и охлаждане в България на база информация от 2014 г.

В таблица 2.1 е представена информация за подадената енергия за отопление доставена до следните шест групи потребители:

- Районни отоплителни инсталации;
- Големи индустриални потребители;
- Други индустриални потребители;
- Битови потребители, несвързани към централно отопление;
- Потребители от обществен сектор и услуги, несвързани към централно отопление;
- Други потребители от сектор индустрия, несвързани към централно отопление.

Доставката на енергия за отопление за първите три групи потребители е разделена на отопление от високоефективна когенерация и отопление от отоплителни централи (ОЦ). Таблица 2.1 представя информация за 28-те области в страната, като входящите базови данни са на ниво общини.

Корелацията на резултатите от таблица 2.1 дава информация за процента на топлинна енергия, произведена от топлинни централи. През 2014 г. е произведена и доставена до потребителите общо 13 410 ГВтч топлоенергия от топлинни централи, което представлява 36,4% от общото топлинно потребление в страната. Около 78,6% от потребностите за топлинна енергия в битовия сектор се задоволяват чрез отопление на жилищата с електрическа енергия, твърдо гориво (въглища и дърва), течни горива и природен газ.

Таблица 2.1 Потребление на отопление по видове клиенти в 28-те области на България – 2014 г.

Област	Централно отопление от високоефектив на когенерация	Централно отопление от ОЦ	Големи индустр. потребители от високоефектив на когенерация	Големи индустр. потребители от ОЦ	Други индустриални потребители от високоефектив на когенерация	Други индустриални потребители от ОЦ	Битови потребители несвързани към централно отопление	Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление	Други индустриални потребители несвързани към централно отопление	Общо доставена топлинна енергия
	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година
Благоевград	0	0	0	0	8	0	945	51	205	1 209
Бургас	74	56	415	102	0	0	984	62	269	1 963
Варна	44	14	3 415	116	2	15	1 219	26	308	5 159
Велико Търново	13	6	376	16	0	0	713	42	161	1 329
Видин	0	0	1 104	33	0	0	305	12	61	1 515
Враца	17	62	0	0	0	52	522	23	114	789
Габрово	18	4	0	0	0	5	309	26	76	438
Добрич	0	0	0	0	0	0	534	48	119	701
Кърджали	0	0	0	0	0	0	453	28	99	581
Кюстендил	0	0	0	0	0	0	409	16	83	508
Ловеч	0	0	0	0	12	0	461	42	87	602
Монтана	0	0	0	0	0	0	474	23	91	588
Пазарджик	0	0	51	0	0	0	818	44	173	1 087
Перник	117	48	43	0	0	23	281	26	83	620
Плевен	176	4	0	0	0	38	594	31	166	1 008
Пловдив	165	24	23	0	39	61	1 657	98	439	2 507
Разград	13	12	0	0	1	7	381	22	77	513
Русе	78	102	7	0	0	62	528	37	148	962
Силистра	0	0	0	0	0	0	390	18	75	482
Сливен	50	34	0	0	0	17	461	22	125	709
Смолян	0	0	0	0	0	0	423	29	74	526
София град	2 265	1 314	0	0	2	897	812	426	856	6 573
София област	0	0	0	0	7	1	863	74	155	1 100
Стара Загора	0	0	1 674	56	0	7	895	43	212	2 888
Търговище	0	0	0	0	0	0	343	14	76	432
Хасково	0	0	0	0	0	0	690	29	155	874
Шумен	0	0	0	0	0	0	532	60	115	706
Ямбол	0	0	0	0	6	5	352	10	82	455
Общо за страната	3 031	1 681	7 108	324	77	1 189	17 349	1 383	4 683	36 824

Приносът на ВЕИ към общото производство на топлинна енергия е много малък, но с тенденция за непрекъснато нарастване. По-съществен дял при производството на топлинна енергия от ВЕИ има производството на енергия от биомаса от инсталации в топлофикационните дружества в Русе, Велико Търново, Бургас, Банско, Ихтиман.

Използването на слънчева енергия е главно при загряване на вода за битово горещо водоснабдяване (БГВ), чрез фототермично преобразуване в битовия сектор и хотелиерския бранш. Тази технология се използва за топла вода за битови нужди и в индустрията.

Бързо навлиза и приложението на термопомпи за производство на топлинна енергия в малките индустриални предприятия и в битовия сектор. В индустриалния сектор и в хотелите се използват термопомпи вода-вода с електрическа мощност над 20 kW. В битовия сектор за отопление на жилища и офисни помещения се ползват термопомпи въздух-въздух мощност до 5 kW, а за еднофамилни и многофамилни къщи се използват термопомпи въздух-въздух или вода-вода с електрическа мощност от 5 до 30 kW.

2.2 Потребности на енергия за охлаждане

В момента няма събрани официални данни за нуждите от охлаждане и климатизация в България. Охлаждането при големите потребители се генерира почти изключително от компресорни инсталации, като значителното увеличение в потреблението на електроенергия през летните месеци подчертава факта, че нуждите от него нарастват. Потребностите от енергия за охлаждане на сгради с голям обем и изисквания за голяма продължителност на работа са съществена част от общия енергиен разход. Така например за големи търговски сгради 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.

Типичен пример за високоефективно производство на енергия за отопление и охлаждане е инсталацията на ЕВН България Теплофикация в Пловдив. През месец юли 2013 г. ЕВН България Теплофикация 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 в гр. Пловдив. Абсорбционната машина извършва преобразуването на топлинната енергия в енергия за охлаждане и захранва съществуващата климатичната инсталация на обекта със студена енергия. 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 Теплофикация, които се захранват от

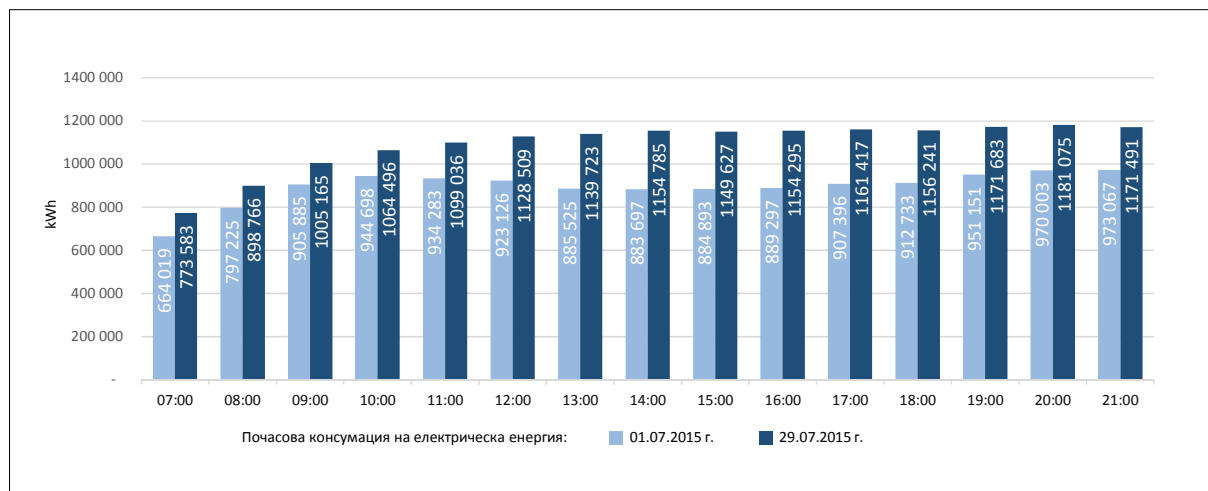
топлопреносната мрежа с топлоносител мрежова вода с температура 85°C , са и хотел „Тримонциум Рамада“, новата спортна зала и бизнес сграда.

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 термopомпи 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 монтираната мощност на инсталацията, е с намалено потребление на първична енергия и без разходи за пренос и преразпределение. В този случай данните за потребената енергия за охлаждане е на базата на повишената консумация на електрическа енергия през горещите летни дни, като се отчитат средните месечни температури, показатели за охлаждане и регионални денградуци за охлаждане.

За да се илюстрира този подход, е направено обследване за почасовата консумацията на електрическа енергия в три енергоразпределителни дружества: ЧЕЗ, ЕВН и Златни Пясъци за месец юли 2015 г. Тези данни се корелират със средната стойност от максималните измерени температури в метеорологичните станции, намиращи се в съответните райони. Сравнява се почасовата консумация на електрическа енергия за деня с най-ниска максимална температура и деня, които е бил най-горещ. Избраните дни са работни дни.

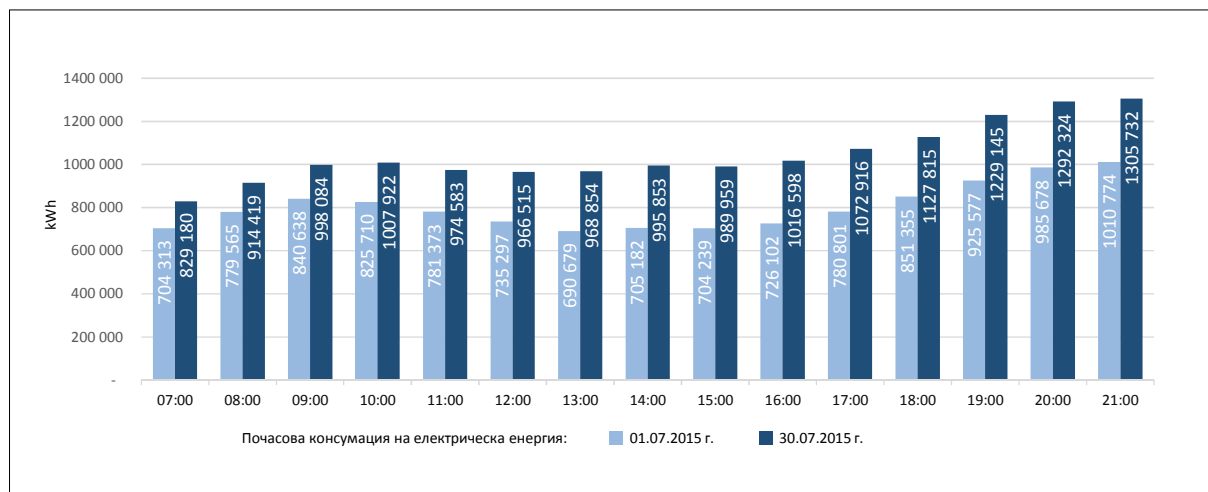
На графика 2.1 е представена почасовата консумация на електрическа енергия за 01.07.2015 г., за който средната стойност от максималните измерени температури е 26°C , и за 29.07.2015 г. с максимална температура 35.7°C . През най-горещия ден сумарното потребление на електрическа енергия в интервала 7 – 21 часа е с 22% по-голямо в сравнение с консумацията на 01.07.2015 г., които е бил най-хладен за този месец. В 14 ч. потреблението на електрическа енергия е било с 31% по-голямо през горещия ден в резултат на необходимостта от охлаждане.

Графика 2.1 Почасова консумация на електрическа енергия, 01.07. и 29.07.2015 г. (ЧЕЗ)



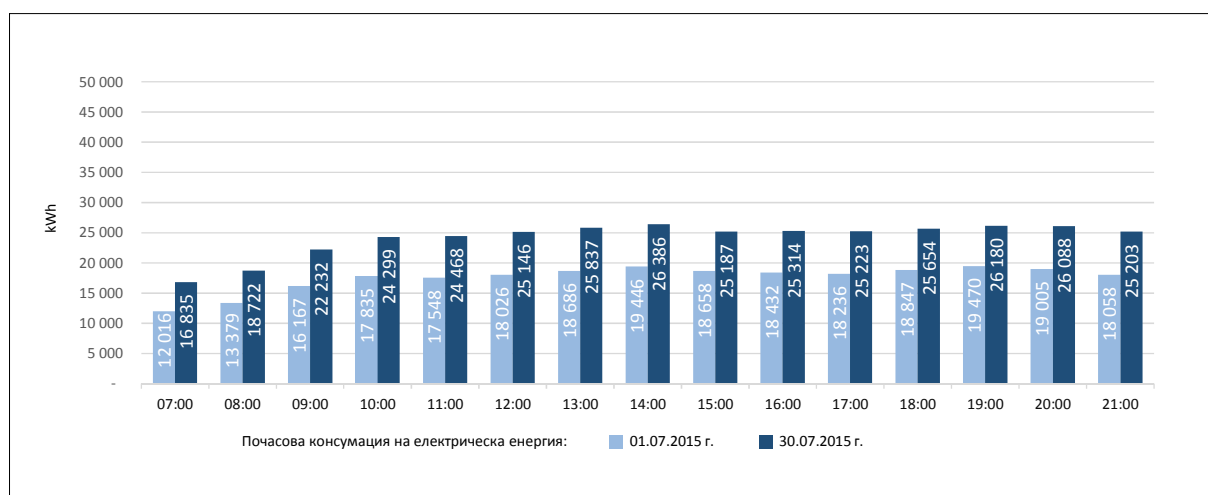
Интересна е ситуацията в потреблението на електрическа енергия при ЕВН. Районът на ЕВН обхваща Южнобългарската климатична подобласт. За тази климатична зона на 30.07.2015 г. средната стойност от максималните измерени температури е 38.2°C, а най-хладният ден на 01.07.2015 г. е с температура 26.6°C. На графика 2.2 е представена почасовата консумация на електрическа енергия за тези два дни. През най-горещия ден сумарното потребление на електрическа енергия в интервала 7 – 21 часа е с 30% по-голямо в сравнение с консумацията на 01.07.2015 г. В 14 ч. потреблението на електрическа енергия е било с 41% по-голямо през горещия ден в резултат на необходимостта от охлаждане.

Графика 2.2 Почасова консумация на електрическа енергия, 01.07. и 30.07.2015 г. (ЕВН)



Характерен пример е енергоразпределително дружество „Златни Пясъци“. Неговият район се намира в Черноморската климатична подзона. За тази климатична зона на 26.07.2015 г. средната стойност от максималните измерени температури е 33°C, а най-хладният ден на 01.07.2015 г. е с температура 26.5°C. На графика 2.3 е представена почасовата консумация на електрическа енергия за тези два дни. През най-горещия ден сумарното потребление на електрическа енергия в интервала 7 – 21 часа е с 28.5% по-голямо в сравнение с консумацията на 01.07.2015 г. В 14 ч. на 26.07.2015 г. потреблението на електрическа енергия е било с 37% по-голямо в резултат на необходимостта от охлаждане.

Графика 2.3 Почасова консумация на електрическа енергия, 01.07. и 26.07.2015 г. (Златни Пясъци)



Разгледаните примери показват, че енергията за охлаждане е на базата на използвана електрическа енергия. Масово е използването на малки климатични системи с термопомпи въздух-въздух.

Показателите за охлаждане (MWh / квадратен метър) се определят въз основа на правилата за проектиране на климатични системи, или въз основа на реални резултати от мониторинга на процеса.

В таблица 2.2 е представена оценка за енергията за охлаждане за областните градове на 28-те области на България. *Бележка:* Информацията се базира на допускания за стойността на използваната енергия за охлаждане на национално ниво, отнесена към областните градове, в съответствие с броят на населението.

Таблица 2.2 Потребление на охлаждане в 28 – те области на България за 2014 г.

Областен град	Потребление на охлаждане
	ГВтч/година
Благоевград	3,1
Бургас	8,4
Варна	13,8
Велико Търново	3,5
Видин	2,4
Враца	2,8
Габрово	2,5
Добрич	3,5
Кърджали	2,7
Кюстендил	2,3
Ловеч	1,9
Монтана	2,0
Пазарджик	4,5
Перник	3,7
Плевен	5,0
Пловдив	13,7
Разград	2,0
Русе	6,6
Силистра	1,9
Сливен	4,9
Смолян	1,6
София град	52,7
Стара Загора	6,4
Търговище	2,2
Хасково	3,6
Шумен	3,6
Ямбол	2,9
Общо за страната	164,0

За изготвянето на по-детайлна и изчерпателна карта за използваната енергия за охлаждане е необходимо да бъде осигурена по – подробна географска информация, отнасяща се до броят на сградите за всяка от групите потребители и охлажданата площ.

2.3 Потребление на топлинна енергия по видове потребители

Крайните потребители на топлинна енергия могат да бъдат разпределени в 6 сектора:

- Индустриален сектор;
- Битов сектор, включващ жилищния фонд от всички населени места;
- Обществен сектор и услуги - административни сгради, училища, детски градини, висши учебни заведения, културни институции, общински сгради и хотели;
- Аграрен сектор;
- Други потребители – малки обекти от търговския сектор, малки предприятия и работилници.

2.3.1 Потребление на топлинна енергия в индустрията

В таблица 2.3 е представена информация за индустриалното потребление на топлинна енергия генерирана от високоефективна когенерация и отоплителни централи (ОЦ) по области.

Таблица 2.3 Индустриално потребление на топлинна енергия от високоефективна когенерация и ОЦ - 2014 г.

Област	Големи индустр. потребители от високоефективна когенерация	Големи индустр. потребители от ОЦ	Други индустриални потребители от високоефективна когенерация	Други индустриални потребители от ОЦ	Общо индустриално потребление от високоефективна когенерация и ОЦ
	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година
Благоевград	0	0	8	0	8
Бургас	415	102	0	0	517
Варна	3 415	116	2	15	3 548
Велико Търново	376	16	0	0	392
Видин	1 104	33	0	0	1 137
Враца	0	0	0	52	52
Габрово	0	0	0	5	5
Добрич	0	0	0	0	0
Кърджали	0	0	0	0	0
Кюстендил	0	0	0	0	0
Ловеч	0	0	12	0	12
Монтана	0	0	0	0	0
Пазарджик	51	0	0	0	51

Перник	43	0	0	23	66
Плевен	0	0	0	38	38
Пловдив	23	0	39	61	123
Разград	0	0	1	7	8
Русе	7	0	0	62	69
Силистра	0	0	0	0	0
Сливен	0	0	0	17	17
Смолян	0	0	0	0	0
София град	0	0	2	897	899
София област	0	0	7	1	8
Стара Загора	1 674	56	0	7	1 737
Търговище	0	0	0	0	0
Хасково	0	0	0	0	0
Шумен	0	0	0	0	0
Ямбол	0	0	6	5	11
Общо за страната	7 108	324	77	1 189	8 698

2.3.2 Потребление на топлинна енергия в жилища и домакинства, свързани с централно отопление

В таблица 2.4 е представена информация за потреблението на битови абонати по области на топлинна енергия генерирана от високоефективна генерация и ОЦ.

Таблица 2.4 Потребление на топлинна енергия от високоефективна когенерация и отоплителни централи - 2014 г.

Област	Централно отопление от високоефективна когенерация	Централно отопление от ОЦ	Общо потребление на абонати от високоефективна когенерация и ОЦ
	ГВтч/година	ГВтч/година	ГВтч/година
Благоевград	0	0	0
Бургас	74	56	131
Варна	44	14	58
Велико Търново	13	6	19
Видин	0	0	0
Враца	17	62	79
Габрово	18	4	22
Добрич	0	0	0
Кърджали	0	0	0
Кюстендил	0	0	0
Ловеч	0	0	0
Монтана	0	0	0
Пазарджик	0	0	0

Перник	117	48	165
Плевен	176	4	180
Пловдив	165	24	189
Разград	13	12	25
Русе	78	102	180
Силистра	0	0	0
Сливен	50	34	85
Смолян	0	0	0
София област	2 265	1314	3 580
София град	0	0	0
Стара Загора	0	0	0
Търговище	0	0	0
Хасково	0	0	0
Шумен	0	0	0
Ямбол	0	0	0
Общо за страната	3 031	1681	4 712

2.3.3 Потребление на топлинна енергия в жилища и домакинства, които не са свързани с централно отопление

Както се вижда от представената в таблица 2.1 информация, годишното потребление в България през 2014 г. на топлоенергия от битовите потребители, които не са присъединени към централно отопление, е в размер от 17 349 ГВтч.

Тъй като не е налична систематизирана информация за размера на потреблението на топлоенергия от неприсъединените към централно отопление битови потребители в различните райони на страната, оценката е направена на база на заложените в *Наредба № Е-РД-04-2 от 22.01.2016 г. стойности за показателите за разход на енергия и енергийните характеристики на сградите* чрез определяне на специфични годишни разходи за топлинна енергия, в зависимост от характера на населеното място и сградния фонд.

Съгласно раздел 5.2 на настоящото проучване населените места са сегментирани в следните категории:

- Общини с централно отопление;
- Общини с население над 50 хил. жители;
- Общини с население между 10 хил. и 50 хил. жители;
- Общини с население между 5 хил. и 10 хил. жители;
- Общини с население под 5 хил. жители.

Данните от националната програма за обновяване на жилищния фонд показват, че средната заетост на едно жилище в България е 2,3 – 2,4 души в зависимост от етажността на сградата. В този смисъл за оценка на средния брой на жилищата в малките общини от категории от 3 до 5 са използвани данните от НСИ за населението в общините към 31.12.2014 г. и среден коефициент на заетост равен на 2.4 живущи в едно жилище. Предвид социалната структура на населението в малките населени места се приема, че средната отопляема площ в едно жилище не надхвърля 30 м². Тази площ умножена по общ специфичен разход на енергия (кВтч/м² по потребена енергия (нормирания специфичен разход за отопление на 1 м²) дава нормализираното годишно потребление на топлинна енергия за година (кВтч/год.) за едно средно статистическо жилище. По този начин се оценява потреблението в жилища, които не са топлофицирани и за които няма данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) за издаден енергиен сертификат.

Съгласно Наредба № Е-РД-04-2 от 22 януари 2016 г. се въвежда интегриран показател, който е специфичният годишен разход на енергия с размерност кВтч/м² за година.

Скалата на класовете на енергопотребление по видове категории за сгради е, както следва: 1. Жилищни сгради по Приложение 6 от наредбата

Клас	EP _{min} , kWh/m ²	EP _{max} , kWh/m ²	ЖИЛИЩНИ СГРАДИ
A+	<	48	
A	48	95	
B	96	190	
C	191	240	
D	241	290	
E	291	363	
F	364	435	
G	>	435	

където: EP_{min} и EP_{max} са съответно минималната и максималната числова стойност на границите за съответния клас.

Интегрираният показател за годишен разход на енергия в кВтч/м² за година за всяка сграда се изчислява по методиката по чл. 5, ал. 3. от наредбата. Принадлежността на сградата към клас на енергопотребление от A+ до G се установява чрез сравнение на стойността на интегрирания енергиен показател „специфичен годишен разход на

енергия“ в кВтч/м² с числовите стойности на границите на класовете от скалата на класовете на енергопотребление съгласно условието:

$$EP_{\min} \leq EP \leq EP_{\max}$$

Използваната скала за енергопотреблението е на базата на интегриран показател за специфичен разход на енергия в кВтч/м² за година. EP, който е общ специфичен разход на енергия за отопление, охлаждане, вентилация, гореща вода, осветление и уреди, потребляващи енергия.

Съгласно европейската статистика около 65% от горивата се използват за отопление, 15% за топла вода, 15% е консумацията на електроенергия за уреди и 5% за приготвяне на храна.

По тази причина за специфичния разход на енергия за отопление може да се оцени като 65% от интегрирания показател за специфичен разход на енергия EP в кВтч/м² за година.

За оценка на потребената топлинна енергия за жилища, които не са свързани с централно отопление се възприема следната категоризация на жилищния фонд:

- Клас C са нови сгради, които се строят съгласно изискванията за енергийна ефективност;
- Клас D са сгради, построени до 1990 г.;
- Клас E са сгради, за които $EP \leq EP_{\max}$;
- За сградите клас F $1.25 EP_{\max} < EP \leq 1.5 EP_{\max}$;
- За сградите клас G $EP > 1.5 EP_{\max}$.

Общините с жители под 5 хиляди са селски тип. Сградите са строени основно преди 1960 г. и не отговарят на минималните изисквания за енергийна ефективност. Те могат да се разглеждат като категория G със специфичен годишен разход на топлинна енергия от 422 кВтч/м².

Общини с жители между 5 – 10 хиляди са със сграден фонд основно от еднофамилни жилища от градски тип, за които се предполага категория F, се използва стойност за специфичен годишен разход на топлинна енергия 351 кВтч/м².

За общини с жители между 10 – 50 хиляди в жилищния фонд има и сгради от 3 - 4 етажа, които отговарят на някои изисквания за енергийна ефективност. По тази причина сградният фонд се разглежда като категория E и за тях се използва стойност за специфичен годишен разход на топлинна енергия от 260 кВтч/м².

При общини с жители над 50 хиляди има и жилищни сгради, които се отопляват от централна топлофикационна система, както и сгради над два етажа, строени след 1975г. За сградния фонд, който не е свързан с централна топлофикация се приема

категория Е с интегрален показател за специфичен годишен разход на енергия 290 кВтч/м², който е равен на минималния за тази категория. За специфичен годишен разход на топлинна енергия (65 % от 290 кВтч/м²) се използва 188 кВтч/м².

За общини с централно отопление и жители над 100 хиляди има сграден фонд, в който се ползва локално или индивидуално отопление на еднофамилни къщи или етажна собственост. Една част от тях са санирани, но не са минали енергиен одит. За сградния фонд, който не е свързан с централно отопление, се приема за интегралния показател на специфичен годишен разход на енергия 250 кВтч/м² (категория D) и съответно за специфичен годишен разход на топлинна енергия 163 кВтч/м².

2.3.4 Потребление на топлинна енергия в обществен сектор услуги

Годишното потребление в България през 2014 г. на топлоенергия от потребители в обществен сектор и сектор услуги, които не са присъединени към централно отопление, е в размер от 1 383 ГВтч. Оценката е направена по общини, като е използвана информация за 2014г., предоставена от АУЕР.

2.3.5 Потребление на топлинна енергия в аграрен сектор

В таблица 2.5 е представена информация за потребление на топлоенергия в аграрния сектор.

Таблица 2.5 Потребление на топлинна енергия от предприятия в аграрния сектор - 2014 г.

Име	Община	EKATTE	Годишно потребление на топлоенергия.
			ГВтч/година
„Алт Ко“ АД	Кресна	14492	8,18
"Оранжерии Гимел II" ООД	Левски	43236	11,70
"Оранжерии Гимел I 200" АД	с.Звъничево	55155	28,80
"Оранжерии Гимел I 500" АД	с.Звъничево	55155	22,30
"ЧЗП Румяна Величкова"	с.Трудовец	05815	7,30
„Оранжерии Петров дол“ ООД	с. Петров дол	58503	1,90
Общо			80.18

Към края на 2014 г. в България има изградени и се намират в експлоатация и няколко (9 броя) високоефективни когенерационни инсталации, работещи на биогаз. 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. Изградените инсталации са с обща мощност 13,5 MW, с диапазон на инсталираните мощности (от 250 КВтче до 5000 КВтче). Достигнатото производство на електроенергия е 30 000 МВтче за 2014г. Основните източници за производството на биогаз са селскостопански продукти - царевичен силаж, оборски тор, оранжерийни отпадъци и др.

3 ПРОГНОЗА КАК ЩЕ СЕ ПРОМЕНЯТ ПОТРЕБНОСТИТЕ ОТ ЕНЕРГИЯ ЗА ОТОПЛЕНИЕ И ОХЛАЖДАНЕ ПРЕЗ СЛЕДВАЩИТЕ 10 ГОДИНИ

Директивата изисква страните – членки да изготвят прогноза за потребностите от отопление и охлаждане, които биха могли да бъдат задоволени, чрез високоефективно комбинирано производство на енергия през следващите 10 години.

По прогнози (базов сценарий) на Генералната дирекция за енергетика (DG ENERGY), до 2030 г. в държавите – членки на ЕС се очаква да се изградят още 116 GW мощности (нетни) за комбинирано производство на енергия, представляващи 26% от общите инвестиции в ТЕЦ. Половината от тези инвестиции ще бъдат насочени към изграждане на газови централи, 11% - към въглищни, 9% - към петролни и 27% - към централи на биомаса.

Относно структурата на ресурсите, бъдещото развитие на комбинираното производство се очаква да има следните характеристики:

- Бързо навлизане на биомаса;
- Продължаващо доминиращо присъствие на газовите централи;
- Спад на използването на петролни продукти и въглища.

След отчитане на излизащите от експлоатация стари мощности комбинираните мощности ще нарастнат със 170 MW до 2030 г. По отношение на структурата на потребление, докато през 2005 г. 19% от тези мощности са предназначени за индустриални дейности, то този дял надхвърля 40% през 2030 г.

Таблица 3.1 Прогноза за изменението на потребностите от енергия за отопление и охлаждане в България през следващите 10 години

		2010	2015	2020	2025
Общо отопление	TWh	37,39	36,82	39,19	33,09
Индекс (2010 = 1)	1.000	1,00	0,98	1,05	0,88
Общо охлаждане	TWh	0,08	0,16	0,33	0,49
Индекс (2010 = 1)	1.000	1,00	2,00	4,00	6,00

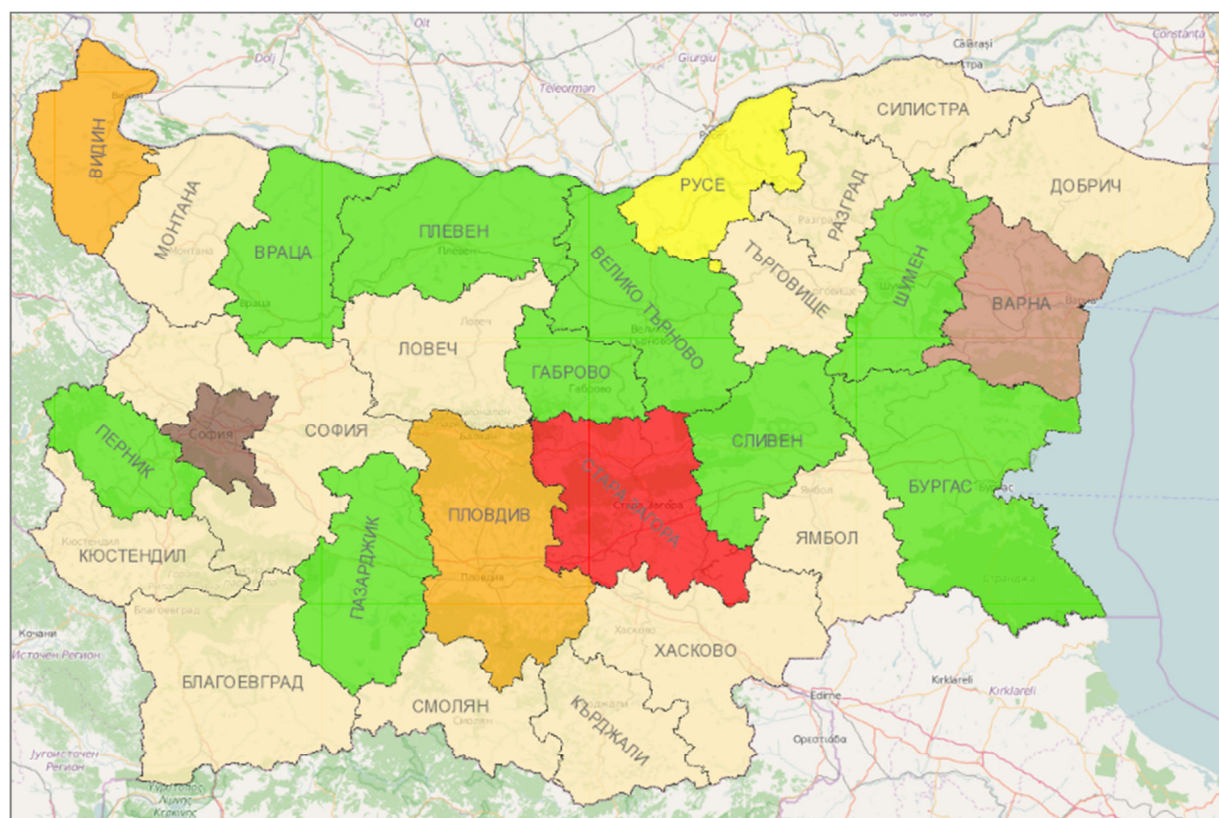
Прогнозните данни за потребностите на енергия за отопление и охлаждане са на базата на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г.

4 НАЦИОНАЛНА ТОПЛИННА КАРТА

Част от всеобхватната оценка е изготвената Национална топлинна карта на територията на Република България - <http://maps.trimbul.com/bulgaria-heatmap/>. На база на разполагаемата информация за нивата на годишното потребление на енергия за отопление е определена плътността на потреблението (МВтч/година/км²) на ниво общини и е разделено на следните сектори:

- Енергия за отопление, доставена до районните отоплителни инсталации (в случая, районните отоплителни инсталации са включени като потребители на енергия за отопление, а не като източник);
- Енергия за отопление, доставена до потребители различни от районните отоплителни инсталации:
 - Големи индустриални потребители (над 20 ГВтч) на енергия за нискотемпературно отопление;
 - Малки индустриални потребители на енергия за нискотемпературно отопление
 - Битови потребители;
 - Обществен сектор и услуги (административни и обществени сгради, болници, училища и детски градини, театри, висши учебни заведения и т.н.);
 - Други потребители (търговски сектор, цехове и работилници и др.).

Графика 4.1 Плътност на използваната енергия за отопление по области (МВтч/година/км²)

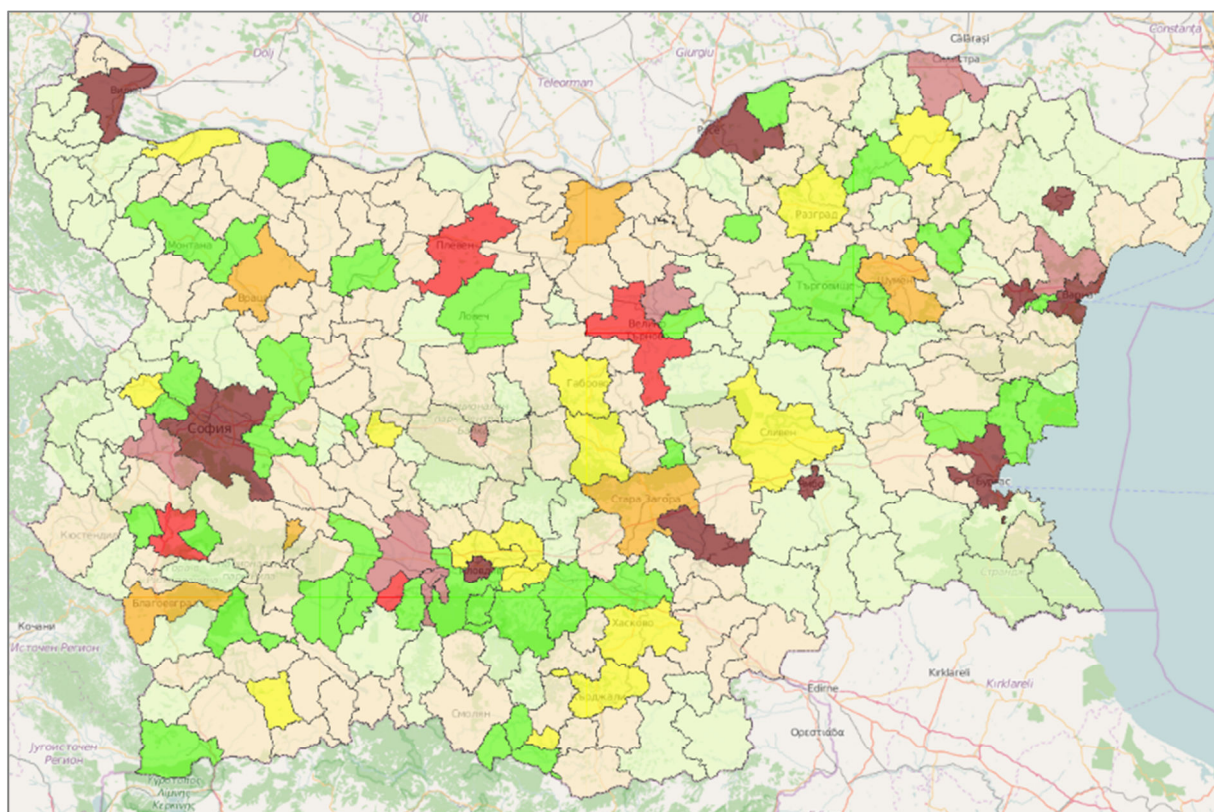


Легенда:

< 200 200 - 300 300 - 400 400 - 500 500 - 600 600 - 1500 > 1500

Представената в Графика 4.1 илюстрация демонстрира слоя от топлинната карта на територията на България с границите на 28-те области. Цветът, илюстриращ топлинната плътност в МВтч/година/км², представя средната стойност на топлинното потребление за съответната област. При мащабиране на картата, изгледът се променя от ниво области на ниво общини, като се визуализира и средната стойност на енергийното потребление за всяка една община (графика 4.2).

Графика 4.2 Плътност на използваната енергия за отопление по общини (МВтч/година/км²)

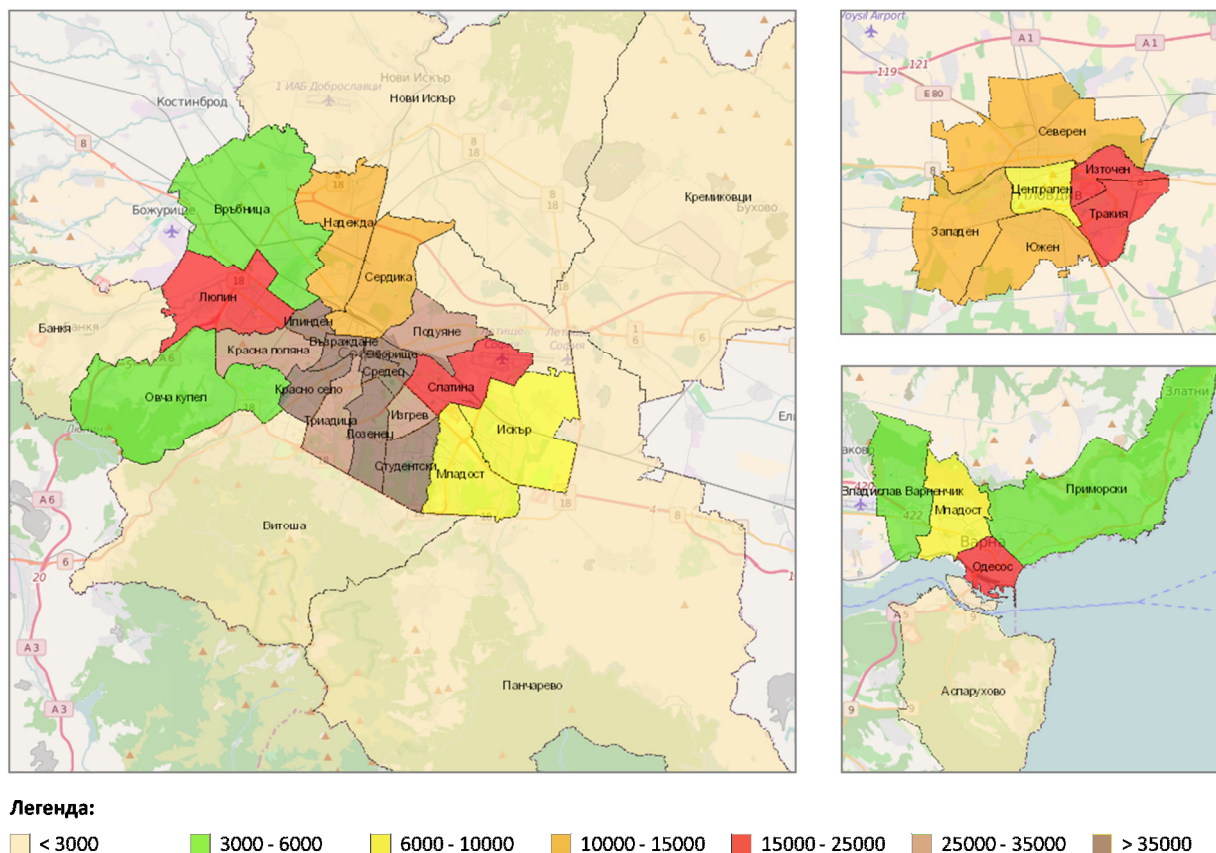


Легенда:

< 100
 100 - 200
 200 - 300
 300 - 400
 400 - 500
 500 - 600
 600 - 1500
 > 1500

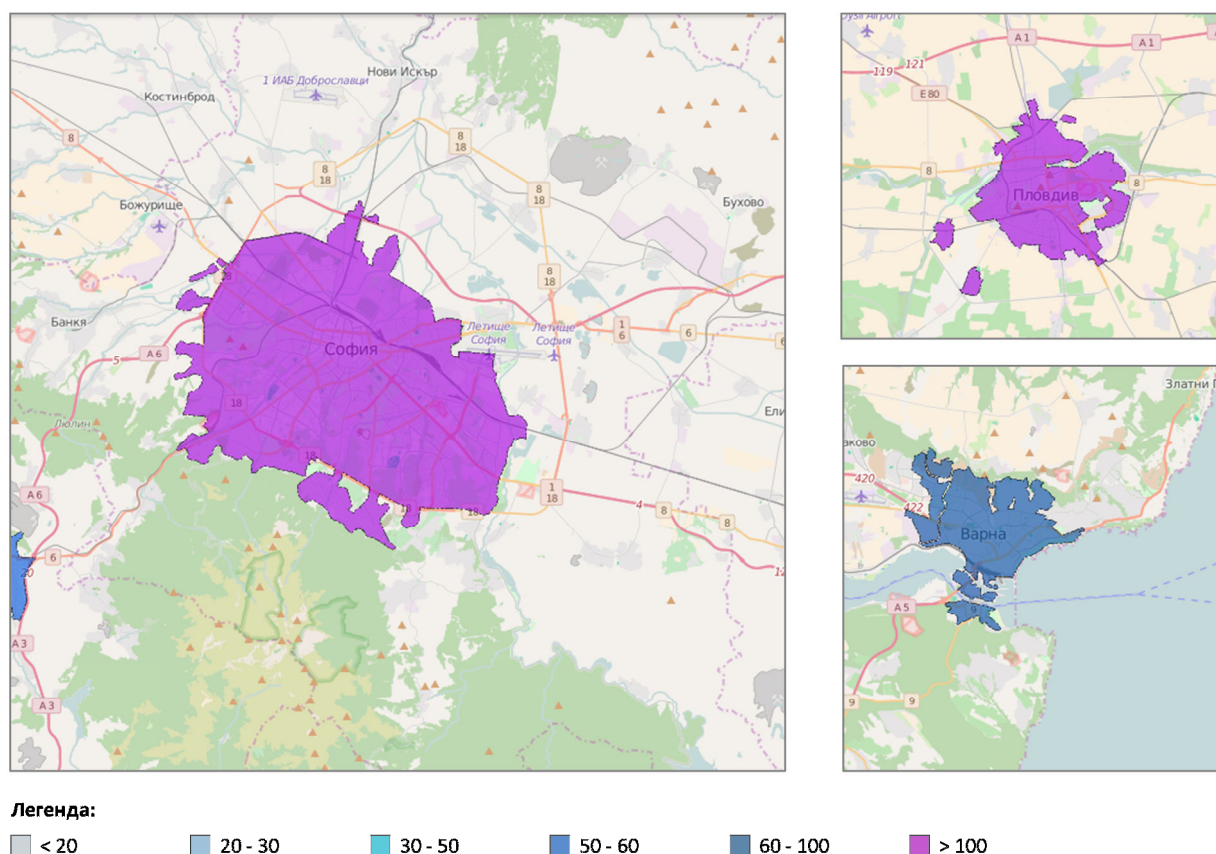
Представената в Графика 4.2 илюстрация демонстрира слоя от топлинната карта на територията на България с границите на 265-те общини съгласно териториално – административното деление. Цветът, илюстриращ топлинната плътност в МВтч/година/км², представя средната стойност на топлинното потребление за съответната община.

Графика 4.3 Плътност на използваната енергия за отопление по райони на София, Пловдив и Варна (МВтч/година/км²)



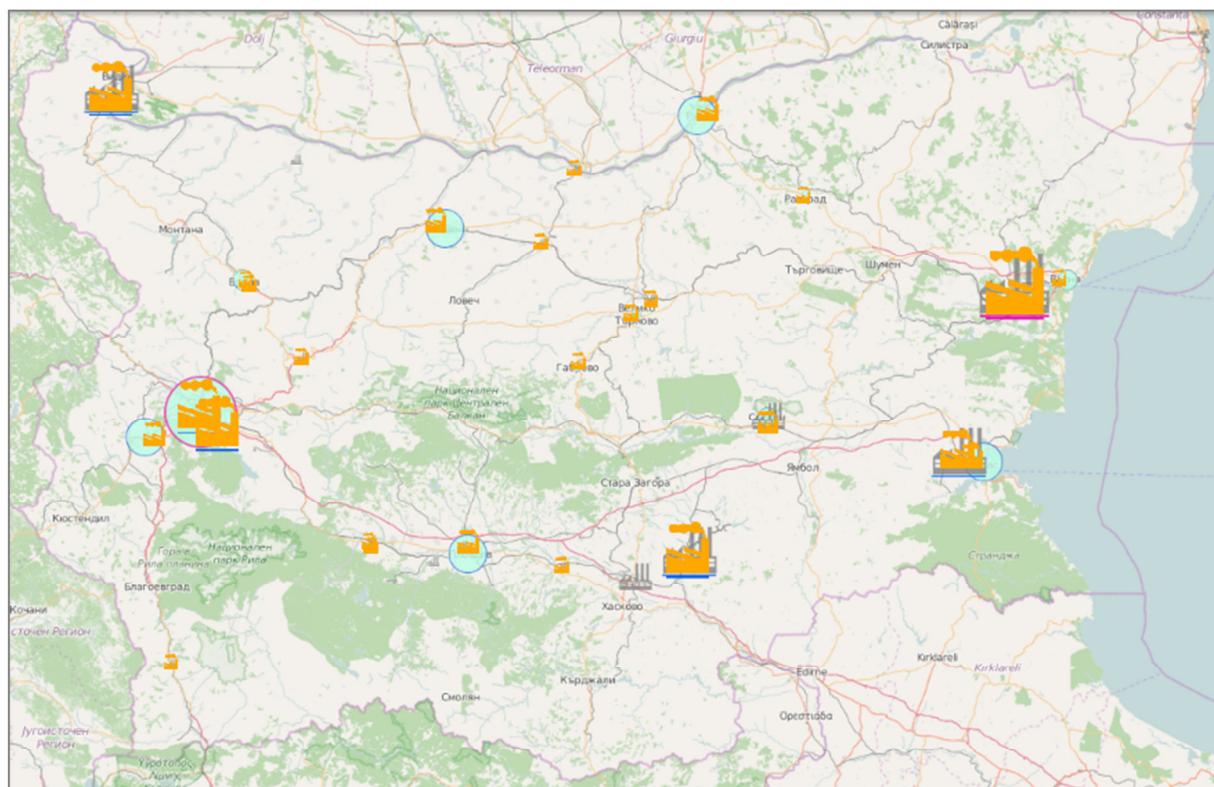
Представената в Графика 4.3 илюстрация демонстрира слоя от топлинната карта на територията на България с границите на 24-те района на гр. София, 6-те района на гр. Пловдив и 5-те района на гр. Варна съгласно териториално – административното деление. Цветът, илюстриращ топлинната плътност в МВтч/година/км², представя средната стойност на топлинното потребление за съответният район.

Графика 4.4 Плътност на използваната енергия за охлаждане (МВтч/година/км²)



Информацията за използваната енергия за охлаждане в МВтч/година/км² е представена за областните градове, на база брой на населението. Допусканията за количеството използвана енергия за охлаждане на едно лице са направени на база средни стойности в други държави от ЕС.

Графика 4.5 Топлофикации, големи индустриални потребители на топлинна енергия и ТЕЦ



Легенда:

 ТЕЦ над 20GWh

 Топлофикации над 20GWh

 Предприятия над 20GWh

В допълнение към информацията за плътността на потребяваната енергия за отопление на ниво общини, топлинната карта съдържа също така и информация за следните индивидуални инсталации:

- Топлофикационни мрежи;
- Големи индустриални потребители на топлинна енергия (над 20 ГВтч/годишно);
- Топлоелектрически централи.

Тези инсталации, заедно с топлоелектрическите централи и инсталациите за изгаряне на отпадъци, представляват потенциалните източници, които могат да доставят топлинна енергия на районни отоплителни инсталации.

При натискане на маркера, с който е отбелязана съответната топлофикационна мрежа, топлоелектрическа централа или голям потребител на топлинна енергия, се визуализира таблица с информация за избраната инсталация.

5 ОПИСАНИЕ НА ИЗПОЛЗВАНАТА МЕТОДОЛОГИЯ

Целта на първия етап на оценката е да се получи информацията, необходима като входни данни за анализ на разходите и ползите от различните енергийно ефективни отоплителни и охладителни системи, включващи комбинирано производство на енергия, както и технологии, основаващи се единствено на топлинна енергия, получена от възобновяеми енергийни източници, които биха могли да удовлетворяват индивидуално (децентрализирано) търсене на топлина/охлаждане, или топлофикационните мрежи, предназначени да отговорят на потребности от топлина/охлаждане, като използват различни видове горива и технологии.

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. Всяко решение би трябвало да се оценява и включва в анализа на разходите и ползите, както е обяснено по-подробно в Глава 7. Въпреки това е необходимо първо да се определят такива термини като "социална ефективност на разходите" и "нетна настояща стойност" (NPV).

5.1 Определяне на социалната ефективност на разходите и нетна настояща стойност (NPV)

Терминът "социална ефективност на разходите" се отнася за разходите и ползите за обществото като цяло, а не за оценката на рентабилността или други аспекти. При определяне на социалната нетна настояща стойност (NPV), паричните потоци се дисконтират в социалната норма на времеви предпочитания, която е по-ниска от стандартната норма на търговска отстъпка и отразява предпочитанията на обществото като цяло за настоящата възвращаемост, а не като бъдещи постъпления. При определяне на социалната нетна настояща стойност, се отчитат и външни фактори, като разходи за подобряване на качеството на въздуха, както и разходите, свързани с емисиите на въглероден диоксид в атмосферата.

5.2 Сегментиране на индивидуалните потребности за отопление / охлаждане

За да се осигури коректно и надеждно пресмятане на потенциала за индивидуални и мрежови решения, отделните топлинни натоварвания са разделени на 300 зони, включващи 265 общини, 24 административни района в град София, 6 административни района в град Пловдив и 5 административни района в град Варна.

Тези зони са сегментирани в следните категории:

- Общини с централно отопление;
- Общини с население над 50 хил. жители;
- Общини с население между 10 хил. и 50 хил. жители;
- Общини с население между 5 хил. и 10 хил. жители;
- Общини с население под 5 хил. жители.

При оценка на потребителите е използвано следното разделяне: разпръснати потребители и точкови потребители.

Разпръснати потребители – тази група се състои от голям брой малки потребители, за които нито е практично, нито е необходимо да се съберат и да се използват индивидуални данни, например в случай на отделни къщи или обслужващи сгради. Тези потребители ще бъдат третирани като разпръснати потребители на енергия, тъй като тяхното потребление на енергия е предимно за отопление/охлаждане на тяхната застроена площ. Събраните данни за потреблението им и други характеристики са обобщени към райони с по-голямо търсене и използвани във всеобхватната оценка.

Точкови потребители - състоят се от големи индивидуални потребители на енергия, предимно промишлени или селскостопански, за които има индивидуализирани данни. Тяхната консумация на топлинна енергия се влияе преди всичко от нуждите за осъществяването промишлени процеси. Точковите потребители са включени във всеобхватната оценка като индивидуални точки на търсене на отопление/охлаждане или групирани като зони на търсенето. Към тази категория се включват и големите туристически комплекси, които са обособени извън населените места и не влизат в обследваните 300 зони.

Потенциалът за високоефективно комбинирано производство с допълнителна топлина е моделиран за първите три категории общини, тъй като участващите топлинни товари са значителни и данни за потреблението на топлинна енергия са налични. Също така, трябва да се отбележи, че няма точни данни за потреблението на топлинна енергия за отделните сгради. Поради това тези данни са моделирани като средни стойности за сгради от даден тип и в съответствие с вида на използваното горивото за отопление в момента.

5.3 Идентификация на високоефективни възможности за отопление/охлаждане

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. Според този анализ,

високоэффективната когенерация и термопомпите са двете основни технологии с потенциал за спестяване на разходи.

5.3.1 Съществуваща технология

В модела се разглежда съществуваща технология, която в зависимост от оценката, може да бъде заменена от по-ефективна технология преди края на експлоатационния ѝ живот.

5.3.2 Базисна технология

Технология, която служи като алтернатива, с която да се сравняват всички възможни високоэффективни технологии. Както е обяснено в раздел 5.4.1, природният газ е приет да бъде първично гориво за отопление, където е на разположение, а въглищата - където няма газ в наличност. Когато има високоэффективна когенерация с допълнителна топлина, произведена от котли, допускането е котлите да бъде заменени с инсталации на газ за повишаване на ефективността на когенерацията.

5.3.3 Определяне границите на системите за търсене на топлинна енергия

За определяне на границите на системите се използват следните параметри, които определят потребности като топлинен товар и топлинна плътност на единица теренна площ, преносната възможност на топлофикационната мрежа, лимитната дължина:

- Плътност на застрояване: съотношение на застроена площ към теренната площ на даден район;
- Топлинна плътност: количеството търсена полезна топлина, отнесена към единица площ на даден район, за една година;
- Линейна топлинна плътност на преноса: количество търсена полезна топлина на единица дължина на тръбопроводно трасе;
- Допълнителен параметър: Общо количество търсена топлина/студ в границите на системата.

Правилното районно сегментиране на търсенето на енергия за отопление изисква използването на разностранна информация. Необходимо е съчетаването на набор от данни, свързани с кадастъра, жилищното застрояване, социалния статус на домакинствата, както и използването на хипотези за всеки модел.

Обработката на съществуващата информация показва, че тя е недостатъчна за голяма част от градовете с централна топлофикационна мрежа или, че наличната топлофикационна мрежа е достигнала максималното си разширение предвид

намаляване на жителите и спиране на изграждането на нов жилищен фонд. По тази причина като характерен пример се разглежда София-град.

Райони с базово търсене на топлина:

А. Индустриални зони, например:

- Индустриална зона Божурище – в района на гр. Божурище има вече изградена индустриална зона, включваща няколко големи производствени компании и с потенциал същата да се разширява, с естествените си потребности 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 околновръстния път на София (като например „МЕТРО-запад“; „БАУМАКС“; „АЙКО“; „ТЕХНОМАРКЕТ“, „SCHENKER“; шоурум-те на Ситроен, Ауди, Тойота и редица други), които са на около 0.5-1,5км в радиус на индустриалната зона. Допълнителни точки на търсене на топлина могат да бъдат многоетажните жилищни сгради в центъра на Божурище.

Потенциалът за задоволяване на нуждите от топлина може да се дефинира в два варианта:

- Изграждане на нова когенерационна инсталация с мощност задоволяваща настоящите (изредени по-горе потребители) и бъдещи такива (при разширение на индустриалната зона), със съответната топлопреносна мрежа (ТПМ). Бъдещата когенерационна инсталация и ТПМ може да бъдат изградени с по-големи мощности от реалния и по-далеко прогнозиран товар, на базата на възможността за продажба на излишната топлинна енергия на Топлофикация София (след сключване на взаимно изгодни договори), като се изгради връзка между новата ТПМ и съществуващата такава на Топлофикация София (захранвана от Отоплителна централа „Люлин“), трасирана с два магистрални тръбопровода, само на 2 км от индустриалната зона.
- Захранване топлинния товар на индустриалната зона чрез разширение на ТПМ на Топлофикация София (от ОЦ „Люлин“) в посока запад (предвид близко локираните главни топлопреносни магистрали) и реконструкция на отоплителна централа „Люлин“ с изграждане на когенерационни мощности.

Б. Отдалечени търговски центрове, които не могат да бъдат свързани с топлофикационната мрежа, например:

- Районът около мол „София – ринг“ и „Икея“. Двата обекта са потребители на енергия за отопление и охлаждане целогодишно, като се използва електрическа

енергия. Към тези два големи обекта предстои строителство и на други сгради от сферата на услугите. Изграждането на локална централа за високоефективно комбинирано производство може да се окаже алтернативен сценарий в бъдеще.

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

— ж.к. "Манастирски ливади" - потенциални варианти:

- изграждане на локална високоефективна когенерационна инсталация и съответна локална ТПМ
- свързване на новоизградена ТПМ със съществуващата ТПМ на Топлофикация София, която достига до съседния ж.к. Борово, след реконструкция на преносната възможност на съществуващата ТПМ и изграждане на когенерационни мощности в топлоизточника ОЦ „Земляне“

— ж.к. "Малинова долина" - потенциални варианти:

- изграждане на локална високоефективна когенерационна инсталация и съответна локална ТПМ
- свързване на новоизградена ТПМ със съществуващата ТПМ на Топлофикация София, която достига до близкия ж.к. Младост IV, след реконструкция на преносната възможност на съществуващата ТПМ и интензифициране на когенерационни мощности в топлоизточника ТЕЦ „София –изток“.

5.3.4 Различни възможности за отопление с висока ефективност

Разгледани са следните високоефективни технологии:

А. Индивидуални възможности за производство на топлинна енергия

- 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;
- Високоефективна когенерация (парни турбини) при която топлината се осигурява от централа с въглища;
- Високоефективна когенерация (парни турбини) при която топлината се осигурява от топлинна централа, работеща с биомаса;
- Термопомпи въздух-въздух, въздух-вода или вода-вода. Когато е необходимо, тези варианти ще се предоставят на съществуващите локални топлофикационни мрежи в училища и жилищни сгради, които за момента не са свързани с централно отопление.

Б. Възможности за доставка, свързани с нови топлофикационни мрежи

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

5.4 Приложимост на високоефективни опции за отопление/охлаждане

Не всички от гореописаните варианти 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. За целите на оценката на социалната нетна настояща стойност (NPV) на високоефективното индивидуално или централно решение за отопление, се предполага, че основната технология ще се прилага в сегментите, неподходящи за технологии за отопление с висока ефективност. Също така се предполага, че високоефективно комбинирано производство на базата на природен газ е подходящ вариант, само когато високоефективна когенерация или газови котли са избрани като основна технология, както е описано в раздел 5.4.1. Освен това, предположението е, че топлофикационните мрежи не са подходящи за индустрията поради високата температура на топлинна енергия, която се изисква от по-голямата част от индустриалните производства. Информацията, предоставена относно производството и потреблението на топлинна енергия от промишлеността, ясно показва, че редица заводски централи могат да предоставят както топлинна енергия с висока температура за промишлеността, така и топлина с ниска температура за топлофикационни мрежи. В този случай би било възможно да се увеличи количеството на топлинна енергия, произведена от заводските централи на топлина, и да се разшири подаването на топлина към съществуващите мрежи.

5.4.1 Наличие на природен газ и неговото отражение върху техническите опции

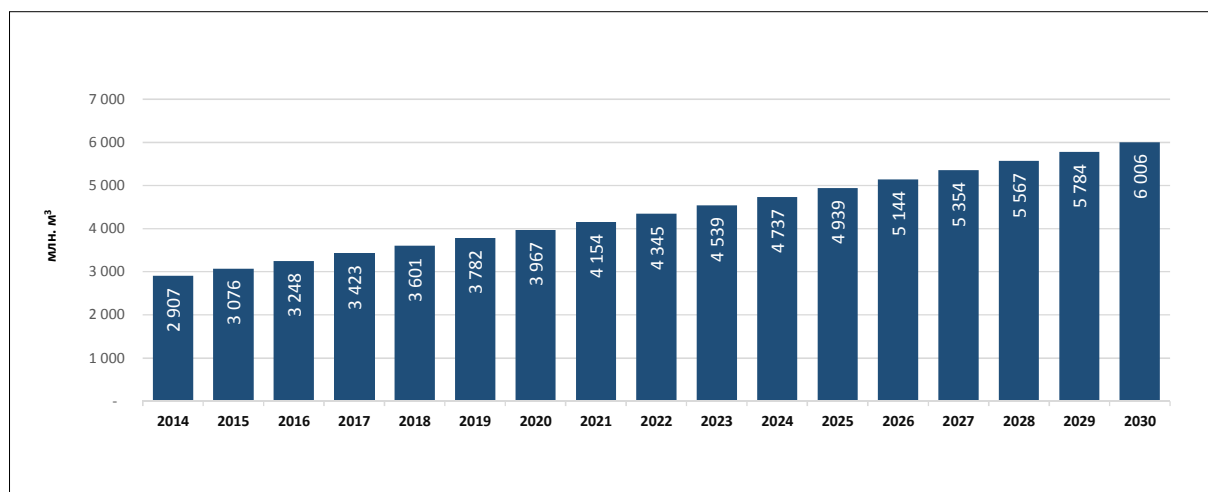
Перспективи на търсенето на природен газ в България за периода 2014 - 2030 г.:

Прогнозата за търсенето на природен газ в България е разработена, като са анализирани исторически данни за развитието на икономиката и връзката между ръста на БВП и търсенето на енергия. Прогнозата е изготвена при следните допускания:

- Увеличаване дела на природния газ в енергийния микс - от 13% в началото на периода до 27% в края му;
- Ръст на първичното енергийно потребление (ПЕП) от 17 до 22 милиона тона нефтен еквивалент;
- Растежът на БВП е с близо 2% на година;

- Затваряне на мощности в ядрената енергетика;
- Замяна на енергията от затворените ядрени и топлоелектрическите централи за производство на електроенергия с използване на природен газ.

Графика 5.1 Прогноза на потреблението на природен газ в България



Очаква се през 2030 година потреблението на природен газ в България да достигне малко над 6 млрд. м³.

При подобно развитие на пазара на природен газ към 2030 г. средното потребление на природен газ на глава от населението в страната ще достигне 860 куб.м/човек, което е съизмеримо със средното за ЕС ниво.

От наличието на природен газ се допуска, че високоефективно комбинирано производство с природен газ ще бъде подходящо решение само за зоните, които са газифицирани. Данните за текущата наличност на природен газ във всяка община и очакваното разширение на газопрееносната мрежа са въведени в модела. Въз основа на това в анализа се отчита, че природен газ е в момента на разположение в около 175 общини (зони) от общо 300 общини (зони), както и че се очаква броят да нарасне до 260 зони до 2025 г.

При определяне на основния сценарий на развитие на системи за централно отопление, при допускане за наличието на "обичаен бизнес", могат да се използват следните три варианти:

А. Ако се приеме, че използваното гориво остане непроменено, т.е. котлите на въглища ще бъдат заменени от нови инсталации за високоефективно комбинирано производство.

Б. Ако се приеме, че всички котли се заменят с газови котли, където има газификация.

В. Ако се приеме, че всички котли се заменят с газови котли, където газ ще има на разположение през 2019 г.

5.5 Резюме на опциите за отопление/охлаждане

Таблица 5.1 Възможни опции за отопление/охлаждане

Тип на съоръженията	Основна технология	Опция 1 (Индивидуална високоефективна когенерация на газ)	Опция 2 (Индивидуална високоефективна когенерация на въглища)	Опция 3 (Индивидуална високоефективна когенерация на биомаса)	Опция 4 (Индивидуални термопомпи)	Опция 5 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на газ)	Опция 6 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на въглища)	Опция 7 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на биомаса)	Опция 8 (Слънчева и геотермална енергия, включително основния източник)
175 зони с централно газоснабдяване към 2016 г.									
Промишленост/ Съществуващи топлофикационни мрежи	Индивидуални котли на газ	Индивидуална високоефективна когенерация на газ, с допълнителна доставка на топлина от котли	Индивидуална високоефективна когенерация на въглища, с допълнителна доставка на топлина от котли	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо
Училища/детски градини (несвързани към топлофикационни мрежи)	Индивидуални котли на газ	Индивидуална високоефективна когенерация на газ, с допълнителна доставка на топлина от котли	Индивидуална високоефективна когенерация на въглища, с допълнителна доставка на топлина от котли	Не е приложимо	Индивидуални термопомпи	Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на газ	Не е приложимо	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	Не е приложимо	Индивидуални термопомпи		Не е приложимо	Не е приложимо	Слънчеви колектори със съществуваща система за отопление и тип гориво

Тип на съоръженията	Основна технология	Опция 1 (Индивидуална високоефективна когенерация на газ)	Опция 2 (Индивидуална високоефективна когенерация на въглища)	Опция 3 (Индивидуална високоефективна когенерация на биомаса)	Опция 4 (Индивидуални термопомпи)	Опция 5 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на газ)	Опция 6 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на въглища)	Опция 7 (Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на биомаса)	Опция 8 (Слънчева и геотермална енергия, включително основния източник)
125 зони без централно газоснабдяване към 2016 г.									
Промисленост/ Съществуващи топлофикационни мрежи	Индивидуални високоефективни котли на въглища	Не е приложимо	Индивидуална високоефективна когенерация на въглища, с допълнителна доставка на топлина от котли	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо
Училища/детски градини (несвързани към топлофикационни мрежи)	Индивидуални високоефективни котли на въглища	Не е приложимо	Индивидуална високоефективна когенерация на въглища, с допълнителна доставка на топлина от котли	Не е приложимо	Индивидуални термопомпи	Не е приложимо	Нови топлофикационни мрежи с високоефективна когенерация на въглища, с допълнителна доставка на топлина от котли	Не е приложимо	Слънчеви колектори с индивидуални котли на въглища
Жилищни сгради (несвързани към топлофикационни мрежи)	Използвано в момента тип гориво	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Индивидуални термопомпи	Не е приложимо	Не е приложимо	Не е приложимо	Слънчеви колектори със съществуваща система за отопление и тип гориво

5.6 Описание на модела на техническа оценка и модел за оценка на разходите и ползите

Функциите на модела са, както следва:

1. За всяка от категориите зони 1, 2, и 3, описани в раздел 5.1, моделът се използва за изчисляване на необходимата мощност в случай на базисна технология и индивидуални опции за високоефективно комбинирано производство на базата на природен газ, въглища и биомаса, термопомпи и слънчевата топлинна енергия.
2. За всяка от 19 общини, моделът се използва за изчисляване на общото потребление на топлина за сгради от бита и сектор услуги, които не са свързани в момента към топлофикационни мрежи, както и възможността да се изгради централно отопление и охлаждане чрез високоефективно комбинирано производство на базата на природен газ, биомаса или въглища.
3. Моделът позволява да се изчислят капиталовите разходи и годишните разходи за поддръжка на индивидуални решения и топлофикационни мрежи.
4. Моделът се използва за изчисляване на годишното производство на топлинна и електрическа енергия и количеството на горивото за всеки вариант за отопление, като се вземе предвид необходимостта от допълнителна доставка на топлинна енергия от котли.
5. Моделът се използва за изчисляване на дисконтираните парични потоци и сегашната стойност (PV) в периода между 2015 г. и 2044 г. за всички първични възможности и индивидуалните възможности за високоефективно отопление за зоните от категории 1, 2, и 3, като се вземат предвид капиталовите разходи, разходи за поддръжка, дългосрочната нестабилност на цените на горивото, външните разходи-и социалния скотов процент
6. За всяка категория общини от точка 5.2 моделът идентифицира най - социалния и икономически ефективен вариант за отопление (този с най-висока PV стойност). В някои случаи определеният вариант е основен вариант.
7. За всяка община общата текуща стойност (PV) за най-добрата комбинация от индивидуални решения за отопление на сгради от общественния сектор, които не са свързани в момента към топлофикационната мрежа, се сравнява спрямо сегашната стойност (PV) за нови топлофикационни мрежи, базирани на газ, въглища и биомаса.
8. 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 индивидуални и нови решения за отопление във всяка община.

9. Базовата настояща стойност (PV) се изважда от PV за всяко решение с висока ефективност, за да се изчисли нетната настояща стойност (NPV) за всеки от високоефективните вариантите и след това се обобщава по същите правила.

Таблица 5.2 Технически допускания и оценка на разходите на технологиите за отопление

Тип инсталация	Гориво	Технология	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)	Капиталови разходи лева/kW-A x MWe*п			Разходи за поддръжка			Оперативни разходи	Среден експлоатационен живот
			електр.	топл.										A	п	Променливи на мощността	Константи	Променливи на производството			
описание	описание	описание	kW _e	kW _t	kW _t	kW _e	безмерен	kW _t	%	%	%	%	безмерен	лева/kW	безмерен	лева/kW/година	лева/год.	лева/MWh	лева/MWh	години	
Микро-генерация	Газ	Стърлинг двигател	1		12	-	11.83	0.01	6.0%	6.0%	71.0%	100.0%	Електричество	2 435.26	-	-	-	20.05	48.94		
Високо ефективна когенерация	Газ	Газобутален двигател	5		12	-	2.33	0.01	22.3%	22.3%	52.0%	63.4%	Електричество	1 655.90	-	-	-	6.26	15.32	15	
Високо ефективна когенерация	Газ	Газобутален двигател	13		30	-	2.33	0.03	22.3%	22.3%	52.0%	63.4%	Електричество	1 873.30	-	-	-	6.26	15.32	15	
Високо ефективна когенерация	Газ	Газобутален двигател	13	50	30	117	2.33	0.03	22.3%	22.3%	52.0%	63.4%	Електричество	468.27	(0.1500)	-	-	6.26	15.32	15	
Високо ефективна когенерация	Газ	Газобутален двигател	50	100	75	150	1.50	0.08	31.7%	31.7%	47.7%	63.4%	Електричество	455.34	(0.1500)	-	-	6.09	14.78	15	
Високо ефективна когенерация	Газ	Газобутален двигател	100	200	131	262	1.31	0.13	33.8%	33.8%	44.2%	63.4%	Електричество	455.34	(0.1500)	-	-	6.09	14.78	15	
Високо ефективна когенерация	Газ	Газобутален двигател	200	1 000	240	1 200	1.20	0.24	38.0%	38.0%	45.6%	63.4%	Електричество	455.34	(0.1500)	-	-	6.09	14.78	15	
Високо ефективна когенерация	Газ	Газобутален двигател	1 000	4 000	1 600	6 400	1.60	1.60	30.0%	30.0%	48.0%	63.4%	Електричество	455.34	(0.1500)	-	-	4.83	11.73	20	
Високо ефективна когенерация	Газ	Малки газови турбини	4 000	7 000	6 400	11 200	1.60	6.40	30.0%	30.0%	48.0%	63.4%	Електричество	814.68	(0.2300)	-	-	4.55	11.05	20	
Високо ефективна когенерация	Газ	Малки газови турбини	7 000	25 000	8 400	30 000	1.20	8.40	30.0%	30.0%	36.0%	63.4%	Електричество	814.68	(0.2300)	-	-	4.05	9.82	20	
Високо ефективна когенерация	Газ	Големи газови турбини	25 000	40 000	30 000	48 000	1.20	30.00	35.0%	35.0%	42.0%	63.4%	Електричество	814.68	(0.2300)	-	-	4.05	9.82	20	
Високо ефективна когенерация	Газ	Газови турбини - комб.	40 000	200 000	30 400	152 000	0.76	30.40	45.1%	38.6%	29.3%	63.4%	Електричество	637.43	(0.1000)	-	-	3.03	7.37	20	
Високо ефективна когенерация	Газ	Газови турбини - комб.	200 000		152 000	-	0.76	152.00	45.1%	38.6%	29.3%	63.4%	Електричество	374.34	-	-	-	3.03	7.37	20	
Високо ефективна когенерация	Въглища	Парни турбини	1 000	10 000	3 000	30 000	3.00	3.00	31.0%	18.6%	55.8%	63.4%	Електричество	1 571.66	-	-	-	10.12	24.56	20	
Високо ефективна когенерация	Въглища	Парни турбини	10 000	25 000	30 000	75 000	3.00	30.00	31.0%	18.6%	55.8%	63.4%	Електричество	1 571.66	-	-	-	10.12	24.56	20	
Високо ефективна когенерация	Въглища	Парни турбини	25 000		75 000	-	3.00	75.00	33.0%	19.8%	59.4%	63.4%	Електричество	1 571.66	-	-	-	10.12	24.56	20	
Високо ефективна когенерация	Биома са	Парни турбини	1 000	10 000	3 000	30 000	3.00	3.00	31.0%	18.6%	55.8%	63.4%	Електричество	1 571.66	-	-	-	10.12	24.56	20	
Високо ефективна когенерация	Биома са	Парни турбини	10 000	25 000	30 000	75 000	3.00	30.00	31.0%	18.6%	55.8%	63.4%	Електричество	1 571.66	-	-	-	10.12	24.56	20	
Високо ефективна когенерация	Биома са	Парни турбини	25 000		75 000	-	3.00	75.00	33.0%	19.8%	59.4%	63.4%	Електричество	1 571.66	-	-	-	10.12	24.56	20	
Отоплителна централа	Газ	Котел			20		неприложимо	-	неприложимо	неприложимо	84.6%	100.0%	Топлина	72.24	-	-	4.33	-	-	15	
Отоплителна централа	Газ	Котел			20	180	неприложимо	0.02	неприложимо	неприложимо	84.6%	100.0%	Топлина	44.77	-	-	1.44	-	-	20	
Отоплителна централа	Газ	Котел			180	3 600	неприложимо	0.18	неприложимо	неприложимо	81.0%	100.0%	Топлина	31.39	-	-	0.48	-	-	20	
Отоплителна централа	Газ	Котел			3 600	100 000	неприложимо	3.60	неприложимо	неприложимо	81.0%	100.0%	Топлина	22.85	-	-	0.48	-	-	20	
Отоплителна централа	Газ	Котел			100 000		неприложимо	100.00	неприложимо	неприложимо	81.0%	100.0%	Топлина	14.54	-	-	0.48	-	-	20	
Отоплителна централа	Въглища	Котел			8		неприложимо	0.01	неприложимо	неприложимо	80.8%	100.0%	Топлина	423.49	-	-	9.09	-	-	20	
Отоплителна централа	Въглища	Котел			20		неприложимо	0.02	неприложимо	неприложимо	80.8%	100.0%	Топлина	315.49	-	-	9.57	-	-	20	
Отоплителна централа	Въглища	Котел			20	180	неприложимо	0.02	неприложимо	неприложимо	77.0%	100.0%	Топлина	288.48	-	-	3.24	-	-	20	
Отоплителна централа	Въглища	Котел			180	1 000	неприложимо	0.18	неприложимо	неприложимо	77.0%	100.0%	Топлина	225.71	-	-	9.72	-	-	20	
Отоплителна централа	Въглища	Котел			1 000	5 000	неприложимо	1 000.00	неприложимо	неприложимо	77.0%	100.0%	Топлина	205.63	-	-	8.97	-	-	20	
Отоплителна централа	Въглища	Котел			5 000		неприложимо	5 000.00	неприложимо	неприложимо	77.0%	100.0%	Топлина	157.40	-	-	6.97	-	-	20	
Отоплителна централа	Котелно гориво	Котел			20		неприложимо	-	неприложимо	неприложимо	84.6%	100.0%	Топлина	78.70	-	-	2.31	-	-	15	
Отопление с електричество	Електричество	Котел			10	23	неприложимо	-	неприложимо	неприложимо	90.0%	100.0%	Топлина	84.24	-	-	-	-	-	15	
Пеци	Въглища	Котел			8		неприложимо	0.01	неприложимо	неприложимо	70.0%	100.0%	Топлина	423.49	-	-	9.09	-	-	20	
Пеци	Въглища	Котел			20		неприложимо	0.02	неприложимо	неприложимо	70.0%	100.0%	Топлина	299.79	-	-	9.09	-	-	20	
Термопомпи	Електричество	Термопомпа			6		неприложимо	0.01	неприложимо	неприложимо	300.0%	100.0%	Топлина	596.82	-	-	4.17	-	-	20	
Термопомпи	Електричество	Термопомпа			10		неприложимо	0.01	неприложимо	неприложимо	300.0%	100.0%	Топлина	541.66	-	-	2.50	-	-	20	
Термопомпи	Електричество	Термопомпа			20		неприложимо	0.02	неприложимо	неприложимо	300.0%	100.0%	Топлина	445.19	-	-	1.25	-	-	20	
Термопомпи	Електричество	Термопомпа			50		неприложимо	0.05	неприложимо	неприложимо	320.0%	100.0%	Топлина	388.41	-	-	8.86	-	-	20	
Термопомпи	Електричество	Термопомпа			300		неприложимо	0.30	неприложимо	неприложимо	320.0%	100.0%	Топлина	276.25	-	-	2.01	-	-	20	
Цъльчеви колектори	няма	Плоски колектори			1	5		0.00	неприложимо	неприложимо	неприложимо	10.3%	Топлина	669.28	-	-	18.46	-	-	20	
Цъльчеви колектори	няма	Плоски колектори			5	10		0.01	неприложимо	неприложимо	неприложимо	10.3%	Топлина	669.28	-	-	18.46	-	-	20	
Цъльчеви колектори	няма	Плоски колектори			10	20		0.01	неприложимо	неприложимо	неприложимо	10.3%	Топлина	576.97	-	-	9.23	-	-	20	
Цъльчеви колектори	няма	Плоски колектори			20	32		0.02	неприложимо	неприложимо	неприложимо	8.1%	Топлина	576.97	-	-	9.23	-	-	20	
Цъльчеви колектори	няма	Плоски колектори			32			0.03	неприложимо	неприложимо	неприложимо	8.1%	Топлина	369.26	-	-	3.46	-	-	20	

6 АНАЛИЗ НА НАЦИОНАЛНИЯ ПОТЕНЦИАЛ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕ НА ВИСОКОЕФЕКТИВНО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЯ И АЛТЕРНАТИВИ

Наличният национален технически потенциал за прилагане на високоефективно комбинирано производство се определя въз основа на реалната годишна консумация на топлинна енергия за 2014 г.

Първата стъпка е да се идентифицират съществуващите мощности на високоефективно комбинирано производство от раздел 2, за да се сравнят с наличните потребности за отопление и охлаждане.

От горното следва и оценка на възможността за подмяна на съществуващите мощности за комбинирано производство с нова високоефективна когенерация, с оглед покриване на годишните консумация на топлинна енергия от индустрията и топлофикационни мрежи, които, според наличната информация, са били единствените сектори с комбинирано производство на място. Възможностите за използване на газ, въглища и биомаса се оценяват отделно поради различно съотношение на топлинна енергия към електричество и различния срок за експлоатация.

Следващата стъпка е да се изчисли техническия потенциал за въвеждане на нова високоефективна когенерация, която да предоставя топлинна енергия на съществуващите топлоснабдителни мрежи, промишлени инсталации, сгради от обществения и битов сектор, които до момента не разполагат със система за комбинирано производство. Тези изчисления са направени за два различни сценария:

- при първия сценарий, когато съществува топлофикационна мрежа;
- при втория сценарий се включва инсталирането на нови топлофикационни мрежи, които ще доставят топлинна енергия на обществени и жилищни сгради, които не са свързани с централно отопление.

Резултатите от тези изчисления са представени по-долу.

6.1 Съществуващ капацитет за високоефективно комбинирано производство на енергия

Таблица 6.1 Съществуващ капацитет за високоефективно комбинирано производство на енергия

Параметър	Капацитет за производство на електроенергия от високоефективна когенерация (MWe)
Общо инсталирана мощност за ел. генерация (MWe)	13 563
Инсталирана ел. мощност на големите ел. централи и CHP централите (ГВтч/година)	8 585
Инсталирана ел. мощност на CHP със сертифицирано високо ефективно производство (MWe)	814

Преобладаващата част от инсталираните мощности на централите, произвеждащи електроенергия, имат възможност да произвеждат и топлинна енергия (63%), т.е. могат да работят в когенерационен режим, но само 814 MWe от капацитета им за производство на топлоенергия може да бъде определен като високоефективна когенерация.

6.2 Техническо състояние през 2014 г.

Следващите таблици показват общата потребност на топлина в страната и максималния потенциал за производство на топлинна енергия, отчитайки различни технически решения. Оценката за задоволяване на топлинния товар, чрез изграждане на нови топлофикационни мрежи, включва общия разход за топлина в сгради от обществения и битов сектор, които не са свързани към централно отопление, но са локализиращи на малка площ за да се избегнат големите инвестиционни разходи. В случай на наличие на топлофикационна мрежа, топлината, генерирана от централи с високоефективно комбинирано производство, се оценява след отчитане на загубите при преноса.

На базата от обследването на потребностите от топлинна енергия в общините (виж раздел 2) и резултатите от икономическото моделиране са определени общините, където може да бъдат изградени локални райони централи за високоефективно комбинирано производство на енергия за отопление и охлаждане. От анализа се отчита и вида на горивото, в зависимост от локалните условия за наличието и доставката му .

След сравняване на потенциала за високоефективно комбинирано производство и необходимостта от изграждане на нови топлофикационни мрежи за районните локални системи, осигуряващи топлинна енергия на обществения и жилищен сектор, може да се направят оценки, дали инвестициите в новите отоплителни мрежи ще увеличат техническия потенциал за използване на високоефективно комбинирано производство.

Таблица 6.2 Техническо състояние за генериране на топлинна енергия във високоефективни когенерации през 2014 г.

Техническо състояние за генериране на топлинна GWh/год.	Дял по сектори и топлофикационни мрежи				ОБЩО
	Съществуващи топлофик. мрежи	Промисленост	Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление	Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление	
Общо потребност от топлина	4 712	8 698	6 065	17 349	36 824
Разбивка: комбинирано производство на енергия, с допълнителна топлина от котли					
Дял от в.е.ког.	64%	83%			
Дял от котли	36%	17%			
Общо производство, бруто	5 830	8 698	6 065	17 349	37 941
Места със съществуваща когенерация	3 750	7 185	-	-	10 935
В.е.ког. на газ, с допълнителна топлина от котли	2 572	5 964			8 535
В.е.ког. на въглища, с допълнителна топлина от котли	1 178	1 221			2 399
Места без съществуваща когенерация	2 080	1 512	6 065	17 349	27 007
Генерация на топлинна енергия от котли на газ	2 045	-			2 045
Генерация на топлинна енергия от котли на въглища	-	-			-
Генерация на топлинна енергия от котли на биомаса	35	-			35
Микро когенерация на газ	-	-			-
Термопомпи	-	-			-
Слънчеви и геотермални инсталации, с допълнителна топлина от котли	-	-			-

6.3 Технически потенциали през 2025 г.

В таблица 6.3 общата потребност от топлина за 2025 г. е съобразена с прогнозирания ръст на БВП на България, както и с очакваното намаление на енергийната интензивност за същия период. Съответно брутното производство на топлина предвижда намаление на загубите от пренос на топлина от малко над 23% за 2014 г. до 10% през 2025 г. за съществуващи топлофикационни мрежи или от общото 7% за 2014 г. до 5% през 2025 г.

Потенциалът за нови високоефективни когенарационни мощности е оценен на база нетоплофицираното население и климатичните показатели на районите, където е съсредоточено то. След прилагането на следните критерии:

- Население над 42 000 жители, и
- Топлинна консумация над 10 GWh годишно

се установи, че в потенциала за нови високоефективни когенарационни мощности попадат близо 50% от нетоплофицираното население в страната или 19 населени места.

След отчитане на доставената топлина за тези населени места се определя средния топлинен товар (на база средна продължителност на отоплителния сезон и дела на топлината за отопление – приет е коефициент $\beta=0.9$). Като се вземе предвид товара за БГВ и се приложат очакваните загуби за пренос на топлина се определя общия топлинен товар плюс загубите. Средната минимална и средната външна температура показват върховия топлинен товар за съответните населени места.

При изчисляването на този потенциал съответно е приложено изменението на БВП и енергийната интензивност.

За всяка потенциална нова високоефективна когенарационна мощност е изчислена нетната сегашна стойност, като е взето предвид:

- Необходимата електрическа и топлинна мощност за задоволяване на базовия топлинен товар;
- Оперативните часове;
- Живота на инсталацията;
- Постоянните и променливи разходи;
- Капиталовите разходи необходими за изграждането на инсталацията;
- Типа гориво.

На база най-висока нетната сегашна стойност, както и района в който би следвало тя да се разположи (обикновено представляващо условие за достъп до различни горива) е избрана и съответната технология.

Съответно получените от новите мощности количества топлина следва да се включат към нови локални районни мрежи. Предвижда се в местата със съществуваща когенерация да се изградят допълнителни такива високо ефективни мощности, работещи на газ, като разликата до върховия товар да се покрива от котли. В местата без съществуваща когенерация да се изградят котли на газ.

Така предвидените мощности следва да заместят неефективни такива от сектор Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление.

Таблица 6.3 Технически потенциал за производство на топлинна енергия в нови високоефективни когенерации и алтернативи през 2025 г.

Технически потенциал за генериране на топлинна GWh/год.	Дял по сектори и топлофикационни мрежи					ОБЩО
	Съществуващи топлофик. мрежи	Промишленост	Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление	Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление	Нови топлофикационни мрежи - локални и разширения	
Общо потребност от топлина	5 967	11 013	6 642	21 967	1 038	46 627
Разбивка: комбинирано производство на енергия ,с допълнителна топлина от котли						
Дял от в.е.ког.	64%	83%			100%	
Дял от котли	36%	17%			0%	
Общо производство, бруто	6 563	11 123	6 538	21 967	1 142	47 334
Места със съществуваща когенерация	4 221	9 189	-	-	993	14 404
В.е.ког. на газ, с допълнителна топлина от котли	2 895	7 627			993	11 515
В.е.ког. на въглища, с допълнителна топлина от котли	1 326	1 562			-	2 888
Места без съществуваща когенерация	2 342	1 934	6 538	21 967	149	32 930
Генерация на топлинна енергия от котли на газ	2 302	-	6 538		149	8 989
Генерация на топлинна енергия от котли на въглища	-	-				-
Генерация на топлинна енергия от котли на биомаса	39	-				39
Микро когенерация на газ	-	-				-
Алтернативни високоефективни решения						
Термопомпи			6 538			
Слънчеви и геотермални инсталации, с допълнителна топлина от котли						

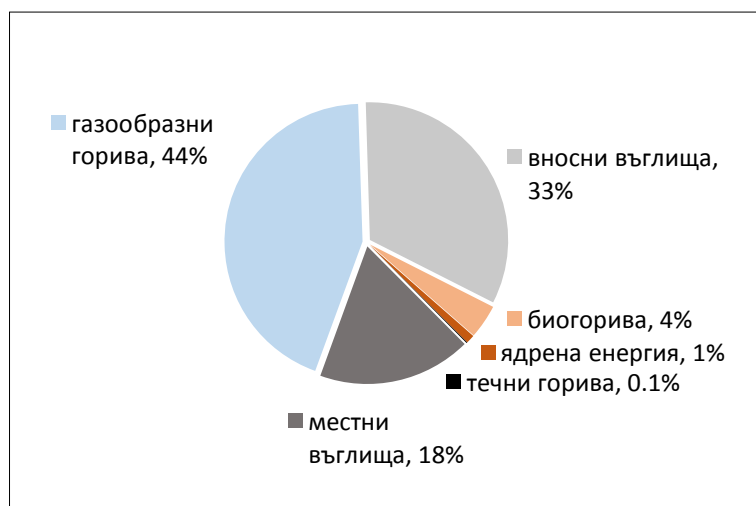
Лицензии за извършване на дейността топлоснабдяване са предоставени от КЕВР на над 20 регионални топлоснабдителни компании. Други лицензии са издадени за топлоелектрически централи в активите на химически, металургични, хранително-вкусови, нефтохимически и текстилни промишлени предприятия. Повечето от компаниите разполагат с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и притежават лицензия за продажба на електроенергия по комбиниран способ по утвърдени от КЕВР преференциални цени.

Всички топлофикационни дружества, осъществяващи централизирано топлоснабдяване в 12 големи града на страната, с изключение на „Топлофикация София“ ЕАД (която обслужва над 70% от всички потребители на топлинна енергия и е 100% общинска собственост), са частна собственост.

През 2014 г. общо **произведената** топлинна енергия от ТФЕЦ, ЗТЕЦ и АЕЦ е 15 ТВтч, което е с 0,8% по-малко в сравнение с 2013 г. В структурно отношение най-голямо е производството от ЗТЕЦ - 56%, следвано от ТФЕЦ - 43% и АЕЦ - 1%.

С най-голям относителен дял от вложените горива за производство на топлинна енергия са газообразните горива - 44%, следвани от вносните въглища - 33%, местни въглища - 18% и биогорива - 4%. Останалите са с незначително участие.

Графика 6.1 Структура на вложените енергоносители за производството на топлинна енергия (2014 г.), % на база хил. туг



Делът на вложените вносни енергоносители за производството на топлинна енергия е 76%, а на местните - 24% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

Общото крайното потребление на топлинна енергия в страната през 2014 г. възлиза на 12.4 ТВтч, което е с 0.1% по-малко спрямо 2013 г. В структурата на потребление на топлинна енергия с най-голям дял са небитовите (промишлени и стопански) клиенти - 67%, следвани от битовите клиенти - 28% и небитови бюджетни клиенти - 5%.

Централизираното топлоснабдяване в 12 големи градове на страната се осъществява от централи, извършващи комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

През 2014 г. от тях са **произведени** 6,6 ТВтч топлинна енергия.

Крайното потребление на топлинната енергия, произведена от тези централи, е 4,8 ТВтч, като 73,0% от нея е за битови клиенти, 14,7% за небитови (промишлени и стопански) клиенти и 12,3% за небитови бюджетни клиенти.

6.4 Производство на първична енергия

Производството на първична енергия в страната задоволява около 60% от брутното вътрешно потребление на енергия при сравнително неизменна структура през последните години и при динамика, произтичаща от тази на потреблението (данни на НСИ).

Графика 6.2 Производство на първична енергия и брутно вътрешно потребление на енергия (1000 тне)



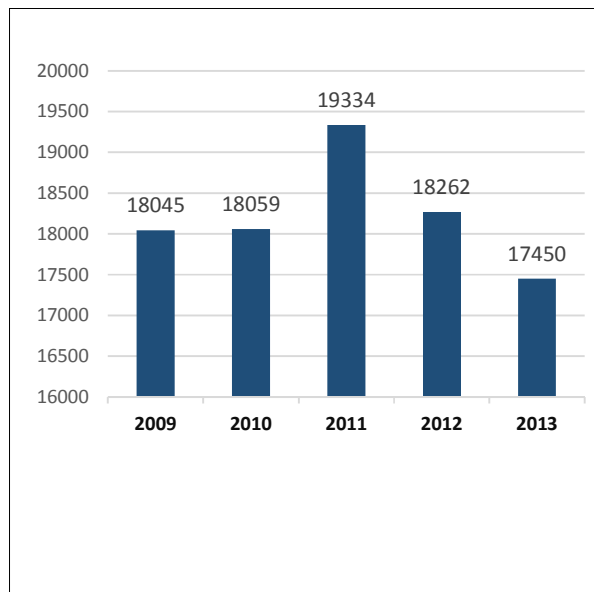
Графика 6.3 Структура на производство на първична енергия (2013 г.)



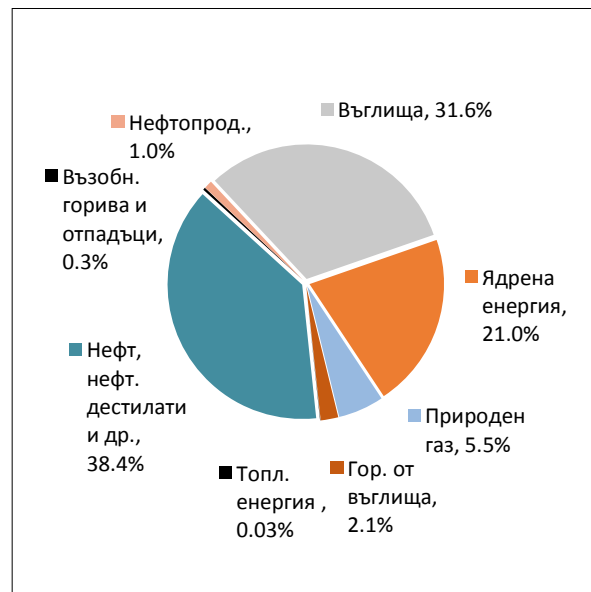
6.5 Преобразуване на енергия

Около 2/3 от горивата и енергията се използват от централи за производство на електрическа и топлинна енергия, приблизително 1/3 - от рафинерии за производство на нефтопродукти и незначителна част - от брикетни фабрики, доменни пещи и коксуващи предприятия. Получената в резултат на преобразуването енергия е около 60% от вложената за преобразуване.

Графика 6.4 Първична енергия, вложена за преобразуване, 1000 тне



Графика 6.5 Вложени горива и енергия за преобразуване (2013 г.)



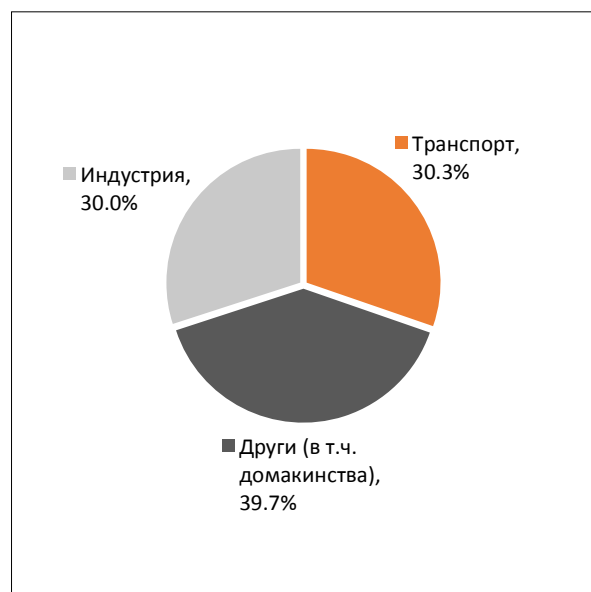
6.6 Крайно потребление на енергия

Наличната за крайно потребление енергия се използва за неенергийно потребление (основно от химическата промишленост) и за енергийно потребление.

Графика 6.6 Структура на крайното енергийно потребление (2013 г.)



Графика 6.7 Крайно енергийно потребление по сектори (2013 г.)



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

1. Преминане от разделно топлопроизводство към високоефективно КПТЕ

Най-висок потенциал в това отношение съществува в София, където делът на разделното топлопроизводство в „Топлофикация София е около 37% спрямо общото производство на топлинна енергия от мощностите на дружеството. Направени са предварителни проучвания за изграждане на газо-парови инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в двете големи отоплителни централи на дружеството, с обща електрическа мощност 96 MW_e и обща топлинна мощност 100 MW_t. Общата енергийна ефективност на инсталациите се очаква да бъде 85%, а икономията на природен газ над 20 %, спрямо разделното производство на топлинна и електрическа енергия.

Отделно от това е планирано изграждане на блокови централи с газо-бутални двигатели с вътрешно горене за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в шестте районни отоплителни централи на дружеството, с обща електрическа мощност 24 MW_e , топлинна мощност 24 MW_t и топлинни акумулатори с общ обем около 8000 м³ .

2. Преминане от паров цикъл на Ренкин към комбиниран газо- паров цикъл

Такава възможност за разширяване на потенциала за комбинирано производство съществува в „Топлофикация -София".

Газо-парова инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия с електрическа мощност 95 - 105 MW_e и топлинна мощност 80 - 95 MW_t. е прогнозирана инсталация за един от двата ТЕЦ-а на „Топлофикация София"-ТЕЦ „София-изток".

Реализирането на такава инсталация е свързано с изграждането на:

- Газова турбина с парен котел утилизатор с електрическа мощност 65 - 75 MW_e
- Противоналегателна парна турбина с бойлер-кондензатор с електрическа мощност 30 MW_e и топлинна мощност 80 - 95 MW_t

(в Програмата за технологично обновяване на Топлофикация - София ЕАД е предвидена реконструкция на турбогенератор ТГ 3 на ТЕЦ „София изток" за преминаване от кондензационна в противоналегателна турбина с бойлер-кондензатор).

Инсталацията ще работи 8400 h / год., необходимите инвестиции са 107 000 хил. лв., от които:

- 98 000 хил. лв., за газовата турбина и котела утилизатор

- 9 000 хил. лв. за реконструкцията на ТГ 3.

Общата енергийна ефективност на инсталацията се очаква да бъде 85%, а икономията на природен газ 29,27 %, спрямо разделното производство на топлинна и електрическа енергия.

3. Интензифициране и разширение на съществуващото комбинирано производство

В бизнес плановете на редица дружества се залага:

- Интензифициране на съществуващото комбинирано производство чрез изграждане на газо-парови инсталации блокове с газобутални двигатели с общо инсталирани електрически мощности 80-98 MWe и 70-90 MWt, с инвестиции в порядъка на 103 300 хил. лв.
- Разширение на съществуващото комбинирано производство чрез изграждане на блокове с газобутални двигатели с общо инсталирани електрически мощности 35MWe и 37MWt , с инвестиции в порядъка на 33 000 хил. лв.

Общата енергийна ефективност на инсталациите се очаква да бъде 85%, а икономията на природен газ над 20 %, спрямо разделното производство на топлинна и електрическа енергия.

Потенциал при използването на отпадъци

В инвестиционната програма на „Топлофикация - София“ ЕАД и Столична община се предвижда проектиране и изграждане до 2020 г. на „Инсталация за комбинирано производство на енергия в София с оползотворяване на RDF (refuse derived fuel) отпадък. Топлофикация София има намерение да използва 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. С изграждане на една от площадките на съществуващите топлоизточници на Инсталацията за комбинирано производство на енергия с оползотворяване на RDF отпадък, част от използваното основно гориво - природен газ в „Топлофикация София“ ЕАД ще бъде заменено RDF – модифицирано твърдо гориво от отпадък, което ще направи производството на енергия в ТЕЦ „София“ по-независимо от вноския газ. Новата инсталация за оползотворяване на RDF за енергийни цели е важна част от стратегията на Топлофикация София за развитието и стабилизиране на производствения капацитет за генериране на топлинна енергия в София. Топлоелектрическата централа с RDF ще замени част от старите съоръжения в Топлофикация София, произвеждащи топлинна енергия (някои от които на възраст над 50 години), с нови съвременни съоръжения, отговарящи на европейските директиви за високоефективно и екологично производство на енергия. С реализация на проекта ще

се намали зависимостта на Топлофикация София от вносен газ - т.е. реализира се частична диверсификация на горивната база. Инсталацията за оползотворяване на RDF ще намали 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.

Капацитетът на инсталацията има следните параметри:

- **Получени количество модифицирани твърди горива RDF 180 000 t/y , 22.5 t/h**
- **Произведена електрическа енергия 20 MWe**
- **Произведена топлинна енергия 58 MWt (с кондензация на димни газове)**
- **Разполагаемост на инсталацията 8 000 h**

В случай на липса на модифицирани твърди горива (RDF), получени от преработка на битови отпадъци с калоричност 13 GJ/t, инсталацията ще **има възможност** да оползотворява алтернативни горива, като: нисък клас RDF - с ниска калоричност; нисък клас/свежа биомаса с ниска калоричност; утайки (обезводнена, 10% сухо вещество, максимум 10% от общата маса).

Схемното решение на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия предвижда, че при параметри за обработка на 22,5 t/h гориво RDF с калоричност от 13 GJ/t в инсталацията ще се генерира термична мощност от горивото около 81 MW. Очакваният номинален резултат за получената електрическа мощност на парната турбина е 20 MWe, като нетната електрическа мощност се очаква да бъде 19,5 MWe. В резултат на оползотворяване на отработената пара в бойлер - кондензатора се очаква да бъде получена около 50 MWt топлинна мощност, а от кондензацията на димните газове допълнително още 5÷8 MWt или общо около 58 MWt. Ако приемем, че съоръжението работи 8 000 часа около номиналната проектна точка и следователно обработва 180 000 тона RDF, може да се предвиди годишно производство на електроенергия от приблизително 156 GWh на година (19.5 MWe x 8 000 h.). Инсталацията има нужда от допълнително електрозахранване, което се предвижда да бъде 95 kWh на тон RDF, съответстващо на приблизително 17 GWh за 180 000 тона. От тук и максимумът нетно производство на електроенергия се очаква да бъде приблизително 139 GWh. Основната технологична схема включва:

- Парогенератор (котел със скарно изгаряне), в който изгаря RDF гориво или биомаса и се генерира пара с налягане 60 bar и температура 425°C.
- Противоналегателна парна турбина с бойлер-кондензатор е с електрическа мощност 20 MWe и топлинна мощност 58 MWt

Инсталацията ще работи над 8 000 h / год., необходимите инвестиции са 130 000 хил. лв.

Общата енергийна ефективност на инсталацията се очаква да бъде около 70%, а икономията на природен газ - 29,86%, спрямо разделното производство на топлинна и електрическа енергия.

С изграждането на Инсталация за оползотворяване на енергията от RDF в един от топлоизточниците на „Топлофикация София“ ЕАД се цели:

- максимално оползотворяване на енергията от RDF гориво, произведено от битовите отпадъци на град София;
- диверсификация на горивната база за производство на енергия в Топлофикация София – заместване на природен газ с RDF;
- 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 на Топлофикация София;
- намаление на емисиите от парникови газове за единица енергия;
- намаление на разходите за производство на единица енергия и възможно намаляване на цената на произведената енергия.

Реализацията на инвестиционното намерение за изграждане на Инсталация за оползотворяване на RDF, разглеждана като краен заключителен етап от изпълнението на разработката "Интегрирана система от съоръжения за третиране на битовите отпадъци на Столична община", е от особено значение за населението на гр. София. Наред с трайно решение на съществуващите екологични проблеми на столичния град, изграждане на инсталацията ще даде отражение за решаването на социални и икономически проблеми, свързани с гарантиране на качествено отопление на поносима цена за населението и ще елиминира разходите на Столична община за транспортиране на RDF за изгаряне в циментовите заводи до гр. Девня.

Проектът за изграждане на инсталация за комбинирано производство на енергия в гр. София с оползотворяване RDF отпадък ще окаже положително социално и социално-икономическо въздействие върху населението на гр. София и Столична община.

С реализацията на проекта ще се открият около 35 работни места по време на експлоатация на съоръжението.

Общо необходимите инвестиции за реализация на отделните проекти са 549 100 хил. лв., а заложените в бизнес планове на топлофикационните дружества инвестиционни средства до 2019 г. са в размер на 174 999 хил. лв., като част от тях са за рехабилитация на топлопреносната мрежа.

Трябва да се има предвид, че изчислението е правено главно въз основа на информация от топлофикационните дружества отпреди няколко години.

На следващата таблица са представени прогнозните резултати при разширяване на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия в топлофикационните дружества.

Таблица 6.4: Прогнозни резултати при разширяване на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия в топлофикационните дружества

	Единици	2010 г.	2014 г.	2025 г.
Електрическа енергия	GWh/год.	1 887	2 758,9	3 683,4
Топлинна енергия	GWh/год.	7 160	6 449,6	7 347
Горивна енергия	GWh/год.	11 308	11 009	13 788
Електрическа /топлинна енергия	-	0,263	0,428	0,501
Икономия на гориво	%	10	10	20
Гориво въглища	%	12	19	10
Гориво природен газ	%	88	81	90
Спестена енергия от горивото	GWh/год.	1 256,3	1 428,8	3 447
Емисионен CO ₂ коефициент- въглища	t CO ₂ /MWh	0,439	0,439	0,439
Емисионен CO ₂ коефициент- природен газ	t CO ₂ /MWh	0,247	0,247	0,247
Емисионен CO ₂ коефициент - смес	t CO ₂ /MWh	0,270	0,270	0,266
Спестени CO ₂ емисии	10 ³ t TO ₂ /год.	339,2	385,8	916,9
Спестени CO ₂ емисии спрямо 2010 г.	10 ³ t CO ₂ /ГОД.		46,6	577,7
Спестени CO ₂ емисии спрямо 2014 г.	10 ³ t CO ₂ /ГОД.			531,1

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

7 АНАЛИЗ НА РАЗХОДИТЕ И ПОЛЗИТЕ И СОЦИАЛНО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОТЕНЦИАЛ ЗА ВИСОКОЕФЕКТИВНО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЯ

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 30 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 2014 г. – 2046 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 създаването на нови системи топлинната енергия, която в момента се осигурява от топлоелектрически централи, може да бъде доставяна от високоефективни когенерации.

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. Съществуващите понастоящем когенерационни системи с нисък коефициент на комбинирано производство, като базираните на въглища системи с парни турбини, също могат да бъдат разглеждани като потенциал за развитие на производството на електроенергия от когенерация. Допълнителен потенциал може да се осигури от отпадъчна топлина от инсталации за изгаряне на отпадъци, големи индустриални инсталации и други съоръжения, генериращи отпадъчна топлина. Използването на тази топлина е технически осъществимо.

Допълнителният потенциал на индивидуалните жилища и сгради, несвързани към централно отопление, е практически равен на цялото тяхно потребление, тъй като е прието, че към момента индивидуалните къщи не ползват когенерационни системи.

7.1 Резултати

Резултатите от анализа разходи ползи на национално ниво са обобщени в следващите таблици, като представят съотношението на произведената топлоенергия,

възможностите за производство на електроенергия от високоефективна когенерация и най-социалната разходоспестяваща комбинация от високоефективна технология за районните отоплителни мрежи. Оценката на потенциала за използване на високоефективно комбинирано производство на топлинна енергия се базира на текущото годишно потребление на топлоенергия. Реализация на високоефективни технологии би била социално и икономически оправдана през следващите 10 години, ако се извърши подмяна на съществуващите в момента системи за отопление, там където технически и пазарно е възможно. В случая с техническия потенциал на районните отоплителни инсталации топлинната енергия, генерирана от топлофикационните централи, е представена, като са взети под внимание загубите при преноса.

Високоефективната когенерация е социално и икономически оправдано решение, с възможност да осигури близо 32,5% от общото национално потребление на топлинна енергия (2,4% от доставки от нови районни отоплителни мрежи). Под нови районни отоплителни мрежи се разбира възможност да се изградят районни локални инсталации, които да задоволяват потребностите от енергия за отопление и охлаждане на административни сгради и съседните на тях жилищни сгради, които се намират в градския център на общини с над 20 000 жители. Това са градове, които са газифицирани, но нямат централна топлофикация. В тази група попадат 19 общини, които се явяват потенциални потребители за високоефективно комбинирано производство на топлинна енергия.

Таблица 7.1. по-долу представя социално–икономически потенциал за производство на топлоенергия към 2025 г., а Таблица 7.2 представя същите данни в процентно изражение спрямо общото потребление на топлина.

Сумата по хоризонталните редове съответства на стойностите в колона „Общо“ и съответно представя разпределението на стойностите в колона „Общо“ на потреблението и производството по съответните възприети сектори:

- I. Съществуващи топлофикационни мрежи;
- II. Промисленост;
- III. Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление;
- IV. Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление; и
- V. Нови топлофикационни мрежи - локални и разширения

Вертикално в първа колона са показани различни и възможни технологии за производство на топлинна енергия. В редовете на всяка колона са нанесени стойности за количеството енергия, която би могла да се произвежда с технология от съответния ред на първа колона. Оценката е на базата на технически и икономически съображения. В колоната за всеки сектор някои стойности се повтарят, тъй като те

показват възможности за различни алтернативни технологични решения (т.е. сумирането по колона не е информативно)

От данните за потреблението е видно, че с високоефективно комбинирано производство на енергия се задоволяват 35% от общото потребление на топлина, което показва теоретичен потенциал за въвеждане на високоефективни решения за останалите близо 65%. Почти цялото високоефективно комбинирано производство (93%) е съсредоточено в два сектора: I. „Съществуващи топлофикационни мрежи“ и II. „Промисленост“. Ясно се вижда потенциала за изграждане на високоефективни решения, които да покрият нуждите на III. „Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление“ и IV. „Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление“. Не е възможно навсякъде да се изградят и/или да се препоръчат високоефективни решения. Поради икономически, технически или чисто социални причини считаме, че близо 42% от потреблението на сектор IV. „Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление“ ще продължи да бъде задоволявано с конвенционални решения за производство на топлина.

Данните за производството необходимо за задоволяване на потребностите от топлина са представени с включени загуби за пренос по мрежите, където това е приложимо, например загубите за пренос на топлина за потребители/производители на топлина в сектор Промисленост са приети за незначителни, т.е. производителят на топлина се намира в непосредствена близост до консуматора, и затова са отчетени като нулеви. Същото се отнася за сектор Обществен сектор и услуги, несвързани към централно отопление, както и за сектор Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление. По отношение на сектор Нови топлофикационни мрежи - локални и разширения са приети оптимизирани загуби (в сравнение при бл. 23% за 2014 г.) от 10%.

При прогнозирането на потреблението и съответно производството е отчетено изменението на БВП, намаляването на енергийната интензивност и оптимизиране на загубите от пренос на топлина.

Предвижда се, чрез нови топлофикационни мрежи - локални и разширения, да се задоволят потребностите в сградите от “ Обществен сектор и услуги“, които не са свързани към централно отопление, т.е. новите топлофикационни мощности и мрежи частично да заместят сегашните начини за отопление с високоефективни когенерационни решения.

Разпределението на топлинния товар, задоволяван от термопомпи в сектор „Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление“, е на база отчетено разпределение на населението град/село, процента от населението, живеещо над прага на бедността и определящо икономическото си състояние като приемливо (прибл. 20%) и приложена корекция за газифицираната част от населението. Отчита се и факторът, че при многоетажни жилищни постройки приложимостта на котли на твърдо гориво е силно ограничена. Същата причина - концентрация на населението в многоетажни постройки – се явява ограничаващ фактор и за приложимостта от инсталирането на слънчеви колектори, допълнително затруднено от необходимостта за преработване на съществуващите инсталации за БГВ. Останалата част от необходимия топлинен товар се покрива от конвенционални решения (отопление на газ, твърдо гориво, електричество и др.), оценени на база текущо разпределение и статистика, енергийната стратегия на България, разпределението на населението по населени места, обуславящи достъпа до газ и твърдо гориво, включително и биомаса.

Таблица 7.1. Оценка за техническия потенциал за производство на топлоенергия ГВтч/година

Технически потенциал за генериране на топлинна GWh/год.	Дял по сектори и топлофикационни мрежи					ОБЩО
	Съществуващи топлофик. мрежи	Промишленост	Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление	Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление	Нови топлофикационни мрежи - локални и разширения	
Общо потребност от топлина	5 967	11 013	6 642	21 967	1 038	46 627
Високоэффективно комбинирано производство на енергия, с допълнителна топлина от котли	6 301	8 867	-	-	1 142	16 311
Високоэффективно комбинирано производство на енергия	6 301	8 862	-	-	1 046	16 210
- допълнителна топлина от котли	-	5	-	-	96	102
Общо производство, бруто	6 563	11 123	6 538	21 967	1 142	47 334
Места със съществуваща когенерация	4 221	9 189	-	-	960	14 371
В.е.ког. на газ	2 895	7 660	-	-	158	10 714
- допълнителна топлина от котли	-	3	-	-	32	35
В.е.ког. на въглища топлина от котли	1 326	1 185	-	-	-	2 511
- допълнителна топлина от котли	-	-	-	-	-	-
Генерация на топлинна енергия от котли на биомаса	-	-	-	-	748	748
- допълнителна топлина от котли	-	-	-	-	22	22
Места без съществуваща когенерация	2 342	1 934	6 538	21 967	182	32 963
Генерация на топлинна енергия от котли на газ	2 045	17	-	-	69	2 131
- допълнителна топлина от котли	-	2	-	-	19	22
Генерация на топлинна енергия от котли на въглища	-	-	-	-	-	-
- допълнителна топлина от котли	-	-	-	-	-	-
Генерация на топлинна енергия от котли на биомаса	35	-	-	-	71	106
- допълнителна топлина от котли	-	-	-	-	22	22
Микро когенерация на газ	-	-	-	-	-	-
- допълнителна топлина от котли	-	-	-	-	-	-
Алтернативни високоэффективни решения				2 405		2 405
Термопомпи				2 185		2 185
Слънчеви и геотермални инсталации, с допълнителна топлина от котли				220		220
Конвенционални решения само за производство на топлина				19 563		19 563
Инсталации за топлина на газ				6 590		6 590
Инсталации за топлина на въглища				7 030		7 030
Инсталации за топлина на електричество				3 966		3 966
Инсталации за топлина на друго				1 977		1 977

Таблица 7.2 Оценка за техническия потенциал за производство на топлоенергия в проценти

Технически потенциал за генериране на топлинна GWh/год.	Дял по сектори и топлофикационни мрежи					ОБЩО
	Съществуващи топлофик. мрежи	Промишленост	Обществен сектор и услуги несвързани към централно отопление	Индивидуално отопление в жилищни сгради, несвързани към централно отопление	Нови топлофикационни мрежи - локални и разширения	
Общо потребност от топлина	12,8%	23,6%	14,2%	47,1%	2,2%	100,0%
Високоэффективно комбинирано производство на енергия ,с допълнителна топлина от котли	38,6%	54,4%	0,0%	0,0%	7,0%	35,0%
Високоэффективно комбинирано производство на енергия	13,5%	19,0%	0,0%	0,0%	2,2%	34,8%
- допълнителна топлина от котли	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%
Общо производство, бруто	13,9%	23,5%	13,8%	46,4%	2,4%	100,0%
Места със съществуваща когенерация	9,1%	19,7%	0,0%	0,0%	2,1%	30,8%
В.е.ког. на газ	6,2%	16,4%	0,0%	0,0%	0,3%	23,0%
- допълнителна топлина от котли	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
В.е.ког. на въглища топлина от котли	2,8%	2,5%	0,0%	0,0%	0,0%	5,4%
- допълнителна топлина от котли	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Генерация на топлинна енергия от котли на биомаса	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,6%	1,6%
- допълнителна топлина от котли	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Места без съществуваща когенерация	5,0%	4,1%	14,0%	47,1%	0,4%	70,7%
Генерация на топлинна енергия от котли на газ	4,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	4,6%
- допълнителна топлина от котли	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Генерация на топлинна енергия от котли на въглища	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- допълнителна топлина от котли	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Генерация на топлинна енергия от котли на биомаса	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%
- допълнителна топлина от котли	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Микро когенерация на газ	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- допълнителна топлина от котли	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Алтернативни високоэффективни решения	0,0%	0,0%	0,0%	5,2%	0,0%	5,2%
Термопомпи	0,0%	0,0%	0,0%	4,7%	0,0%	4,7%
Слънчеви и геотермални инсталации, с допълнителна топлина от котли	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,5%
Конвенционални решения само за производство на топлина	0,0%	0,0%	0,0%	42,0%	0,0%	42,0%
Инсталации за топлина на газ	0,0%	0,0%	0,0%	14,1%	0,0%	14,1%
Инсталации за топлина на въглища	0,0%	0,0%	0,0%	15,1%	0,0%	15,1%
Инсталации за топлина на електричество	0,0%	0,0%	0,0%	8,5%	0,0%	8,5%
Инсталации за топлина на друго	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	4,2%

7.2 Ефекти

Над 60% от потребената топлина в страната е от консуматори несвързани към централно отопление. Изграждането на нови високоефективни решения, покриващи част от потребността в сгради от сектор „Обществен сектор и услуги, несвързани към централно отопление“, се очаква да доведе до спестяване на 52 000 т. CO₂ на година, както и на генериране на над 367 ГВтч електричество, което да замести част от производството на електричество по конвенционален способ. Една възможност за това е използването на потенциала на високоефективни решения като газобутални двигатели, малки до големи газови турбини с отворен или затворен цикъл, парни турбини с гориво биомаса, термopомпи и др.

7.3 Конкретен пример за моделиране на социално икономическия ефект на Топлофикация София

7.3.1 Описание на модела на техническа оценка и модел за оценка на разходите и ползите

Изготвен е модел за Топлофикация София, представляваща съвкупност от ТЕЦ и отоплителни централи. Имено замяната на мощности в отоплителните централи с високоефективни такива е фокуса на изследването, като са взети пред вид и планове за интензифициране на високоефективните мощности в топлоелектрическите централи.

Моделът е структуриран, както следва:

- На основа данните към 2014 г. е изготвен базов модел на Топлофикация София. Взети са предвид техническите данни, финансовите отчети на дружеството и редица макроикономически показатели. По отношение на техническите данни: мощностите (топлинна и електрическа) са представени индивидуално и обобщено:

Централа	Мощност	
	топл.	електр.
ТЕЦ София	810	70
ТЕЦ София Изток	1,253	156
ОЦ Земляне	536	
ОЦ Люлин	512	
ВОЦ Суха река	32	
ВОЦ Хаджи Димитър	40	
ВОЦ Левски Г.	40	
ВОЦ Орландовци	4	
ВОЦ Овча купел 1	40	
ВОЦ Овча купел 2	40	
ВОЦ Инжстрой	19	

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.

- Направени са допускания за изменение на топлинната консумация, която от своя страна е отразена в прогнозните финансови отчети. 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.
- На база допускането за изменението на топлинния товар се анализират различните приложими високоефективни решения и необходимата мощност представена индивидуално и обобщено:

Централа	Мощност	
	топл.	електр.
ТЕЦ София	58	20
ТЕЦ София Изток	90	128
ОЦ Земляне	53	54
ОЦ Люлин	53	54
ВОЦ Суха река	4	4
ВОЦ Хаджи Димитър	7	7
ВОЦ Левски Г.	4	4
ВОЦ Орландовци		
ВОЦ Овча купел 1	10	10
ВОЦ Овча купел 2	10	10
ВОЦ Инжстрой	2	2

Топлинната мощност представена в таблицата се явява заместваща, а електрическата като допълнителна, напр. при ОЦ Земляне се предлага да бъдат заменени 53 MWt от текущата инсталирана мощност на ОЦ Земляне, което от своя страна ще доведе до допълнителни 54 MWe спрямо общата инсталирана мощност на „Топлофикация София“ ЕАД.

- 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 финансови 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. Не са отчетени потенциални инвестиции в топлофикационните мрежи.

- За всяка от централите, 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.

По-долу е представен пример за анализ на високоефективно решение за ОЦ Земляне. Всички представени изменения са спрямо базовия модел на „Топлофикация София“ ЕАД.

Всеки нов вариант на високоефективното решение се сравняват с базовия модел, който произвежда само топлина енергия. При новите високоефективни решения освен топлинна енергия ще се произвежда и продава електрическа енергия. От таблицата се вижда, замяната на част от топлинната мощност на ОЦ Земляне с високоефективно решение би довело до увеличаване на производството на електроенергия с 38.9% спрямо базовия вариант. Трябва да се отбележи, че различните стойности за разходите се дължат на различната технология и спецификация на съответната инсталация, както и на различния тип използвано гориво. Поради използвания модел, за изчисление на цената на произведеното електричество – разход плюс разрешена норма на възвращаемост, се получават много близки стойности на изменението нетната сегашна стойност спрямо базовия вариант.

От таблицата се вижда, че при сравнението само между турбинните групи на газова турбина и парна турбина на биомаса, парната турбина има по-високи приходи, но и по-високи разходи, което се отразява и в по-ниската добавена стойност към нетната сегашна стойност.

ОЦ Земляне	Електричество	Приходи	Разходи		НСС
			Ремонт и поддръжка	Оперативни	
Газова турбина комбиниран цикъл (CCGT)	38.9%	6.6%	6.1%	4.9%	4.6%
Парна турбина, гориво биомаса	38.9%	8.7%	20.5%	16.3%	4.5%
Малка газова турбина (OCGT) -3 бр.	38.9%	6.6%	6.1%	4.9%	4.6%

- Прието, че всяка една от индивидуалните опции ще се въведе в експлоатация през 2019 г.- като индивидуалните решения за отоплителни или временни отоплителни централи или през 2020 г. за двете топлоелектрически централи.
- Моделът се използва за изчисляване на дисконтираните парични потоци и сегашната стойност (PV) в периода между 2015 г. и 2044 г. за всички първични възможности и индивидуалните възможности за високоефективни решения, като се вземат предвид капиталовите разходи, разходи за поддръжка,

дългосрочната нестабилност на цените на горивото, очакваната макро обстановка и социалният сконтов процент

- За всяка опция моделът идентифицира най - социалния и икономически ефективен вариант за производство на топлина (този с най-висока сегашна стойност). В някои случаи определеният вариант е единствен вариант.
- Предложеното решение за ТЕЦ София е взето от инвестиционното намерение на Столична община за изграждане на инсталация за изгаряне на модифицирани горива от отпадъци (RDF).

7.3.2 Изводи от модела на техническа оценка и оценка на разходите и ползите

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 дало кумулативен ефект от над 22%.

Всички предвидени високоефективни комбинирани технологии работят на природен газ. 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 би били най-ефективното и най-екологично гориво.

Предвидените мощности са високоефективни решения като газови турбини на комбиниран цикъл (CCGT или OSGT) или газобутални двигатели.

8 УСТАНОВЯВАНЕ НА ПОТЕНЦИАЛА ЗА ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА НА РАЙОННИТЕ ОТОПЛИТЕЛНИ И ОХЛАДИТЕЛНИ СИСТЕМИ

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

С цел да се намалят загубите до 10% (при текущи средни загуби 23,7%), 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 (1 898 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 30,3% от топлината, която в момента се губи при транспортирането на топлоносителя.

Общите нужди от охлаждане, които може да бъдат задоволени чрез използването на абсорбционни хладилни съоръжения с предоставена топлина от системата, ще се увеличават в следващите 10 години. През 2025 г. се прогнозира търсенето на топлинна енергия за охлаждане да се увеличи до една трета от общото търсене на топлина от големите офис сгради, административните и хотелски сгради. Такива сгради са оборудвани с централни вентилационни (разпределение на охлаждането) системи, което означава, че ще се използват системи за охлаждане с участието на абсорбционни единици в тях, монтирани в топлофикационни абонатни станции с оборудване за охлаждане (превръщането на абонатна станция на топлофикация в топлофикационна и охлаждаща абонатна станция). Повечето от многофамилните жилищни сгради не са снабдени с оборудване за охлаждане на всички жилища и обикновено не разполагат с централна система за вентилация, затова не се предвижда включване на тези сгради в техническия потенциал за използване на топлинна енергия за целите на охлаждането.

9 МЕРКИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ЕФЕКТИВНА ОТОПЛИТЕЛНА И ОХЛАДИТЕЛНА ИНФРАСТРУКТУРА И/ИЛИ ЗА ПОДПОМАГАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ВИСОКОЕФЕКТИВНО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЯ И ИЗПОЛЗВАНЕ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ И ЕНЕРГИЯ ЗА ОХЛАЖДАНЕ, ГЕНЕРИРАНИ НА БАЗАТА НА ОТПАДНА ТОПЛИНА И ВЪЗОБНОВЯЕМИ ЕНЕРГИЙНИ ИЗТОЧНИЦИ

9.1 Текущо състояние

9.1.1 Високоэффективна когенерация

Развитието на производството на електроенергия от високоэффективна когенерация допринася за подобряване на опазването на околната среда и преди всичко за повишаване ефективността на производството на електроенергия. като по този начин се подобрява ефективността при използването на първични енергоносители.

Механизмът за подкрепа на производителите, произвеждащи електроенергия от високоэффективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, е въведен в България през 2007 г., когато са приети съответните законодателни промени в Закона за енергетиката.

Съгласно действащото законодателство, общественият доставчик на електроенергия НЕК ЕАД, съответно крайните снабдители ЕВН, ЧЕЗ и Енерго про, са длъжни да изкупят от производители, присъединени към съответната мрежа, цялото количество електрическа енергия от високоэффективно 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 високоэффективно 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 високоэффективното 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.

I. Закон за енергетиката

Законът създава рамка, която да поддържа и улеснява развитието на комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия, като всепризната форма на ефективно и екологично енергопроизводство.

Основните преференции, предвидени в закона за енергетиката за насърчаване на комбинираното производство, са в следните направления:

- Изкупуване на електрическата енергия, произведена от централите за комбинирано производство;
- Образуване на цената на електрическата енергия от комбинирано производство;
- Изграждане на централи за комбинирано производство;
- Присъединяване на централите за комбинирано производство към електропреносната и електроразпределителните мрежи.

Стимулите в отделните направления са следните:

1. Преференции при изкупуване електрическата енергия, произведена от централите за комбинирано производство

Общественият доставчик на електрическа енергия, съответно крайните снабдители на електрическа енергия, са длъжни да изкупуват цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано със сертификат за произход, с изключение на количествата, които производителят ползва за собствени нужди или с които участва на свободния пазар на електроенергия.

2. Преференции при образуването на цените на електрическата енергия, произведена от централите за комбинирано производство

Преференциалните цени на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се определят на база индивидуалните разходи за производство и добавка, определена от КЕВР по групи производители и по критерии съгласно наредбата за регулиране на цените по чл. 36. ал. 3 от Закона за енергетиката.

Критериите за определяне на групи производители и ценова добавка са:

- Преобладаващ характер на основния топлинен товар - за технологични нужди или за отопление и горещо водоснабдяване;

- Вид на използваното гориво;
- Технология на комбинираното производство;
- Мощност на централата/инсталацията.

3. Преференции при изграждане на централи за комбинирано производство

Законът съдържа специална разпоредба, която изисква при заявена потребност от топлинна енергия нови инсталации с мощност над 5 MWt и ползващи гориво природен газ задължително да се изграждат на комбинирания принцип на производство на топлинна и електрическа енергия.

4. Приоритетно присъединяване

- Електропреносното предприятие и електроразпределителните предприятия са длъжни приоритетно да присъединяват всички централи, произвеждащи електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство с инсталирана мощност до 10 MWt;
- Разширението и реконструкцията на мрежите, свързани с присъединяването на такива централи, са задължение на електропреносното, съответно на електроразпределителното предприятие;
- За осъществяване на разширението и реконструкцията на мрежите електропреносното и/или съответното електроразпределително предприятие имат право да кандидатстват за външно финансиране.

II. НАРЕДБА № РД-16-276/2008г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия

Основните критерии за определяне на количеството комбинирана електрическа енергия и признаването ѝ за високоефективна съгласно наредбата са:

Наредба № РД-16-267 се прилага за инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, като в чл. 2 са посочени следните видове в отделни точки: т. 1 – кондензационна турбина с регулируем/и пароотбор/и; т. 2 – парна турбина с противоналягане; т. 3 – газова турбина с котел-утилизатор; т. 4 – двигател с вътрешно горене (ДВГ) с утилизатор; т. 5 – комбиниран парогазов цикъл; т. 6 – микротурбини, стирлингови двигатели, горивни клетки, парни машини, органични цикли на Ренкин, както и комбинации от изброените по-горе системи. Съгласно чл. 4. ал. 1 от Наредба № РД-16-267 брутното годишно количество комбинирана електрическа енергия, произведена от инсталации по чл. 2, се приема равно на брутното годишно производство на електрическа енергия от инсталацията, когато отчетената годишна обща енергийна ефективност на използване на горивото е равна или по-голяма от: 75% за инсталациите, цитирани в чл. 2. т. 2 – 4 и т. 6; 80% за инсталациите, цитирани в чл. 2. т. 1 и т. 5. В чл. 14. ал. 1 на същата наредба е определено, че комбинираното

производство на топлинна и електрическа енергия е високоефективно, когато води до годишно спестяване на гориво не по-малко от 10% от горивото, необходимо за производството на същото количество топлинна и електрическа енергия поотделно, като в ал. 2 на този член за инсталации с единична електрическа мощност до 1 MW критерият за високоефективно производство е годишно спестено гориво спрямо горивото, необходимо за производството на същото количество топлинна и електрическа енергия поотделно без изискване за количество на спестеното гориво.

III. НАРЕДБА за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници и/или по комбиниран начин

България е определила Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) да е независимият компетентен орган, който издава сертификати за произход на електрическата енергия и гарантира спазването на критериите и правилата за издаване на сертификати за произход.

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) регулира цените:

- по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти;
- по които топлопреносните предприятия продават топлинна енергия на клиентите;
- за присъединяване към топлопреносните мрежи;
- на предоставяни на клиентите услуги, определени от комисията, свързани с лицензионната дейност.

Във връзка с определянето на цените енергийните предприятия представят на КЕВР подробна писмена обосновка за предложените за утвърждаване разходи. В предложението за утвърждаване на цени се представя и информация за разходите, които са свързани с нерегулирана дейност по вид и стойност.

Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

9.2 Потенциални допълнителни политики и мерки

В член 14. ал. 2 от Директива 2012/27/ЕС е посочено, че:

„Държавите членки приемат политики, които насърчават надлежното отчитане на местно и регионално равнище на потенциала на използване на ефективни отоплителни

и охладителни системи, по-специално системи, използващи високоефективно комбинирано производство на енергия. Отчита се и потенциалът за развитие на местни и регионални пазари на топлинна енергия.“

Развиваните политики и стратегия трябва да включват следните основни моменти:

- предприемане на мерки за развитие на инфраструктурата на ефективни районни отоплителни и охладителни системи във връзка с развитието на високоефективна когенерация и използването на отпадъчна топлина и възобновяеми енергийни източници за отопление и охлаждане;
- инициативи за изграждане на нови генериращи термални електрически инсталации и промишлени предприятия генериращи отпадна топлина в зони, в които е възможно да се оползотвори максимално количество отпадна топлина за посрещане на съществуващо или бъдещо търсене на енергия за отопление или охлаждане;
- действия за насърчаване изграждането на нови жилищни зони и нови промишлени предприятия потребители на топлинна енергия в зони, в които всеобхватната оценка на потенциала за енергийна ефективност е идентифицирала излишък на отпадна топлина, която може да се използва за покриване на съществуващите потребности от отопление и охлаждане. Тези действия могат да включват предложения за концентрация на по-голям брой индивидуални инсталации в определена зона с цел осигуряване на оптимално балансиране на търсенето и предлагането на енергия за отопление и охлаждане;
- действия за насърчаване на изграждането на нови генериращи термални електрически инсталации, промишлени предприятия, генериращи отпадна топлина, инсталации за изгаряне на отпадъци и други инсталации, произвеждащи топлоенергия от отпадъци и свързването им с районните отоплителни инсталации за отопление и охлаждане;
- действия за насърчаване на процеси, при които жилищни зони и промишлени предприятия, които консумират топлина в техните производствени процеси, се свързват с районните отоплителни инсталации за отопление и охлаждане.

Документът, определящ политиките и стратегията на българската държава в областта на енергетиката, е Енергийна стратегия на Република България до 2020 г. (http://www.mi.government.bg/files/useruploads/files/epsp/22_energy_strategy2020_.pdf)

Енергийната стратегия е основополагащ документ на националната енергийна политика, която се одобрява от Министерския съвет и се приема от Народното събрание на Република България.

Енергийната стратегия е насочена към преодоляване на основните предизвикателства пред българската енергетика към настоящия момент, като на първо място, но не и последно е:

Високата енергийна интензивност на БВП: Въпреки положителната тенденция за подобряване, енергийната интензивност на националния БВП към 2015 г. е с 89% по-висока от средната за ЕС (при отчитане на паритета на покупателната способност);

Енергийното спестяване е мярката с най-висока степен на готовност за прилагане и сигурен път за постигане на европейската цел за 20-процентно намаляване на емисиите парникови газове до 2020 г. В тази връзка усилията на българската държава ще бъдат насочени към подобряване на ефективността при производството на електрическа и топлинна енергия, намаляване на загубите при пренос и разпределение на енергия, ускоряване използването на по-икономични превозни средства и по-интензивно използване на обществения транспорт, своевременно подобряване на енергийните характеристики на съществуващите сгради и въвеждане на по-строги енергийни стандарти за новостроящи се сгради, включително енергийно независими сгради, и последователна данъчна политика за по-ефективно използване на енергията. В резултат на повишаване на енергийната ефективност при крайното потребление и в енергийния сектор и увеличаване дела на пряко използвания природен газ и възобновяеми енергийни източници на практика България ще увеличи капацитета си за износ на енергия с допълнителни над 1 500 MWt.

Децентрализираното производство на енергия от ВИ или използването на слънчевата, вятърната, геотермалната енергия, енергията на околната среда чрез термопомпи и биомасата, съобразно местния потенциал и нужди, е сектор с големи перспективи в страната - по този начин се избягват всички разходи, свързани с присъединяване към мрежите и загуби по пренос и разпределение на енергия.

Приоритет на правителството е развитието и разширяването на битовата газификация в страната. Увеличаването на процента на газифицираните домакинства до 30% през 2020 г. и замяната на използваната електрическа енергия за отопление с високоефективни уреди на природен газ може да доведе до над един милиард лева спестени разходи за енергия на домакинствата.

Като приоритет остава и запазване и развитие на централизираното топлоснабдяване, като дружествата трябва да бъдат технически модернизирани и финансово стабилизирани. Активно ще се подкрепят методите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, с акцент върху технологиите, използващи ВЕИ, включително отпадъчна биомаса, растителни и животински отпадъци.

Електропроизводствените централи и топлофикациите са основен източник и емитират над 34 млн. тона CO₂ годишно. Тези енергийни дружества са задължени да участват в европейската Схема за търговия с квоти на емисии на парникови газове. Схемата работи на принципа „замърсителят плаща“. Плащането се състои в закупуване на квоти за отделяне на определени количества парникови газове при производството на електроенергия и топлинна енергия и в резултат на други производствени дейности.

Целта на схемата е да насърчи по пазарен начин развитието и разпространението на нискоемисионни и високоефективни технологии.

От началото на 2013 г. стартира третият осемгодишен период на Европейската схема за търговия с емисии на парникови газове. Отпадат фиксираните национални тавани за емисии, като се въвежда общ таван за целия ЕС, който намалява линейно през всяка година от периода до 2020 г., в съответствие с поставената цел от 21% намаление на емисиите спрямо нивата от 2005 г. Разпределението на безплатни квоти се извършва от държавите членки въз основа на преходни правила за хармонизираното безплатно разпределяне на квоти за емисии съгласно член 10а от Директива 2003/87/ЕО, валидни за целия ЕС. Основният принцип при разпределението е, че безплатните квоти ще се определят въз основа на предварително одобрени продуктови показатели за целия ЕС, а не въз основа на общите исторически емисии от всяка инсталация, както беше през периода 2008 - 2012 г. Показателите представляват прагова стойност на количеството безплатни квоти, които дадена инсталация може да получи за единица произведена продукция. Увеличава се значително делът на квотите, които държавите членки ще разпределят чрез търг. Принципът „замърсителят плаща“ се запазва.

Запазва се задължението за инсталациите да връщат ежегодно количество квоти, равно на техните верифицирани емисии на парникови газове през предходната година. Не се предвижда безплатно разпределяне на квоти на производителите на електрическа енергия, като те ще са задължени да закупуват всички необходими им квоти от 2013 г. За страните с електроенергийни сектори, характеризиращи се с висока зависимост от един вид изкопаеми горива или незадоволително ниво на свързаност с европейската електроенергийна система, е предвидена възможност за дерогация от това правило. Десет страни членки, включително България, могат да кандидатстват за посочената дерогация.

Намаляването на емисиите на парникови газове ще бъде постигнато чрез:

- Използване на по-малко енергия, т.е. подобряване на енергийната ефективност при производството и при потреблението на енергия;
- Използване на по-чиста енергия, т.е. подобряване на енергийния микс чрез увеличаване дела на ниско емисионната енергия;
- Бърз технологичен напредък, в т.ч. въвеждане на нови енергийни (чисти въглищни) технологии.

Предвид стабилизиращата роля на местните въглища като ресурс за електропроизводство държавата ще подкрепи финансово и институционално изграждането на централи с технологии за улавяне и съхраняване на въглероден диоксид чрез схемите и механизмите, приети на европейско ниво, и при балансирана политика между екологичното законодателство и насърчаването на местните енергоресурси.

Към настоящия момент в България най-пълноценно се използва потенциалът на твърдата биомаса предимно като гориво за отопление в бита и в обществени сгради, както и на хидроенергията посредством ВЕЦ.

С бързи темпове се развива производството на електрическа енергия от вятърни и слънчеви централи, както и използването на слънчева енергия за покриване на нуждите от топла вода в бита.

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

България провежда целенасочена политика за изграждане на национална схема от механизми за подпомагане развитието на ВЕИ. С най-голяма подкрепа се ползват производителите на електрическа енергия от ВЕИ, за които са осигурени:

- Приоритетно присъединяване към мрежата;
- Гарантирано изкупуване на произведената електроенергия;
- Гарантирана възвръщаемост чрез преференциални цени на произведената електроенергия;
- Облекчено кредитиране;
- Облекчени административни процедури.

Извън системата на преференциално ценообразуване други механизми за насърчаване развитието на ВЕИ на практика не се прилагат. Отчитаме още, че при производството на енергия от възобновяеми източници за топлинни и охладителни нужди механизмите за подкрепа не са развити в достатъчна степен.

В политиките за подкрепа едни от приоритетите са:

- Облекчаване на процедурите за изграждане на малки (битови) ВЕИ енергийни мощности, като инсталации за оползотворяване на слънчевия потенциал за топла вода, отопление и/или производство на електрическа енергия, оползотворяване на потенциала от термална и геотермална енергия, биомасата и др.;
- Удължаване след 2015 г. на срока за прилагане на преференциалните изкупни цени и задължително изкупуване на електроенергията, произведена от възобновяеми източници, включително когато е произведена от централи за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, работещи с възобновяеми източници.

10 ОЦЕНКА НА ПОСТИГНАТИЯТ НАПРЕДЪК ПО ДИРЕКТИВА 2004/8/ЕО ОТ УВЕЛИЧАВАНЕ ДЕЛА НА ВИСОКОЕФЕКТИВНОТО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО В БРУТНОТО ВЪТРЕШНО ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

Високоэффективното комбинирано производство на енергия предлага значителен потенциал за енергийни спестявания в ЕС, тъй като топлинната енергия, произведена при производството на енергия, не се губи, а също се използва. Този потенциал все още не е напълно оползотворен. С Директива 2004/8/ЕО относно насърчаване на комбинираното производство на енергия, основаващо се на търсенето на полезна топлинна енергия във вътрешния енергиен пазар („Директива за КПЕТЕ“ или „Директива за комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия“), се цели да се улеснят монтажът и функционирането на съоръжения за комбинирано производство на енергия с цел енергийни спестявания и борба с изменението на климата. В краткосрочен план с Директивата за КПЕТЕ следва да се създадат условията за консолидиране на съществуващите инсталации за комбинирано производство на енергия и да се насърчава изграждането на нови централи, а в дългосрочен план — да се създаде необходимата рамка за високоэффективно комбинирано производство на енергия с оглед на намалението на емисиите.

С Директива 2006/32/ЕО относно ефективността при крайното потребление на енергия и осъществяване на енергийни услуги („Директивата за енергийните услуги“ или наричана за краткост „ДЕУ“) се цели по-голяма икономичност и ефективност на крайното потребление на енергия чрез определяне на индикативни цели, стимули и институционална, финансова и правна рамка, необходими за премахване на пазарните пречки и недостатъци, които възпрепятстват ефективното крайно потребление на енергия. С Директивата се цели също така да се създадат условия за развитие и насърчаване на пазара на енергийни услуги, от една страна, и условия за създаване на програми за енергийни спестявания и други мерки за повишаване на ефективността при крайното потребление на енергия, от друга страна.

Директивата за енергийните услуги се прилага към разпределението и търговията на дребно с енергия, изпълнението на мерки за повишаване на ефективността при крайното потребление на енергия, като са изключени дейностите по схемата на ЕС за търговия с емисии (СТЕ), и до определена степен — към въоръжените сили. Тя се прилага към продажбите на дребно, предлагането и разпределението на основните енергоносители по мрежа, като електрическа енергия и природен газ, както и другите видове енергия, като централно топлоснабдяване, гориво за отопление, черни и лигнитни въглища, енергийните продукти от горското и селското стопанство и транспортните горива.

Считано от 5 юни 2014 г. ДЕУ и Директивата за КПЕТЕ са почти изцяло отменени с Директива 2012/27/ЕО относно енергийната ефективност („ДЕЕ“).

Съгласно член 14. параграф 2 от ДЕУ държавите членки трябваше да изготвят втори план за действие в областта на енергийната ефективност (ПДЕЕ) и да го представят на Комисията не по-късно от 30 юли 2011 г.

Съгласно член 10 от Директивата за КПЕТЕ държавите членки трябва да публикуват доклад с резултатите от анализите и оценките за гаранцията за произход, националния потенциал за високоефективно комбинирано производство на енергия и съществуващата законодателна и регулаторна рамка във връзка с комбинираното производство на енергия.

В съответствие с член 11 от Директивата за КПЕТЕ Комисията трябва да представя периодично доклади за напредъка по отношение на постигането на целите по посочената директива. В изпълнението на това изискване Комисията е изготвила Доклад за напредъка по прилагането на Директива 2006/32/ЕО относно ефективността при крайното потребление на енергия и осъществяване на енергийни услуги и по прилагането на Директива 2004/8/ЕО относно насърчаване на комбинираното производство на енергия, основаващо се на търсенето на полезна топлоенергия във вътрешния енергиен пазар от 08.01.2014 г.

Съгласно направените в доклада от 08.01.2014 г. заключения сградите имат най-голям единичен дял по отношение на потенциала за енергийни спестявания в ЕС и повишаването на енергийната ефективност в тях е основна цел за държавите членки. Почти всички държави членки съобщават във вторите си Планове за действие в областта на енергийната ефективност (ПДЕЕ) за мерки към новите сгради и сградите в експлоатация (жилищни сгради и сгради за обществено обслужване). Спестяванията, реализирани чрез нормативната уредба за сградите и чрез дейностите във връзка със сградния фонд, съставляват значителна част от общите национални енергийни спестявания, като някои включват и по-ранни енергийни спестявания в резултат на нормативна уредба, прилагана след 1995 г.

В изчисленията на енергийните си спестявания някои държави членки включват отражението на конкретни законодателни актове на ЕС за енергийната ефективност, като регламентите за изпълнение във връзка с екопроектирането и етикетирането на енергийната ефективност.

Що се отнася до финансирането на мерките за енергийни спестявания, някои държави членки съобщават за използване на фондовете на ЕС и приходите от продажбата на предписани емисионни единици (ПЕЕ) по Протокола от Киото. В същото време в целия ЕС се полагат повече усилия за по-активно участие на частния сектор във финансирането на повишаването на енергийната ефективност.

Броят на обещаващите хоризонтални мерки се увеличава във вторите ПДЕЕ спрямо първите. Така задълженията за енергийни спестявания са основна част от усилията за насърчаване на енергийните спестявания. Дружествата за предоставяне на енергийни

услуги (ДПЕУ) остават основен допълнителен източник за финансиране на енергийната ефективност в ЕС. С оглед на това няколко държави членки посочват създаването на стандартни договори за енергийни услуги и приемането на законодателни разпоредби или отстраняването на правни пречки пред отварянето на енергийните услуги в публичния сектор за ДПЕУ. Едновременно с това, както е отчетено в първите ПДЕЕ, много от съобщените мерки във връзка с ДПЕУ съдържат малко информация за конкретните действия, които трябва да се предприемат.

Общите енергийни спестявания при крайното потребление за 2010 г., които са съобщени от държавите членки, са приблизително 59 Mtoe (млн. тона нефтен еквивалент). Тази стойност е с около 35 % по-висока от сбора на междинните цели за енергийни спестявания, определени от 27-те държави членки в първите им ПДЕЕ, представени през 2008 г. Заявените междинни нива за енергийни спестявания са от 1,8% от референтното потребление в Литва до близо 9% в Германия и Швеция, където индикативната цел по ДЕУ за 2016 г. е била фактически достигната в края на междинния етап.

Прогнозите за 2016 г. са за общи енергийни спестявания при крайното потребление от около 132 Mtoe, което е доста над индикативната цел от 9% (приблизително 89 Mtoe). Испания и Германия планират най-високите нива на енергийни спестявания, а четири държави членки са посочили енергийни спестявания през 2016 г., които са по-ниски от 9% от тяхното референтно потребление на енергия. При сравнение на стойностите за енергийните спестявания на държавите членки е важно обаче да се имат предвид методите за изчисление на енергийните спестявания, а не само заявените и прогнозираните нива на енергийни спестявания. Няколко различни подхода са използвани за количественото определяне на енергийните спестявания. Съответно представените в Таблица 10.1 по-долу стойности могат да послужат за приблизителен показател на действителните енергийни спестявания в ЕС.

Както по-горе представеният преглед на напредъка по отношение на енергийната ефективност в ЕС показва, са наблюдавани различни положителни промени между първите и вторите ПДЕЕ по ДЕУ. Широкото използване на насоките и образеца, представени от Комисията, е допринесъл за цялостното подобро качество на ПДЕЕ. Вторите ПДЕЕ показват, че все още има какво да се направи за подобряване на предоставяната информация в ПДЕЕ, за да се посочи дали и как държавите членки могат да постигнат целта за енергийни спестявания.

Таблица 10.1: Цели за енергийни спестявания при крайното потребление по ПДЕЕ и прогнози за 2016 г. и заявени енергийни спестявания за 2010 г.

Държава членка	Цел за енергийни спестявания при крайното потребление за 2010 г. (в еквивалент на първична енергия в наклонен шрифт)		Заявени енергийни спестявания при крайното потребление за 2010 г. (в еквивалент на първична енергия в наклонен шрифт)		Прогнози за енергийните спестявания при крайното потребление през 2016 г. (в еквивалент на първична енергия в наклонен шрифт)	
	Mtoe	Процент от референтното потребление	Mtoe	Процент от референтното потребление	Mtoe	Процент от референтното потребление
Австрия	0,428	2,0 %	1,180	5,5 %	1,874	8,8 %
Белгия	0,789	3,0 %	1,301	4,9 %	2,985	11,4 %
България*	0,209	3,0 %	0,305	4,4 %	1,066	15,3 %
Кипър	0,060	3,3 %	0,066	3,6 %	0,191	10,4 %
Чешка република	0,355	1,8 %	0,532	2,7 %	1,596	8,2 %
Дания	0,449	3,0 %	0,664	4,4 %	1,285	8,6 %
Естония	0,061	2,3 %	0,079	3,0 %	0,213	8,1 %
Финландия	0,507	3,0 %	1,040	6,1 %	2,123	12,5 %
Франция	5,000	3,8 %	5,159	3,9 %	18,000	13,5 %
Германия	12,181	6,1 %	17,937	9,0 %	33,868	17,1 %
Гърция	0,439	2,8 %	0,794	5,1 %	1,415	9,0 %
Унгария	0,152	1,0 %	0,293	1,9 %	1,371	9,0 %
Ирландия	0,559	4,5 %	0,523	4,2 %	1,576	12,6 %
Италия	3,066	2,7 %	4,102	3,6 %	10,880	9,6 %
Латвия	0,006	0,2 %	0,294	8,8 %	0,299	9,0 %
Литва	0,054	1,5 %	0,067	1,8 %	0,341	9,4 %
Люксембург	0,045	2,7 %	0,128	7,6 %	0,238	14,1 %
Малта	0,011	3,0 %	0,014	3,8 %	0,033	9,0 %
Нидерландия	0,978	2,0 %	2,278	4,7 %	6,416	13,1 %
Полша	1,021	2,0 %	3,037	5,9 %	5,779	11,3 %
Португалия	0,344	1,9 %	0,662	3,6 %	2,240	12,2 %
Румъния	0,940	3,0 %	2,222	7,1 %	2,800	9,0 %
Словакия	0,224	3,0 %	0,668	9,0 %	0,671	9,0 %
Словения	0,102	2,5 %	0,101	2,5 %	0,591	14,5 %
Испания	2,179	3,0 %	4,720	6,5 %	13,126	18,1 %
Швеция	2,003	6,3 %	2,846	9,0 %	4,626	14,6 %
Обединено кралство	11,737	9,0 %	8,547	6,6 %	17,816	13,7 %

*Стойностите за 2016 г. за България са общите енергийни спестявания по метода „отдолу-нагоре“, представени в ПДЕЕ.

11 ОЦЕНКА НА КОЛИЧЕСТВОТО ПЪРВИЧНА ЕНЕРГИЯ, КОЕТО ЩЕ БЪДЕ СПЕСТЕНО

11.1 Спестено количество първична енергия в инсталации с когенерация

В съответствие с Приложение II на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и Съвета в следващата таблица е представена информация за произведената през 2010 г., 2012 г. и 2014 г. електрическа и топлинна енергия и спестеното количество първична енергия от когенерационни инсталации.

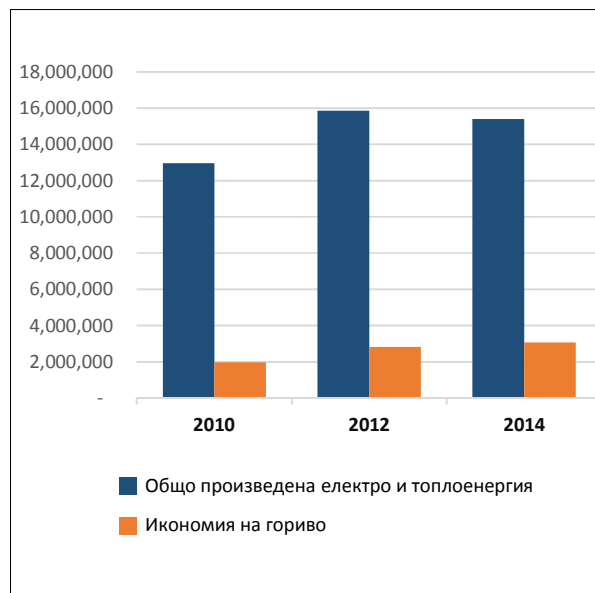
Таблица 11.1 Произведена електрическа и топлинна енергия и спестено количество първична енергия в инсталации с когенерация - МВтч

Име		Общо ел. и топло енергия	Икономия на гориво	Общо ел. и топло енергия	Икономия на гориво	Общо ел. и топло енергия	Икономия на гориво
		2010 г.		2012 г.		2014 г.	
1	ТЕЦ "Бургас", гр. Бургас	269 894	53 606	235 641	52 394	257 245	58 720
2	ТЕЦ "Лукойл Нефтохим", гр. Камено	659 115	18 830	925 976	23 793	641 126	14 232
3	ТЕЦ "Владислав Варненчик", гр. Варна	116 498	29 476	125 452	29 751	136 278	32 425
4	ТЕЦ "Градска", гр. Враца	85 153	17 455	92 097	19 158	89 617	18 472
5	Отоплителна централа "Младост", гр. Враца	-	-	27 780	7 459	29 600	7 791
6	Отоплителна централа "Разград", гр. Разград	37 655	10 805	33 142	7 679	37 368	8 224
7	Отоплителна централа "Велико Търново", гр. Велико Търново	48 132	9 238	46 109	9 170	40 865	8 735
8	Отоплителна централа "Когенерационна централа 6.66 MW", гр. Първомай	-	-	18 315	4 838	43 878	10 215
9	ТЕЦ "Оранжевия 500 дка", с. Братаница	-	-	1 465	321	44 645	9 569
10	ТЕЦ "Оранжевия 200 дка", с. Братаница	-	-	1 399	330	58 395	13 885
11	ТЕЦ "Оранжевия Левски", гр. Левски	-	-	-	-	23 528	5 172
12	ТЕЦ "Оранжевия Кресна", гр. Кресна	22 447	6 112	16 294	4 499	16 510	4 893
13	ТЕЦ "Оранжевия Трудовец", с. Трудовец	11 324	2 711	20 962	5 264	14 471	3 639
14	ТЕЦ "Унибел", гр. Ямбол	13 767	4 015	11 819	2 667	11 292	2 498
15	ТЕЦ "Република", гр. Перник	371 821	81 243	383 246	84 362	406 545	272 910
16	ТЕЦ "Габрово", гр. Габрово	45 046	4 039	41 501	6 578	39 247	8 985
17	ТЕЦ "Плевен", гр. Плевен	680 009	111 082	752 019	132 406	721 728	143 672
18	ТЕЦ "София", гр. София	1 574 848	132 949	1 557 588	123 925	1 390 030	79 848
19	ТЕЦ "София Изток", гр. София	2 323 257	294 033	2 365 638	303 822	2 207 201	251 463
20	ТЕЦ "Пловдив Север", гр. Пловдив	377 637	49 812	630 801	83 362	565 831	123 272
21	ТЕЦ към "Брикел" ЕАД, гр. Гълъбово	811 158	217 865	2 418 094	662 905	2 638 504	687 165
22	ТЕЦ "Сливен", гр. Сливен	234 127	93 170	307 697	124 730	321 759	153 965
23	ТЕЦ "Русе - Изток", гр. Русе	411 593	140 007	420 930	169 984	413 810	332 175
24	ТЕЦ "Девен", гр. Девня	3 253 655	440 376	3 710 230	655 597	3 708 700	425 842
25	ТЕЦ "Горна Оряховица", гр. Горна Оряховица	58 542	24	113 185	5 366	91 274	11 303
26	ТЕЦ "Свищов", гр. Свищов	130 053	46 548	47 543	19 791	20 461	149 650
27	ТЕЦ "Видахим", гр. Видин	1 438 100	213 045	1 545 508	287 877	1 438 075	229 218
Общо		12 973 831	1 976 440	15 850 430	2 828 030	15 407 983	3 067 938

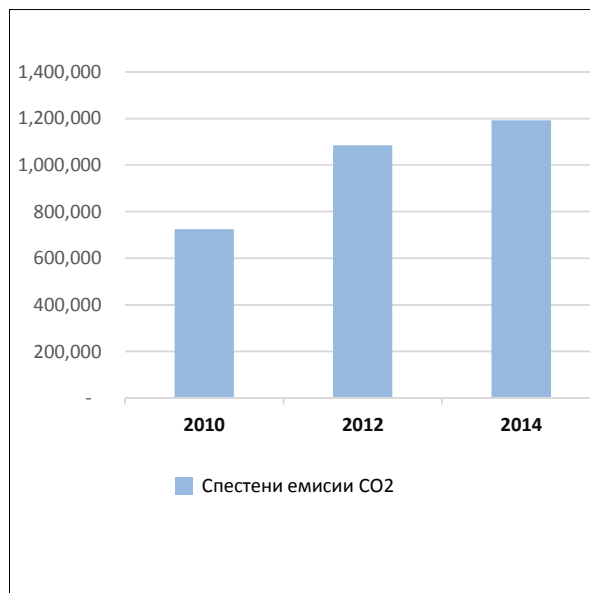
Таблица 11.2 Спестено количество първична енергия в инсталации с когенерация – намаляване на емисиите въглероден диоксид (CO₂)МВтч

	Име	Вид на основното гориво	Емисионен CO ₂ коефициент - т. CO ₂ /МВтч	Икономия на гориво	Спестени емисии CO ₂ - тона	Икономия на гориво	Спестени емисии CO ₂ - тона	Икономия на гориво	Спестени емисии CO ₂ - тона
				2010 г.		2012 г.		2014 г.	
1	ТЕЦ "Бургас", гр. Бургас	Природен газ	0,247	53 606	13 241	52 394	12 941	58 720	14 504
2	ТЕЦ "Лукойл Нефтохим", гр. Камено	Природен газ	0,247	18 830	4 651	23 793	5 877	14 232	3 515
3	ТЕЦ "Владислав Варненчик", гр. Варна	Природен газ	0,247	29 476	7 281	29 751	7 349	32 425	8 009
4	ТЕЦ "Градска", гр. Враца	Природен газ	0,247	17 455	4 311	19 158	4 732	18 472	4 563
5	Отоплителна централа "Младост", гр. Враца	Природен газ	0,247	-	-	7 459	1 842	7 791	1 924
6	Отоплителна централа "Разград", гр. Разград	Природен газ	0,247	10 805	2 669	7 679	1 897	8 224	2 031
7	Отоплителна централа "Велико Търново", гр. Велико Търново	Природен газ	0,247	9 238	2 282	9 170	2 265	8 735	2 158
8	Отоплителна централа "Когенерационна централа 6.66 MW", гр. Първомай	Природен газ	0,247	-	-	4 838	1 195	10 215	2 523
9	ТЕЦ "Оранжерия 500 дка", с. Братаница	Природен газ	0,247	-	-	321	79	9 569	2 364
10	ТЕЦ "Оранжерия 200 дка", с. Братаница	Природен газ	0,247	-	-	330	81	13 885	3 430
11	ТЕЦ "Оранжерия Левски", гр. Левски	Природен газ	0,247	-	-	-	-	5 172	1 277
12	ТЕЦ "Оранжерии Кресна", гр. Кресна	Природен газ	0,247	6 112	1 510	4 499	1 111	4 893	1 209
13	ТЕЦ "Оранжерии Трудовец", с. Трудовец	Природен газ	0,247	2 711	670	5 264	1 300	3 639	899
14	ТЕЦ "Унибел", гр. Ямбол	Природен газ	0,247	4 015	992	2 667	659	2 498	617
15	ТЕЦ "Република", гр. Перник	Въглища	0,439	81 243	35 666	84 362	37 035	272 910	119 808
16	ТЕЦ "Габрово", гр. Габрово	Въглища	0,439	4 039	1 773	6 578	2 888	8 985	3 945
17	ТЕЦ "Плевен", гр. Плевен	Природен газ	0,247	111 082	27 437	132 406	32 704	143 672	35 487
18	ТЕЦ "София", гр. София	Природен газ	0,247	132 949	32 838	123 925	30 609	79 848	19 722
19	ТЕЦ "София Изток", гр. София	Природен газ	0,247	294 033	72 626	303 822	75 044	251 463	62 111
20	ТЕЦ "Пловдив Север", гр. Пловдив	Природен газ	0,247	49 812	12 304	83 362	20 590	123 272	30 448
21	ТЕЦ към "Брикел" ЕАД, гр. Гълъбово	Въглища	0,439	217 865	95 643	662 905	291 015	687 165	301 665
22	ТЕЦ "Сливен", гр. Сливен	Въглища	0,439	93 170	40 901	124 730	54 757	153 965	67 591
23	ТЕЦ "Русе - Изток", гр. Русе	Въглища	0,439	140 007	61 463	169 984	74 623	332 175	145 825
24	ТЕЦ "Девен", гр. Девня	Въглища	0,439	440 376	193 325	655 597	287 807	425 842	186 945
25	ТЕЦ "Горна Оряховица", гр. Горна Оряховица	Природен газ	0,247	24	6	5 366	1 325	11 303	2 792
26	ТЕЦ "Свищов", гр. Свищов	Въглища	0,439	46 548	20 435	19 791	8 688	149 650	65 697
27	ТЕЦ "Видахим", гр. Видин	Въглища	0,439	213 045	93 527	287 877	126 378	229 218	100 627
	Общо			1 976 440	725 549	2 828 030	1 084 794	3 067 938	1 191 684

Графика 11.1 Производство на електро и топлоенергия и икономия на гориво, МВтч (2010 г. – 2014 г.)



Графика 11.2 Спестени емисии CO2, тона (2010 г. – 2014 г.)



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](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-16-427-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-ot-19-mart-2008-g-za-opredelyane-na-kolichestvoto-el-energiya-proizvedena-ot-kom-301-c78-m260-1.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 указания 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. Енергийна стратегия на Република България до 2020 г. - http://www.mi.government.bg/files/useruploads/files/epsp/22_energy_strategy2020_.pdf;
11. Национален план за действие за енергийна ефективност 2014 - 2020 г. - http://www.seea.government.bg/documents/NEEAP_BG.pdf;
12. Доклад за напредъка по прилагането на Директива 2006/32/ЕО относно ефективността при крайното потребление на енергия и осъществяване на енергийни

услуги и по прилагането на Директива 2004/8/ЕО относно насърчаване на комбинираното производство на енергия, основаващо се на търсенето на полезна топлинна енергия във вътрешния енергиен пазар - http://www.parliament.bg/pub/ECD/142957COM_2013_938_BG_ACTE_f.pdf;

13. Анализ на националния потенциал за прилагане на високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в Република България изготвен от Технически университет - София, май 2008 г. - <http://www.code-project.eu/wp-content/uploads/2009/05/BG-Report-Art-6-Potential-Art-9-Barriers-Bulgarian-Version.pdf>;

14. Доклади на КЕВР за Европейската комисия за 2014 г. и 2015 г.;

15. Бюлетени на МЕ за състоянието и развитието на енергетиката в Република България за 2014 г. и 2015 г.;

16. Проект на национална програма за стабилизиране на топлофикационния сектор на Република България 2012г.. разработен от Черноморски изследователски енергиен център. -Енергийна пътна карта за 2050г.;

17. Отчети на топлофикационни дружества;

18. Energy efficiency and energy consumption in the household sector (ENER 022). European Environment Agency. April 2012;

19. Cogeneration and District Energy: Sustainable energy technology for today and tomorrow, International Energy Agency, 2009 (<http://www.iea.org/files/CHPbrochure09.pdf>);

20. Cogeneration 2050 the role of cogeneration in a European decarbonized energy system, GOGEN Europe, 30 June 2011 (<http://www.cogeneurope.eu/cogen-europe-report-cogeneration-2050-307.html>);

21. The Future of Nordic District Heating (intermediate report) Nordic Energy Perspectives Research Group, March 2009 (<http://www.nordicenergyperspectives.org/Nordic%20District%20Heat.pdf>);

22. European Commission DG TREN, Guidelines for Implementation of the CHP Directive 2004/8/EC, Guidelines for Implementation of Annex II and Annex III, March 2007;

23. Национален статистически институт (НСИ) (<http://www.nsi.bg/>);

24. Агенция за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) (<http://www.seea.government.bg/bg/>);

25. Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР) (<http://www.dker.bg/>);

26. Министерство на енергетиката (МЕ) (<https://www.me.government.bg/bg/>);

27. „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (<http://www.tso.bg/>);

- 28. Министерство на икономиката (МИ) (<https://www.mi.government.bg/bg>);
- 29. Министерство на околната среда и водите (МОСВ) (<http://www.moew.government.bg/>);
- 30. Изпълнителна агенция по околна среда (ИАОС) (<https://eea.government.bg/>);
- 31. Национален институт по метеорология и хидрология към БАН (<http://www.meteo.bg/>);
- 32. „БУЛГАРГАЗ“ АД (<http://www.bulgargaz.bg/>);
- 33. „Овергаз Инк“ АД (<https://gas.overgas.bg/>);
- 34. Областни и общински администрации