

Слънчева топлофикация в България

Анализ на технико-икономическите възможности за реализация

Проектът „Слънчева Топлофикация - иновативно решение за устойчиво енергийно развитие, модел за приложение в България” се финансира в рамките на Програмата за подкрепа на НПО в България по Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство 2009-2014 г. www.ngogrants.bg

Този документ е създаден с финансовата подкрепа на Програмата за подкрепа на неправителствени организации в България по Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство. Цялата отговорност за съдържанието на документа се носи от Сдружение „КРЕАКТА” и при никакви обстоятелства не може да се приема, че този документ отразява официалното становище на Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство и Оператора на Програмата за подкрепа на неправителствени организации в България.

СЪДЪРЖАНИЕ

А	Добри практики от Западна Европа и Скандинавия	стр. 1-16
Б	Природни, икономически, социални и правни аспекти в България	стр. 17-34
В	Техническа, правна и икономическа адаптация към българските условия	стр. 35-60
Г	Технически параметри и икономически показатели	стр. 61-72
Д	Ползи и предимства	стр. 73-74
Е	Изводи и препоръки	стр. 75-78

А. ДОБРИ ПРАКТИКИ ОТ ЗАПАДНА ЕВРОПА И СКАНДИНАВИЯ

Определение

Централното слънчево отопление представлява осигуряването на централно отопление и топла вода от слънчевата енергия. Това става чрез система, в която водата се загрева централно от масиви на слънчеви топлинни колектори (централизиран слънчев топлофикационни системи - CSHPs) и се разпространява чрез топлофикационни тръбни мрежи (или «блок отопление» системи, при по-малките инсталации).

За блок системите, слънчевите колектори обикновено се монтират на покрива на сградата. При централизираните топлофикационни системи, колекторите може да се монтират на земята.

Централното слънчево отопление може да включва топлинен склад от голям мащаб, преминавайки от денонощното съхранение към сезонен топлинен склад на енергия (STES). Топлинният склад увеличава слънчевата фракция - съотношението между слънчевата енергийна печалба и общите енергийни нужди в системата - за слънчеви топлинни системи. В идеалния случай, целта на прилагането на сезонно складиране е слънчевата енергия, събрана през лятното време, да се съхрани за зимните месеци.

В сравнение с малките слънчеви отоплителни системи (слънчеви combisystems), слънчевите системи за централно отопление имат по-добро съотношение цена-производителност, поради по-ниска инсталационна цена, по-висока топлинна ефективност и по-малко поддръжка. Централните слънчеви системи могат да се използват за генериране на слънчево охлаждане под формата на централно охлаждане. В този случай, общата ефективност е висока поради високото съотношение между енергийните нужди и слънчевата радиация.

Централното отопление и охлаждане се признава все повече за основна технология за намаляване на въглеродните емисии в сектора на топлинна енергия и засилване на енергийната сигурност. В този контекст, Слънчевата топлофикация ще играе важен принос в близко бъдеще, защото съчетава ефективност, възобновяема енергия и обвързаност с наличните местни ресурси.

История

Счита се, че Швеция е люлката на мащабните централи със слънчево отопление. Според Dalenbäck, J., 1993, първите стъпки са направени в началото на седемдесетте години на 20-ти век в Линкопинг, Швеция, последвани от подобрени проекти през 1983 г. в Lysckebo, Швеция. Финландия разработва централа в Kerava и Холандия построява първата си централа в Гронинген. Още първите централи съчетават CSHPs с мащабни системи за топлинно съхранение.

Първите мащабни полета със слънчеви колектори са инсталирани в Torvalle, Швеция, 1982 г. - 2000 m², и в Malung, Швеция - 640 m². Сглобяемите колекторни полета са въведени в Nykvarn, Швеция - 4000 m², през 1985 г. Успоредно на шведските, в Дания започват научни изследвания, с една централа във Vester Nebel през 1987 г., една в Saltum през 1988 г. и една в Ry през 1989 г. В късния етап на 90-те години Германия и Швейцария изграждат инсталации в Щутгарт и Шемниц.

Благодарение на евтината цена на земята, в скандинавските страни масивът със слънчеви колектори може да бъде монтиран върху земеделска земя. Страните с високи цени на земеделска земя са склонни да поставят слънчевите колектори върху покривите на сградите, следвайки варианта на блокова система на CSHP.

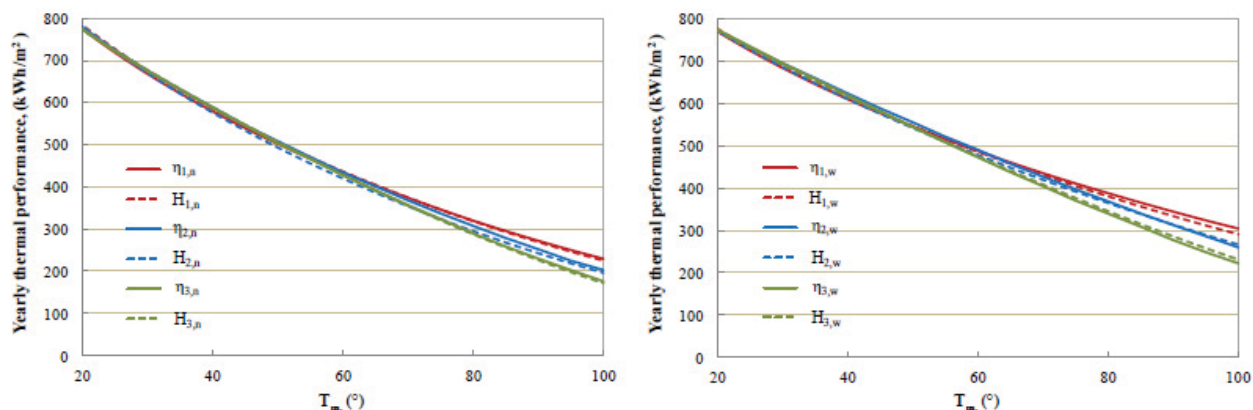
Към 1999 г. съществуват 40 CSHPs с около 30 MW топлинна мощност.

Практиките в Дания

Дания е една от държавите в ЕС с най-активна политика за прилагане на възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) в икономиката. Тази политика се развива последователно чрез стратегическо дългосрочно планиране. Амбициите на Дания са за покриване на 30% от енергийните нужди на страната чрез ВЕИ до 2020 година. За преминаване към икономика, базирана на ВЕИ, данъкоплатците ще поемат товар от годишен ръст на цената на енергията около 4-5%. Споделеното и дългосрочно финансиране е част от социалната култура, която срещаме на всички равнища в тази държава. Годишният растеж на текущите и бъдещите проекти в Дания на Слънчеви Топлоцентрали възлиза на около 150 MW /годишно и най-големият завод в момента в планирането вече обяви колекторна площ от 150 000 m².

Колекторите

В Дания е развита технология за едромащабни колектори, предназначени специално за целите на Слънчевите топлофикации. Размерите на тези колектори обикновено са 3 x 6 m. Развитието на технологията преминава през различни научно-изследователски проекти. Като резултат от такъв проект, в пакета на колектора е въведено фолио, което има за цел да задържа топлината. Доказано е повишаване на ефективността с над 10% в годишен план. Причината за използване на фолио, а не на двойно стъкло е температурната разлика, която води до счупване на едно от стъклата: колекторите могат да вдигнат температури от 150°C. Стъклата на колекторите са закалени, с антирефлексивно покритие. Абсорберът е алуминий, споен за медни тръби. Налягането в колектора е 2 бара.



Годишен добив на топлинна енергия от плосък колектор без и със ETFE фолио.

Системи за догръвяване

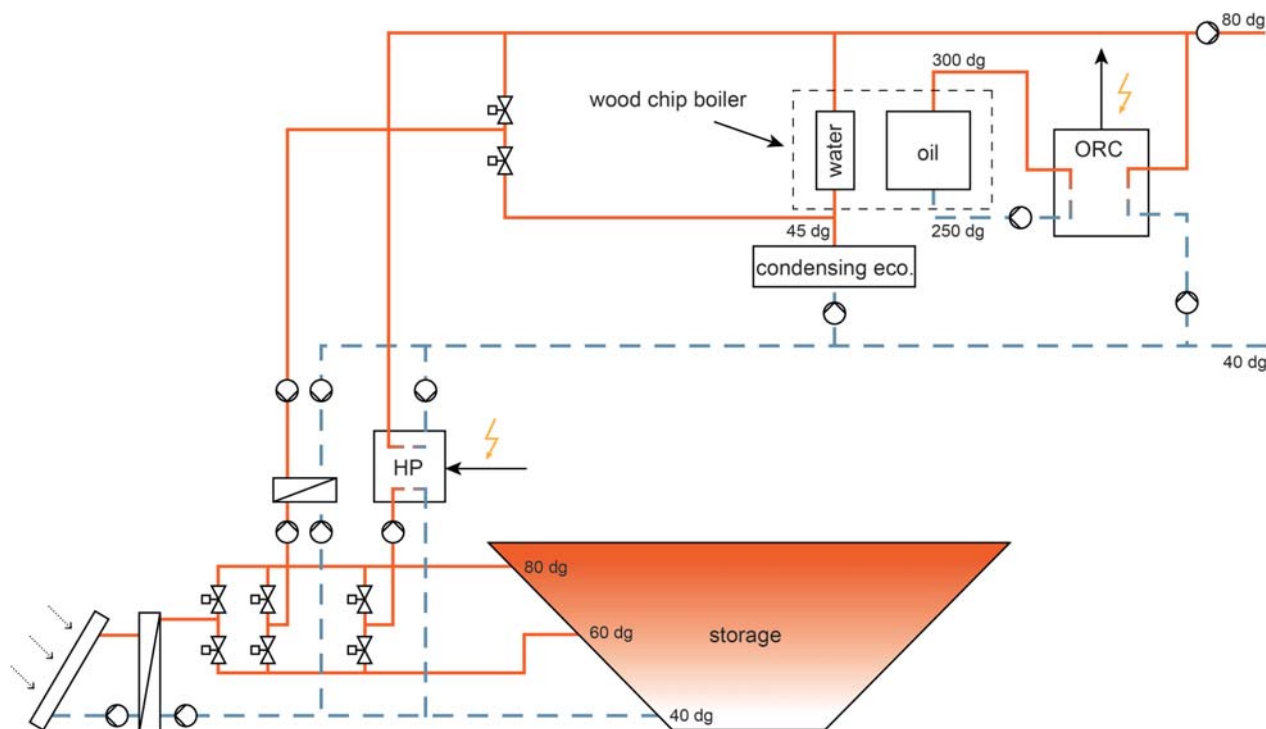
Слънчевата инсталация е част от комплексна система, интегрираща термopомпен агрегат, голям сезонен буфер, котел на биомаса и Organic Rankine cycle (ORC) генератор.

Котелът е проектиран да гори материал с до 60% съдържание на вода. В момента за гориво се използват биомаса и дървесни стърготини със съдържание на вода до 35%.

79% от енергията, произведена от бойлера е топлинна, 18% електрическа и 2-3% остават загуби. Термopомпата е електрическа, с мощност 1.1 MW, налягане 30 bar и COP 3.4-3.5. Работи само през януари, февруари и март.

Котелът загрява термично олио до температура от 350°C. Чрез топлообменник, това олио загрява силиконово олио до 230°. След това силиконовото олио минава през

турбинен генератор с мощност 800 kW. След кондензацията, температурата му е 80°. Тези 80° подгряват връщащата вода от града.



Слънчева топлоцентрала в Марстал, остров Аеро, Дания

Топлоцентралата е пионер в прилагането на слънчева енергия за централно топлоснабдяване. Няколко енергийни кризи през 90-те убеждават местните общности на малкото островче Аеро да търсят алтернативни енергийни източници. С помощта на европейско финансиране са изградени пилотни инсталации, избрана е технология, след което мощностите са разширени.

В момента топлоцентралата обслужва 1600 домакинства. Тя изпраща до града вода с температура 75°, а връщащата вода е 40°. Централата е изцяло автоматизирана, като оперира с 1 управител, 1 секретарка и 4 работници (основно за поддръжка и ремонти).

Първите 9000 m² соларно поле са инсталирани през 1996 г. и са производство на фирма АРКОН. От тогава до днес, колекторите нямат видими поражения. Направено е лабораторно изследване, което дава уверение за очакван живот още 35 години

или общо над 50 години. През 2004 г. са инсталирани още 9000 m². Дебитът на всеки ред колектори може да се контролира (изравни) ръчно. Колекторите са свързани последователно, като връзките са в горната им част. Топлината набира температура в цялата редица от единия към другия край.

През 2004 г. са инсталирани вакуумно тръбно поле и американски концентратори, като целта е да се тестват различни технологии. Оказват се твърде скъпи и с експлоатационни проблеми. Ето защо е взето решение новото соларно поле да бъде от стария тип колектори и с площ от 180 000 m².

Слънчева топлоцентрала в Аероскобинг, остров Аеро, Дания



Плоски слънчеви колектори, монтирани през 1996 г.



Едно от колекторните полета на Марстал



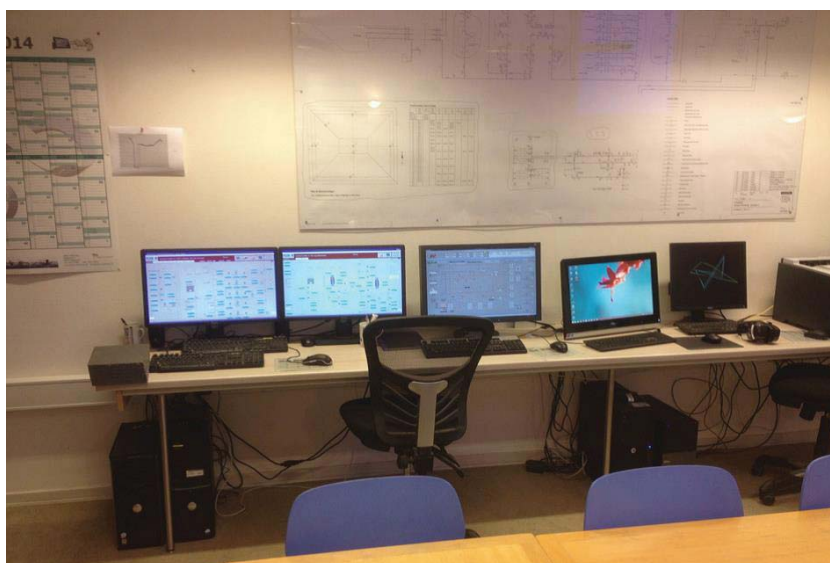
Термопомпеният агрегат



ORC генератора



Котелът



Контролна зала

Това е малка централа със собственици 550 домакинства. Енергията, която се използва, е 100% възобновяема, като Слънцето произвежда между 49 и 55% от топлинната енергия.

Соларното поле има площ от 7000 m² и се състои от 10 колектора в редица. Колекторите имат повече топлоизолация в задната си част, за да генерират повече топлина през есента и пролетта. За догриване, системата разполага с един малък котел на пелети с мощност 1 MW, и котел на слама с мощност 3.6 MW. Когато е много студено, работят

и двата заедно. За да е ефективен, котелът на слама трябва да работи на 70-100% от капацитета си. Заради горивото, обаче, на всеки 3 години се налага да му се прави основен ремонт.

Централата има две метални надземни хранилища. Инспектира се цялостно веднъж в годината. Цялата енергия, която се произвежда, е 15 GWh/годишно.



Слънчевите колектори

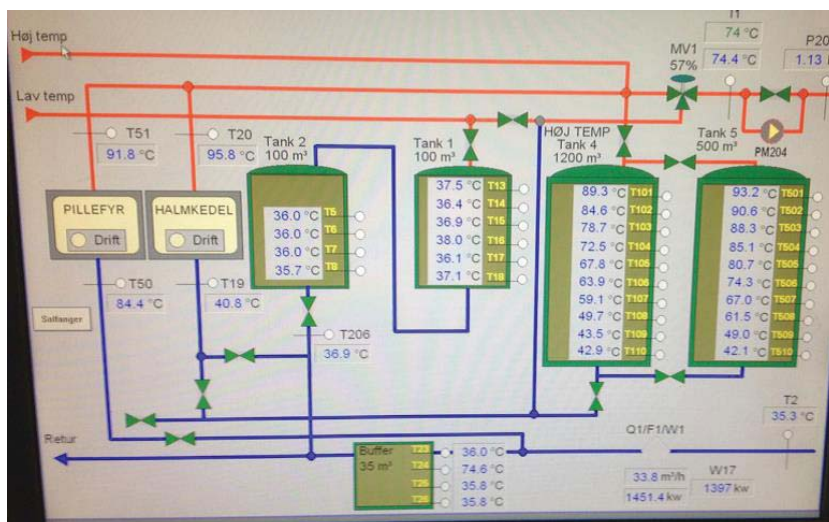


Схема и работни температури на буферите



Зареждане на бали слама и автоматично подаване към котела

Слънчева топлоцентрала в Ризе, остров Аеро, Дания

Централата е собственост на 120 домакинства и е 100% автономна и автоматична. Посещава се от техник само при нужда. Има буфер от 4000 m² с 30 см топлоизолация от страни и 40 см отгоре. За изолация отдолу се използва пясък. Соларното поле е 3600 m². Догряването се осъществява чрез бойлер на дървесни стърготини, с мощност 1 MW. Енергията от слънцето покрива 47% от общото потребление.

Системата не използва топлообменници. Водата от централата циркулира директно през инсталациите на къщите.

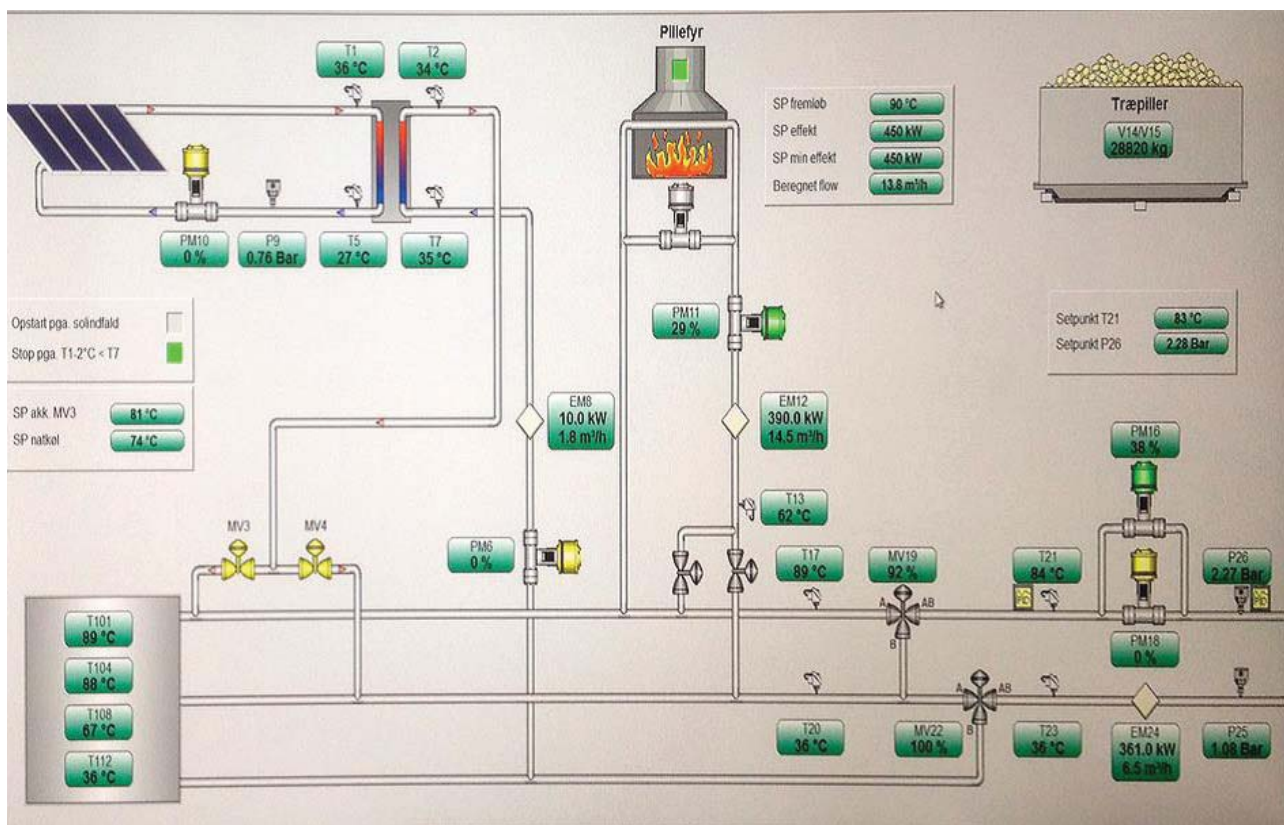
Котелът на биомаса работи от октомври до май. Монтирана е и допълнителна инсталация в случай, че не достигне мощност. Инвестицията за нея е сериозна, но в крайна сметка инсталацията не се използва, тъй като няма нужда от нея.

Целият остров поддържа политика за намаляване на температурата на връщащата вода. Така слънчевият потенциал се използва по-ефективно и загубите са по-малки. Температурата на връщащата вода от домакинствата е 35°. Има датчици, които контролират клапаните, за да намаляват дебита в къщите. Това може да се направи без да се сменят тръбите и радиаторите.

В Ризе се произвеждат 3.5 GWh/година.



Топлоцентралата е автоматична и се посещава само при
необходимост



Технологична схема в оперативен режим

Слънчева топлоцентрала във Войенс, Дания

Централата има претенцията да бъде най-голямата такава инсталация в света за 2014 г. Тя снабдява 2000 домакинства и е кооперация, както повечето централи в Дания. Предстои разширяване.

Съществуващото колекторно поле има площ от 17 500 m². До момента от енергията на слънцето се произвеждат 8.5 GWh, което е 14.5% от общите енергийни нужди. Целта е постигане на 50%.

Веществото, което циркулира в панелите, е вода-гликол в съотношение 70-30 или 60-40. Централата има 3000 m³ дневно-нощен буфер. Соларната енергия е приоритет, СНР работят когато токът е скъп. Електрически ток се използва само когато има генериран от вятъра, защото е с по-ниска цена. За догряване е осигурен и газов котел, който се пуска само през зимата, когато потреблението е високо. Плановите са за 70 000 m² колектори.

Топлоцентралата има три двигателя на вътрешно горене за електрическа енергия. Има един газов и един електрически бойлер по 7 MW. Произвеждат 26 се MWh електричество.

След разширението се очаква да се постигне 30 GWh енергия от слънцето. Новият буфер има обем от 200 000 m³. Дълбок е 13 m и има обиколка от 610 m. Запълването на обема му до максимума от 200 милиона литра с капацитет на помпите 50 000 литра вода на час, отнема около пет месеца. Едно от предизвикателствата, които предстоят, е да се изгради изолационен плаващ капак за покриване на цялата повърхност на буферната яма. Предвижда се от 35 MWh съхранена енергия да има 5 MWh загуби (14%).

Инвестицията има 25 години период на връщане. Цялата нова система ще струва 16 милиона евро. Само цената на буфера е 4 милиона евро, или 20 евро/ m³. Цената на слънчевото поле пък е 228 евро/ m².



Монтаж на ново слънчево поле. Монтажът на един панел отнема десет минути



Сградата на топлоцентралата. Фасадата е с вградена фотоволтаика, като произведената енергия е достатъчна за циркулационните помпи. 240 m² фотоволтаика произвеждат 26 MWh/година



Сезонният буфер по време на изпълнение. Едновременно се полагат и горната, и долната мембрана



Дистрибутираща система за подаване на гореща вода в различните слоеве на водния обем



Буферът след напълване с вода в зоната на дистрибутиращата система



Финално покритие с керамзит

Слънчева Топлофикация в Дронинглунд, Дания

Централата обслужва 1350 домакинства. Приблизителната годишна продукция е 40 GWh. Мрежата е 50 km. Централата разполага с 4 газови когенератора, които произвеждат както топлина, така и електричество. Капацитетът им е 3.6 MW електричество и 6.4 MW топлина.

За осигуряване на топлина при спешни случаи, е инсталиран газов котел с мощност 8 MW. Един котел е свързан с абсорбционната термopомпа, като общата мощност на двете машини е 6 MW. Инсталиран е и котел за гореща вода на гориво от рибно масло. Планиран е и електрически котел с мощност 11 MW, за използване на пиковата електроенергия от ветрогенераторите.

От 2014 г., площта на соларните полета е 37 000 m². Площта на сезонния буфер пък е 62 000 m³. 20% от добитата годишно енергия се съхранява сезонно. Хранилището с вода е напълнено за 2.5 месеца.

За произвеждането на 1 MWh соларна топлина, се използват 2.5-3 kWh електрическа енергия за помпи. Абсорбционната термopомпа е индийска, мощност 6 MW, COP 1.5. Тя подгръва връщащата вода от града до 80° и я изпраща обратно. Същевременно сваля до 8° нискотемпературния флуид от хранилището (45°) или панелите. Необходимата й температура, осигурена от котела, е 160°. Флуидът е литиев бромид.



Покритие на сезонния буфер



Електрически бойлери, които работят при наличие на евтина вятърна енергия



Система за прочистване и поддръжка на водата

Заклучение

Топлофикационните дружества в Дания преминават към изцяло комерсиални инвестиции в слънчева топлоенергетика. Това се случва без държавни помощи, но с много изгодни финансови инструменти, ниска лихва и 25 годишен период на връщане на инвестицията. Повечето топлофикации са кооперации, собственост на домакинствата.

Производствата на слънчевите панели са от две местни фирми, които при големи поръчки се обединяват. Едната фирма произвежда в Дания, другата във Виетнам.

Няколко проектантски фирми са се специализирали в проектиране на такива инсталации. Може да се каже, че водещите консултанти и идеолози на тази технология са датчани.

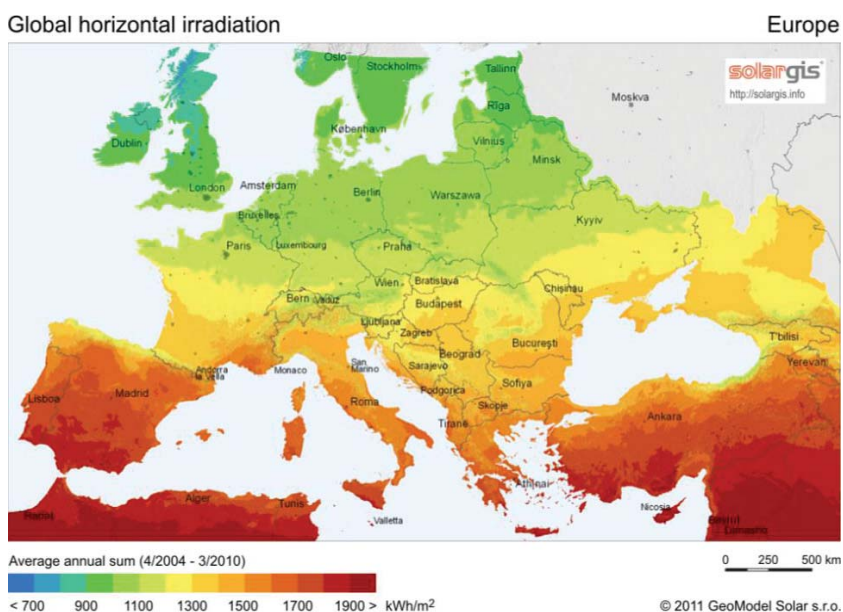
	сторидж	полета	m ³ /m ²
Мастал	75000	36000	2,1
Войенс	200000	70000	2,9
Дронинглунд	62000	37000	1,7

Б. ПРИРОДНИ, ИКОНОМИЧЕСКИ, СОЦИАЛНИ И ПРАВНИ АСПЕКТИ В БЪЛГАРИЯ

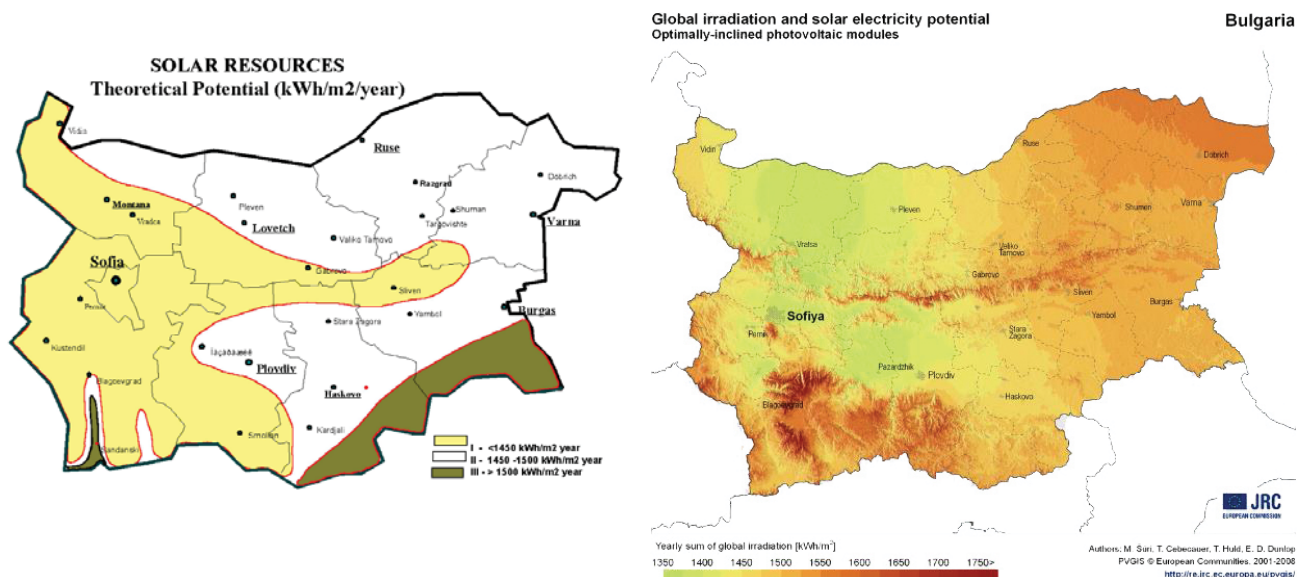
Природни аспекти – климат и слънчева енергия. Потенциал на слънчевата енергия в България

Ежегодно, Земята получава от Слънцето около 10^{18} kWh енергия, която е 3000 пъти повече в сравнение с необходимите в момента нужди на човечеството. Максималната стойност на сумарното годишно излъчване за най-слънчевите райони на Земята е около 2550 kWh/m²год., а за България е 1100-1550 kWh/m²год. или 43 до 61% (средно около половината) от максималните стойности в глобален мащаб.

На европейската карта на годишната слънчева енергия се вижда, че България попада близо до южните части на континента с висок слънчев енергиен добив, особено в сравнение със Северна Европа и Скандинавия, където от друга страна са страните с най-развити слънчеви топлофикации (Германия, Дания и др.).



На следващите карти е показано разпределението на слънчевата енергия в България върху хоризонтална повърхнина годишно, както и върху оптимален годишен ъгъл на наклон. Може да се види, че в източната и югоизточната част на страната има по-висок потенциал за производство на топлинна енергия от слънчева радиация.



За условията на България, оптималният целогодишен ъгъл на наклон на слънчевите колектори е между 30-34 deg.

Типичните стойности на добив на топлинна слънчева енергия от 1 m² плоски едноостъклени слънчеви колектори със селективно покритие е в диапазона 370 – 450 kWh/m²a.

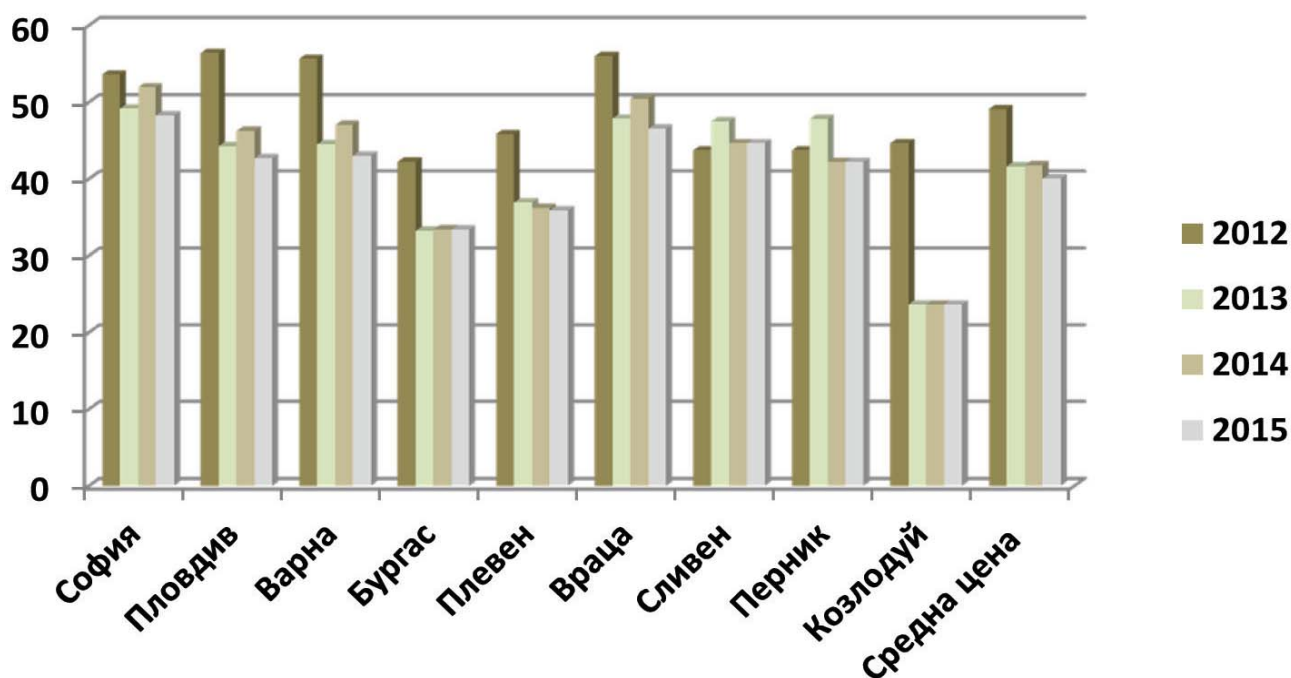
Потенциалът на слънчевите термични инсталации за намаляване на въглеродните емисии може да бъде илюстриран със следващото изчисление.

Ако приемем типичен топлинен добив от 400kWh/m²год. от един квадратен метър плосък колектор със селективно покритие, то един колектор от 2 m² активен абсорбер спестява за условията в България 2 тона въглероден диоксид срещу конвенционално загряване с електроенергия.

В тази връзка, един типичен многофамилен жилищен блок, или малък хотел до 50 стаи, или детска градина с плувен басейн, топлоснабдявани за топла вода от колекторно поле от 15-30 колектора, биха спестявали като сгради средно около 100 тона вредни емисии от въглероден диоксид годишно.

В София например, 300 детски градини със слънчево покритие само на топлата вода биха спестили годишно 30 000 тона емисии, което е от изключително значение за здравето на жителите на столицата, които живеят в значително натоварена с вредни емисии въздушна среда.

ТОПЛОФИКАЦИЯ	2012	2013	2014	2015
София	53,62	49,16	51,93	48,27
Пловдив	56,42	44,27	46,26	42,69
Варна	55,65	44,52	47,02	43,05
Бургас	42,24	33,22	33,41	33,38
Плевен	45,86	36,93	36,26	35,90
Враца	55,99	47,88	50,46	46,54
Сливен	43,73	47,49	44,66	44,66
Перник	43,73	47,82	42,19	42,19
Козлодуй	44,66	23,61	23,62	23,62
Средна цена	49,10	41,66	41,76	40,03



От представените данни се вижда, че цените на единица топлинна енергия на всички топлофикационни дружества следват тенденция към задържане на постоянна цена и поевтиняване.

Средната цена за 1 MWh топлинна енергия, доставена от различните топлофикации, е около 40 EUR (2015).

Съществуват много големи разлики между местните цени на топлинна енергия.

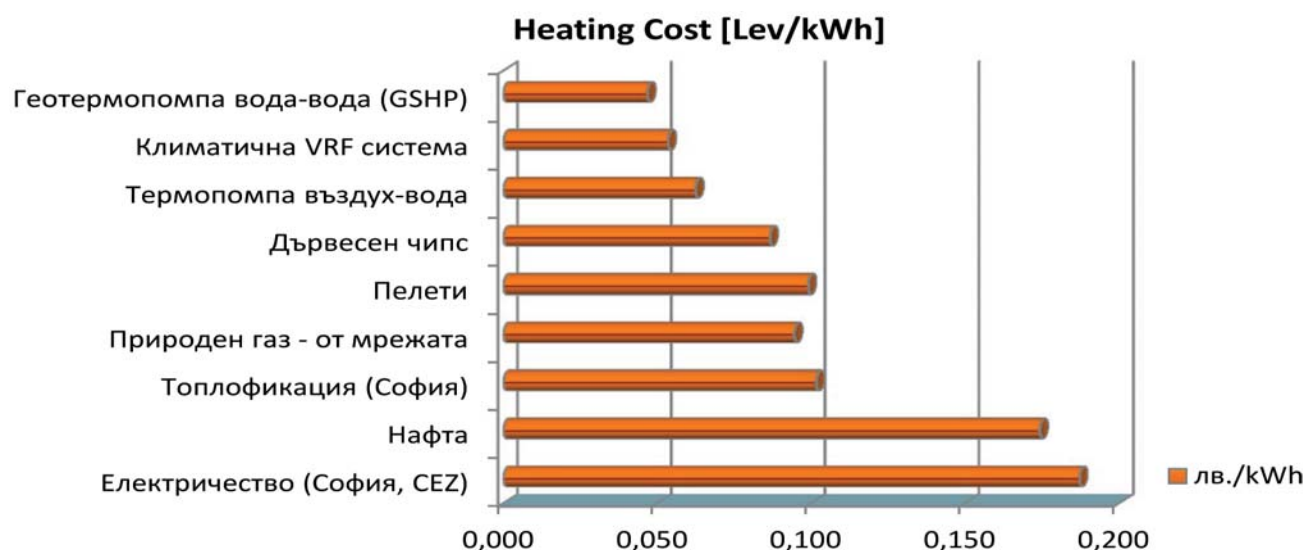
Например, цената за отопление в София е с 45% по-висока от тази в Бургас и 100% по-висока от тази в Козлодуй.

От горните данни следва извода, че всяка друга алтернативна енергия, вкл. и от слънчеви термични инсталации, базирана на чисто пазарен принцип следва да има себестойност не по-висока от 40-45 EUR/MWh.

В следващите таблица и графика са показани цените и крайните специфични разходи с ДДС на единица топлинен kWh за отопление (към м. август 2015г., за София), както и енергийните разходи за топла вода за битови нужди от различни енергийни източници.

ОТОПЛИТЕЛНА СИСТЕМА & ЕНЕРГОНОСИТЕЛ	Цена	COP	Цена	Сравнение
	лв./kWh	%	лв./kWh	%
Електричество (София, CEZ)	0,187	100	0,187	100,0
Нафта	0,148	85	0,174	93,1
Топлофикация (София)	0,102	100	0,102	54,3
Природен газ - от мрежата	0,085	90	0,094	50,5
Пелети	0,079	80	0,099	52,9
Дървесен чипс	0,065	75	0,086	46,2
Термопомпа въздух-вода	0,187	300	0,062	33,3
Климатична VRF система	0,187	350	0,053	28,6
Геотермопомпа вода-вода (GSHP)	0,187	400	0,047	25,0
ТОПЛА ВОДА	Цена	Икономия	Цена	Сравнение
Сл. колектори + електроенергия	0,187	55	0,084	45,0
Сл. колектори + топлофикация	0,102	55	0,046	24,4
Сл. колектори + пелети	0,079	55	0,036	19,1
Сл. колектори + термопомпа	0,187	55	0,028	15,0

На фигурата по-долу е показано сравнението на разходите за различни начини на отопление.



От сравнението е видно, че по отношение на специфичните разходи за отопление се очертават 3 групи:

1. Групата с най-високи разходи – директно електрическо отопление и отопление с

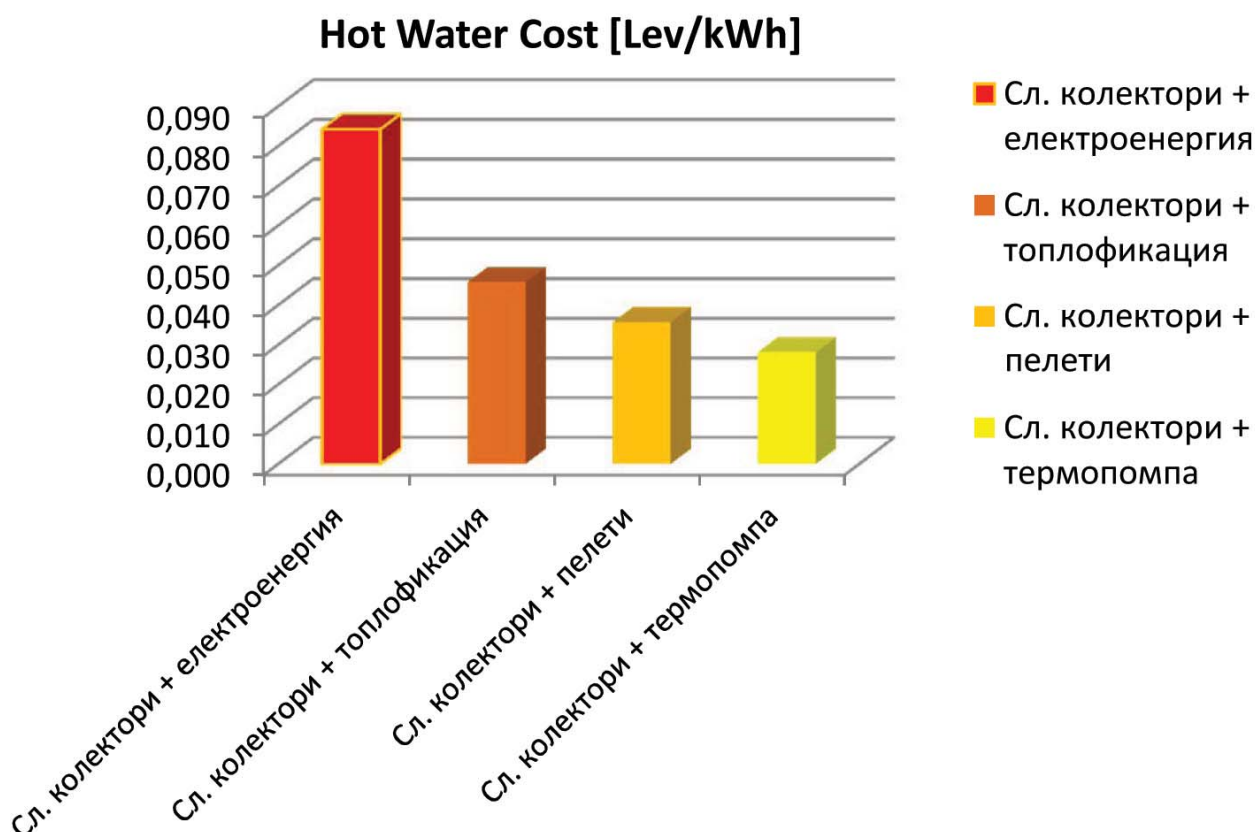
течно гориво-нафта;

2. Група със средни разходи за отопление – централизирано топлоснабдяване от „Топлофикация София“ ЕАД, отопление с природен газ и отопление с биомаса – пелети или дървесен чипс;

3. Група с ниски разходи – термопомпени системи типове „въздух-вода“, „въздух-хладилен агент“(VRF/VRV) и „вода-вода“ или геотермални системи.

По отношение на сравненията по-горе прави впечатление, че цената на централизираното топлоснабдяване е сравнително висока спрямо останалите в групата на средните цени, докато в комбинация с използване със слънчева енергия цената се редуцира с повече от 50%.

На следващата фигура е показано сравнение на специфичните разходи за снабдяване с топла вода за битови нужди с използване на слънчева термична инсталация с четири различни върхови източници на енергия.



От графиката може да се направи извода, че може да се използва значително по-евтина топла вода при върхово доподгряване с абонатна станция към ТЕЦ, биомаса и термопомпи.

Енергийна политика

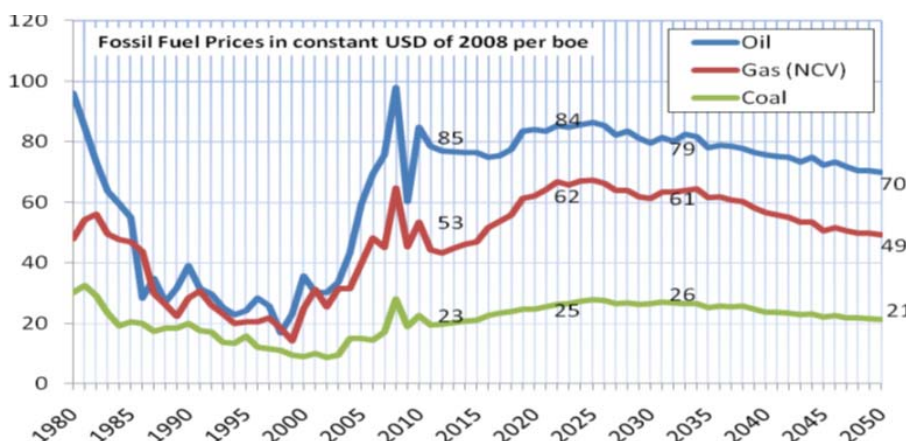
Тенденцията на изменение на цените на енергоносителите и енергията зависи до голяма степен от европейската енергийна политика през 2050 г.

На горната графика е показан прогнозен сценарий на ЕК за динамиката на цените на изкопаемите горива с хоризонт 2050 г. (Документ на ЕК „EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS TRENDS TO 2050. REFERENCE SCENARIO 2013“, представляващ актуализация на предходните прогнозни сценарии за развитие на енергийните системи). От представената графика на прогнозния сценарий на ЕК за енергоносителите може да се направи извода, че в дългосрочен план цените на течните горива и природния газ ще бъдат относително постоянни с тенденция на бавно, устойчиво понижение. Цените на твърдите горива практически ще се запазят постоянни (спад с около 0,25% средногодишно за период от 35 години).

Референтният сценарий 2013 включва всички задължителни цели, определени в законодателството на ЕС по отношение на развитието на възобновяеми енергийни източници и намаляване на парниковите емисии, както и най-новото законодателство за насърчаване на енергийната ефективност.

Основните тенденции в енергийната политика за развитието най-вече на електро-енергетиката на ЕС са:

- оптимистични прогнози за цените на природния газ – това означава стабилна перспектива пред газифицираните топлофикационни предприятия с когенерация;
- ядрените технологии поскъпват, а слънчевите поевтиняват;
- ВЕИ с 50% дял в произведената електрическа енергия;
- цените на емисиите CO₂ – до 100€/тон през 2050 г.;



- утрояване на БВП със същата енергия;
 - намаляване на стойностите на важния индикатор енергийна интензивност;
 - електрификация на бита и повече енергия за охлаждане;
 - вятърната енергия замества въглищата като ресурс за електропроизводство;
 - неорганичните горива – с над 2/3 дял в електропроизводството;
 - цените на електроенергията за промишлеността – ниски, за домакинствата – високи;
 - трикратно намаляване на въглеродната интензивност на електропроизводството;
 - транспортът – с най-голям относителен дял на CO₂ емисии през 2050г.
- За да се оцени очакваното влияние върху цената на ел. енергията у нас, е необходимо да се вземе предвид т.нар. енергиен микс или структурните особености на енергийната ни система – в следващата таблица:

Структура (микс) на енергийното производство в България, 2013г. [EVN]

Енергиен източник	МВтч	%
АЕЦ „Козлодуй“	2 954 020	37,08%
Кондензационни топлоелектрически централи (ТЕЦ) използващи гориво въглища	2 283 362	28,65%
Комбинирани ТЕЦ използващи гориво въглища	410 470	5,15%
Комбинирани ТЕЦ използващи гориво природен газ	634 653	7,96%
Вятърни електроцентрали	230 886	2,90%
Фотоволтаични централи	341 997	4,29%
Водоелектрически централи (ВЕЦ)	1 041 809	13,07%
ВЕИ на биомаса	13 619	0,17%
Закупена електроенергия от балансиращия пазар-излишък	58 256	0,73%

В таблицата на енергийния микс се вижда, че топлофикационните централи с комбиниран цикъл на природен газ и въглища са общо около 13% от общото енергийно производство.

От показаната структура на енергопроизводството се вижда, че върху миксираната цена на ел. енергията влияят основно атомната енергия АЕЦ (със сегашна ниска цена) с най-голям относителен дял, термичните централи на въглища ТЕЦ (със сегашна висока цена), ВЕЦ и ТЕЦ с комбиниран цикъл на природен газ (със сегашна ниска цена).

За да оценим влиянието на върху общата цена на енергията у нас, в долната таблица

е показан възможен сценарий как биха се отразили европейските тенденции на динамиката на цените на енергоносителите в краткосрочен (2020 г.) и дългосрочен план (2050 г.).

Прогнозно повишение/понижение, %

Енергоизточник	Отн. дял, %	2020	Отн. дял, %	2050	Отн. дял, %
Атомна енергия	37,1	2,9	1,1	20,3	7,5
ТЕЦ на въглища	33,7	4,3	1,4	-8,7	-2,9
ТЕЦ на природен газ	8,0	13,2	1,1	-7,5	-0,6
Вятърни централи	2,9	0,0	0,0	-10,0	-0,3
Фотоволтаични централи	4,3	-25,7	-1,1	-61,7	-2,7
ВЕЦ	13,1	1,7	0,2	12,0	1,6
Биомаса	0,2	6,0	0,0	28,0	0,1
Закупена ел. енергия	0,7	13,2	0,1	20,3	0,1
	100,0		2,8		2,8

Ако допуснем, че относителните дялове в енергийния микс се запазят, изчислените стойности на общото повишение на цената на ел. енергията в краткосрочен и дългосрочен план е много плавно – до 5 години се повишава с до 3%, а след цели 35 години повишението е със същата стойност, тенденцията е със значително забавяне поради пазарните особености на енергоносителите в европейски контекст.

Описаните по-горе обстоятелства и данни показват, че:

- няма особени причини да се очаква значително повишение в дългосрочна перспектива на цената на електроенергията у нас, процесът на повишението ще бъде плавен, съизмерим със средногодишния процент на инфлация;
- твърде вероятно е предимно с политически мерки в бъдеще да се променят тарифите на цените на електроенергията по сектори, като цената за населението ще бъде осезаемо по-висока в сравнение с тази за промишлеността и услугите;
- преференциалната политика по отношение на ВЕИ ще се реализира чрез индиректни стимули и корективи, най-вероятно чрез данъчни и административни предимства за инвестиции в тази сфера;
- с приоритет ще се ползват технологии за енергоснабдяване с ниски и нулеви въглеродни емисии.

Актуално състояние на българския пазар на термични слънчеви инсталации

Първите колективни термични слънчеви инсталации започват да се проектират и инсталират в началото на 80-те години на XX-ти век с основаването в София на Научно-

производствен и стопански комбинат „Нови енергийни източници“, както и с помощта на Централна лаборатория по слънчева енергия към Българската академия на науките (БАН) по опитни изпитания на различни слънчеви колектори – българско производство.

В Разград започна и промишлено производство на плоски едноостъклени слънчеви колектори за топла вода с алуминиеви профили, окомплектоване с помпени групи, бойлери, автоматика. Първите многоколекторни слънчеви инсталации за топла вода започнаха да се монтират на хотели по Черноморските курорти. От тогава до днешни дни слънчевите термични технологии за топла вода и отопление в Европа и България са вече много добре познати и приети от различните групи инвеститори и населението като доказано средство за постигане на големи икономии на енергия за топла вода и, в по-малка степен, за отопление. На българския пазар могат да бъдат намерени качествени слънчеви колектори, бойлери, помпени модули, както местно производство, така и внос от Европа и съседна Турция.

Цените на един плосък колектор 2 m² със селективен абсорбер варират в широки граници - от 500 до 1200 – 1300 лева в зависимост от производителя, техническите показатели и качеството и дълготрайността на материалите и гаранционния срок.

С годините и напредването на технологиите колекторите, като основен елемент от слънчевата инсталация, принуждават производителите да повишават качеството и дълготрайността им. Високите класове плоски слънчеви колектори вече могат да функционират без особени проблеми над 20, дори 30 години.

Възможности за финансиране на проекти с използване на слънчева термична енергия като ВЕИ

Подходящи източници за финансиране на проекти, използващи слънчева енергия/ ВЕИ, са:

- заеми от търговски банки;
- безвъзмездни помощи, предоставяни от екологични фондове, в частност от Предприятието за управление на дейностите по опазване на околната среда и Националния доверителен екофонд, в т.ч. и безлихвени заеми;
- заеми при облекчени условия и/или гаранции, предоставяни от един бъдещ специализиран фонд за насърчване на производството на възобновяема енергия; финансов лизинг на оборудване, предоставен обикновено от доставчик, изпълняващ проекта “под ключ”;
- заеми от международни банки, най-често при наличие на допълнителни финансови

механизми, напр. кредитни линии за проекти, използващи ВЕИ, които могат да бъдат съчетани с безвъзмездна помощ;

- насърчителни финансови схеми с по-широк обхват, като гъвкавите механизми на Протокола от Киото и по-специално механизма „съвместно изпълнение“;
- Българския фонд за енергийна ефективност и ВЕИ;
- държавни и общински бюджетни средства;
- договори с гарантиран резултат/ЕСКО договори;
- комбинация от схеми по търговия с бели/зелени сертификати, нисколихвени заеми от междудържавни специализирани фондове, мостово кредитиране;
- други източници на финансиране.

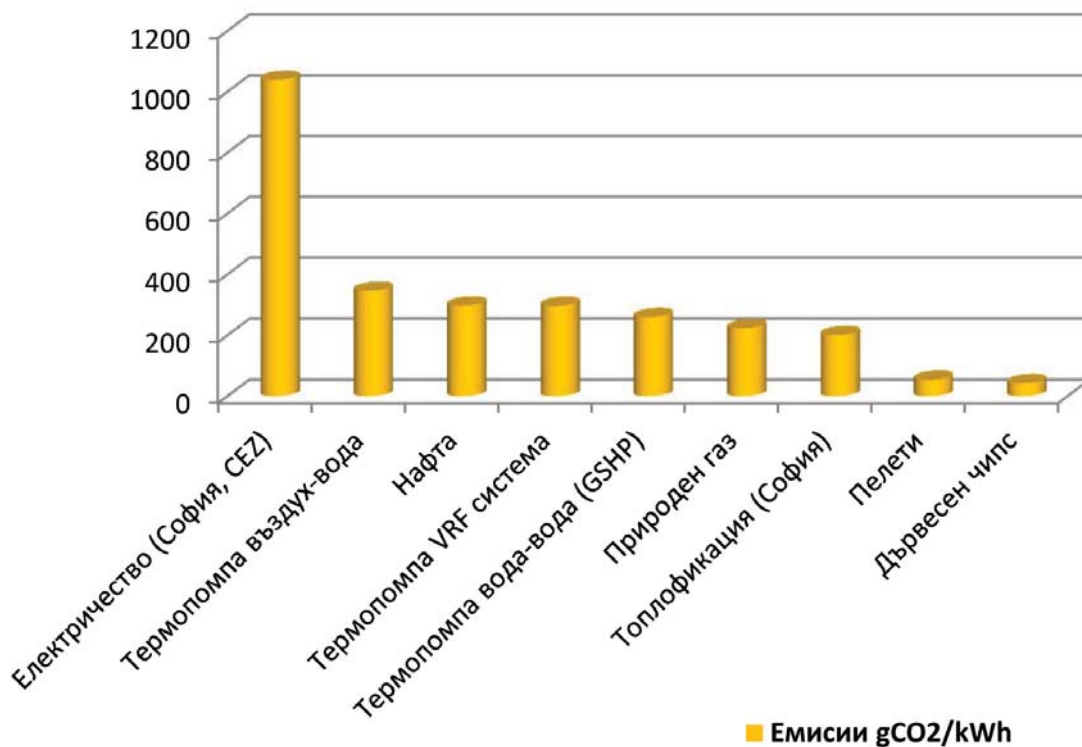
Екологични аспекти

В следващата таблица са показани разгледаните по-горе начини за отопление и подгряване на топла вода и специфичните емисии на въглероден диоксид при потреблението на 1 kWh енергия, а на фигурите по-долу - съответно графиките на съотношенията при отопление и подгряване на топла вода за битови нужди.

ОТОПЛителНА СИСТЕМА & ЕНЕРГИЕН ИЗТОЧНИК	Емисии	COP	Емисии	Сравнение
	gCO ₂ /kWh	%	gCO ₂ /kWh	%
Електричество (София, CEZ)	1039	100	1039	100,0
Термопомпа въздух-вода	1039	300	346	33,3
Нафта	253	85	298	28,6
Термопомпа VRF система	1039	350	297	28,6
Термопомпа вода-вода (GSHP)	1039	400	260	25,0
Природен газ	201	90	223	21,5
Топлофикация (София)	201	100	201	19,3
Пелети	43	80	54	5,2
Дървесен чипс	32	75	43	4,1
ТОПЛА ВОДА	Емисии	Икономии	Емисии	Comparison
Сл. колектори + електроенергия	1039	55	468	45,0
Сл. колектори + термопомпа	1039	55	156	15,0
Сл. колектори + топлофикация	201	55	90	8,7
Сл. колектори + пелети	43	55	19	1,9

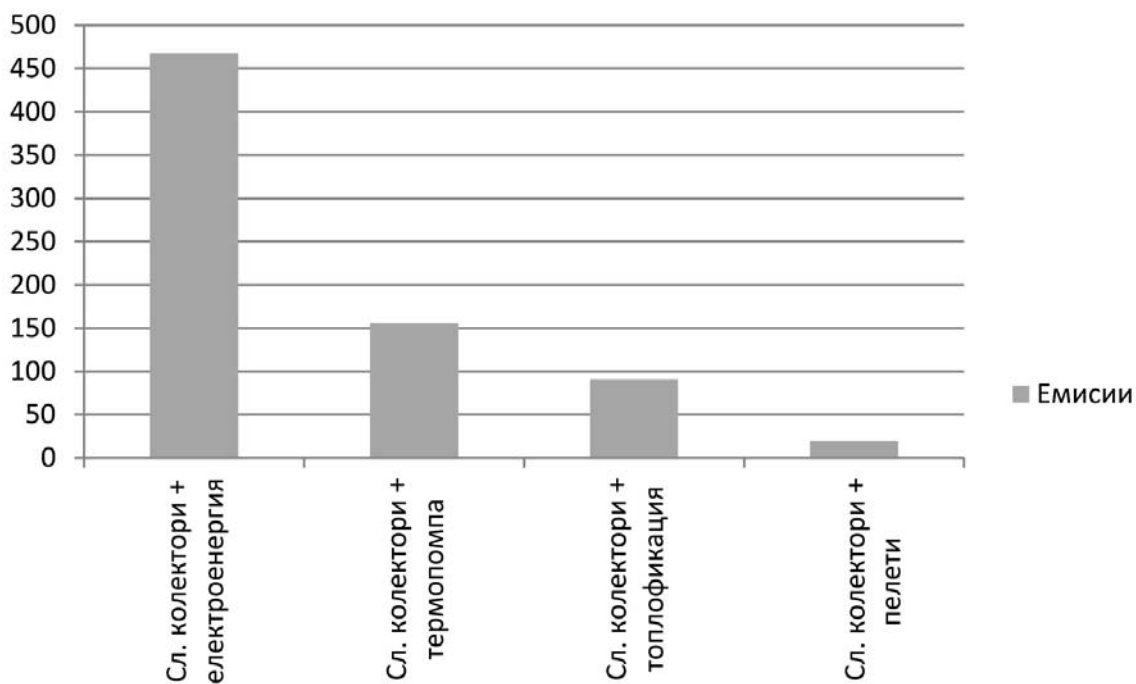
Специфични емисии на въглероден диоксид за системи на отопление

Емисии gCO₂/kWh ОТОПЛЕНИЕ



Специфични емисии в [gCO₂/kWh] при различни системи на отопление

Емисии gCO₂/kWh ТОПЛА ВОДА



Специфични емисии на въглероден диоксид
при системи за топла вода – битови нужди

От таблицата и двете графики по-горе могат да бъдат направени следните изводи:

- директното използване на електроенергия за отопление и загряване на топла вода е най-скъпият и най-неекологичен начин;
- отоплението с биомаса в комбинация със слънчева енергия за отопление и производство на топла вода са най-природосъобразните инженерни решения;
- всички отоплителните системи с изключение на директното ел. отопление и биомасата имат съпоставими емисии, като измежду тях с най-ниски емисии са топлофикация, природен газ и геотермално термopомпено отопление;
- при системите за топла вода – битови нужди, от екологична гледна точка върховият подгрев с електрически нагреватели е решение, което следва да бъде избягвано;
- комбинирането на топлофикация и слънчева енергия от екологична и социална гледна точка е много атрактивен и устойчив модел на топлоснабдяване в дългосрочна перспектива.

Социални аспекти на централизираното топлоснабдяване от топлофикационни дружества

Топлата вода за битови нужди

В текущия процес на подобряване на енергийната ефективност на съществуващите жилищни и обществени сгради, присъединени към топлопреносните мрежи за централизирано топлоснабдяване, дялът на битовата топла вода постепенно се откроява все повече на фона на намаляването на годишния дял на отоплението. Това на практика означава, че потребителят на топлинна енергия все повече ще насочва вниманието си към разходите за топла вода в продължение на годината.

От друга страна, полезната слънчева енергия (kWh/m²) произведена и доставена от една слънчева термична инсталация при климатичните особености на България, е в съотношение 10-20% през зимата и 80-90% от м. април до м. ноември, следователно преобладаващата част от слънчевия енергиен добив в района на дадена градска топлофикационна мрежа би могло да се използва за директно производство на топла вода. В зависимост от конкретните условия на дадена топлофикационна система (графици на топлопотребление, налична подходяща площадка и пр.), слънчевата енергия е възможно да бъде сезонно акумулирана и използвана впоследствие и за отопление в зависимост от капацитета на акумулация и интензитета на топлопотребление през есента и зимата.

За да се оцени слънчевия енергиен принос към разходите за топла вода в жилищния сектор, в рамките на този проект е създаден калкулатор, чрез който при настоящото ниво на цените на топлинна енергия може да се определи колко би струвала топлата вода на едно семейство без и със слънчева енергия.

В дадения пример, при нормативните 120 литра гореща вода с температура от 60°C на човек на ден, за 4 членно семейство, за 12 месеца и при 50% енергиен дял на слънчевата инсталация, са изчислени разходите за топла вода при три нива на сегашните цени на топлоснабдяване – минимални – гр. Козлодуй, средни за страната и най-високите - в София.

КАЛКУЛАТОР ЗА ЦЕНАТА НА ТОПЛАТА ВОДА ОТ СЛЪНЧЕВА ТОПЛОФИКАЦИЯ В БЪЛГАРИЯ							
брой хора	л/ден топла вода	брой дни	л/месец топла вода	температура на топлата вода, °C	температура на студената вода, °C	енергия	месеци
4	120	30,42	14601,6	60	10	848,9	12
1 EUR = 1,95583 лева (BGN)						kWh/месец	
						0,849	Легенда:
						MWh/месец	Изчислена
							стойност
Слънчева топлофикация			слънчев дял, %	Слънчева топлофикация			Изчислена
min	average	max	50	min	average	max	стойност
Козлодуй	България	София	< цена >	Козлодуй	България	София	
23,62	40,03	48,27	EUR/MWh	46,20	78,30	94,41	Lv/MWh
20,05	33,99	40,98	EUR/месец	39,22	66,47	80,15	лв./месец
241	408	492	EUR/година	471	798	962	лв./година
10,03	16,99	20,49	EUR/месец	19,61	33,23	40,07	лв./месец
120	204	246	EUR/година	235	399	481	лв./година

От анализирания пример с калкулатора може да се види, че при сегашното ниво на цените на топлинната енергия, едно 4-членно семейство може да спести около 2000 EUR за 10 години от разходите си за топла вода.

Социалната тежест на разходите за отопление и топла вода при централизирано топлоснабдяване

От социална гледна точка е интересно да се оцени какъв дял от бюджета на едно домакинство са разходите за топлинна енергия. В таблицата по данни от Националния статистически институт (НСИ) са дадени средномесечните приходи на един работещ за първите 6 месеца на 2015г. Стойностите са посочени по райони, като приходите са осреднени за всеки месец.

**НСИ - СРЕДНА МЕСЕЧНА ЗАПЛАТА НА НАЕТИТЕ ЛИЦА
ПО СТАТИСТИЧЕСКИ РАЙОНИ И ОБЛАСТИ ПРЕЗ 2015 ГОДИНА**

Месеци	I	II	III	IV	V	VI	Средно
Северозападен район	671	671	694	714	718	701	695
Северен централен район	678	670	699	711	707	699	694
Североизточен район	747	743	776	786	766	750	761
Югоизточен район	754	759	793	779	785	750	770
Югозападен район	1 067	1 030	1 091	1 123	1 071	1 081	1 077
Южен централен район	684	681	709	716	712	720	704
Средно за страната	707	705	734	741	738	724	783

В следващата таблица е направен анализ на относителния дял на годишните разходи за отопление и топла вода на едно 4-членно домакинство от двама работещи за жилище с РЗП 80м².

Показател	Средна заплата	Домакинство	Годишно	ДГ	Тз	Qос	Qтв.л	Qгод.	Цена	Разход	Отн. дял
Район	лева	лева	лева	-	°C	kWh	kWh	MWh	лв./MWh	лева	%
Северозападен район	695	1 390	16 676	2 700	-17	9 828	10 188	20,0	91,02	2 186	13,1
Северен централен район	694	1 388	16 656	2 600	-17	9 464	10 188	19,7	70,21	1 656	9,9
Североизточен район	761	1 523	18 272	2 800	-17	10 192	10 188	20,4	84,20	2 059	11,3
Югоизточен район	770	1 540	18 480	2 500	-14	8 509	10 188	18,7	87,35	1 960	10,6
Югозападен район	1 077	2 154	25 848	2 700	-16	10 109	10 188	20,3	82,52	2 010	7,8
Южен централен район	704	1 407	16 888	2 500	-15	8 259	10 188	18,4	83,49	1 848	10,9

От изчисленията може да се види, че за различните райони в България годишният разход на енергия за топла вода е равен или по-голям от този за отопление.

Относителният дял на годишните разходи за отопление и топла вода при централизирано топлоснабдяване варира от 8 до 13%.

При наличие на слънчева инсталация като допълващ енергиен източник, енергийните разходи за отопление и топла вода биха се редуцирали с над 30%.

Законова основа и нормативна уредба, организации

Цялостната дейност за централизирано топлоснабдяване и възобновяеми енергийни източници се регламентира от:

Законали, касаещи енергийните ресурси и енергията, национална енергийна стратегия и краткосрочни планове за действие, държавен регулаторен орган, специфични наредби (подзаконови актове), норми и правила, стандарти, асоциации на производители и доставчици на топлинна енергия, специфични наредби на топлофикационните дружества, асоциация на фирмите за топлинното счетоводство, асоциация на потребителите на енергия, както и комисиите в парламента, свързани с енергетиката.

Основната законова база включва:

- Национална Енергийна стратегия;
- Закон за Енергетика;
- Закон за възобновяеми и алтернативни енергийни източници и Биогорива (ЗВАЕИБ);
- Наредби, свързани със ЗВАЕИБ;
- Закон за енергийна ефективност (ЗЕЕ);
- Наредби, свързани със ЗЕЕ;
- други свързани нормативни актове като: Наредба № 16 – 334, третираща услугите за доставка на топлинна енергия и Наредба за регулиране цените на топлинна енергия при доставката ѝ.

Ключова институция на пазара на топлинна енергия е Комисията за енергийно регулиране, която е политически независим орган. Комисията за енергийно регулиране извършва следните основни дейности:

- издава лицензи;
- упражнява контрол;
- регулира цените;
- определя правилата на пазара на енергия (електроенергия, топлоенергия, пр. газ);
- издава сертификат за произход за електрическата енергия, произведена от ВЕИ;
- решава спорове между страните-участници на пазара до 5MW инсталирана мощност за производство на топлоенергия и електроенергия.

Производството на топлинна енергия се извършва от енергийно предприятие, получило лиценз за тази дейност.

По-важните подзаконови нормативни актове, свързани с изпълнението на ЗЕ са:

- Наредба № 16 - 27 от 22.01.2008 г. за условията и реда за извършване на оценка за наличния и прогнозния потенциал на ресурса за производство на енергия от възобновяеми и/или алтернативни енергийни източници;
- Наредба за топлоснабдяването;
- Наредба за лицензиране на дейностите в енергетиката;
- Наредба № 6 от 9 юни 2004 г. за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи;
- Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия;

- Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия;
- Наредба за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници;
- Наредба за регулиране на цените на топлинната енергия;

Законът за ВЕИ, АЕИ И биогорива:

- насърчава развитието и използването на технологии за производство и потребление на енергия, произведена от ВЕИ и АЕИ и потреблението на биогорива;
- насърчава диверсификацията на енергийните доставки;
- повишава капацитета на малките и средните предприятия, производителите на енергия от ВЕИ и АЕИ и производителите на биогорива;
- създава условия за постигане на устойчиво развитие на местно и регионално ниво;
- насърчава опазването на околната среда.

В. ТЕХНИЧЕСКА, ПРАВНА И ИКОНОМИЧЕСКА АДАПТАЦИЯ КЪМ БЪЛГАРСКИТЕ УСЛОВИЯ

Решения за техническа адаптация

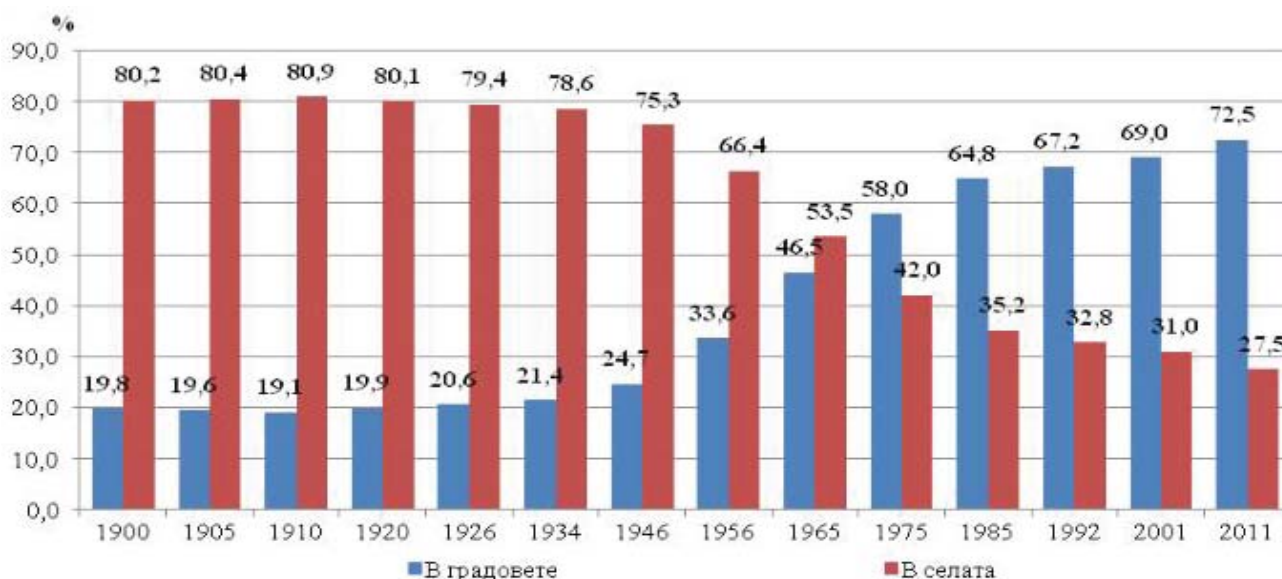
Съществените условия в контекста на гореизложените анализи, които се очертават като определящи за успешна техническа адаптация на концепцията за Слънчева топлофикация са:

- адекватен енергиен одит и висок слънчев енергиен потенциал;
- оценка за наличен потенциал за енергийно производство от биомаса като топлинен източник при изграждане на нови централи;
- наличие на изградена газоснабдителна мрежа като съществуващ топлинен източник или като основен топлоизточник (CHP) при изграждане на нови слънчеви централи;
- продължителност на отоплителния сезон (денградуси);
- социален статус на енергийните потребители;
- плътност на сградния фонд/населението, респективно плътност на топлинните товари, MW/ха;
- динамика на годишната и сезонна населеност в т.ч. и приходящи обитатели;
- съотношение на товарите за топла вода и за отопление;
- съотношение на товарите на жилищните сгради към тези на обществените;
- наличие на висока степен на замърсеност на въздушната среда;
- специфични изисквания/политики, наложени от местната власт, за висока чистота на въздушната среда;
- техническа и регулаторна подкрепа от държавните и местните власти в цялостния процес на реализация на проекти за Слънчева топлофикация;
- партньорство и техническа подкрепа от местните топлофикационни дружества;
- голяма социална тежест на разходите за отопление и топла вода;
- наличие на подходящи държавни или общински терени – площадки - за колекторните полета в близост до топлофикационни мрежи или централи;
- наличие на сграден фонд със съвременна качествена топлоизолация и дограми (за съществуващи и нови слънчеви централи и мрежи);
- наличие на изградени водни отоплителни инсталации в сградите – обект на проекта, или осигурено финансиране за изграждане на нови;

- наличие на изградена инсталация за топла вода в сградите – обект на проекта, или осигурено финансиране и изпълнение на нова;
- наличие на функционираща топлофикационна централа и топлоснабдителна мрежа;
- наличие на технологическа възможност на топлофикационната централа да премине на по-нискотемпературни графици на отопление;
- наличие на конкурентна среда по отношение на предлагането на топлинна енергия на атрактивни цени;
- достъпни на местния или европейски пазар слънчеви колектори и материали и съоръжения за слънчеви акумулатори с високи показатели за енергийна ефективност, дълготрайност и цена, пригодена за условията на българския пазар и жизнен стандарт;
- налични на местно ниво технологии, експертни знания и капацитет на обучени консултантски, проектантски и проект- мениджърски екипи, общински енергийни мениджъри и специалисти по управление и поддръжка от топлоснабдителните предприятия за цялостна реализация на проекти за Слънчева топлофикация.

Към кои райони и населени места би следвало да се насочи вниманието за реализация на концепцията за слънчеви топлофикационни централи?

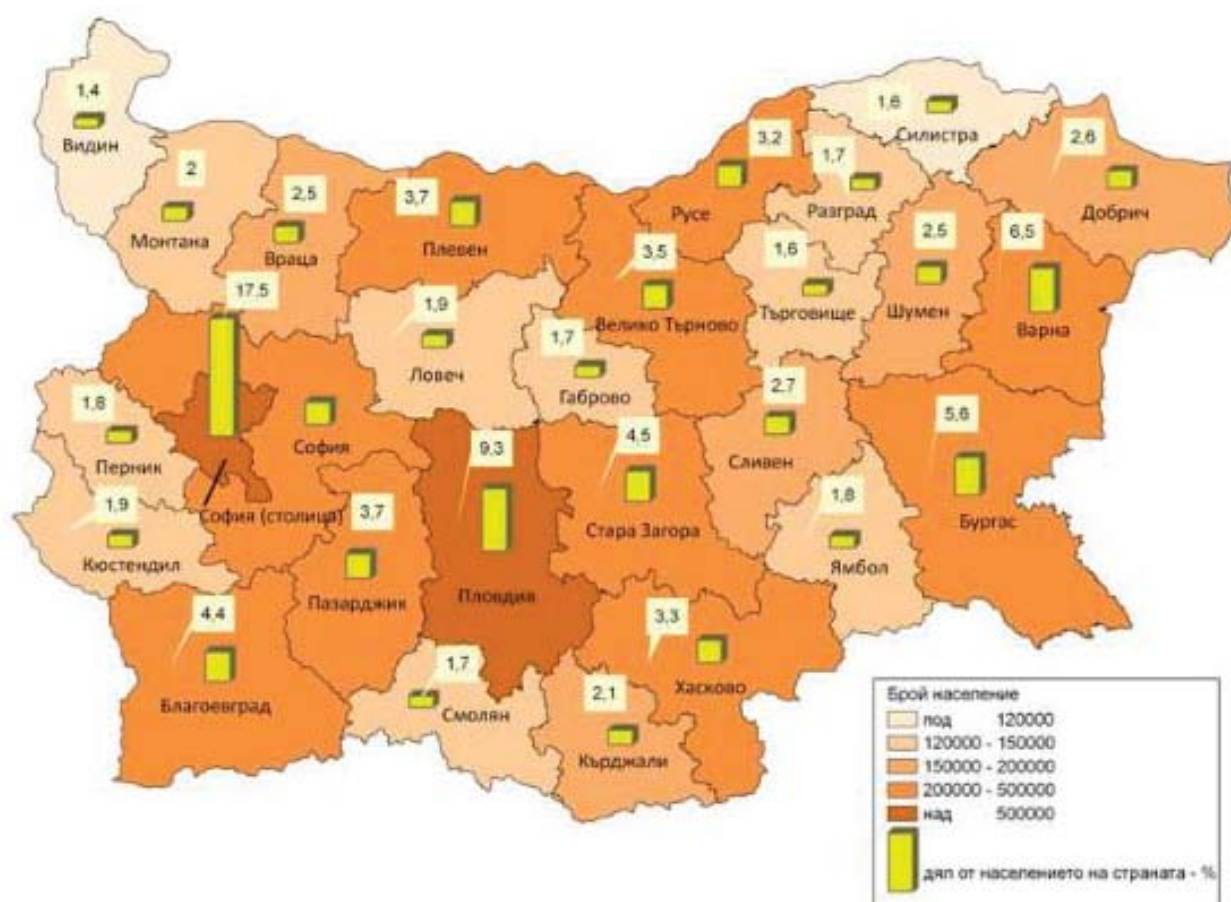
За отговор на този въпрос е показателно да се оцени моментното състояние и перспективата на демографската картина в страната като структура и териториално разпределение.



Структура на населението в градовете и селата по години на преброявания за периода 1900 – 2011 година

От статистиката на преброяванията през годините се вижда, че се запазва тенденцията на увеличаване на относителния дял на градското население и намаляване на населението в селата. В тази връзка, за постигане на най-голям социален ефект за страната като цяло, проектите за Слънчева топлофикация би следвало да се насочат към градовете, които, с оглед на изброените по-горе критерии, могат да бъдат разграничени по приоритет в три групи за етапна реализация.

За целта, следващата карта дава представа за териториалното разположение и концентрацията на населението в градовете.



Население към 1.02.2011 г. по области и относителен дял на населението на областите от общото за страната

Най-висока е концентрацията на населението в градовете с изградени топлофикационни системи като София, Пловдив, Варна, Бургас, Русе, Плевен.

Втора по значимост е групата градове също с изградени топлофикационни мрежи, но със значително по-малко жители/абонати като Враца, Сливен, Шумен, Перник, Габрово, Разград.

От градовете без централизирано топлоснабдяване, от гледна точка на слънчев енергиен потенциал и плътност на топлинните товари, интерес представляват Благоевград,

Хасково, Стара Загора, Добрич, Силистра, Кюстендил, както и по-малките градове в тези области.

Слънчевата енергия като източник на топлина за отопление и топла вода

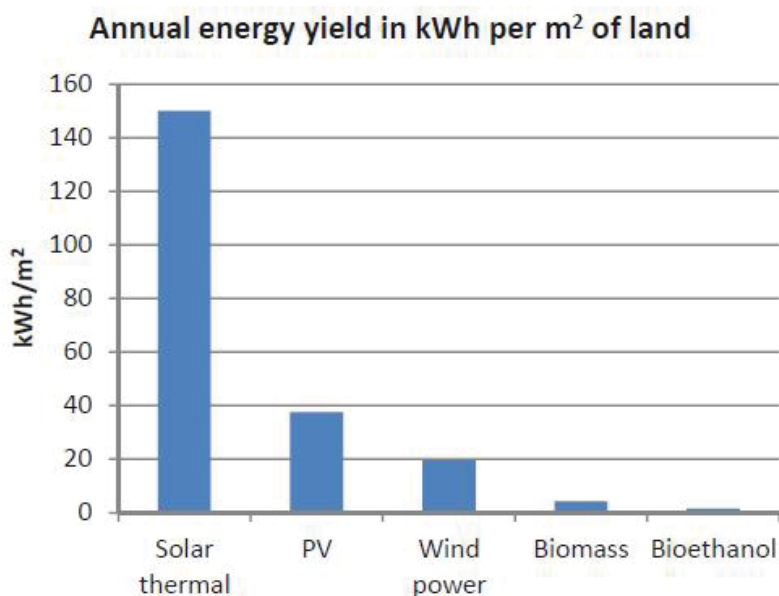
Достъпният потенциал на слънчевата енергия за даден район се определя при отчитането на редица фактори:

- неравномерното разпределение на енергийните ресурси на слънчевата енергия през отделните сезони на годината;
- физикогеографските особености на територията/населеното място;
- ограничения при строителството и експлоатацията на слънчевите системи в специфични територии, засенчване и др.;
- отчитане на степента на чистота на въздушната среда на локално и районно ниво.

Технологиите за преобразуване на слънчевата енергия в топлина със слънчеви термични колектори са вече с продължителна успешна история, широко достъпни, както и икономически приемливи. Най-разпространени са плоските колектори със селективно покритие и вакуумно-тръбните колектори.

Предимствата на слънчевите термични инсталации се заключават в произведената екологично чиста топлинна енергия; спестяват се конвенционални изкопаеми горива и конвенционални енергии; могат да се използват в райони, в които централизираните доставки на енергия и горива са затруднени.

Недостатък на слънчевите топлинни системи е, че и досега икономически не е изгодно да покриват 100% от максималния топлинен товар за дадена сграда или населено място поради високите им начални инвестиции и необходимост от заемане на големи площи. Поради тези причини, слънчевите топлинни системи се комбинират с други допълващи енергоизточници. От друга гледна точка обаче, от повечето БЕИ слънчевите термични

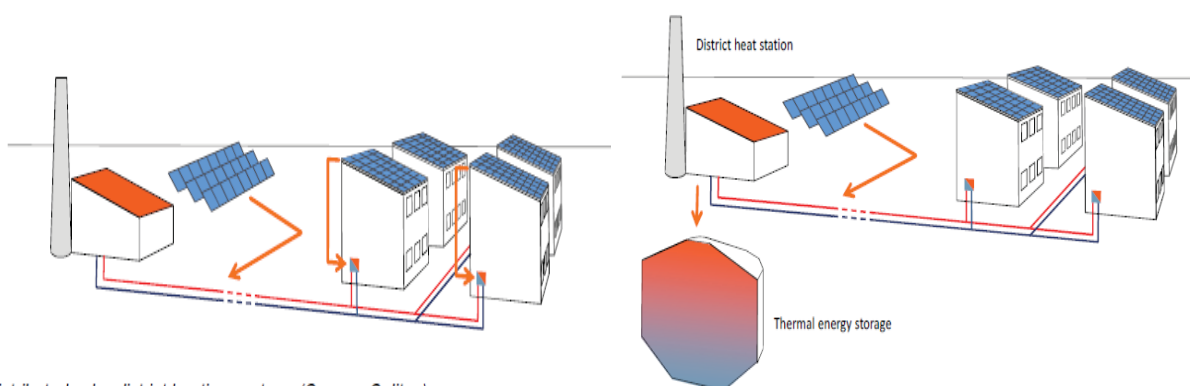


инсталации имат сравнително най-висок специфичен енергиен добив от единица заета земна площ (годишен топлинен добив/площ) – показано на фигурата, характерна за Северна Европа:

В Европа основни водещи страни в технологиите на Слънчевите топлофикации са Дания, Германия, Швеция, Австрия.

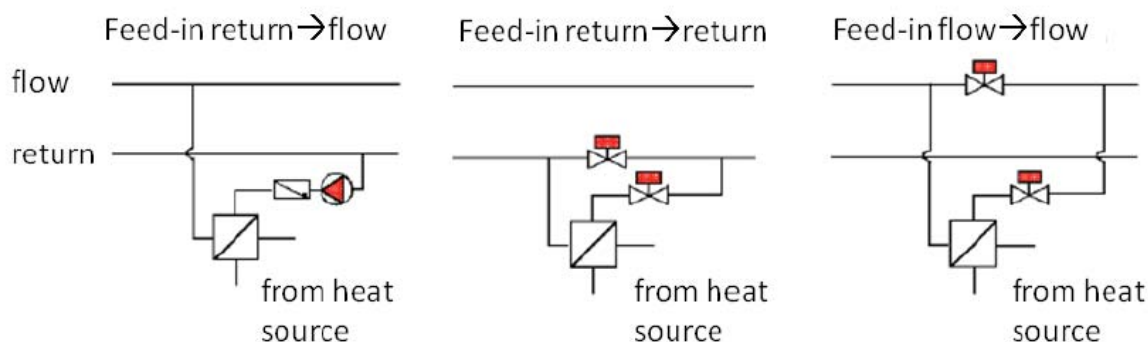
Основните принципни схеми на слънчевите топлофикационни централи са две:

Т.нар. Разпределителна слънчева система или директно подаване на слънчева топлинна енергия и Слънчева система с акумулация – съответно на първата и втората фигури:



Distributed solar district heating system. (Source: Solites)

Принципните схеми на хидравлическа и топлинна интеграция на слънчевите термични системи са три, съгласно показаните по-долу схеми:



И при трите схеми, топлинният трансфер от слънчевата към топлофикационната система, е индиректен чрез пластинчати толообменници и съответните циркуляционни помпи.

В зависимост от температурните нива и температурните графици на топлофикационната и слънчеви системи през отоплителния сезон и летния период за подгрев на битова вода, се прилагат схемите:

Схема А: Захранване Връщаща към Подаваща

Схема В: Захранване Връщаща към Връщаща

Схема С: Захранване Подаваща към Подаваща

От техническа гледна точка, слънчевата топлинна енергия може да бъде комбинирана с всички видове горива, използвани за централизирано топлоснабдяване, но не винаги това е възможно от екологически или икономически съображения.

Себестойността или производствената цена на топлината от слънчеви топлофикационни централи е 300 евро за MWh за Северна Европа и поне 200 евро за MWh за Южна Европа. Тези стойности трябва да бъдат сравнени с другите съпътстващи производствени цени на топлина, включително и с възможните промени на общия коефициент на полезно действие на интегрираните топлинни системи.

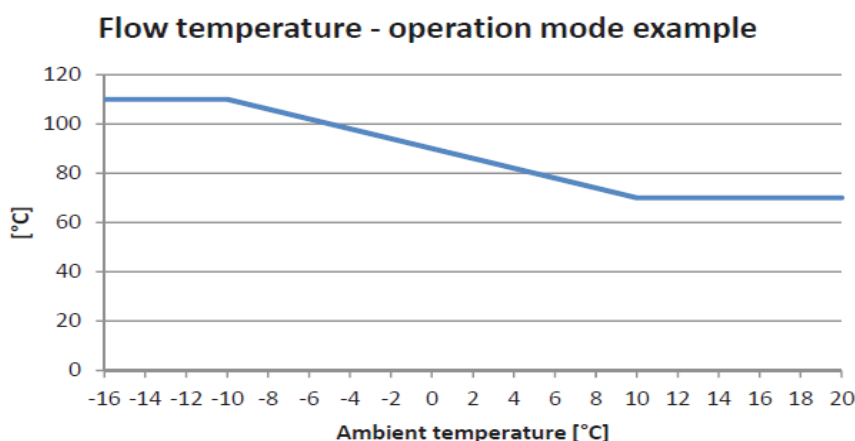
Температурите на водата в подаващата тръба

Температурата на водата в подаващата тръба е най-важният параметър при проектирането на дадена топлопреносна мрежа.

Опитът в Европа показва, че температура от 90 °C е практиката при тръбни мрежи с малки топлинни разширения и температура, по-висока от 110 °C, при топлопреносни мрежи с големи топлинни разширения.

Минималната температура на подаващата линия нормално трябва да е по-висока от 70 °C, имайки предвид и големината на неизбежните топлинни загуби, както и предпазни мерки за избягване развитието на бактерията Легионела при подгряване на топла вода за битови нужди (когато се прилага метода на пастьоризация, виж методите описани по-долу).

Температурният график на подаващата тръба се определя за максималния-минималния (+12 °C за България) топлинен товар и зимната изчислителна температура за дадено



населено място. Примерен топлинен график на подаващата линия е показан на следващата фигура за максимален товар при -16 °C (напр. за София).

Температурите на водата във връщащата тръба

Определянето на температурата на връщащата тръба се предполага да бъде максимум 40-45 °C (и 50-55 °C за БГВ). За да се осигури икономически изгодно топлоснабдяване, температурата на връщане не би трябвало да се отклонява от тези ограничения. Колкото по-ниска е температурата на връщащата тръба, толкова по-висока е ефективността на топлофикационната система.

Оразмеряване на тръбните диаметри

Следващата таблица може да бъде използвана за определяне на тръбните диаметри. При известни температурна разлика и топлинен товар, номиналният диаметър може да бъде определен лесно.

Падът на налягане е приет за 2 mbar/m тръба (4mbar/m трасе). Диаметрите са на стоманени тръби по DIN 2458/EN253.

Nominal diameter	Outside diameter [mm]	Inside diameter [mm]	Flow rate [m/s]	Δp [mbar/m]	Δt [K]		
					70	60	40
					Q_{max} [kW]	Q_{max} [kW]	Q_{max} [kW]
DN 15	21.3	17.3	0.48	2.1	33	28	19
DN 20	26.9	22.9	0.58	2.1	70	60	40
DN 25	33.7	29.7	0.68	2.04	139	119	79
DN 32	42.4	37.8	0.80	2.06	264	226	150
DN 40	48.3	43.7	0.88	2.06	380	330	220
DN 50	60.3	55.7	1.02	2.03	730	620	410
DN 65	76.1	70.9	1.20	2.07	1 390	1 190	790
DN 80	88.9	83.1	1.32	2.05	2 100	1 800	1 200
DN 100	114.3	107.9	1.55	2.04	4 160	3 570	2 380
DN 125	139.7	132.5	1.77	2.06	7 170	6 150	4 100
DN 150	168.3	160.3	2.00	2.08	11 860	10 170	6 780
DN 200	219.1	210.1	2.35	2.06	23 950	20 530	13 680

Изменение на скоростите на водата в съществуващите топлопреносни мрежи при промяна на топлинните товари след саниране на сградите

В следващата таблица е показан пример за една съществуваща топлопреносна мрежа с първоначален максимален товар 18MW и температури на подаваща/връщаща

140/70°C с диаметър Ду200.

Прието е, че топлинният товар след подобряване на топлинните изолации на сградите се е редуцирал с 33 и 50%.

Товари	Разлика товари	Диаметър EN253	Тпод.=	Твр.=	Темп. разлика	Дебит	Скорост	Разлика скорост
MW	%	DN	°C	°C	°C	m³/h	m/s	%
18	100,0	200	140	70	70	221,1	1,86	100,0
12	66,7	200	110	60	50	206,4	1,74	93,3
			105	55				
			95	45				
9	50,0	200	110	60	50	154,8	1,30	70,0
			105	55				
			95	45				

Максимални зимни товари отопление и топла вода (БГВ)

Товари	Диаметър EN253	Тпод. =	Твр. =	Темп. разлика	Дебит	Скорост	Разлика скорост
MW	DN	°C	°C	°C	m³/h	m/s	%
3,6	200	70	50	20	154,8	1,30	100,0
3,6	200	65	40	25	123,8	1,0	76,9
		60	35	25	123,8	1,0	76,9
		60	30	30	103,2	0,9	69,2

Максимални летни товари за БГВ

Както бе споменато по-горе, при интегриране на слънчеви термични инсталации и за по-висока ефективност на системата, температурата на връщащата тръба трябва да бъде по-ниска. За целта са приети понижени параметри на първоначалната система 110/60°C, 105/55°C и 95/45°C при една и съща температурна разлика от 50°C. За летния режим са приети температурни разлики между 25 и 30°C.

От изчисленията скорости се вижда, при спад на товарите през зимата от 33%, скоростта на топлоносителя намалява с по-малко от 7%, а при спад на товарите от 50%, скоростта на топлоносителя намалява с 30%, но остава достатъчно висока.

През лятото, в зависимост от приетата температурна разлика, скоростта би се редуцирала между 23-30%, но в приемлив диапазон.

Поддържането на зададена температура към връщащата линия може да се гарантира надеждно с друг добавен / върхов възобновяем енергиен източник – котел на биомаса, геотермална (водна/земна) или въздушна термopомпа.

Енергията от биомаса като допълващ източник на топлина към слънчевите топлофикационни системи

Както слънчевата енергия, така и биомасата от екологична гледна точка е много атрактивна като енергоснабдяваща алтернатива поради факта, че тя е CO₂ неутрална, тоест при изгарянето ѝ се освобождава толкова количество CO₂, колкото е било погълнато преди това от въздуха при фотосинтезата ѝ.

Недостатък при изгарянето на биомаса е отделянето на емисии от фини прахови частици, но той е преодолим чрез монтиране на различни типове филтри на изходящите газове или чрез газификация на биомасата.

Когато се комбират слънчева топлинна енергия и биомаса, трябва да бъдат взети предвид две технически особености:

Котелът на биомаса има изискване за минимално натоварване. Това означава той да бъде в режим пуск/стоп когато слънчевият енергиен дял е висок, но все пак недостатъчен за изключването на котела за дълъг период. Следователно, слънчевият дял през лятото трябва да бъде близо до 100% и съответно колекторното поле трябва да позволява постигането на това енергийно покритие.

Ако системата на биомаса е с кондензация на димните газове, то котелът и слънчевите колектори трябва хидравлически да бъдат свързани в паралелна схема за повишаване и непрекъсната оптимизация на ефективността.

По отношение на емисиите от биомаса, на европейско ниво съществуват два основни документа – Европейска директива (Directive 2009/125/EC/2014) и IPPC директивата за изискваща „Най-добра разполагаема технология“ (BAT).

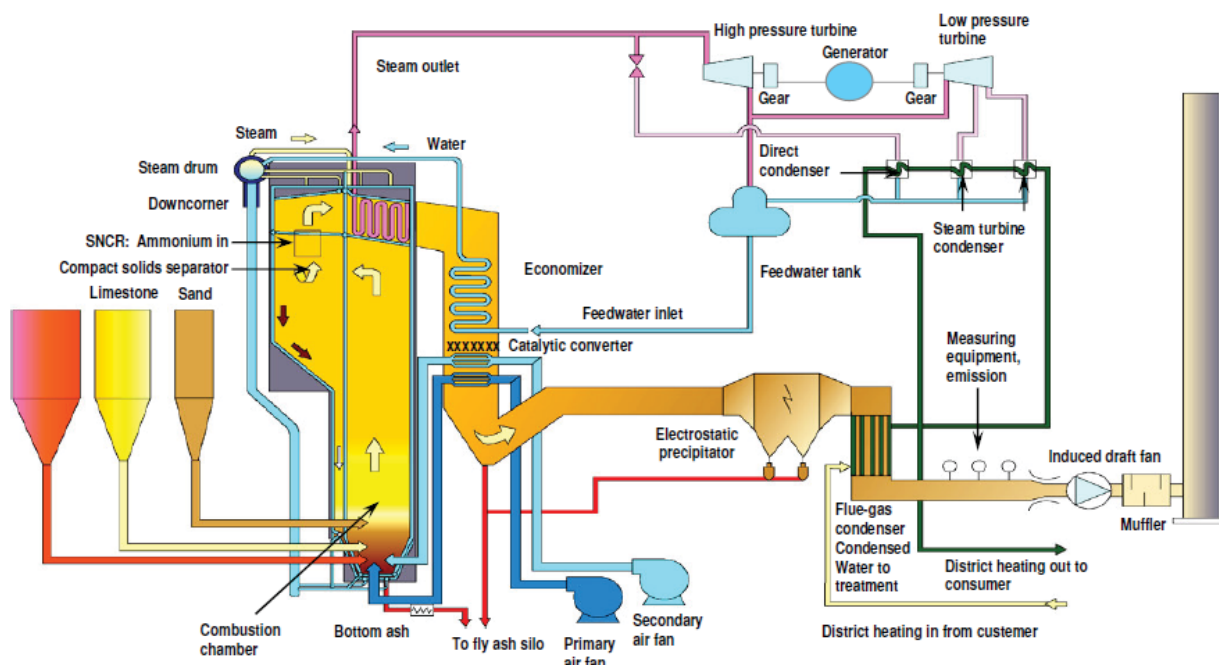
Твърдите частици в изгорелите газове от биомаса се състоят от две фракции: едната от частици при изпарение и кондензация, с размери по-малки от микрон (подмикронни частици), и фракция от по-големи частици или надмикронни частици.

При вдишване от човека, по-малките подмикронни частици могат да проникнат в алвеолите на белия дроб и поради тази причина са много опасни. Следователно, вниманието трябва да бъде насочено преди всичко към премахването на този тип вредни частици.

Съществуват доказано три типа ефективно и надеждно оборудване за елиминирането на този тип частици. Това са сух и мокър електростатичен филтър и платнен филтър.

На следващата фигура е показан тример за топлофикационна централа на биомаса

с комбинация от сухо електростатично и мокро (кондензационно) почистване на димните газове от азотни съединения и подмикронни прахови частици (ВАТ):



В България съществува голямо разнообразие от видове биомаса, но тези които представляват интерес от гледна точка на използването им за енергийни цели са:

- дървесината (дърва за огрев, отпадна дървесина от горското стопанство и горскостопанските работи и др.);
- енергийните култури:
 - бързо растящи дървесни видове – върбови, топови и др.;
 - маслодайни култури за производство на течни биогорива (слънчоглед, рапица и др.);
- селскостопанските отпадъци:
 - твърди отпадъци: от земеделски култури – слама, царевични стъбла и др.
 - течни отпадъци - животински и др.
- индустриални отпадъци:
 - твърди (хартия, талаш, стърготини – дървопреработване, мебелна промишленост, производство на строителна дограма и др.);
 - течни (от хранително вкусовата промишленост и др.).
- градските отпадъци:

- твърди (органични твърди фракции от домакинствата и търговския сектор – над 70% от нетретираните отпадъци подлежат на биологично разпадане);

- течни (отпадни води).

- утайките от пречиствателните станции.

Калоричността на различни видове биомаса, сравнена с изкопаеми горива, е дадена в следващата таблица. Данните са два вида – в лявата колона при сухо състояние, а в дясната колона при 12% влажност.

Вид на горивото	Q_{m0}	Q_{m12}	Вид на горивото	Q_{m0}	Q_{m12}
Бял бор	20,8	19,4	Слама – пшеница	15,9	15,2
Смърч	20,2	18,9	Слама – ръж	15,4	14,2
Бук	19,7	18,4	Дърв. – стърготини	16,8	15,6
Дъб	19,8	18,5	Конопен паздер	18,3	18,2
Топола	17,7	16,5	Дърв. брикети	19,5	18,0
Върба	16,7	15,3	Течно гориво	42,7	-
Кора – игл. дърв.	17,2	16	Каменни въглища	29,7	-
Енергийни трески-			Каф. кам. въглища	20,6	-
игл. дървесина при Q_{m50}	9,8				

От данните е видно, че калоричността на биомасата е два до четири пъти по-ниска от тези на изкопаемите горива, което практически означава значително по-големи площи за складирането ѝ към енергийните централи.

Какви са възможностите за използване на биомасата като допълващ слънчевите системи топлинен източник?

Дървесната биомаса обикновено се използва като суровина в процеси като изгаряне, пиролиза или газификация. Изгарянето, от своя страна, може да бъде директно, изгаряне в кипящ/циркулиращ слой, газификация или изгаряне на прахообразно гориво.

Най-често използвано в практиката е директното изгаряне в котли и пещи. Обикновено за водогрейни котли и пещи с малки мощности, изгарянето протича в горивни камери с хоризонтални, конусни, наклонени или подвижни решетки.

Газификацията е двуетапен процес. В първият етап горивото се подава с шнеков транспортър до наклонена решетка в първична камера (предкамера), където се нагрява до температура, подходяща за протичане на процеса газификация. Прегрятата и смесена с вторичен въздух дървесна газ изгаря във вторичната камера практически без

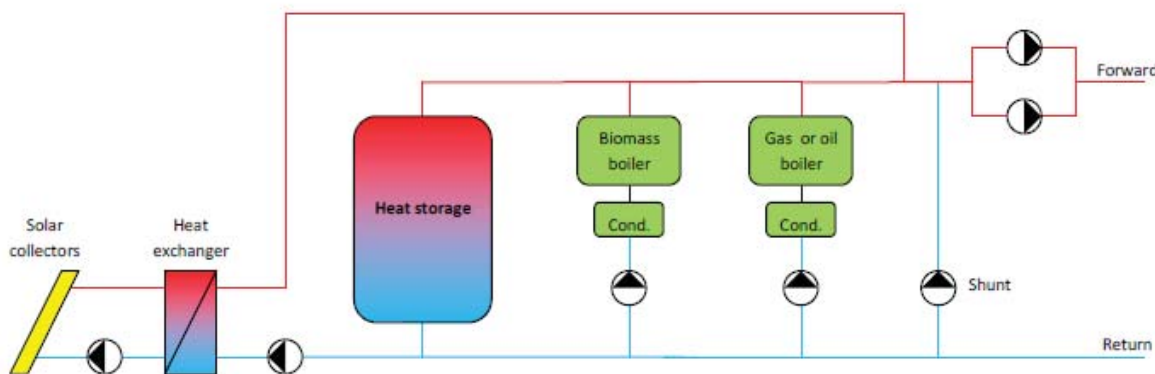
остатък. Продуктите на горене се използват в котел или пещ за получаване на гореща вода, пара или въздух.

За изгарянето на прахообразно гориво, получено от определен производствен процес или в резултат на раздробяване на дървесните отпадъци до прах, обикновено се използват специални горелки, предназначени за изгаряне на дървесен прах. Този процес е сравнително скъп, поради което е сравнително рядко използван.

Пиролизата е процес, при който биомасата се излага на висока температура - обикновено до 300-500°C, в отсъствието на кислород, което води до разлагането ѝ. Крайният продукт е смес от твърди (въглен), течни (оксидирани масла) и газови (метан, въглероден монооксид и въглероден диоксид) съставки.

Газификацията е процес на високотемпературно превръщане на дървесината при нормално или повишено налягане в газ, наричан дървесен или генераторен газ, а така също и в неголямо количество пепел, в специални реактори (газогенератори) с ограничен достъп на въздух или кислород.

Централите, произвеждащи синтетичен газ от биомаса или тези, захранени с природен газ, дават възможност за комбинирано производство на електрическа енергия, топлина и студ или т.нар. тригенерация.



Съществен фактор, определящ рентабилността от централизирано енергийно използване на биомасата, е нейната доставна цена, вид, влажност, логистика и надеждност на снабдяване. В общия случай отделечеността (транспортните разходи) от местата на доставка до дадена централа на биомаса не трябва да е повече от 40км.

Енергията от геотермални термопомпени инсталации като допълващ източник на топлина към слънчевите топлофикационни системи

Геотермалните термопомпени системи използват различни енергоизточници от земните недра:

Подземни водоизточници, които могат да бъдат с различна температура, като тези с температура над 45°C могат да бъдат използвани за директно отопление.

Силно ограничение обаче е териториалната им обусловеност, с други думи биха могли да бъдат използвани само в местата на находищата им или чрез помпен пренос или акумулация, но това значително усложнява и оскъпява експлоатацията им.

Потенциал на геотермалните води в България

По различни оценки у нас, геотермалните източници са между 136 до 154. От тях около 50 са с доказан потенциал 469 MW за добиване на геотермална енергия. Основната част от водите (на самоизлив или сондажи) са нискотемпературни в интервала 20–90°C. Водите с температура над 90°C са до 4% от общия дебит.



За да се използва или пренесе нископотенциалната топлина от води, въздух или земя с по-ниска температура, е необходимо използването на термопомпи.

Преимущества:

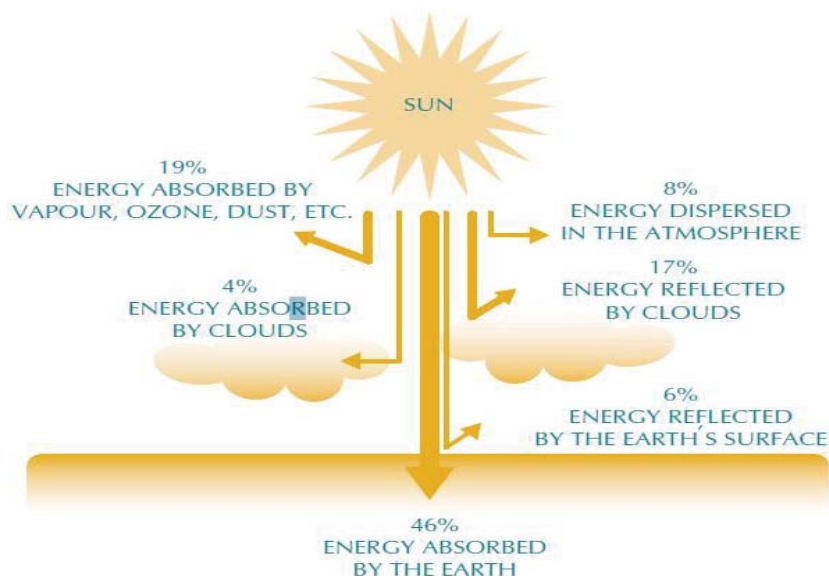
- висок коефициент на енергийно преобразуване (4 - 6);
- висок коефициент на използване до 0.58 за сега действащите системи;
- ниска себестойност на произвежданата топлинна енергия, ~6.1€/GJ; ~0.26€/koe; ~26€/GCal;
- сигурен комфорт на обитаване на отопляваните и охлаждащите сгради и помещения;
- няма отделяне на $f\text{ CO}_2$, SO_2 and NO_x .

Недостатъци:

- в зависимост от състава на водата, е възможна повишена корозия на междинните топлообменници; наложителна е тяхна замяна на всеки 6-7 години при експлоатация;
- отделяне на накипи по повърхностите на топлообменниците;
- силна зависимост между произвежданата топлинна енергия и дебита на подпочвената вода.

На второ място се разглеждат геотермалните системи, използващи топлината на земните недра без черпене или контакт с подземни води в качеството си на енергоносител.

На фигурата по-долу се вижда балансът на енергията, постъпваща от Слънцето към Земята.



От цялата слънчева енергия, насочена към Земята, повече от половината се абсорбира от земния слой – повърхностно и в дълбочина.

Поради този факт, геотермалният източник на топлина е значителен неизчерпаем ресурс и в последните години навлиза все по-широко в сградния сектор като надеждно, трайно, екологично и енергийно-ефективно решение, независимо от значително по-високите начални инвестиции в сравнение с въздушните термопомпи или конвенционалните котелни инсталации на газ или биомаса.

За да се оцени адекватно и надеждно енергийния потенциал за добив на геотермална енергия, са необходими като изходна база геоложко и хидрогеоложко проучване на терена на проекта. Най-прецизно и в дългосрочен план се определят потенциала и

енергийния добив чрез тестов дълбочинен сондаж и съответен сертифициран софтуер за разчитане, оценка и симулационни изчисления със сметите данни. На схемата са показани в общия случай измененията на температурите с нарастване на дълбочината. Вижда се, че след 10м дълбочина температурата плътно се приближава до постоянна стойност, която зависи от типа на почвите. Колкото по-влажна е почвата, толкова повече се влияе от външната температура.

От статистически данни от реално изпълнени проекти с дълбочинни сондажи 80-100м, в района на София могат да се очакват 4,5 – 6kWh среден енергиен добив от 1 линеен метър дълбочинен сондаж.

Много важен критерий за приложимост на геотермалните инсталации с вертикални сондажи е, че енерго-потребителят или сградата трябва в целогодишен план да имат необходимост от отопление и охлаждане. Основните причини за това са две – енергийна и икономическа:

1. Когато дадена сграда се охлажда през топлия период, тогава изведената топлина от сградата се връща и акумулира обратно в земята, за да чака новия отоплителен сезон. Ако липсва охладителен товар, то при земя със слаба топлопроводимост като глини, постепенно от зима на зима температурите в земните недра могат да паднат до нежелана степен, когато термopомпата няма да достига проектната си мощност;
2. Късото време на работа на термopомпата, когато служи само за отопление, няма да е достатъчно за изплащането на началната висока инвестиция в приемлив срок.

В такива случаи, за решаване на горния специфичен проблем с достатъчно висока ефективност, може да се премине към две възможни геотермални алтернативи:

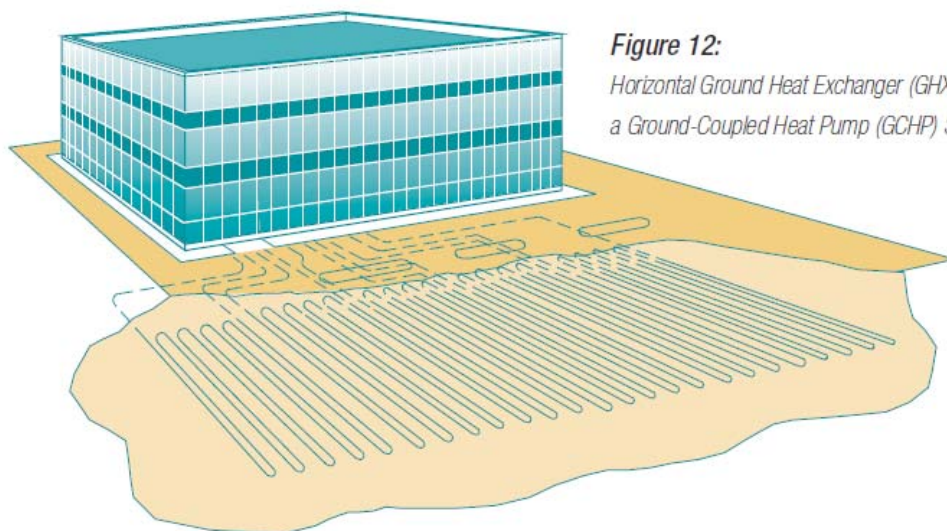
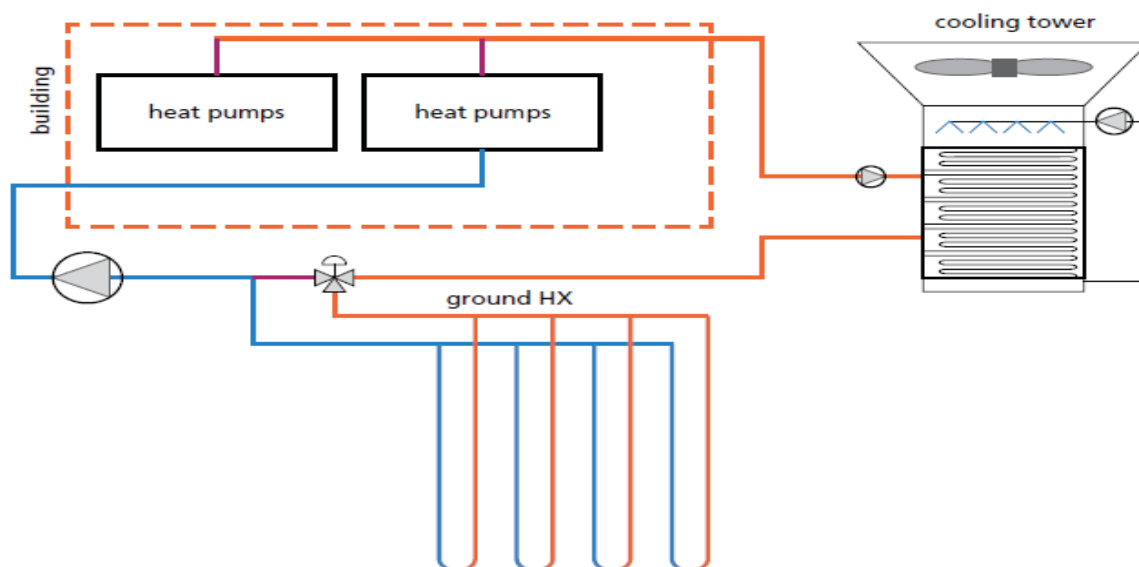


Figure 12:
Horizontal Ground Heat Exchanger (GHX) of
a Ground-Coupled Heat Pump (GCHP) System.

Алтернатива А. Геотермална инсталация с хоризонтални площни колектори.

При тази по-нискоинвестиционна, но по-малко ефективна система, през топлия период поради силното сезонно влияние на слънчевата енергия, ще се възстанови отнетата топлина на горният земен слой, където са положени тръбните серпентини-топлообменник.

Ако се използва такава система, от един декар свободна площ топлинната мощност би била значително по-малко от системата с вертикални дълбочинни серпентини – 25-35W/m² или само 25-30kW на декар.



Алтернатива Б. Хибридна геотермална термopомпeнa cиcтeмa

Хибридната геотермална система се отличава с това, че:

- се добавя въздушен охладител и върхов подгревател за отопление (котел);
- геотермалният топлинен капацитет не покрива 100% от товара.

По този начин, чисто икономически се преодолява инвестиционната бариера на високите начални разходи и евентуално дълъг срок на откупуване, като същевременно се запазват предимствата на геотермалната висока енергийна ефективност.

Решения за правна адаптация

Национална политика за насърчаване използването на ВЕИ

България, като член на Европейския съюз (ЕС), е хармонизирала своето енергийно законодателство съобразно поетите ангажменти за постигането на стратегическите цели на ЕС 20/20/20, т.е. през 2020г. намаляване с 20% на въглеродните емисии, повишаване с 20% на енергийната ефективност и нарастване дяла на възобновяемите енергийни източници (ВЕИ) с 20%. Процесът по оползотворяване на ВЕИ схематично е показан по-долу:



Акцентите на оползотворяването на ВЕИ са комплексното им оползотворяване, което практически означава максималното използване на енергийния им потенциал или тяхната ексергия, целогодишно използване (поради високите начални инвестиции) за производство на топлина и студ, както и доказване на количеството и качеството на произведената енергия чрез сертифициране.

Какви са политиката на ЕС за насърчаване използването на ВЕИ и механизмите за стимулиране на производството на енергия от ВЕИ в ЕС?

Преглед на европейското законодателство

Основните регулаторни документи на Европейското законодателство в областта на ВЕИ и топлофикационните системи са:

Директива 2004/8/ЕС за насърчаване на ко-генерационните системи с цел: удвояване на дела на ко-генерационните системи от 9% през 1994 г. до 18% през 2010 година. За нуждите на тази програма, директивата се тълкува в частта й комбинирано производство от ВЕИ.

Директива за данъчните облекчения върху енергийните продукти (изменение от 2011г. на Директива 2003/96/ЕО относно реструктурирането на правната рамка на Общността за данъчно облагане на енергийните продукти и електроенергията).

Механизми за стимулиране на производството на енергия от ВЕИ в ЕС

Енергийни данъци – целта им е да поставят ВЕИ в благоприятно положение спрямо



конвенционалната енергия. Главната причина за това е правилото в енергетиката: за да произвеждаш с висока енергийна и екологична ефективност евтина енергия, трябва да инвестираш в по-скъпите ВЕИ технологии и съответните съоръжения.

Правният и чисто икономически подход не са достатъчни за постигане на стратегическите цели на ЕС, те трябва да бъдат допълнени с екологическите императиви от глобалното затопляне на нашата епоха, а това означава и политически целенасочен натиск върху енергийния пазар.

Примери за добри практики в това отношение са:

- енергийните данъци в Дания, благодарение на които дървесината и сламата стават конкурентноспособни на другите видове горива;
- английският данък “Climate Change Levy”, който се отнася за използването на въглища, природен газ, пропан-бутан и електроенергия в индустриалния сектор; от този данък е освободена електроенергията от ВЕИ;
- австрийският данък върху електроенергията – от него е освободена тази електроенергия, която се произвежда от малки централи за собствени нужди или от фотоелектрически системи;
- CO₂ данъци;
- SO₂ данъци;
- освобождаване от облагане с акциз или намаляване на акцизните ставки за чисти течни и твърди биогорива, използвани в транспорта и производството на топлинна енергия;
- освобождаване от данък печалба за инвестиции във ВЕИ;
- намаляване на ДДС за възобновяемата енергия – в следващата таблица с примери ч от европейски страни.

Едно добро правно решение за държавна финансова политика, поощряваща инсталирането на слънчеви системи, са посочените в таблицата редуцирани ставки на ДДС при внедряване на такова оборудване:

*ДДС в някои страни-членки на ЕС и намален данък
за слънчеви съоръжения*

Държава	ДДС общ, %	ДДС за слънчеви съоръжения, %	Понижение на ДДС, %
Великобритания	17,5	5,0	71,4
Франция	19,6	5,5	71,9
Италия	20,0	10,0	50,0
Португалия	17,0	12,0	29,4

Друг много важен политически елемент в цялостната стратегия на ЕС за висока енергийна ефективност и широко приложение на ВЕИ, е подкрепа на научно-изследователски работи, опитни образци и пилотни проекти, като:

- подкрепа на научно-изследователски програми и демонстрационни проекти;
- фондове за изследване на регионални и местни енергийни концепции и централно отопление;
- австрийска програма за технологии за устойчиво развитие.

Енергийната стратегия на Република България – основа за развитие на слънчеви топлинни инсталации

Енергийната стратегия на Република България разглежда енергетиката като част от динамично развиващия се енергиен пазар в условия на силна конкуренция и при съблюдаване на изискванията за опазване на околната среда, за повишаване на енергийната ефективност и използването на наличния потенциал от ВЕИ.

За изпълнение на Енергийната стратегия и установяване на конкурентен енергиен пазар, усилията трябва да бъдат насочени в две основни насоки:

- намаляване на енергийната интензивност на БВП на страната;
- максимално и ефективно оползотворяване на ВЕИ, с които страната ни разполага.

Регионална политика: областни и общински програми по ВЕИ, областни съвети по ЕЕ и ВЕИ. Финансиране на проекти по ВЕИ

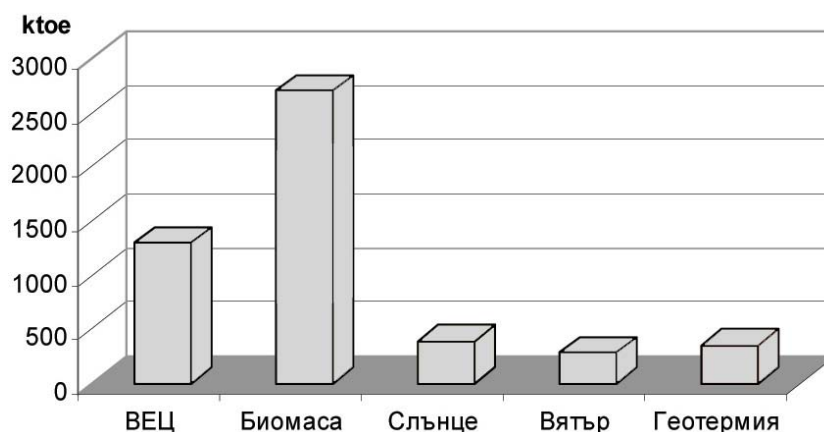
Областни и общински програми по ВЕИ, областни съвети по ЕЕ и ВЕИ

- възможности за използване на възобновяеми енергийни източници съществуват във всички райони за планиране, като най-благоприятни са в Североизточен, Южен централен, Югозападен район за планиране;
- от своя страна общинските съвети изготвят общински програми, включващи

проекти за използване на ВЕИ на територията на съответната община; тези програми са насочени към активизиране на държавната политика за устойчивото използване на ВЕИ на областно/общинско ниво, съобразно специфичната ситуация във всяка област/община. Изготвените програми се представят в областните съвети по ЕЕ и ВЕИ; областните съвети изготвят, приемат и утвърждават програми, включващи предложенията на общинските съвети; АУЕР включва утвърдените предложения на областните съвети в НДПВЕИ;

Възобновяеми енергийни източници (ВЕИ)	Достъпен потенциал на ВЕИ в България		
	-	-	ktoe
Водна енергия (ВЕЦ)	26 540	GWh	2 282
Биомаса	113 000	TJ	2 700
Слънчева енергия	4 535	GWh	390
Вятърна енергия	3 283	GWh	283
Геотермална водна енергия	14 667	TJ	350
ОБЩ	-	-	6 005

Достъпен енергиен потенциал



- принципите, които са залегнали в разработването на НДПВЕИ, и които имат отношение към регионалната политика, са следните: децентрализация; планиране; ангажираност; състезателност и прозрачност; партньорство и сътрудничество; информационно осигуряване.

Слънчевите топлофикационни системи могат да бъдат разглеждани в контекста на

НАЦИОНАЛНА ДЪЛГОСРОЧНА ПРОГРАМА ЗА НАСЪРЧАВАНЕ ИЗПОЛЗВАНЕТО НА ВЕИ.

В следващата таблица и графика са показани енергийните потенциали на ВЕИ, като в контекста на този проект по-подробно са разгледани слънчевата енергия и възможните допълващи нискоемисионни топлинни източници – биомаса и геотермална енергия.

Сравнението в таблична и графична форми показва многократно по-високият енергиен потенциал на биомасата и хидроенергията на национално ниво. Независимо от ниската плътност на слънчевата енергия по територията на страната, тя е най-широко достъпна и със сравнително по-висок енергиен потенциал от вятърната и геотермалните водни източници, които са силно териториално ограничени.

Слънчева енергия

Достъпният потенциал на слънчевата енергия се определя при отчитането на редица фактори:

- неравномерното разпределение на енергийните ресурси на слънчевата енергия през отделните сезони на годината;
- физикогеографските особености на територията/населеното място;
- ограничения при строителството и експлоатацията на слънчевите системи в специфични територии, засенчване и др.;
- отчитане на степента на чистота на въздушната среда на локално и районно ниво.

Най-достъпни и икономически ефективни са технологиите за преобразуване на слънчевата енергия в топлина със слънчеви термични колектори. Предимствата на слънчевите термични инсталации се заключават в произведената екологично чиста топлинна енергия; спестяват се алтернативни конвенционални горива и енергии; могат да се използват в райони, в които доставките на енергия и горива са затруднени.

Недостатък на слънчевите топлинни системи е, че и досега икономически не е изгодно да покриват 100% от максималния топлинния товар за дадена сграда или населено място поради високите им начални инвестиции и необходимост от заемане на големи площи. Поради тези причини слънчевите топлинни системи се комбинират с други допълващи енергоизточници.

с. Решения за икономическа адаптация

Инвестиционни механизми:

- инвестиционни субсидии - могат да бъдат във вид на точно фиксирани суми за даден вид проекти или да представляват частично финансиране на определен процент от инвестициите; този процент е различен в различни европейски страни и през различните години, но в типичния случай е от порядъка на 20 – 50%; подобен по характер инструмент са и нисколихвените заеми;



- подпомагане използването на слънчеви системи, биомаса за отопление и термопомпени системи;
- схеми за инвестиционни субсидии за ВЕИ в публичния и частния сектор в Белгия;
- програми за опазване на околната среда, енергийна ефективност и екологична електроенергия – субсидии и нисколихвени кредити;
- програма за енергийни заеми;
- задължение за използване на слънчева топлинна енергия в новите сгради.

Слединвестиционни механизми:

Непреки схеми:

- правителствени програми за подпомагане на енергийната ефективност, оползотворяване на ВЕИ и вторичните източници на енергия;
- кампании за популяризиране на енергийната ефективност;
- търгуеми зелени сертификати, при наличие на квотни задължения;
- управление на отпадъците;
- субсидии за разпространение/техническа подкрепа – слънчеви инсталации за топла вода и биомаса; Облекчаване на административните процедури.

Смесени механизми/хибридни системи с пазарни и непазарни елементи

- белгийската система за търгуеми зелени сертификати включва гарантирани минимални цени (65 €/MWh), по които зелените сертификати следва да бъдат закупени от електропреносните дружества, в случай, че не бъдат закупени от някой друг; този вид гаранция е много подобен на преференциалните цени, включващ премия над пазарната цена на електроенергията;
- румънската система за зелени сертификати е въведена през 2004 г. и е специфицирана в наредбите на енергийния регулаторен орган; в нея също е предвидена минимална гарантирана изкупна цена на зелените сертификати в размер на около 29 €/MWh; квотните задължения се отнасят за дистрибуторите на

електроенергия;

- в Швеция, основният инструмент за насърчаване електропроизводството от ВЕИ е търговия със зелени сертификати; поради необходимост от допълнително стимулиране специално за използването на вятърната енергия, за вятърните централи са въведени през 2003 г. и преференциални цени, които ежегодно са намалявани до 2007 г.;

Финансиране на проекти с ВЕИ

Източници на финансиране на ВЕИ – видове:

Подходящи източници за финансиране на проекти, използващи ВЕИ са:

- заеми от търговски банки;
- безвъзмездни помощи, предоставяни от екологични фондове, в частност от Предприятието за управление на дейностите по опазване на околната среда и Националния доверителен екофонд, в т.ч. и безлихвени заеми;
- заеми при облекчени условия и/или гаранции, предоставяни от един бъдещ специализиран фонд за насърчаване на производството на възобновяема енергия;
- финансов лизинг на оборудване, предоставен обикновено от доставчик, изпълняващ проекта “под ключ”;
- заеми от международни банки, най-често при наличие на допълнителни финансови механизми, напр. кредитни линии за проекти използващи ВЕИ, които могат да бъдат съчетани със безвъзмездна помощ;
- насърчителни финансови схеми с по-широк обхват, като гъвкавите механизми на Протокола от Киото и по-специално механизма „съвместно изпълнение”;
- други източници на финансиране.

Г. ТЕХНИЧЕСКИ ПАРАМЕТРИ И ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ

Технически параметри

Техническият анализ разглежда слънчевото производство според географското положение, избрания колектор, наклона на колекторите и проектните спецификации;

В подготовката на техническата част бяха използвани статистически данни за слънчевата радиация от последните 25 години, с помощта на инструмента, разработен от европейския изследователски институт JRC: PVGIS (Photovoltaic Geographic Information System). Бяха анализирани следните местоположения в България за хоризонтална повърхност и наклон от 35 градуса:

Наклон	Местоположение	Януари	Февруари	...	Сума
0	София	46	63	...	1429
35		70	86	...	1626
0	Пловдив	48	66	...	1536
35		76	93	...	1757
0	Варна	44	61	...	1471
35		71	88	...	1667
0	Бургас	44	60	...	1488
35		68	83	...	1675
0	Благоевград	50	69	...	1555
35		78	98	...	1780
0	Видин	40	57	...	1452
35		63	81	...	1650
0	Плевен	40	62	...	1462
35		60	87	...	1653
0	Кърджали	53	69	...	1559
35		85	97	...	1781
0	Разград	42	62	...	1459
35		64	87	...	1656
0	Ямбол	43	65	...	1515
35		65	92	...	1709
0	Стара Загора	45	65	...	1490
35		70	90	...	1688
0	Петрич	52	68	...	1547
35		82	95	...	1766
0	Равно поле	43	63	...	1459
35		64	87	...	1651

При въвеждане на местоположение, автоматично се променя и климатичната зона по местоположение, съобразявайки се с други фактори, които имат отношение към

ефективността на слънчевата инсталация. Използвани са нормативно определените 9 климатични зони за България, както следва:

	Денградуси	Средногодишна температура
Северно Черноморие	2400	12.2
Добруджа	2800	10.4
Северна България, поречие на Дунав	2600	12.1
Северна България, централна част	2700	11.9
Южно Черноморие	2300	12.8
Южна България - централна част	2400	12.3
София и подбалканска долина	2900	10.3
Южна България	2300	12.6
Югозападна България	2100	13.7

Освен денградусите, за определяне на месечните отоплителни нужди са използвани среднодневните температури по месец, за да се определи ефективността на колекторите, отчитайки топлозагубите за актуалната температурна разлика за всеки един от месеците. Бяха сравнени посочените в нормативната уредба радиационни стойности за хоризонтална повърхност, които НЕ съвпадат с наличните в базата данни на PVGIS. За последващите анализи на слънчевата продукция бяха използвани по-неблагоприятните стойности на PVGIS.

За определянето на коефициента на полезно действие на колекторите беше използвана формулировката, зададена по европейски стандарт EN 12975, както следва:

A simple way to calculate the efficiency is to use equation 7.1.1 below and the parameters found on the data sheet of the collector:

η_0 :	Maximum efficiency if there is no heat loss*	[-]
a_1 :	1 st order heat loss coefficient	[W/(K·m ²)]
a_2 :	2 nd order heat loss coefficient	[W/(K ² ·m ²)]

These parameters should be determined according to the European standard EN12975 and provide the basic information to determine the efficiency:

$$\eta_c = \eta_0 - a_1 \frac{(T_m - T_a)}{G} - a_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{G} \quad (\text{eq. 7.1.1})$$

where

η_c :	Collector efficiency	[-]
G:	Total (global) irradiance on the collector surface	[W/m ²]
T_m :	Mean collector fluid temperature	[°C]
T_a :	Temperature of the ambient air.	[°C]

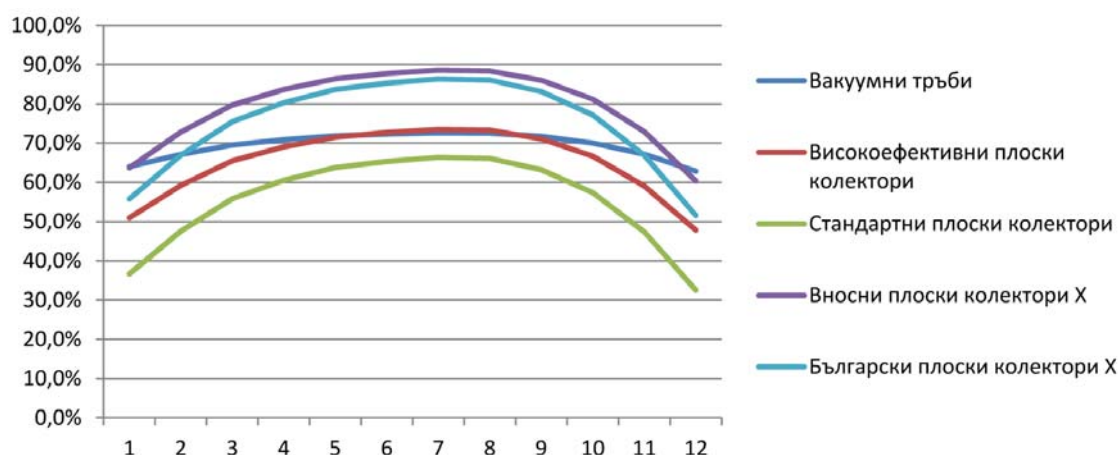
* Also referred to as the "optical efficiency".

Бяха анализирани 5 вида колектори – 3 с примерни стойности за типовете колектори и 2 с конкретни стойности по данни на производител за конкретни пазарни модели, от които 1 българско производство и 1 - чуждестранно.

	Оптическа ефективност	Термозагуби от първи ред	Термозагуби от втори ред
Вакуумни тръби	0.75	1	0.005
Високоэффективни плоски колектори	0.80	3	0.008
Стандартни плоски колектори	0.75	4	0.010
Вносни плоски колектори X	0.955	2.858	0.015
Български плоски колектори X	0.95	3.77	0.015

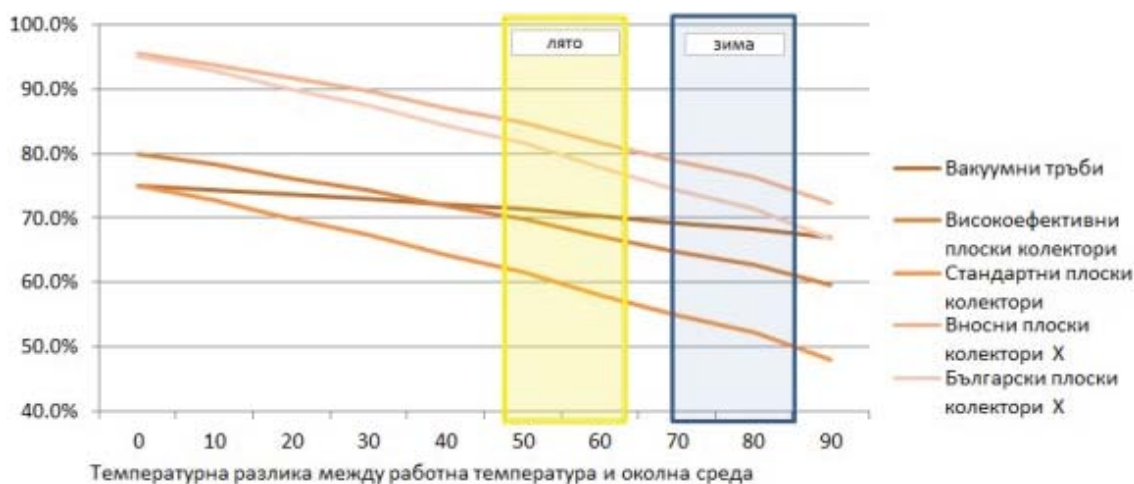
Тип колектор	Януари	Февруари	...	Средно:
Вакуумни тръби	64.0%	67.2%	...	69.4%
Високоэффективни плоски колектори	51.0%	59.2%	...	65.1%
Стандартни плоски колектори	36.7%	47.6%	...	55.2%
Вносни плоски колектори X	63.8%	72.8%	...	79.3%
Български плоски колектори X	55.8%	66.9%	...	74.9%

В годишен план, ефективността на всеки един от колекторите може да бъде изведена от следната графика. Прави впечатление, че вакуумните тръби запазват висока ефективност и при големи температурни разлики зимно време, докато за същия период се наблюдава сериозен пад на КПД на плоските колектори.



Ефективност на колекторите в годишен план

Ефективността при различните температурни режими беше анализирана с маркирани за България зимни и летни разлики между работна и околна температура. Преминаването към нискотемпературни отоплителни системи и нискотемпературна разпределителна мрежа е фундаментално за ефективността на слънчевата инсталация и загубите по разпределителната мрежа:



Ефективност на типовете колектори спрямо температурната разлика между работната температура и температурата на околната среда

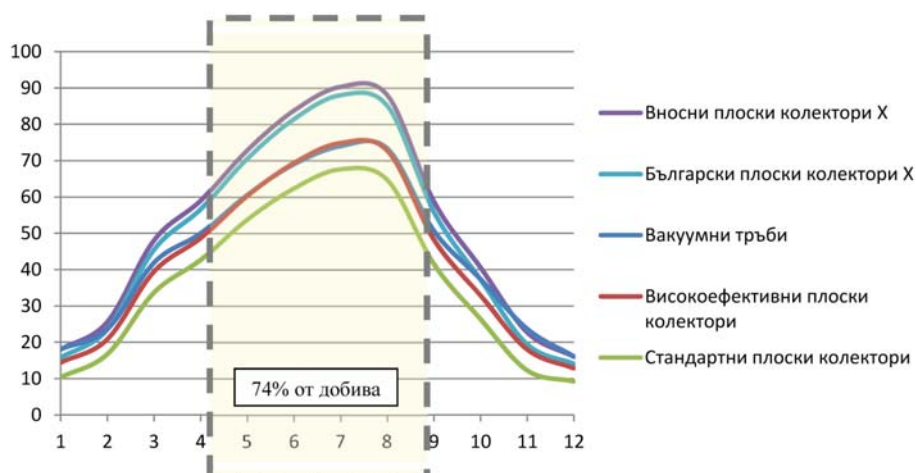
Анализирайки добива при работна температура 70 градуса, за различни нива на радиация и среднодневни температури производителността на колекторите се движи в рамките на 370 (стандартни плоски колектори за райони като София и Видин) до над 600 kWh (вносни колектори за райони като Кърджали и Петрич). Общото КПД на системата (вкл. топлообменници, загуби по тръби и т.н.) в зависимост от колектора, радиацията и външните температури е в рамките на 20-37%.

Анализ на конкретен случай

Избраните параметри за конкретния случай са:

Работна температура	70
Местоположение	Варна
Климатична зона	Северно Черноморие
Наклон	35
Тип колектор	Български плоски колектори X

За конкретния случай се вижда, че близо 74% от производството е концентрирано в шестте месеца между април и септември. За по-голямата част на България, процентът на добитата лятно време топлинна енергия е около 80%, като единствено по Черноморието по-меките зими увеличават леко дяла на зимно производство. Общото производство за всеки тип колектор е видно от следните графики:



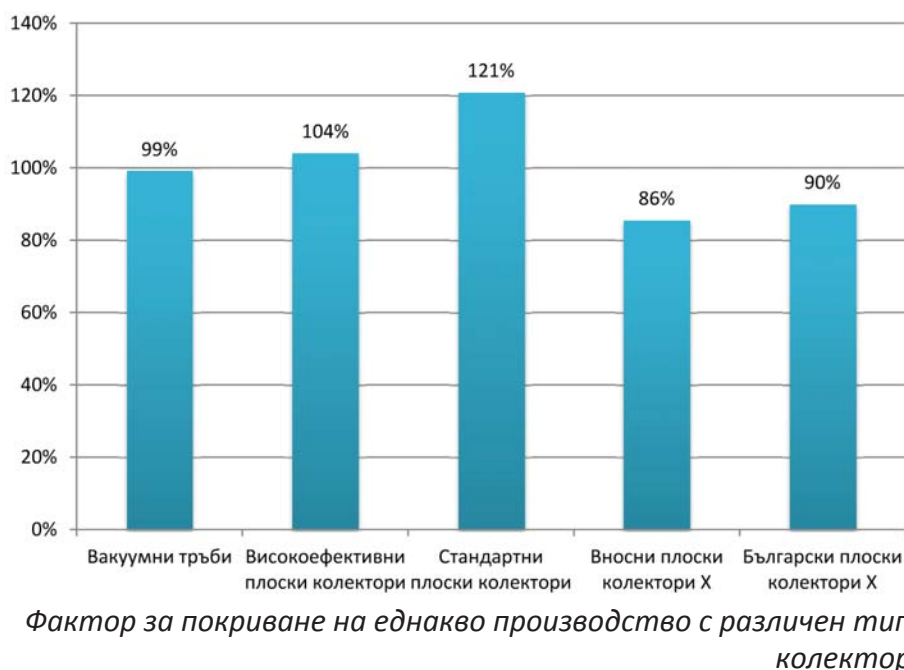
Ефективност на типовете колектори спрямо температурната разлика между работната температура и температурата на околната среда



Производство от 1000 m² колекторно поле (MWh)



Необходима колекторна площ за производството на 1 GWh



Наличие на акумулация - Буфер

За покриване на по-големи дялове от годишното потребление на топлинна енергия се налага използването на дългосрочно съхранение на енергия. Практиката показва, че икономически най-целесъобразно е да се използват водни вкопани (за големи капацитети) или надземни буферни съоръжения. За повишаване на капацитета на съхранение на акумулатора се предвижда термопомпена инсталация, която ще може да изпомпва топлинна енергия и след падане на температурата под долната температурна граница на отоплителната инсталация. За последващата оценка на акумулатора са приети следните технико-икономически характеристики:

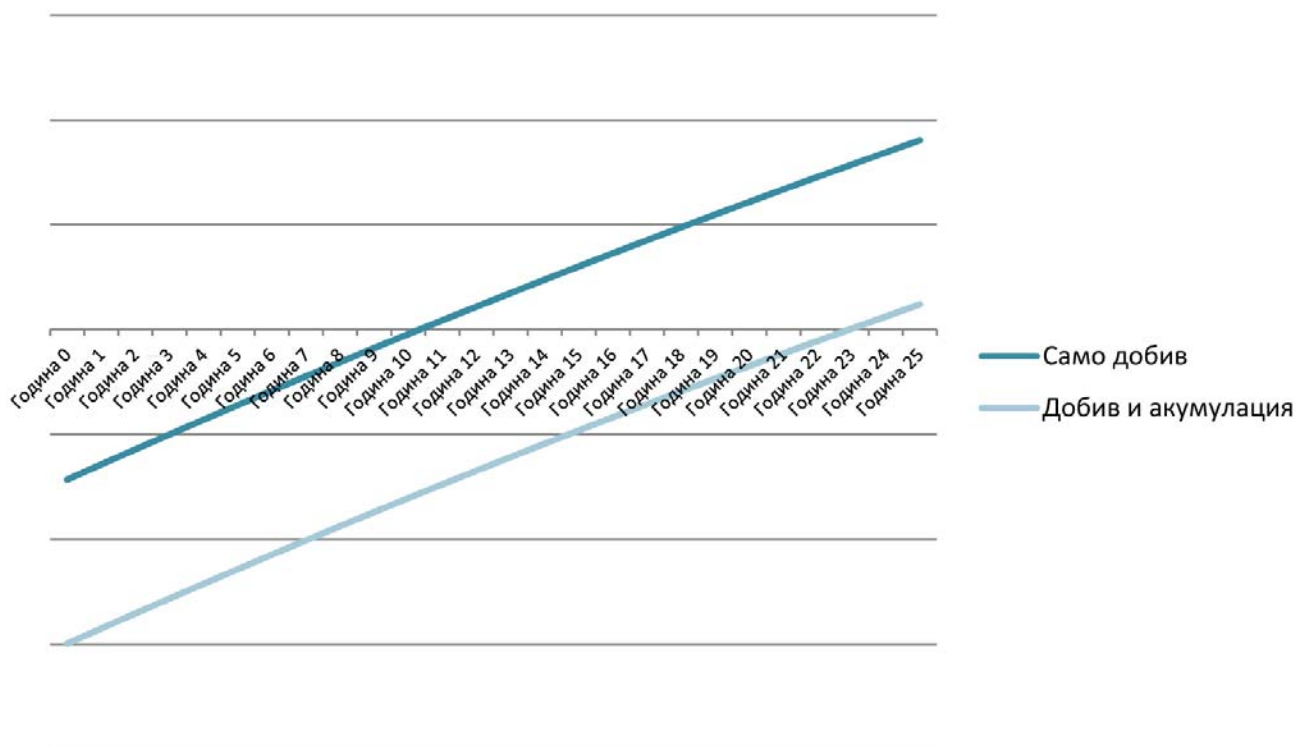
Работна температура на акумулатора	85	С
Долна граница на акумулатора	30	С
Специфичен топлинен капацитет на водата	1.16111	kWh/m ³ *K
Специфичен топлинен капацитет на водата за дадената температурна разлика	64	kWh/m ³
Дял на акумулация спрямо общото топлинно потребление и наличната продукция	51.53%	
Фактор за сигурност	1.20	
Цена за м ³	82.40	лв./м ³

*Допусканията са взети на база идеен проект, изготвен за България

При наличие на акумулация, работната температура на колекторите е по-висока, за да може всяка единица обем на акумулатора да поеме по-голямо количество топлинна енергия, което води до понижаване на КПД на колекторите с около 6-7% (2% за

вакуумни тръби), но намаляване на обема на акумулатора с до 30%. От съображения за сигурност, температурата не бива да се доближава до температурата на изпарение на водата. При такъв сценарий първо се изразходва термоакумулатора (началото на отоплителния сезон) и след това се включва догриващата котелна инсталация с оглед на минимизирането на термозагубите.

Обемът на термоакумулатора (функция на капацитета за единица обем), който се оказва и най-важната ценообразуваща характеристика, се определя от количественото НЕсъвпадение на производство от слънчевата инсталация и топлинните нужди (отопление и БГВ) в годишен план. Икономиката зависи за всеки конкретен инвестиционен проект, но приемайки ориентировъчна стойност за НЕсъвпадение около 50%, се получават следните икономически характеристики:



Практиката показва, че добавянето на термоакумулатор обикновено се случва след колекторното поле, като естествен етап на надграждане на вече съществуващата и функционираща инсталация. За климатичните дадености на Дания, с подобни термоакумулатори могат да се покрият около 50% от всички годишни топлинни нужди само със слънчева енергия, а догриването обикновено е с котли на газ или биомаса. За България, където температурата на земята е с няколко градуса по-висока, и където има близо $\frac{1}{4}$ повече слънчева радиация се очаква, че този процент може да е значително по-висок и само малка част от топлинните нужди да се подпомагат от котли.

Икономически показатели

Икономическите показатели разглеждат възвръщането на инвестицията спрямо различни лихвени и инфлационни сценарии, както и при наличието на грантово финансиране.

За икономическия анализ бяха използвани техническите показатели, приети за конкретния случай на варненската топлофикация, като бяха приети следните допълнителни фактори, имащи отношение към икономиката на проекта:

- цялото производство се изразходва за битова гореща вода;
- близо 100% директно ползване на добитата топлина, без нужда от акумулация;
- покриват се около 60% от годишните нужди за битова гореща вода (БГВ);
- пресмятане на база 1 GWh нетно производство на топлинна енергия при покритие 60% (1.667 GWh в случай на 100% покритие за БГВ).

За по-високо покритие на БГВ или в случай на покритие на отоплителни нужди, е наложително използването на дългосрочно (сезонно) буфериране на топлинна енергия, което оскъпява инсталацията до икономически нерентабилни нива за момента в България.

Избраните технически параметри за анализ:

Работна температура	70
Местоположение	Варна
Климатична зона	Северно Черноморие
Наклон	35
Тип колектор	Български плоски колектори X

Избрани икономически параметри:

Наличие на акумулация	Не
Инфлация на цената на енергията	4.00%
Лихва по кредит	5.00%
Продаване на емисии	Да
Грант	0.00%

За така въведените параметри, са необходими 1685 m² колекторно поле, което с наклон от 35 градуса, за условията на Варна и климатична област Северно Черноморие ще произведе 1 GWh топлинна енергия, от които по-малко от едва 0.9% трябва да се буферира.

Ценовите показатели за колекторите са както следва:

Тип колектор	Цена	Отстъпка	Намалени	Амортизация за период от 20г.
Вакуумни тръби	813	0.2	650.4	1.3
Високоэффективни плоски колектори	441	0.2	352.8	1.1
Стандартни плоски колектори	221	0.2	176.8	1.5
Вносни плоски колектори X	508	0.1	457.2	1.05
Български плоски колектори X	290	0.2	232	1.4

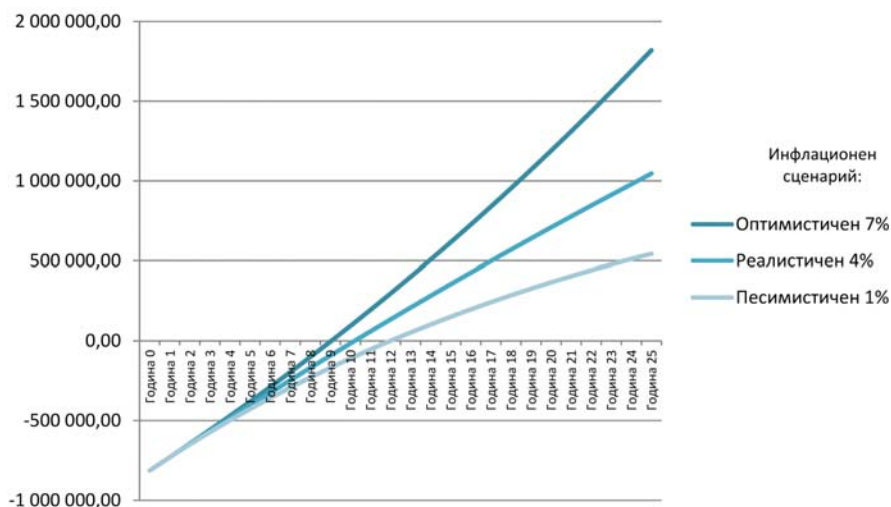
За последващия анализ е определен колекторът с най-добро отношение цена/качество – плосък колектор на български производител X. За образуване на цените са приети дистрибуторски отстъпки между 10 и 20% в зависимост от производителя, заради размера на колекторната площ. Цената на инсталацията е формирана в отношение 65% цена на колекторите и 35% цена на фитинги, топлообменници и др. Върху общата сума за консумативи се начисляват 10% монтажни разходи. Разходи по поддръжка не са предвидени, вземайки под внимание опита на Дания, където такава не се е налагала. Допълнителен ценообразуващ фактор, в който са включени подмяната и ремонтите (де факто поддръжка), е нивото на амортизация за период от 20 години.

Основните икономически показатели, които се анализират, се групират в 3 типа сценария спрямо нивата на инфлация на цената на енергията и предполагаемите лихвени проценти по кредити, а именно:

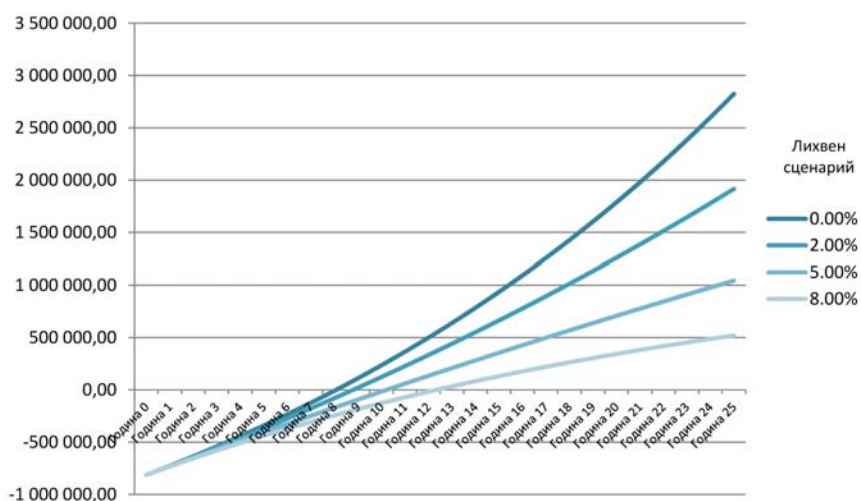
	Оптимистичен 7%	Реалистичен 4%	Песимистичен 1%
Инфлация на цената на енергията	7.00%	4.00%	1.00%
Лихва по кредит	2.00%	5.00%	8.00%

Зависимостта на периода на връщане на инвестицията от ръста на цената на енергията и кредитните условия са илюстрирани в долните две графики. Забелязва се, че при благоприятни нива на лихвите по кредитите, връщането на инвестицията пада от 10 на 8 години. Това показва нуждата от нисколихвени или безлихвени кредити за дългосрочни инвестиции за устойчиво енергийно развитие. За крайния анализ е приета реалистичната стойност от 5% лихва по кредит и инфлация на цената на енергията не по-висока от 4% годишно.

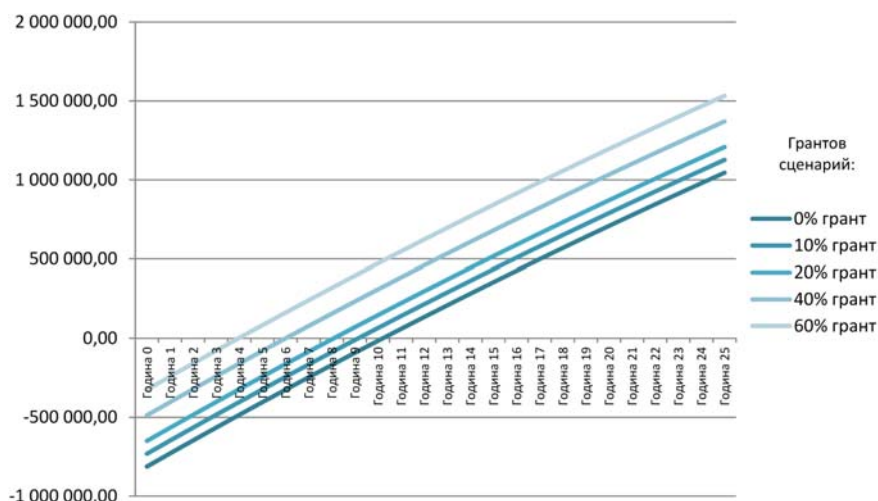
Алтернатива на нисколихвените кредити би било наличието на грантово финансиране, което вероятно може да покрие между 10 и 20% от инвестицията или по-нереалистичните нива от 40-60%.



Връщане на инвестицията при различни нива на инфлация на цената на енергията



Връщане на инвестицията при различни нива на инфлация на цената на енергията

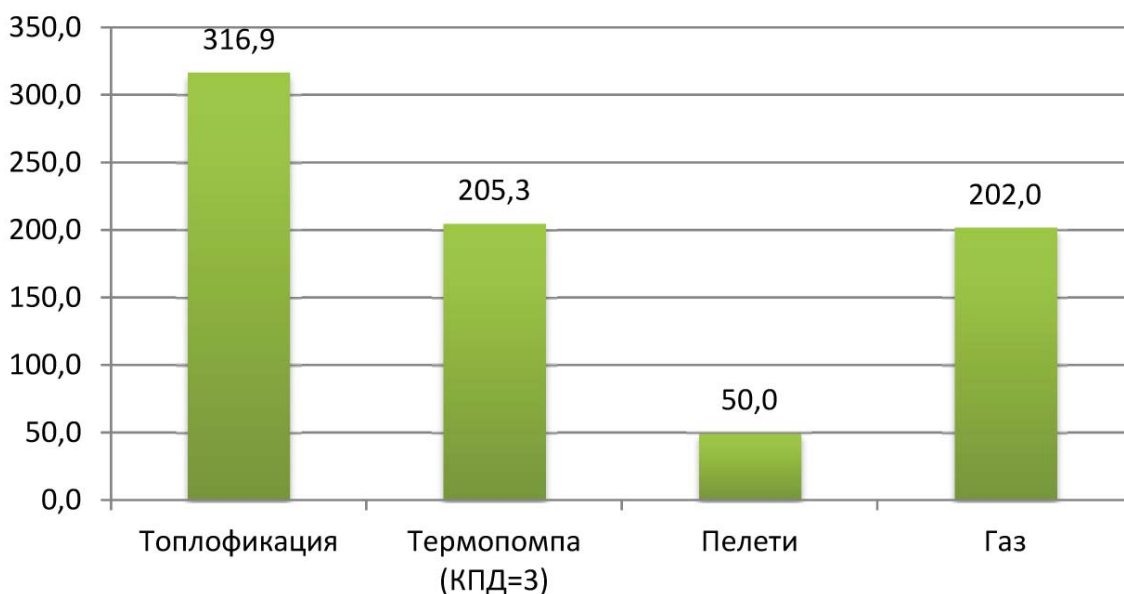


Връщане на инвестицията при наличие на грантово финансиране

За целите на икономическия анализ е взета актуалната цена на топлоенергия за варненската топлофикация, а именно 84.20 лв./ MWh с ДДС, поради липса на точна информация за производствени и експлоатационни разходи на топлофикационната централа.

Друг фактор, който има отношение към екологията и икономическите показатели на проекта, са спестените въглеродни емисии. Приема се, че всеки тон спестени общи вредни емисии (еквивалент на CO₂) се заплаща на цена от 5.05 евро/тон или 9.88лв./тон по прогнозни стойности за 2015 г., определени от Министерството на енергетиката и обявени от министър Драгомир Стойнев през август 2014 г. Ефектът на слънчевата инсталация е сравнен с няколко алтернативни горива, като за топлофикация е използван фактора за местната варненска топлофикация от доклад „Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.“. Продадените квоти за емисии са взети под внимание в икономическите сметки, като те представляват около 3.6% от спестените средства при горепосочената продажна цена на топлоенергията за MWh.

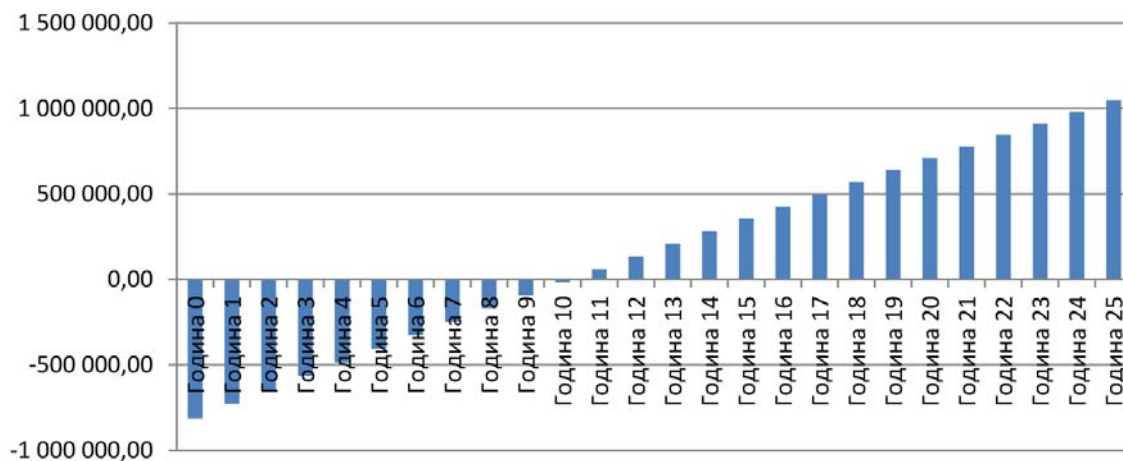
Фактор, който не се анализира и следва да бъде допълнен към настоящия анализ, са спестените пари от здравеопазване вследствие на намалените фини прахови частици и нива на въглеродни, серни и азотни оксиди във въздуха.



Спестени емисии при слънчев добив на 1 GWh топлинна енергия

Окончателният анализ за конкретния случай показва срокове за връщане на инвестицията от около 9 години, показани в долната графика:

Годишни парични потоци



Обща цена за слънчева инсталация, (ев. акумулация)	812,836.77	лв.
Разходи за 1ГВтч	87,334.27	лв./год.
Спестени емисии	316.90	тона CO2
Просто възвръщане на инвестицията (без нарастване на цената на енергията)	9	години
Реално връщане (оптимистичен сценарий)	9	години
Реално връщане (реалистичен сценарий)	10	години
Реално връщане (песимистичен сценарий)	11	години

Г. ПОЛЗИ И ПРЕДИМСТВА

Ползите от въвеждането на Слънчева топлофикация могат да бъдат разгледани в няколко аспекта.

Екологични ползи

- намаляване на вредното влияние върху околната среда, предизвикано от традиционните горива;
- подпомагане за съхраняване на биоразнообразието и подобряване на състоянието на водите;
- подобряване на здравето на хората и на качеството им на живот;
- намаляване на въглеродния отпечатък от човешката дейност;
- допринасяне за устойчиво развитие на локално и глобално ниво.

Слънчевите термични инсталации произвеждат екологично чиста топлинна енергия и заместват конвенционалните изкопаеми горива и енергии. Градското замърсяване идва главно от въглероден двуокис и сажди, които са произведени от изгаряне на традиционните горива. Един от най-болезнените проблеми, директно свързан със здравето и дълголетието, е наличието на фини прахови частици във въздуха на градовете, което пряко е свързано с процесите на изгаряне в топлофикациите. Използването на технологията на Слънчевата топлофикация може да намали значително нивата на вредни емисии (отработени газове и прахови частици), което води до осезаемо подобряване на качеството на въздуха, който дишаме, намаляване на респираторните заболявания и увеличаване на продължителността на живота.

Друг фактор, който има отношение към екологията и икономическите показатели на проекта, са спестените въглеродни емисии и намалените нива на въглеродни, серни и азотни оксиди във въздуха. В разгледания конкретен случай, за всеки 1 GWh произведена топлинна енергия от Топлофикация Далкия се отделят 316,9 tCO₂ емисии. С 1 685 m² колекторно поле, необходимо за да се произведе 1 GWh за 1 година (български колектори) ще спестяват 316.9 tCO₂. За 10 години тези колектори ще произведат 10 GWh и ще спестят 3 169 тона въглеродни емисии.

Икономически ползи

Секторът на възобновяемите енергоизточници е един от най-бързо развиващите се в европейската икономика. Към днешна дата, Европа е на челно място в света по отношение на разработването на ВЕИ и вече притежава значителен опит в прилагането на проактивна политика в тази област. Продължаващият и задълбочаващ се енергиен дефицит на изкопаеми горива в европейските държави, включително и в нашата, нараства. Увеличава се икономическата зависимост на европейската икономика от страните - износителки на петрол, природен газ и други дефицитни първични

енергоизточници. В тази връзка, европейската политика цели увеличаване на дела на алтернативните и възобновяемите източници за покриване на собствените енергийни и топлинни нужди.

Редица изследвания са показали, че колебанията в цените на петрола и газта могат да намалят икономическия растеж, например чрез повишаване на инфлацията и безработицата. Основно икономическо предимство на слънчевите термични технологии е стабилността на цените и сигурността, която те осигуряват срещу ценови рискове. Ето защо, внедряването на слънцедобивните и термоакумулационните съоръжения, които допринасят за намаляване на зависимостта от изкопаеми горива, ще доведе до намаляване на икономическите загуби, причинени от колебанията на цените.

В допълнение към реализирането на нови енергийни източници, Слънчевата топлофикация осигурява и директни инвестиции, енергийна сигурност и диверсификация. Дава възможност за енергийна независимост на местните общности, генериране на местни приходи и укрепване на местната икономика. Подобряването на качеството на въздуха пък допринася за намаляване на разходите за здравеопазване и лечение. Като цяло, възобновяемата топлинна енергия допринася за устойчивото развитие на икономиката на страната. Ако в сметката за икономическата рентабилност се вземат в предвид и разходи за околната среда – замърсяване на въздуха, разходите за CO₂ и енергийната сигурност - тогава слънчевите топлофикаци ще станат по-рентабилни и конкурентоспособни от традиционните.

Социални ползи

Възобновяемите технологии има важен принос за пряката и непряка заетост на населението чрез създаването на зелени работни места. Пряката заетост са работните места, свързани със строителството, експлоатацията и поддръжката на съоръженията. Непряката заетост включва работните места, създадени в рамките на веригата на доставки в подкрепа на възобновяемите технологии.

С изграждането на слънцедобивни инсталации, топлофикациите увеличават нивото си на независимост от пазара на изкопаеми горива, което от своя страна води до успокояване на цената на топлоенергията. Цената на топлоенергията става по-стабилна и прогнозируема без шокови покачвания за потребителите.

Достъпът до чиста и надеждна енергия представлява важна предпоставка за основните детерминанти на човешкото развитие, като например здравеопазване, образование, равенство между половете и по-чиста околната среда.



Е. ИЗВОДИ И ПРЕПОРЪКИ

Изводи

- основни водещи европейски страни в технологиите на слънчевите топлофикации са Дания, Германия, Швеция, Австрия;
- себестойността или производствената цена на топлината от слънчеви топлофикационни централи за Северна Европа е 300 евро за MWh и около 200 евро за MWh за Южна Европа;
- за сравнение със Северна Европа и Скандинавия, където са страните с най-развити слънчеви топлофикации (Германия, Дания и др.), България попада близо до южните части на континента със значително по-висок слънчев енергиен потенциал, но липсват проекти за отопление със слънчева енергия;
- в източната и югоизточната част на страната има по-висок потенциал за производство на топлинна енергия от слънчева радиация;
- понастоящем, единствената фигура на пазара на топлофикационни услуги е Българската асоциация на топлофикационните дружества;
- Асоциацията на топлофикационните дружества обхваща 100% от пазара на услугите за централизирано топлоснабдяване в България;
- цените на единица топлинна енергия на всички топлофикационни дружества бележат тенденция към задържане на постоянна цена или поевтиняване.
- средната цена за 1 MWh топлинна енергия, доставена от различните топлофикации, е около 40 EUR (2015);
- значително по-евтина топла вода може да се произвежда при върхово доподгръване с абонатна станция към ТЕЦ, биомаса и термопомпи;
- отоплението с биомаса или от ТФЕЦ в комбинация със слънчева енергия за отопление и производство на топла вода са най-природосъобразните инженерни решения;
- слънчевите термични инсталации имат сравнително най-висок специфичен енергиен добив от единица заета земна площ (годишен топлинен добив/площ);
- комбинирането на топлофикация и слънчева енергия от екологична и социална гледни точки е много атрактивен и устойчив модел на топлоснабдяване в дългосрочна перспектива;
- прогнозният сценарий на ЕК за енергоносителите показва, че в дългосрочен план цените на течните горива и природния газ, които основно потребяват битовите топлофикации ще бъдат относително постоянни с тенденция на бавно, устойчиво понижение до 2050г.;
- ядрените технологии ще поскъпват, а слънчевите ще поевтиняват;
- слънчевите термични технологии за топла вода и отопление в Европа и България са

много добре познати и приети от различните групи инвеститори и населението като доказано средство за постигане на големи икономии на енергия;

- най-разпространени са плоските колектори със селективно покритие и вакуумно-тръбните колектори;
- колекторите, като основен елемент от слънчевата инсталация, принуждават производителите с годините и напредването на технологиите да повишават качеството и дълготрайността им; високите класове плоски слънчеви колектори вече могат да функционират без особени проблеми над 20, дори 30 години;
- за различните райони в България годишният разход на енергия за топла вода е равен или по-голям от този за отопление;
- при наличие на слънчева инсталация като допълващ енергиен източник, енергийните разходи за отопление и топла вода в жилищния сектор биха се редуцирали между 30 и 70%;
- предварителните анализи показват, че при спад на топлинните товари през зимата и лятото поради текущото енергийно обновяване на многофамилните сгради, скоростта на топлоносителя в съществуващите топлоснабдителни мрежи ще остане достатъчно висока;
- източниците за финансиране на проекти, използващи слънчева енергия и ВЕИ в България, са широка гама от възможности, базирани както на чисто финансови механизми, така и на публично-частно партньорство (ПЧП), ЕСКО, грантови и лизингови схеми за стимулиране.

Препоръки

Преференциалната държавна и общинска политика по отношение на ВЕИ ефективно ще се реализира чрез индиректни стимули и корективи, чрез данъчни и административни предимства за инвестиции в тази сфера.

В градоустройствените планове за развитие с приоритет следва да се залагат решения за централизирано топлоснабдяване, основани на технологии с ниски и нулеви въглеродни емисии, каквито са слънчевите колекторни полета и сезонни акумулатори. В плановете по технологично обновление на топлофикационните предприятия и общинските инфраструктурни системи и мрежи, следва да се заложат съвместни проучвания и инвестиционни проекти за слънчеви термични инсталации.

Преобладаващата част от слънчевия енергиен добив в района на дадена градска топлофикационна мрежа би могло да се използва за директно производство на топла вода.

За ефективно развитие на слънчевите системи за централизирано топлоснабдяване е необходим комплексен механизъм – комбинация от законови и нормативни изисквания



и данъчни стимули, в т.ч. търговия с въглеродни емисии, изгодни търговски и финансови източници вкл. и ПЧП, местно производство на енергийно-ефективни и дълготрайни слънчеви колектори, обучени общински, топлофикационни и финансови специалисти, проектантите и изпълнители по водещи европейски технологии.

Териториално, интересът за проучване и развитие на централизирани слънчеви системи следва да се насочи към условно три нива на енергийна и социална значимост:

Ниво-1: София, Пловдив, Варна, Бургас, Русе, Плевен

Ниво-2: Враца, Сливен, Шумен, Перник, Габрово, Разград

Ниво 3: Благоевград, Хасково, Стара Загора, Добрич, Силистра, Кюстендил, както и по-малките градове в тези области.

При подгряване на топла вода за битови нужди, минималната температура на подаващата линия нормално трябва да е по-висока от 70 °C, имайки предвид големината на неизбежните топлинни загуби, както и предпазни мерки за избягване развитието на бактерията Легионела..

Температурата на връщащата тръба се препоръчва да бъде максимум 40-45 °C (и 50-55 °C за БГВ). За да се осигури икономически изгодно топлоснабдяване, колкото е по-ниска температурата на връщащата тръба, толкова по-висока е ефективността на топлофикационната система.

Термичната обработка на водата против бактерията Легионела се счита за скъп и неефективен метод. Препоръчва се, като енергоспестяващи и икономически приемливи, да се прилагат методи за обработка на водата с хлорен диоксид, озониране и UV облъчване.

Препоръчителни върхови източници на топлинна енергия са инсталации на биомаса с газификация или директно изгаряне, геотермални и въздушни термопомпи.

Нашето законодателство и нормативна уредба трябва да бъдат развити и допълнени със специфични енергийни данъци, вкл. и данъци за емисии на CO₂, SO₂, освобождаване от данък печалба за инвестиции в слънчеви топлоснабдителни системи, намаляване на ДДС до 5% за произведена слънчева топлинна енергия.

Препоръчва се осигуряване на държавна подкрепа на научно-изследователски програми и демонстрационни проекти чрез специализиран Фонд за изследване на регионални и местни енергийни концепции за централизирано отопление.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящият анализ показва, че при разумни инвестиционни условия може да се изгради слънцедобивна инсталация, която да покрие базовото потребление на топлоенергия за битова гореща вода без необходимост от сезонна акумулация на енергия. Практиката показва, че повечето дружества, изградили подобни добивни инсталации в чужбина, ги надграждат впоследствие, увеличавайки дела на соларната топлинна енергия с изграждането на термоакумулационни съоръжения.

Слънцедобивните и термоакумулационните съоръжения не изискват особена поддръжка, а по-скоро годишна профилактика и проверка за изправност. Техническо предизвикателство към бъдещите топлопреносни инсталации (независимо от източника на топлинната енергия!) е преминаването към нискотемпературен режим на работа.

Делът на слънчевата енергия в топлофикацията има незабавен положителен ефект върху производствените и експлоатационните разходи на всяко топлофикационно дружество, като това влияе благоприятно върху конкурентноспособността на дружеството. Освободеният капиталов ресурс може да се използва за модернизация, квалифициране на персонал и т.н. Благоприятно за ускоряването на прехода към възобновяемо производство на топлинна енергия ще повлияе наличието на нисколихвени кредити и/или грантово финансиране за привличане на финансов ресурс от банковия сектор, държавния бюджет и структурните фондове. Допълнителен фактор би бил повишаване на цената на квотите вредни емисии, която в момента представлява по-малко от 5% от спестените средства.

Значително се намаляват нивата на вредни емисии (отработени газове и прахови частици), което води до осезаемо подобряване на качеството на въздуха.

Влиянието на слънчевите топлофикации е пример за устойчиво развитие на енергийния сектор. Слънчевите топлофикации имат отражение не само върху икономиката, а водят също до подобряване на условията на живот и здравето на хората, намалявайки екологичните последици от дейността на човека.

Слънчева топлофикация в България

анализ на технико-икономическите възможности
за реализация

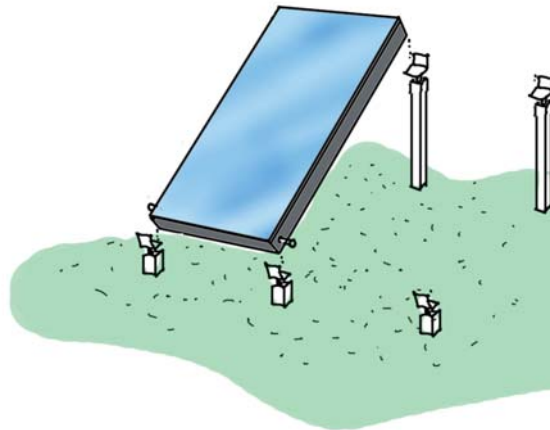
Екип

арх. Димитър Паскалев	ръководител проект
-----------------------	--------------------

Марта Стоилова	координатор проект
----------------	--------------------

инж. Петър Камбуров	експерт
---------------------	---------

арх. Милан Рашевски	експерт
---------------------	---------



Проектът „Слънчева Топлофикация - иновативно решение за устойчиво енергийно развитие, модел за приложение в България“ се финансира в рамките на Програмата за подкрепа на НПО в България по Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство 2009-2014 г. www.ngogrants.bg

Този документ е създаден с финансовата подкрепа на Програмата за подкрепа на неправителствени организации в България по Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство. Цялата отговорност за съдържанието на документа се носи от Сдружение „КРЕАКТА“ и при никакви обстоятелства не може да се приема, че този документ отразява официалното становище на Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство и Оператора на Програмата за подкрепа на неправителствени организации в България.