



Стратегии на планиране. Общности. Устойчиво развитие
Институт за нулевоенергийни сгради (ИНЕС)

Съдържание

- Икономически анализ: рентабилност и финансови инструменти
- Слънчеви топлофикации в България
- Бизнес модел и бизнес планиране
- Децентрализирано енергопроизводство
- Енергосъхранение, акумулация, когенерация и др.
- Интелигентни енергопреносни мрежи - Smart Grid

Икономически анализ и финансови инструменти

Оценка на рентабилността на инвестицията.

Основни понятия на икономическия анализ

Първоначална инвестиция:

сумата изплатена със собствен капитал или на кредит за изпълнението и пускането в експлоатация

Годишен приход/Годишни спестявания:

Собствено производство на енергия от ВЕИ/Спестените суми от енергийни сметки

Инфлация

Ръст на цената на енергията

Сконтов лихвен процент

Обезценяване на парите с времето

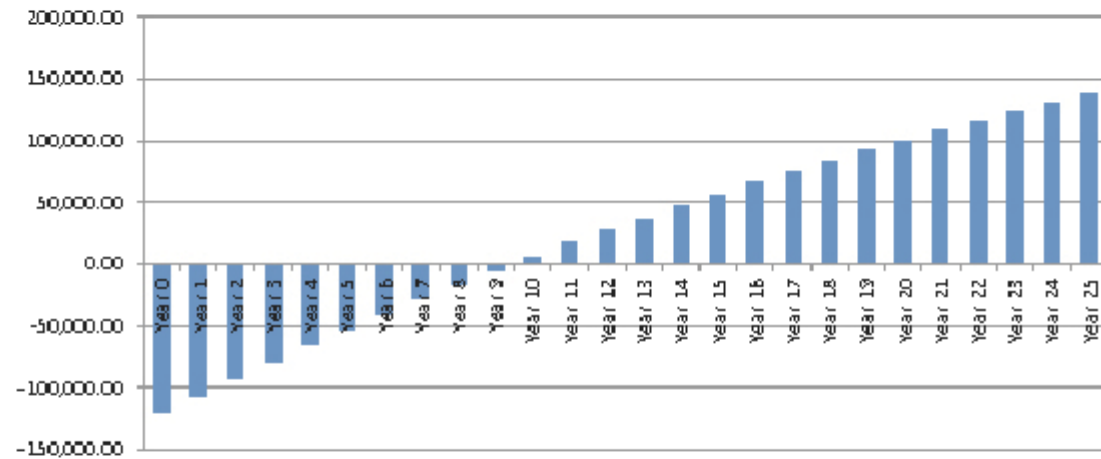
Амортизация

Парите за поддръжка, консумативи и подмяна на елементи от инсталацията

Capital investment

	€/W	W	Price
PV modules (150W/m ²), including cables, invertors, etc.	1.50	80,000.00	120,000.00
		Total:	120,000.00

Estimated inflation	1.00%
Decrease of annual generation rate	1.00%
Discount rate (price of investment opportunity)	4.00%
Electricity price by october 2014	0.210
Installation price	120,000.00
Preference price	no
Annual production (kWh/a)	70,960.00
Annual savings (€)	14,901.60



Year	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Savings											
Production of electrical energy (kWh)		70,960.00	70,250.40	69,547.90	68,852.42	68,163.89	67,482.25	66,807.43	66,139.36	65,477.96	64,823.18
Savings from electrical energy (€)		14,901.60	15,050.62	15,201.12	15,353.13	15,506.66	15,661.73	15,818.35	15,976.53	16,136.30	16,297.66
Total savings (with a discount rate)		14,328.46	13,915.14	13,513.74	13,123.92	12,745.35	12,377.69	12,020.64	11,673.90	11,337.15	11,010.12
Accumulation	-120,000.00	-105,671.54	-91,756.40	-78,242.66	-65,118.73	-52,373.38	-39,995.69	-27,975.05	-16,301.15	-4,964.00	6,046.11

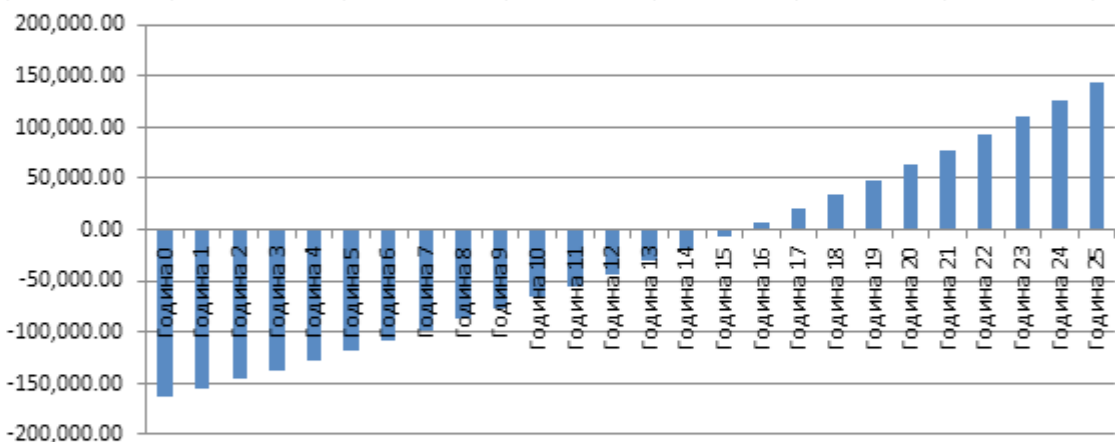
Капиталовложение

	Цена
Мерки за енергийна ефективност (5см повече изолация, дограма с U=0.78 W/m2K, рекуператор със срещуположни потоци, по-добър БМС контрол, по-добра слънцезащита и др.)	209,336.00
Разлика в цена на инсталираната климатизационна мощност тип VRV и подово отопление	46,000.00
Total:	163,336.00

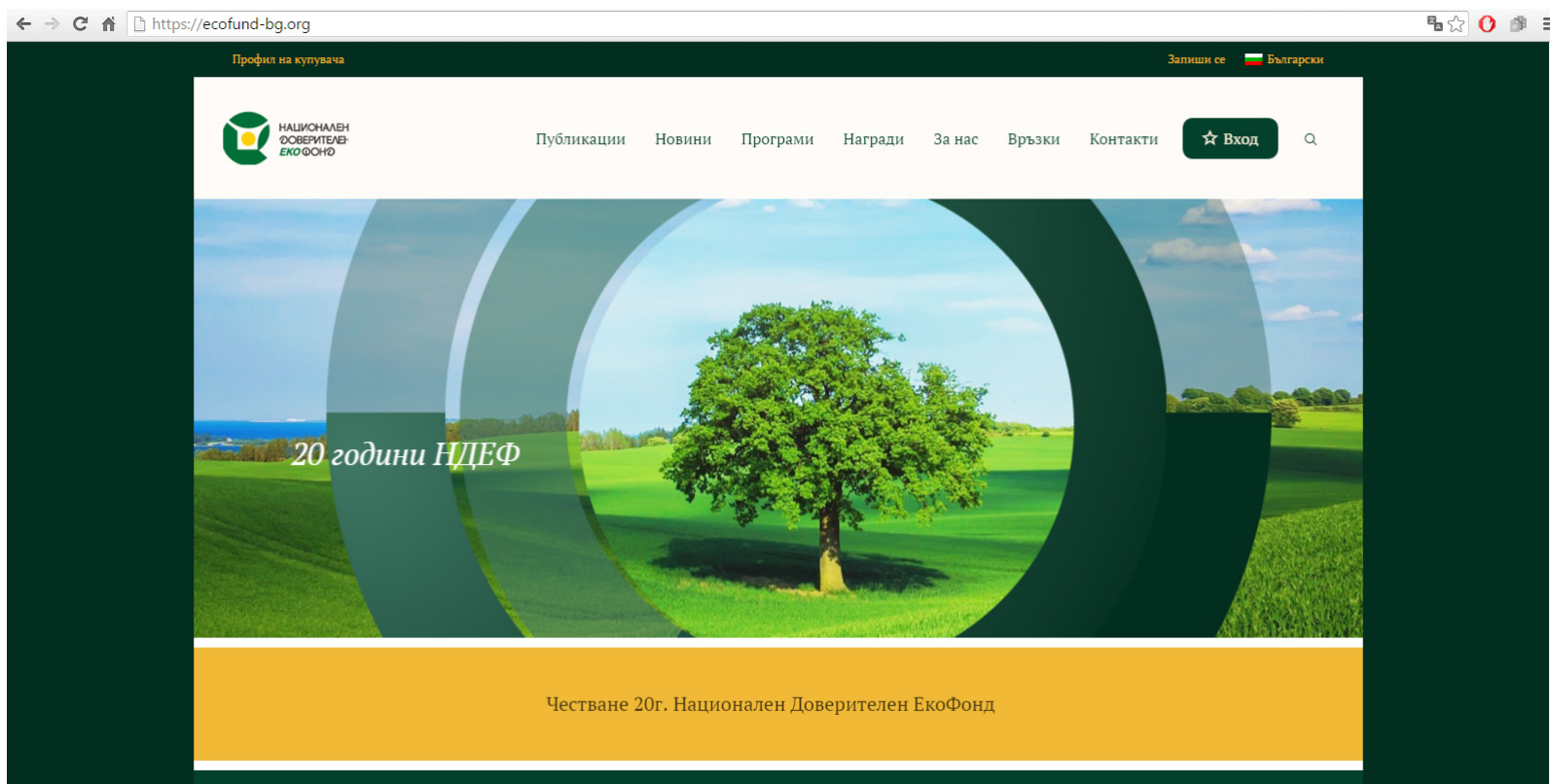
Предвидена инфлация	7.00%
Намаление на годишната продукция	0.00%
Скотов лихвен процент - цена на инвестиционната възможност	4.00%
Цена на ел. енергията от октомври 2014г.	0.195810

Цена на инсталацията (лв.)	163,336.00
Преференциална цена	да

Годишно спестяване (kWh/a)	45,236.00
Годишни спестявания (лв.)	8,857.66

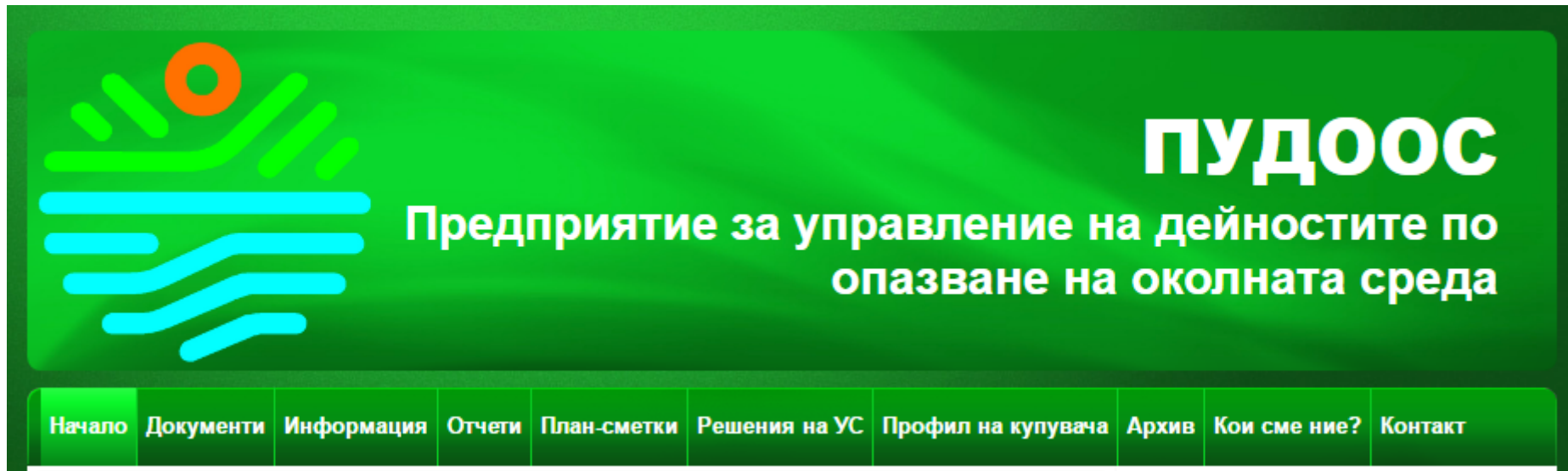


Година	Година 0	Година 1	Година 2	Година 3	Година 4	Година 5	Година 6	Година 7	Година 8	Година 9
Спестявания										
Спестяване на ел. енергия (kWh)		45,236.00	45,236.00	45,236.00	45,236.00	45,236.00	45,236.00	45,236.00	45,236.00	45,236.00
Спестяване на ел. енергия (лв.)		8,857.66	9,477.70	10,141.14	10,851.02	11,610.59	12,423.33	13,292.96	14,223.47	15,219.11
Общо спестявания (отчитайки скотов лихвен процент)		8,516.98	8,762.66	9,015.43	9,275.49	9,543.06	9,818.34	10,101.56	10,392.95	10,692.75
Акумулация:	-163,336.00	-154,819.02	-146,056.35	-137,040.92	-127,765.43	-118,222.37	-108,404.03	-98,302.48	-87,909.53	-77,216.78



Национален доверителен екофонд:

- основан през м. октомври 1995
- управлява средства, предоставени целево от държавния бюджет, включително по силата на суапови сделки за замяна на “Дълг срещу околна среда” и “Дълг срещу природа”
- средства от международна търговия с предписани емисионни единици (ПЕЕ) за парникови газове



С пари по ОПОС 2014-2020г. ще се реализират и проекти за подобряване на качеството на атмосферния въздух на обща стойност 111 млн. лв. Бенефициенти по нея могат да са общините с влошено качество на атмосферния въздух.

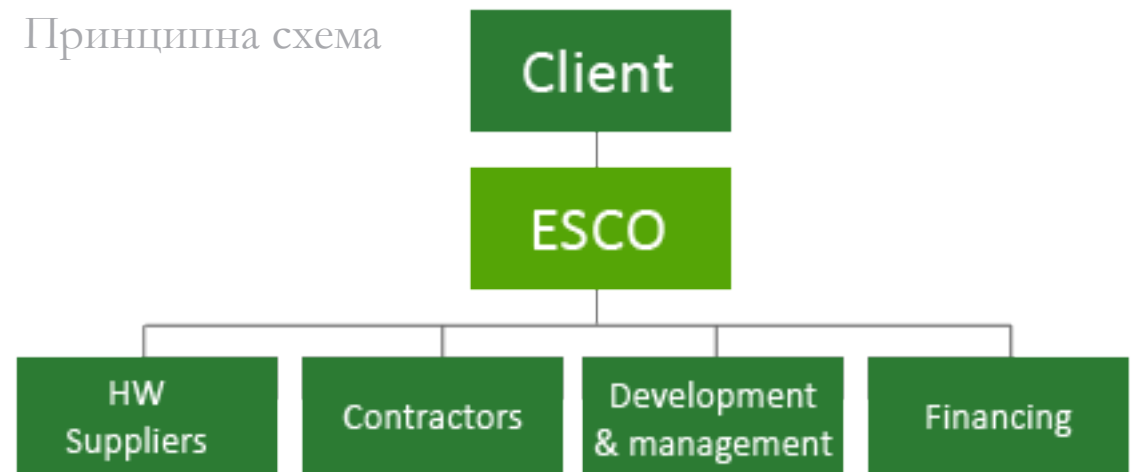
През 2016г. местните власти могат да използват и други източници за финансиране. 14 млн. лв. от Националния доверителен екофонд са предвидени за реализацията на мерки за енергийна ефективност, а 1 млн. лв. ще бъде насочен към стимулиране използването на екологични превозни средства.

Публично-частно партньорство:

ESCO - **energy service company or energy savings company (ESCO or ESCo)**

- Компания, която намира финансов ресурс за енергоспестяващи мерки (кредит, собствен капитал или друго)
- Договор, по който за n години клиентът (училище, предприятие и т.н.) плаща сметките си на компанията, а тя на ЕРП-то или топлофикацията.
- Реализация на енергоспестяващи мерки (ЕСМ)
- Намалени сметки за клиента (например 5%), в действителност много по-ниски заради ЕСМ
- Печалба за ESCO компанията за годините след реалното изплащане на инвестицията
- Клиентът излиза на чисто след края на договора

Принципна схема



Слънчеви топлофикации в България

Какво видяхме в Дания? Какво можем да научим?



Слънчева топлофикация в България



Централно отопление и топла вода от слънчевата енергия.

Система, в която водата се загрява централно от масиви на слънчеви топлинни колектори и се разпространява чрез топлофикационни тръбни мрежи.

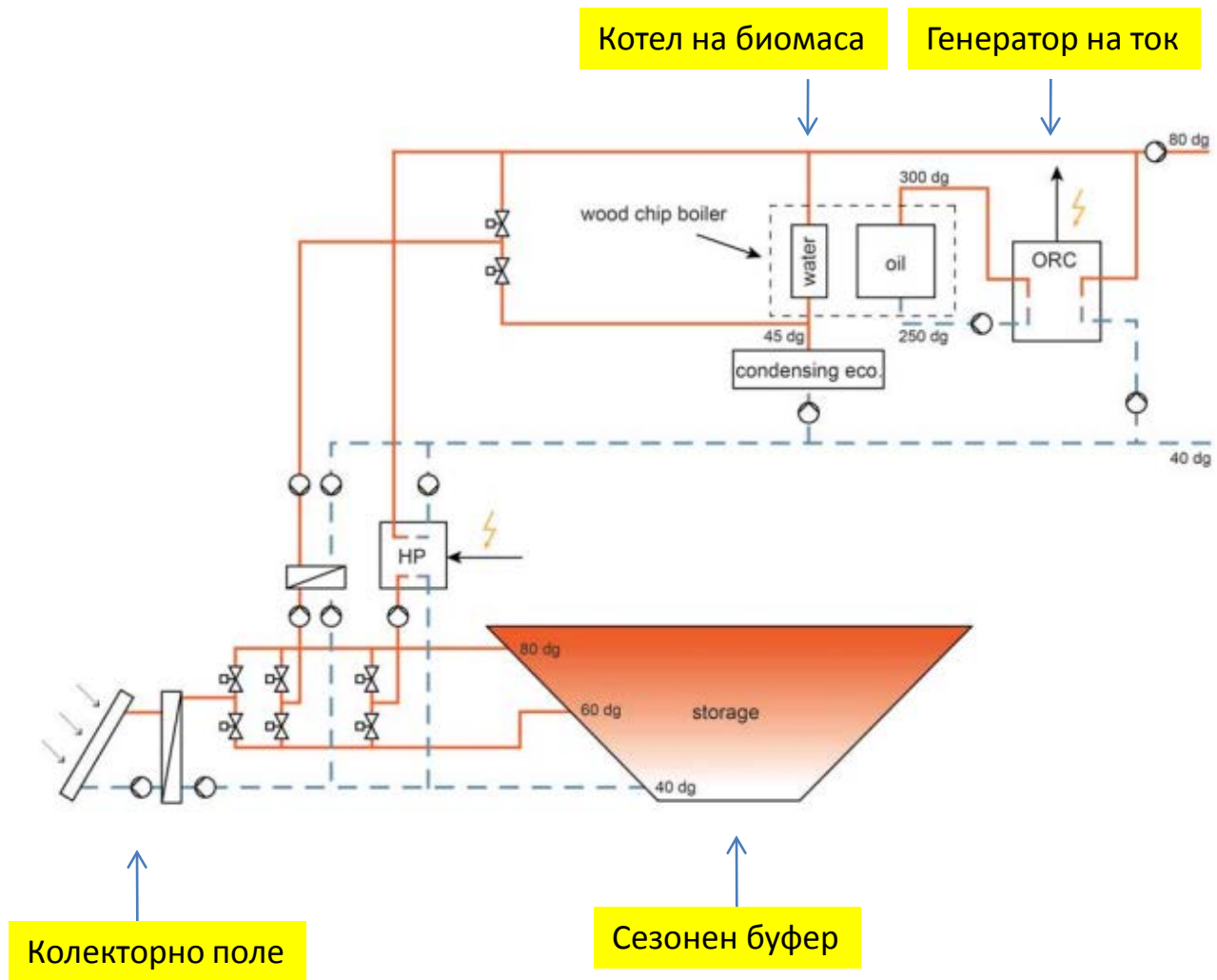




Може да включва мащабен топлинен буфер, който представлява изкуствено езеро, покрито с плуваща топлоизолация.

Топлинният склад увеличава съотношението между слънчевата енергийна печалба и общите енергийни нужди в системата в годишен план. В идеалния случай съхранената енергия от лятото се използва за отопление през зимата.





Принципна схема на инсталацията





Плюсове

+ цената на възобновяемата топлина е предвидима и балансираща: не зависи от цените на горивата

+ екологичен ефект – нулеви емисии на ФПЧ и CO₂, допринася за намаляване на смога в градовете

+ отговаря на стратегическите планове на Европа за устойчиво развитие

Сравнено с децентрализираните слънчеви системи:

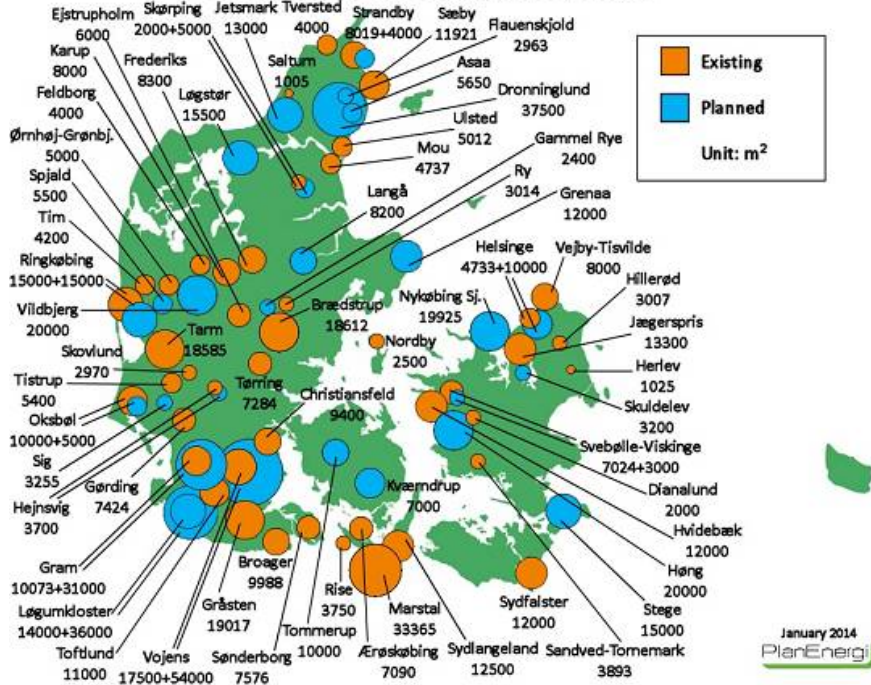
+ по-добро съотношение цена-производителност, поради по-ниска инсталационна цена

+ по-висока топлинна ефективност

+ по-малко поддръжка, централизирана поддръжка

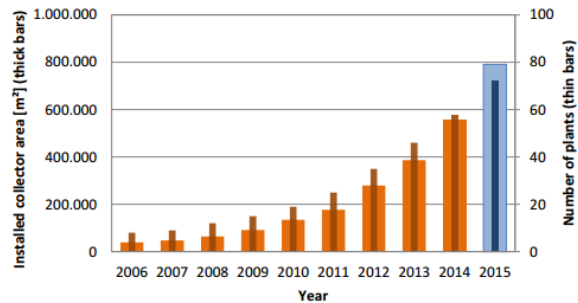


Solar district heating in Denmark



Solar District Heating in Denmark

Sum of collector area and the number of plants



Дания преживява бум на слънчевите топлофикации, които се реализират без дотации, защото са рентабилни.

Повечето централи комбинират слънце с биомаса. Дял на слънчевата енергия варира от 20% до 50%.





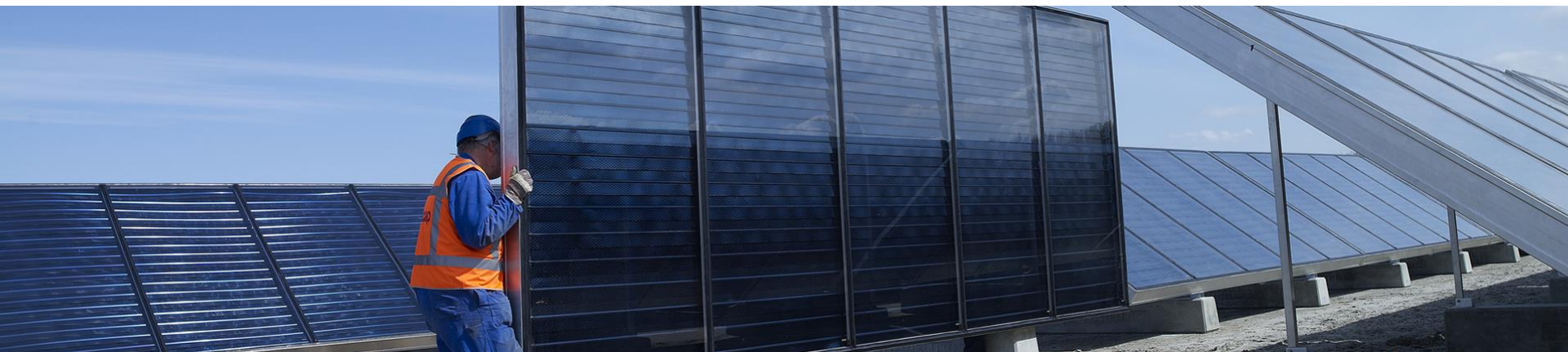
Колекторно поле на слънчева топлофикация към малко градче в Дания



Марстал, Дания: на всяко домакинство се падат 22м² колекторно поле в общата кооперативна инсталация на градската слънчева топлофикация



Поле от топлинни слънчеви колектори



Създадена е специална технология топлинни слънчеви колектори,
Предназначени за индустриален добив на слънчева топлина



Най-голямата слънчева топлоцентрала във Войенс, Дания



Ново поколение градска топлоцентрала. Фасадата е покрита с фотоволтаични панели, покриващи нуждите на циркулационните помпи.



Изпълнение на водния сезонен буфер



Сезонният буфер преди да бъде зает с вода



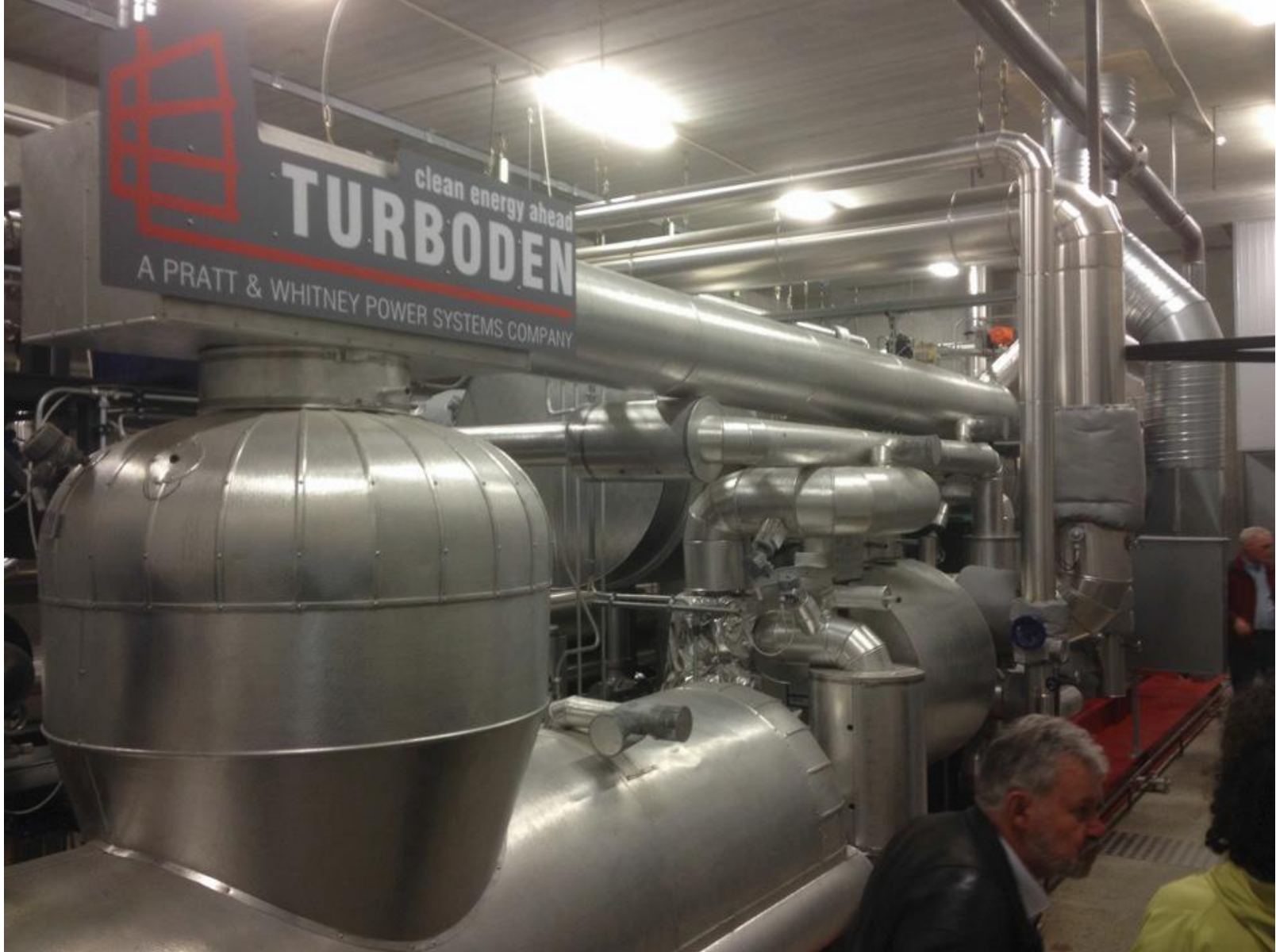
Дистрибуторът на сезонния буфер подава гореща вода в различни слоеве на водния обем



Покритието на сезонния буфер представлява плуваща топлоизолация,
Като дъждовната вода се отвежда чрез специална дренажна система



Система за поддържане на свойствата на водата в буфера



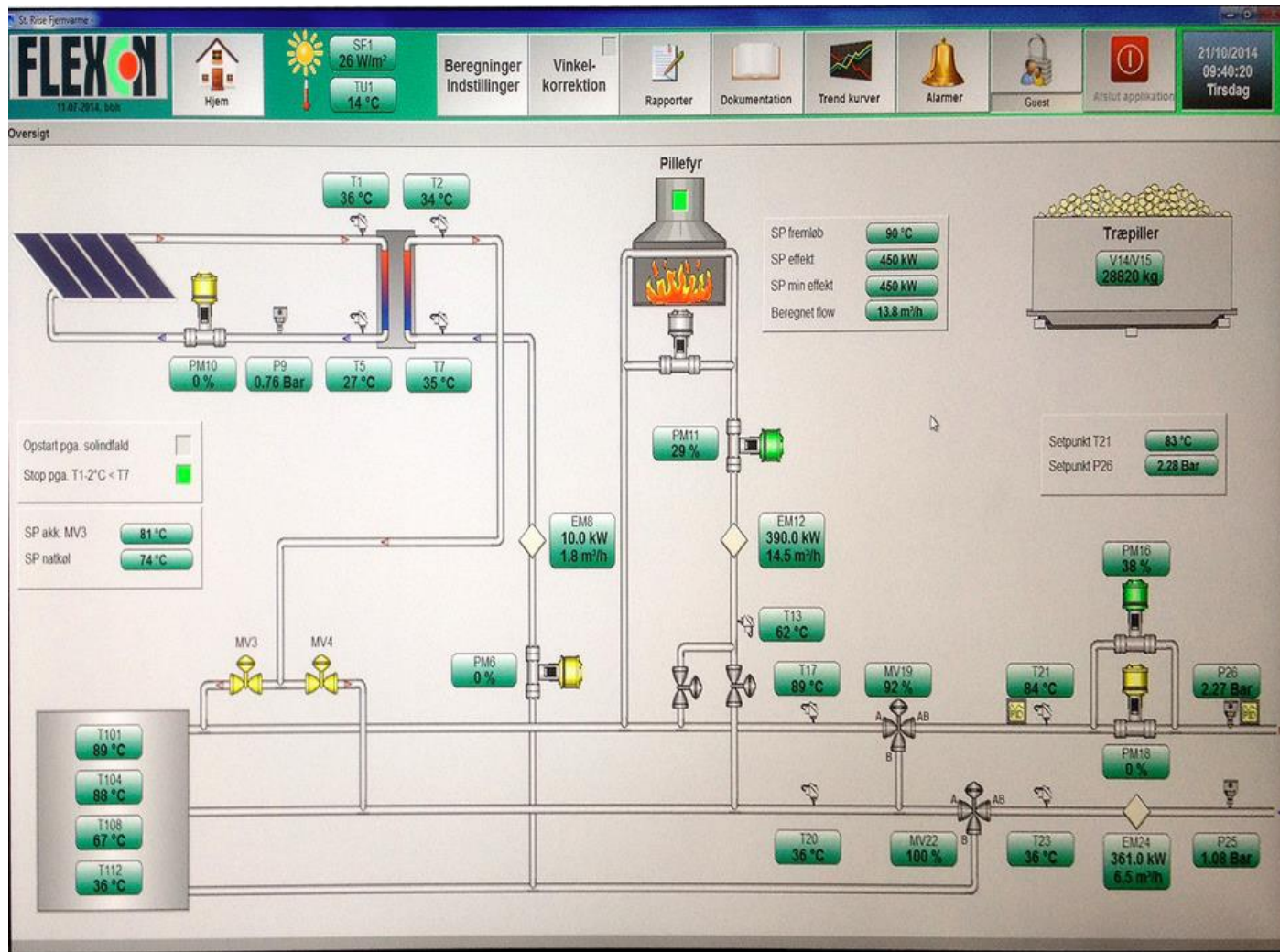
ORC инсталация, която произвежда ток от отпадна топлина



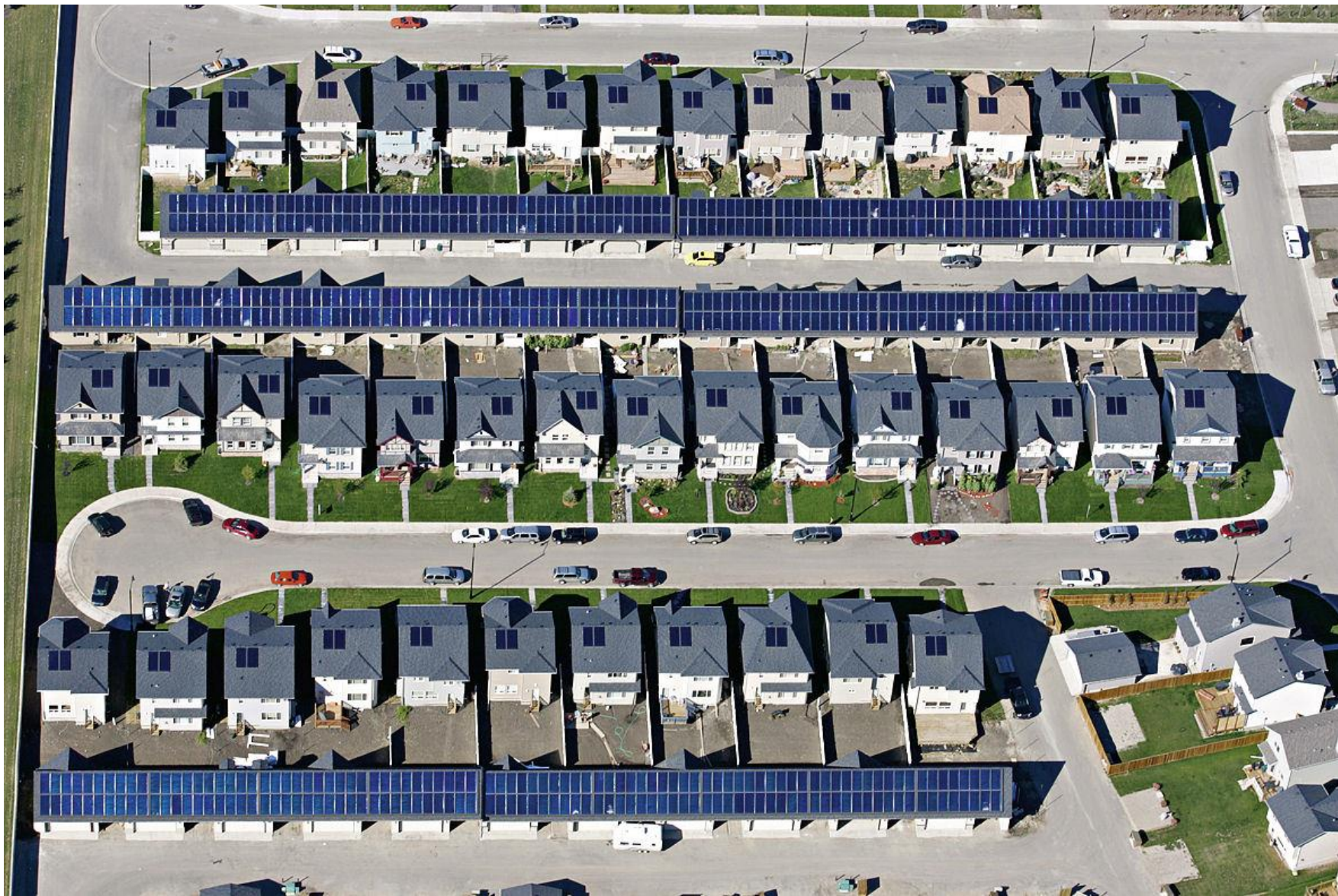
Термопомпен агрегат, който догрива добитата от слънцето топлина



Селска топлоцентрала на биомаса и слънце, напълно автоматизирана, обслужва 120 домакинства



Технологична схема на малка слънчева топлоцентрала



Топлинни слънчеви колектори, разположени върху покритите на гаражите в Дрейк Ландинг, Канада

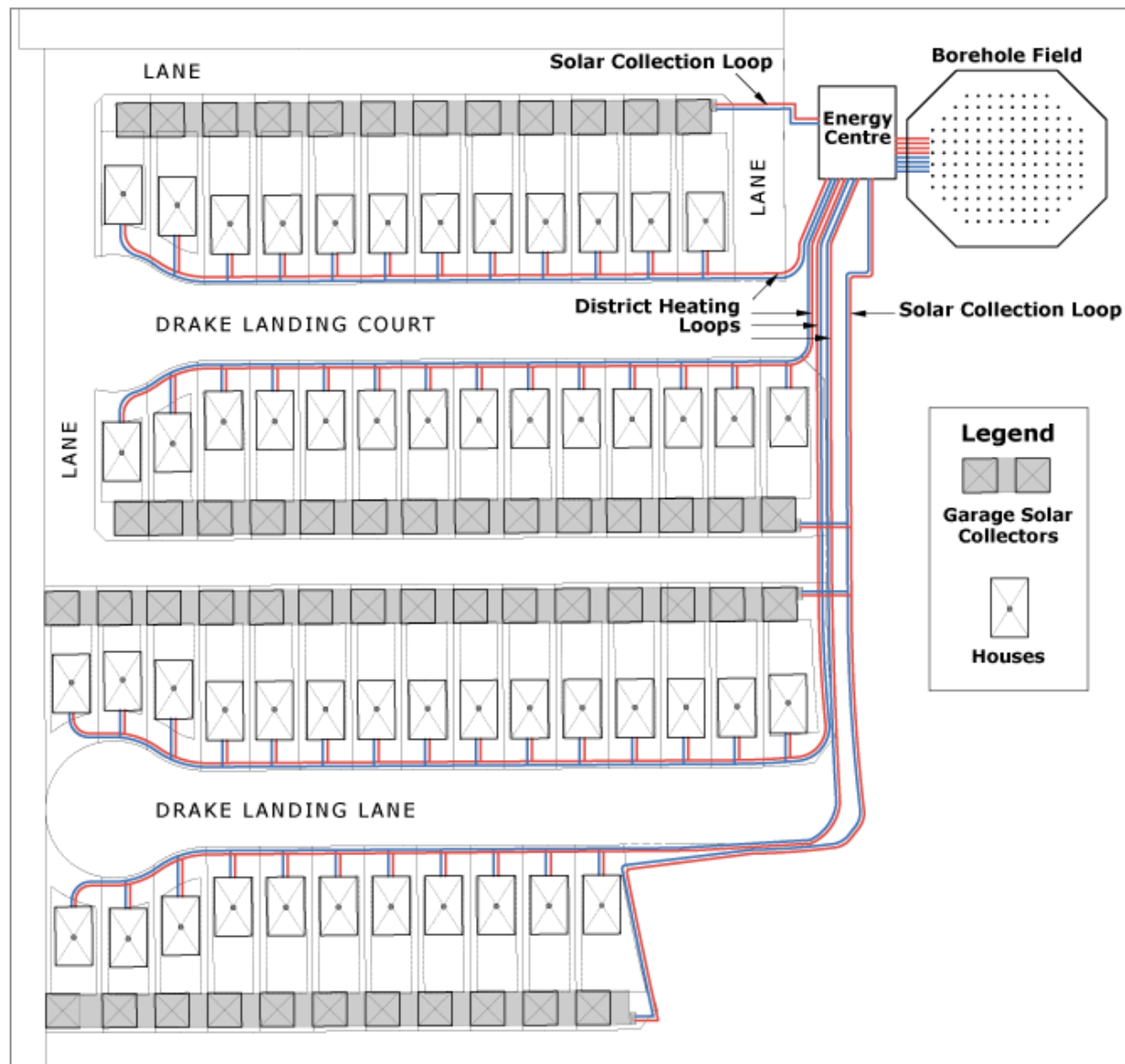


Схема на кварталната топлофикация в Дрейк Ландинг, Канада.

Сезонното съхранение се осъществява чрез буфериране на топлинна енергия в скална маса.

Технико-икономически анализ за прилагане на Слънчеви Топлофикации в България

ВЪВЕДЕНИЕ

Настоящият анализ се разделя на две части:

- Техническа, която разглежда слънчевото производство според географското положение, избраният колектор, наклона на колекторите и проектните спецификации
- Икономическа, която разглежда връщането на инвестицията спрямо различни лихвени и инфлационни сценарий, както и при наличието на грантово финансиране

ТЕХНИЧЕСКИ АНАЛИЗ

Подготвяйки техническата част бяха използвани статистически данни за слънчевата радиация от последните 25 години, използвайки инструментът 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".

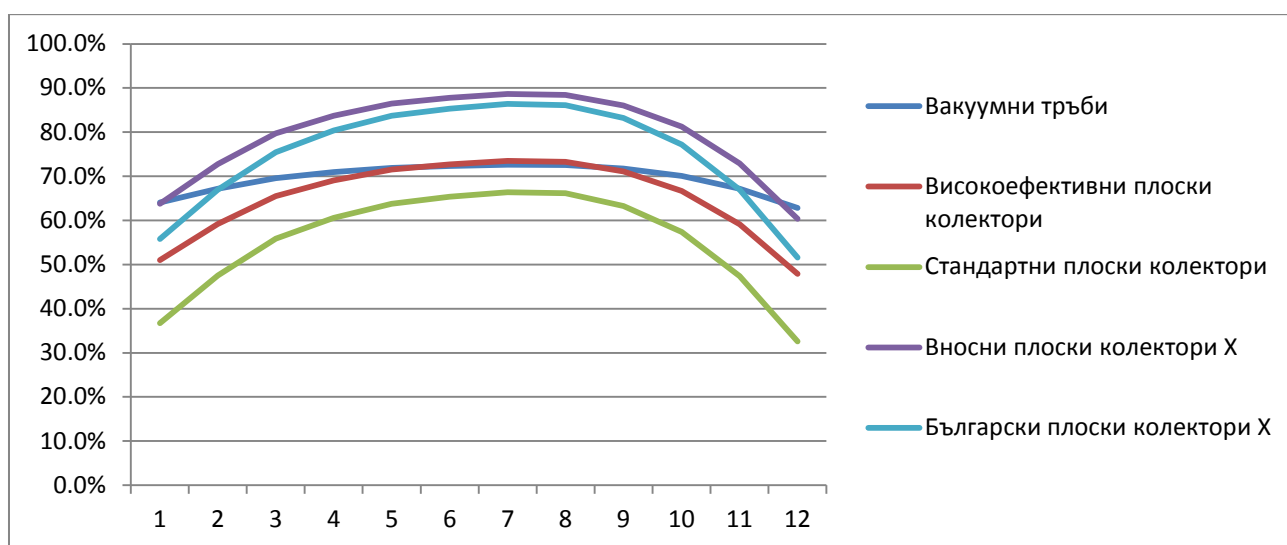
Бяха анализирани 5 вида колектори – 3 с примерни стойности за типовете колектори и 2 с конкретни стойности по данни на производител за конкретни пазарни модели, от които 1 българско производство и 1 чуждестранно.

	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%

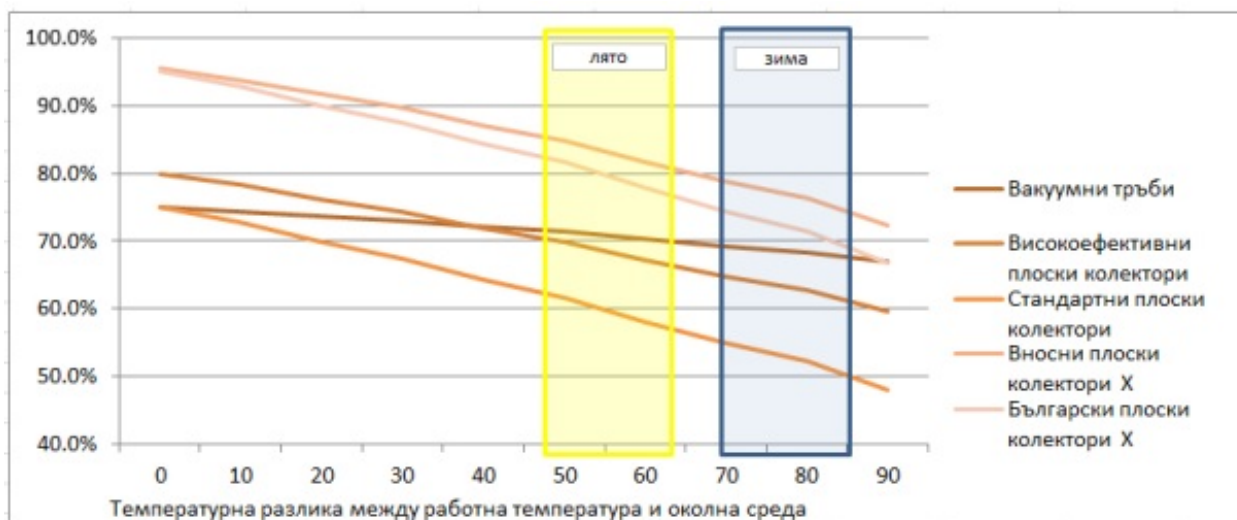
В годишен план ефективността на всеки един от колекторите може да бъде изведена от следната графика. Прави впечатление, че вакуумните тръби запазват висока ефективност и при големи температурни разлики зимно време, докато за същия период се наблюдава сериозен пад на КПД на плоските колектори.

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 кВтч (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%.

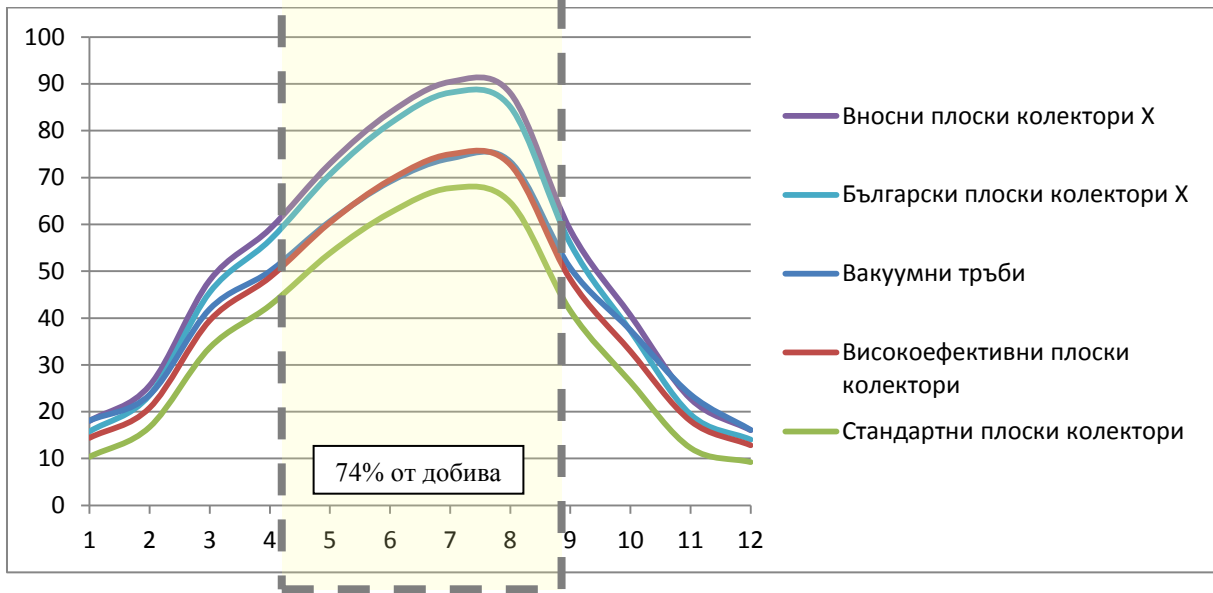
Анализ на конкретен случай

Избраните параметри за конкретния случай са:

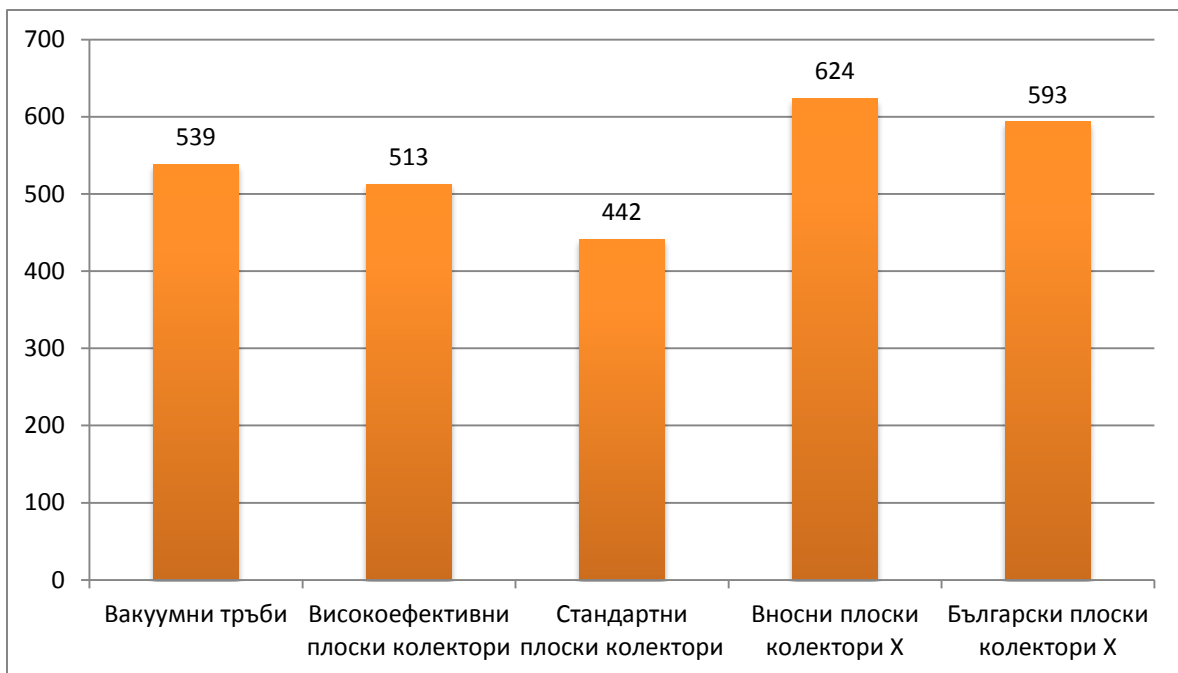
Работна температура	70
Местоположение	Варна
Климатична зона	Северно черноморие
Наклон	35
Тип колектор	Български плоски колектори X

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 дела на зимно производство. Общото производство за всеки тип колектор е видно от следните графики:

Производство от 1000м2 колекторно поле (МВтч)



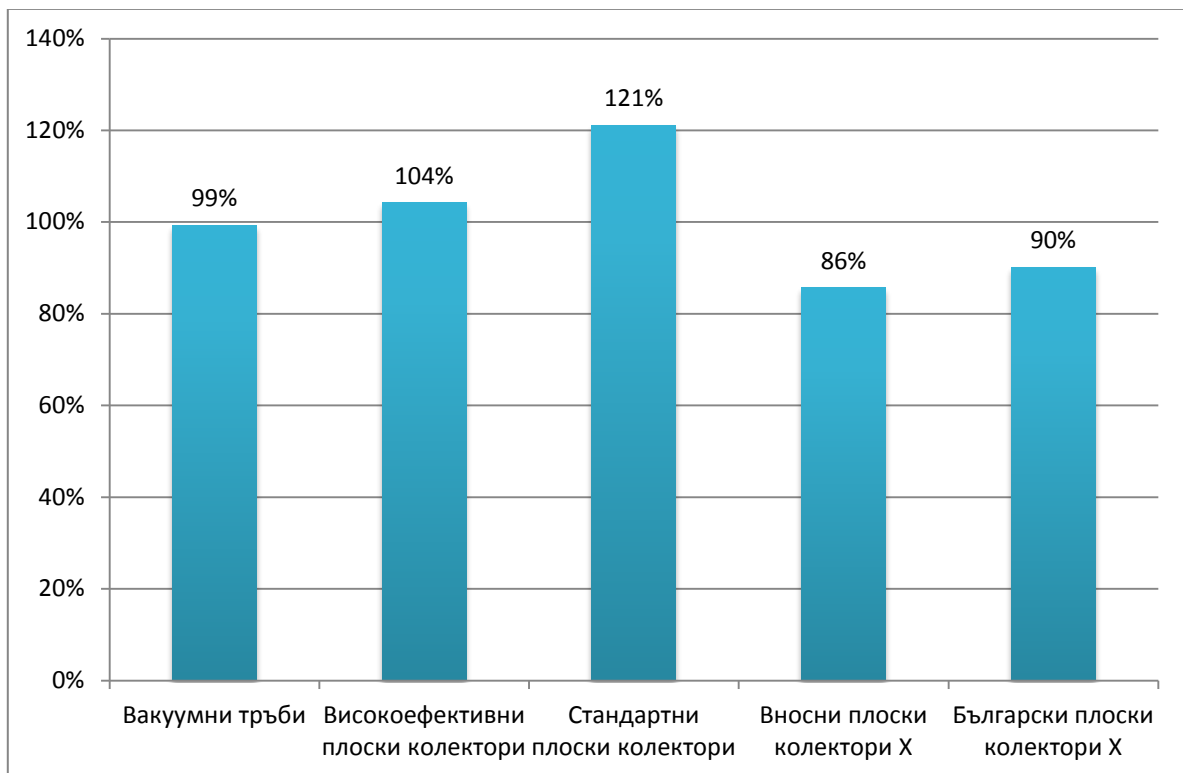
Производство от 1000м2 колекторно поле (МВтч)



Необходима колекторна площ за производството на 1 ГВтч



Фактор за покриване на еднакво производство с различен тип колектор



ИКОНОМИЧЕСКИ АНАЛИЗ

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 ГВч нетно производство на топлинна енергия при покритие 60% (1.667 ГВч 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 нежизненоспособни нива.

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 1685м² колекторно поле, което с наклон от 35 градуса, за условията на Варна и климатична област Северно Черноморие ще произведе 1 ГВч топлинна енергия, от които едва 0.9% трябва да се буферират.

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

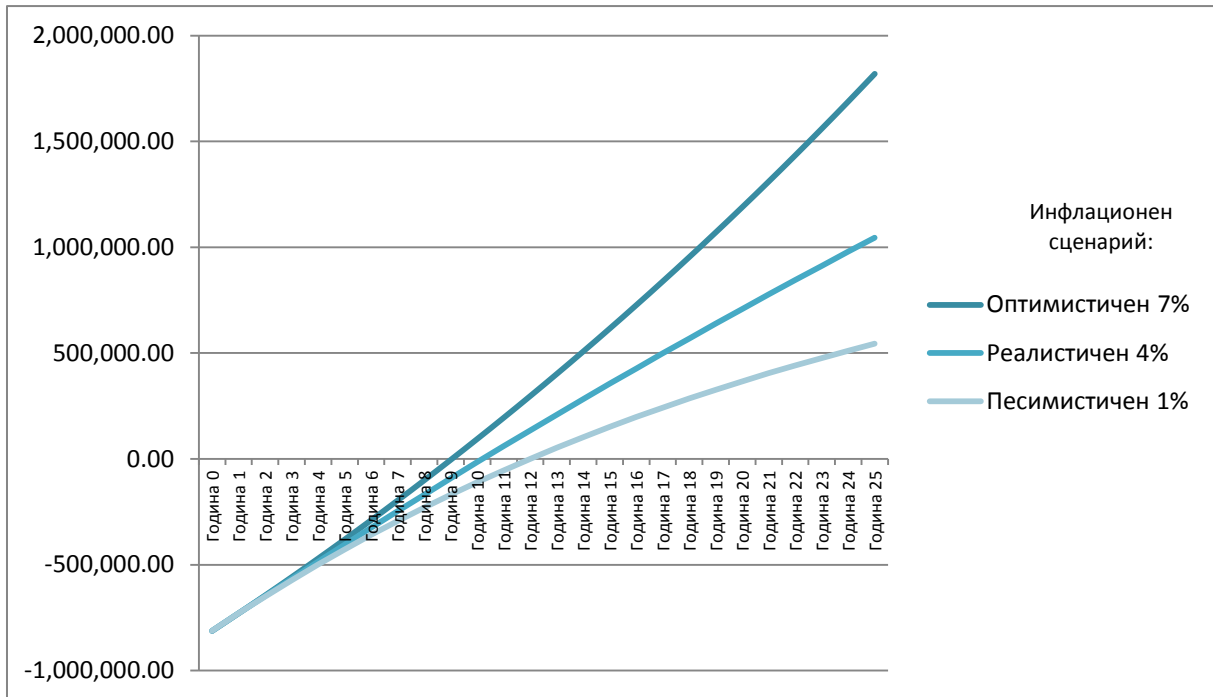
За последващия анализ е определен колекторът с най-добро отношение цена/качество – плосък колектор на български производител X. За образуване на цените са приети дистрибуторски отстъпки между 10 и 20% в зависимост от производителя, заради размера на колекторната площ. Цената на инсталацията е формирана 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 такова не се е налагало. Допълнителен ценообразуващ фактор, в който е включена 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:

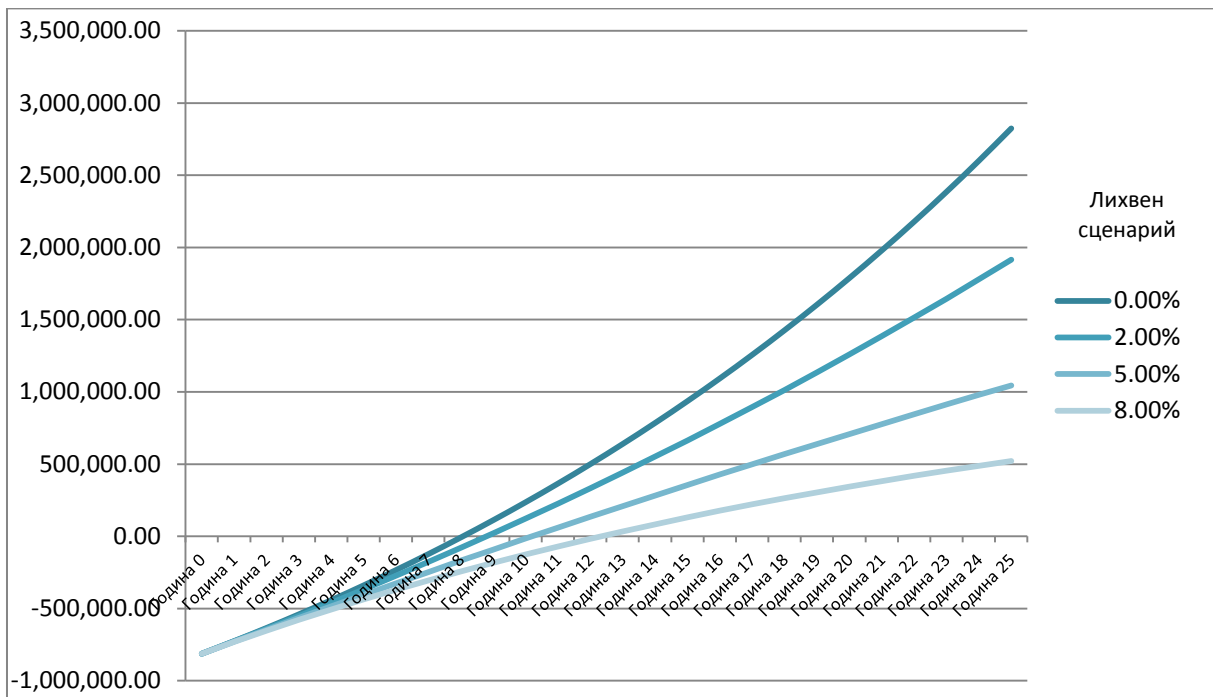
	Оптимистичен 7%	Реалистичен 4%	Песимистичен 1%
Инфлация на цената на енергията	7.00%	4.00%	1.00%
Лихва по кредит	2.00%	5.00%	8.00%

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%.

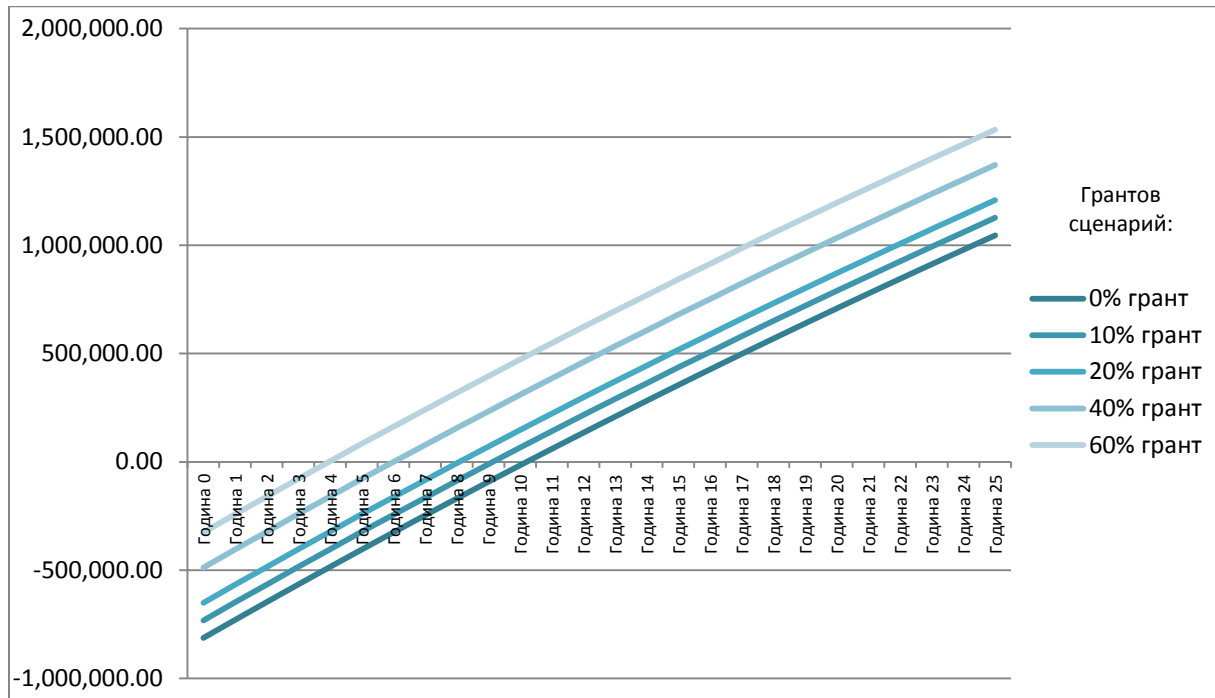
Връщане на инвестицията при различни нива на инфлация на цената на енергията



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



Връщане на инвестицията при наличие на грантово финансиране

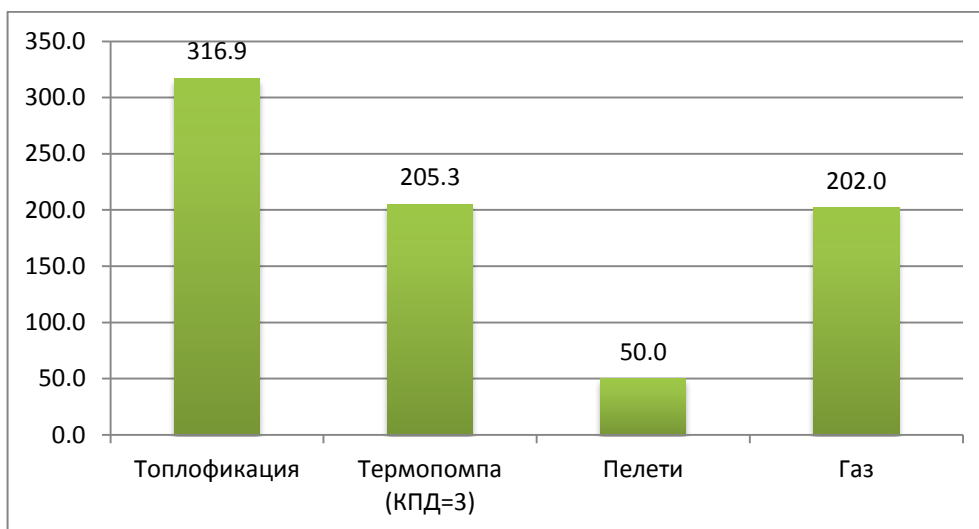


За целите на икономическия анализ е взета актуалната цена на топлоенергия за варненската топлофикация, а именно **84.20 лв./МВч с ДДС**, поради липса на точна информация за производствени и експлоатационни разходи на топлофикационната централа.

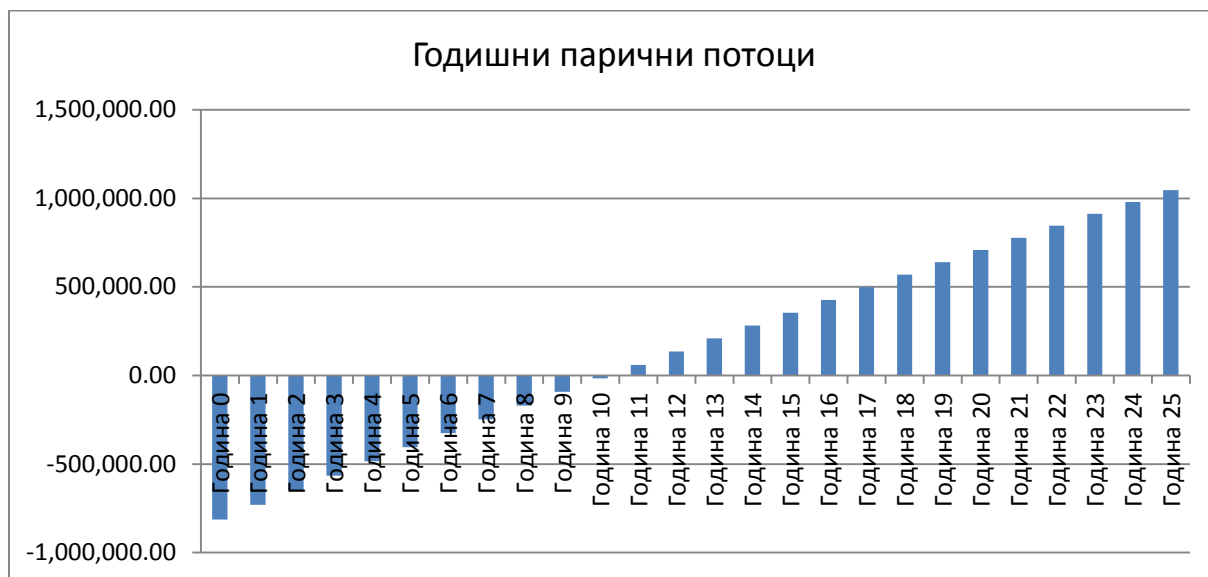
Друг фактор, който има отношение към екологията и икономическите показатели на проекта, са спестените въглеродни емисии. Приема се, че всеки тон спестени общи вредни емисии (еквивалент на CO₂) се заплаща на цена от 5.05 евро/тон или 9.88 лв./тон по прогнозни стойности за 2015та година определени от Министерството на енергетиката и обявени от министър Драгомир Стойнев през август 2014та година. 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 – 2020г.“. 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 МВч.

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

Спестени емисии (т. CO2) при слънчев добив на 1 ГВтч топлинна енергия



Окончателния анализ за конкретния случай показва срокове за връщане на инвестицията от около 10 години, показани в долната графика:



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

ИЗВОДИ

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 в последствие, 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.

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.

Значително се намаляват 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.

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 последствия от дейността на човека.

Бизнес модел и стратегическо планиране









Правилен подход и управление на капиталовия ресурс

СЪСТАВЯНЕ НА БИЗНЕС МОДЕЛ

The Business Model Canvas

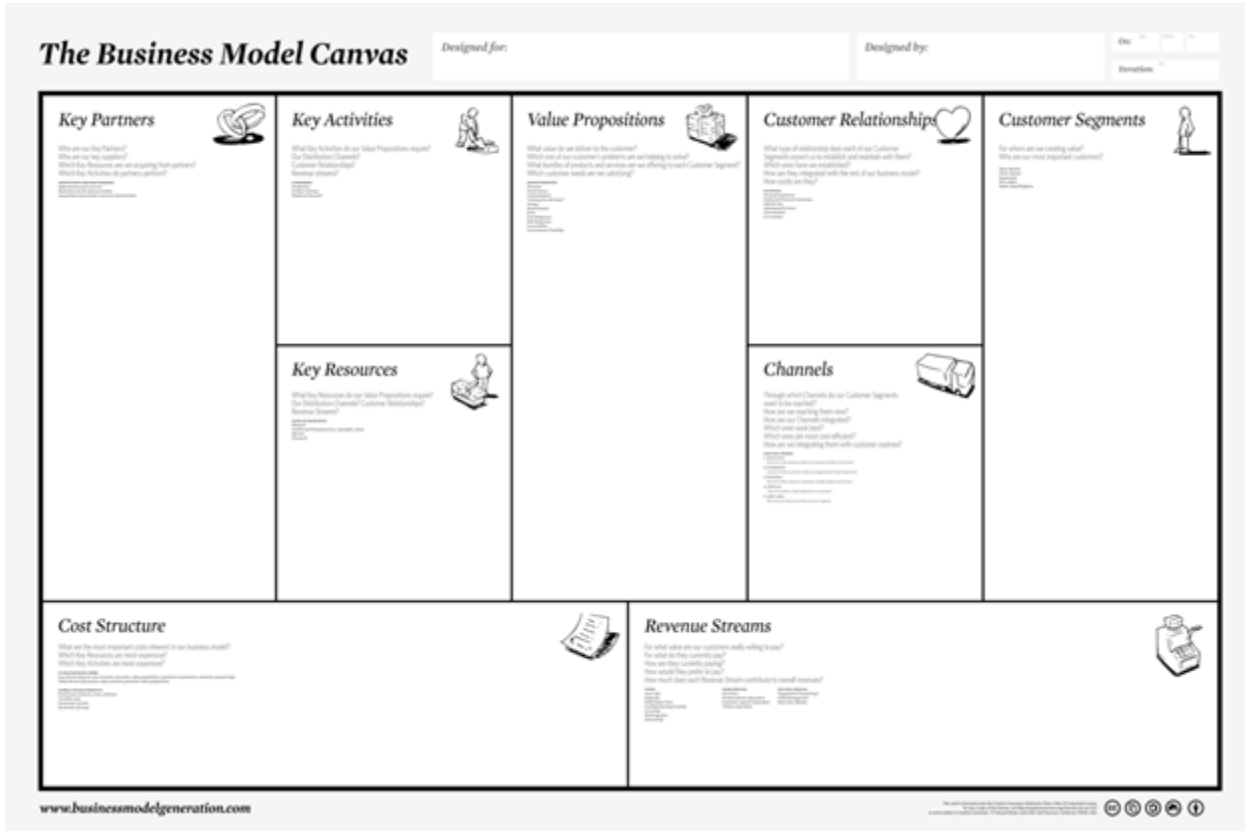
Designed for: _____ Designed by: _____

Date: _____
Version: _____

<p>Key Partners </p> <p>Who are our Key Partners? Who are our key suppliers? Which Key Resources are we acquiring from partners? Which Key Activities do partners perform? Why are we dependent on our Key Partners? What do we expect from our Key Partners? What do our Key Partners expect from us?</p>	<p>Key Activities </p> <p>What Key Activities do our Value Propositions require? Our Distribution Channels? Customer Relationships? Revenue Streams? Why are we dependent on our Key Activities? What do our Key Activities require from us?</p>	<p>Value Propositions </p> <p>What value do we deliver to the customer? Which one of our customer segments are we trying to catch? What bundles of products and services are we offering to each Customer Segment? Which customer needs are we addressing? Why are we dependent on our Value Propositions? What do our Value Propositions require from us?</p>	<p>Customer Relationships </p> <p>What type of relationship does each of our Customer Segments expect us to establish and maintain with them? Which ones have we established? How are they integrated with the rest of our business model? How costly are they? Why are we dependent on our Customer Relationships? What do our Customer Relationships require from us?</p>	<p>Customer Segments </p> <p>For whom are we creating value? Who are our most important customers? What are our segments? What are our segments' needs? What are our segments' expectations? What are our segments' behaviors? What are our segments' characteristics?</p>
<p>Key Resources </p> <p>What Key Resources do our Value Propositions require? Our Distribution Channels? Customer Relationships? Revenue Streams? Why are we dependent on our Key Resources? What do our Key Resources require from us?</p>		<p>Channels </p> <p>Through which Channels do our Customer Segments want to be reached? How are we reaching them now? How are our Channels integrated? Which ones work best? Which ones are most cost-efficient? How are we integrating them with customer outreach? Why are we dependent on our Channels? What do our Channels require from us?</p>		
<p>Cost Structure</p> <p>What are the most important costs inherent to our business model? Which Key Resources are most expensive? Which Key Activities are most expensive? Why are we dependent on our Cost Structure? What do our Cost Structures require from us?</p>		<p>Revenue Streams </p> <p>For what value are our customers really willing to pay? For what do they currently pay? How are they currently paying? How would they prefer to pay? How much does each Revenue Stream contribute to overall revenue? Why are we dependent on our Revenue Streams? What do our Revenue Streams require from us?</p>		

www.businessmodelgeneration.com

CC BY-NC-SA



1. Клиентски сегменти
 - Топофикации
 - Комунални общности

The Business Model Canvas

Designed for:

Designed by:

On:

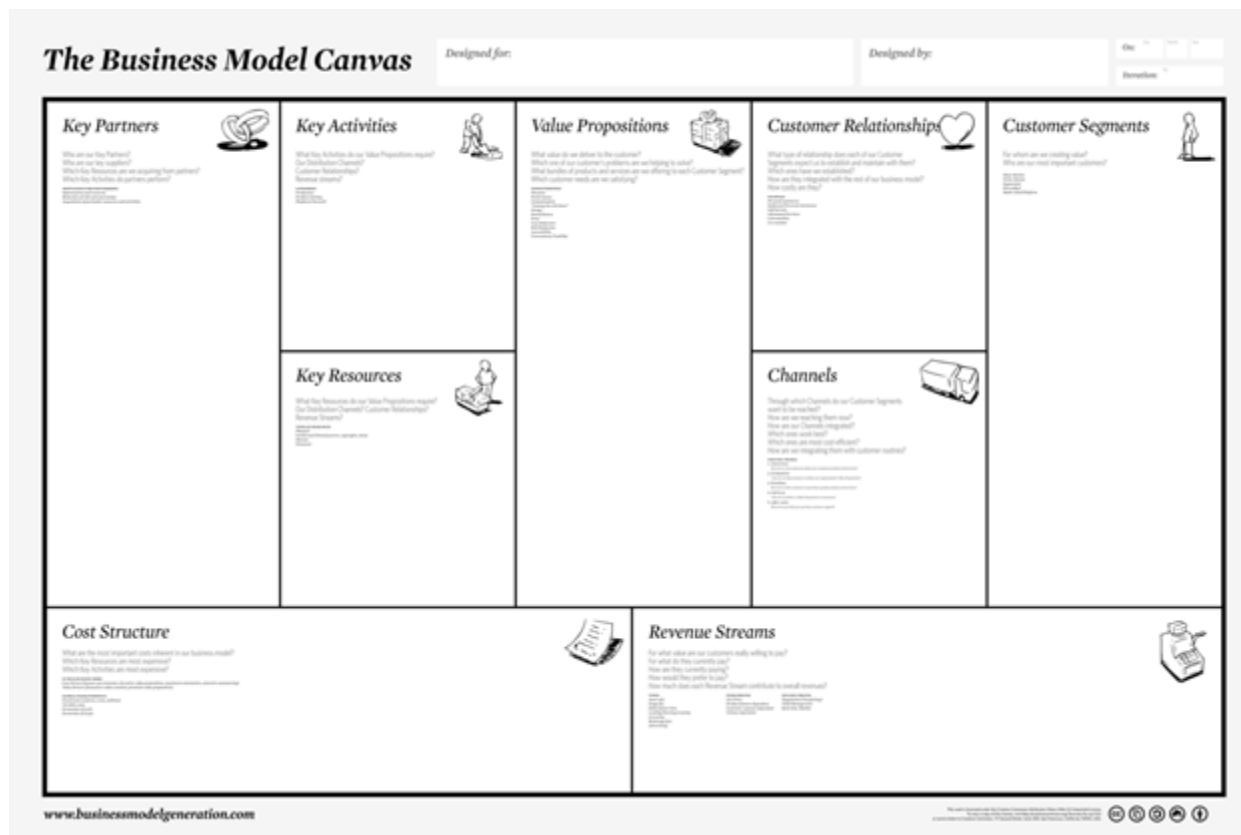
Revision:

Key Partners What are our Key Partners? Which Key Resources are we acquiring from partners? Which Key Activities do partners perform?	Key Activities What Key Activities do our Value Propositions require? Our Distribution Channels? Customer Relationships? Revenue Streams?	Value Propositions What value do we deliver to the customer? What set of products and services are we offering to each Customer Segment? What customer needs are we addressing?	Customer Relationships What type of relationship does each of our Customer Segments expect us to establish and maintain with them? Which ones have we established? How are they integrated with the rest of our business model? How costly are they?	Customer Segments For whom are we creating value? Who are our most important customers?
	Key Resources What Key Resources do our Value Propositions require? Our Distribution Channels? Customer Relationships? Revenue Streams?		Channels Through which Channels do our Customer Segments want to be reached? How are we reaching them now? How are our Channels integrated? Which ones are most cost-effective? How are we integrating them with customer support?	
Cost Structure What are the most important costs inherent in our business model? Which Key Resources are most expensive? Which Key Activities are most important? Revenue Streams?			Revenue Streams For what value are our customers really willing to pay? For what do they really pay? How much are they willing to pay? How much are they actually paying? How do our Key Partners' Revenue Contributions model our revenue?	

www.businessmodelgeneration.com

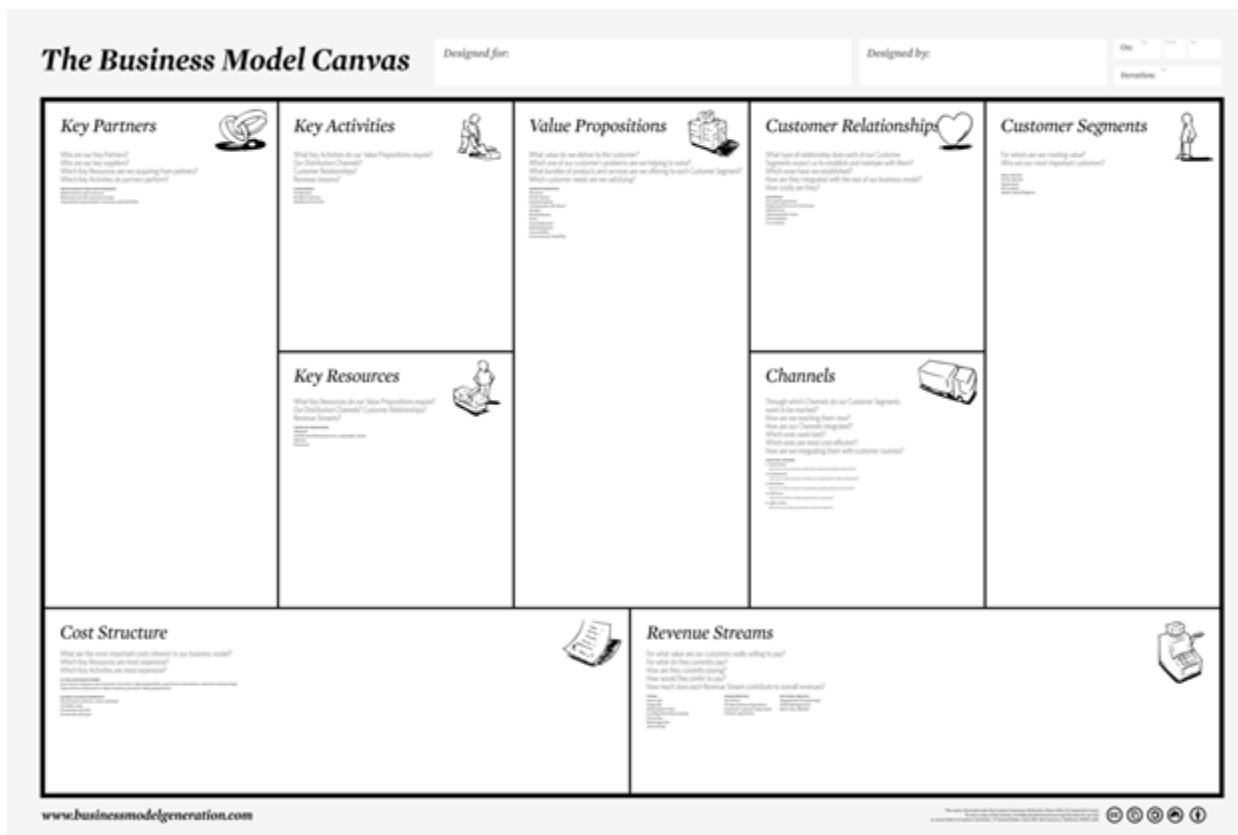
© 2009 Alexander Osterwalder, Yves Pigneur, Business Model Generation, Inc. All rights reserved.

2. Стойност, която предлагаме
 - Повишаване на конкурентноспособността (Топлофикации)
 - Пренасочване на финансови ресурси към други сектори (Топлофикации и комунални общности)
 - Пълна или частична енергийна независимост (Топлофикации и комунални общности)
 - Подобряване на условията и качеството на живот (Комунални общности)



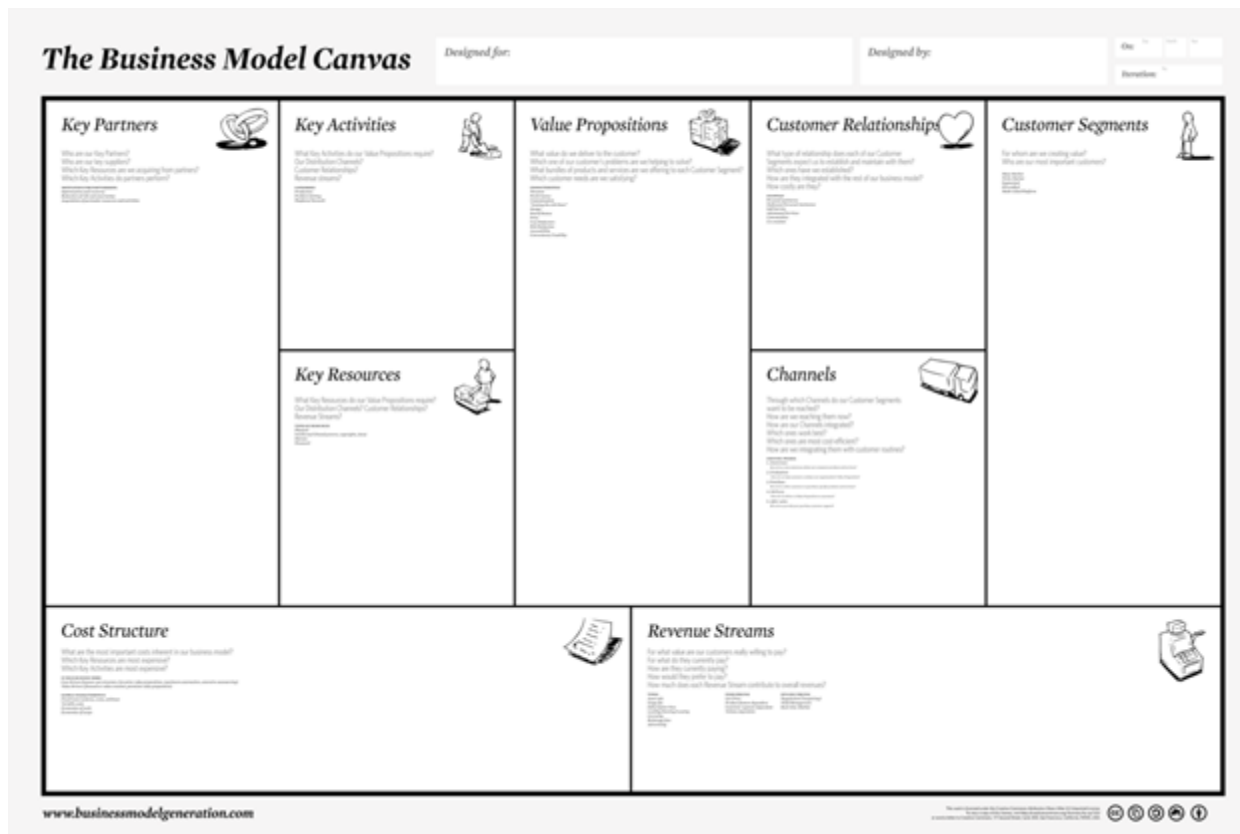
3. Ключови партньори

- Чуждестранни експерти (познания и опит)
- Инвеститори (финансов ресурс, внедряване на технология)
- Държавна/общинска власт кметове (финансов ресурс, внедряване на технология)
- Местни производители (финансов и/или човешки ресурс)
- Финансови институции (финансов ресурс)
- Теплофикации (финансов и/или човешки ресурс)
- Търговци на топлоенергия (финансов и/или човешки ресурс, внедряване на технология)
- ЕСКО (внедряване на технология)
- Научно изследователски развойни звена (познания и опит)



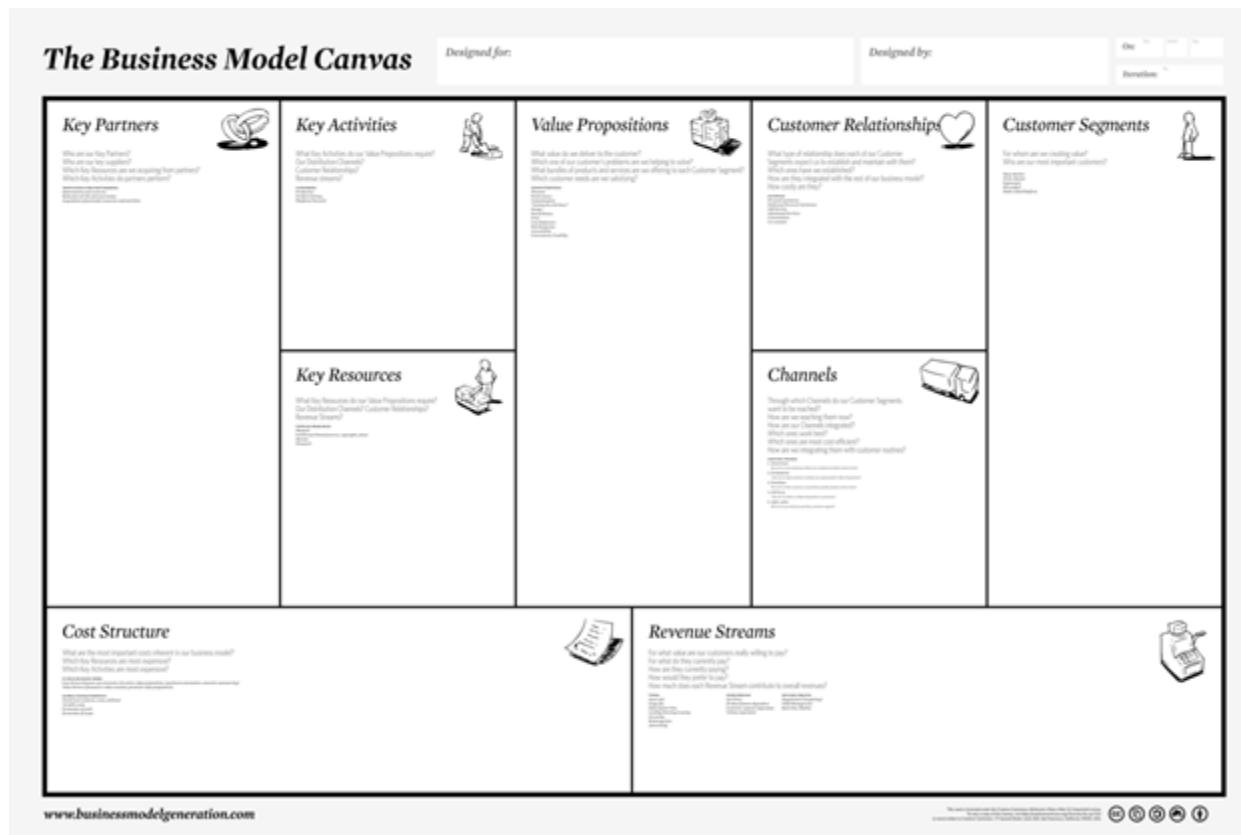
4. Ключови ресурси

- Познания и опит (предварителни анализи, симулации, обмен, проучвания, изследвания, тестове и прототипи)
- Технологичен ресурс (достъпни пазарни технологии, адаптации на съществуващи решения)
- Финансов ресурс (нисколихвени кредити, грантови схеми, субсидии, фондове)
- Човешки ресурс (експерти, консултанти, проектанти, анализатори)
- Контакти и позиции за внедряване на технология (рискови инвеститори, държавна и местна власт, дистрибуторски мрежи, контакти с търговци и доставчици)



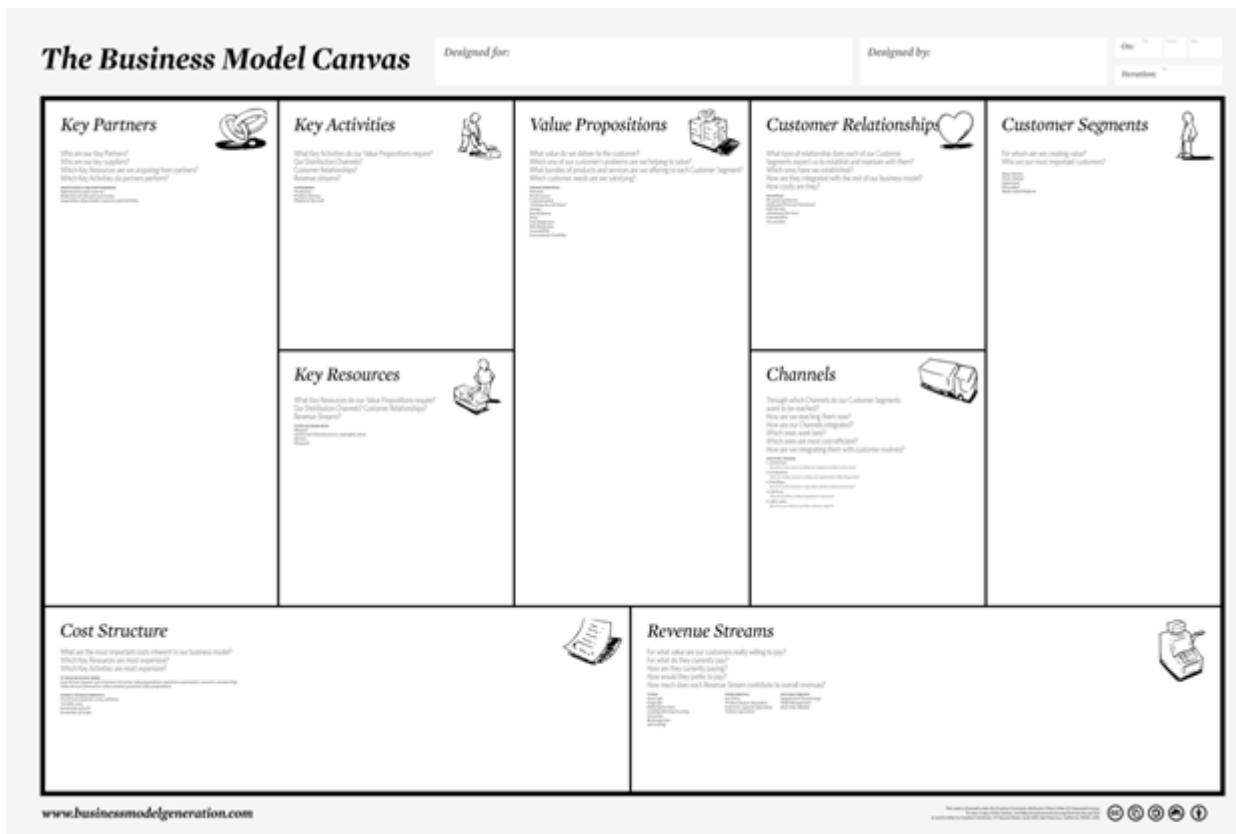
5. Ключови дейности

- Технологичен трансфер (изучаване на добри практики, адаптиране към местните условия)
- Собствен технологичен развой, изследвания и оптимизация
- Развитие на нормативна уредба
- Обучение на проектанти, ключови експерти и финансисти във връзка с 2018-2020 програма
- Лицензиране на търговци на топлоенергия
- Добавяне на технологията като елемент в стратегическите документи в страната
- Обратно изкупуване на произведена в сградите топлинна енергия



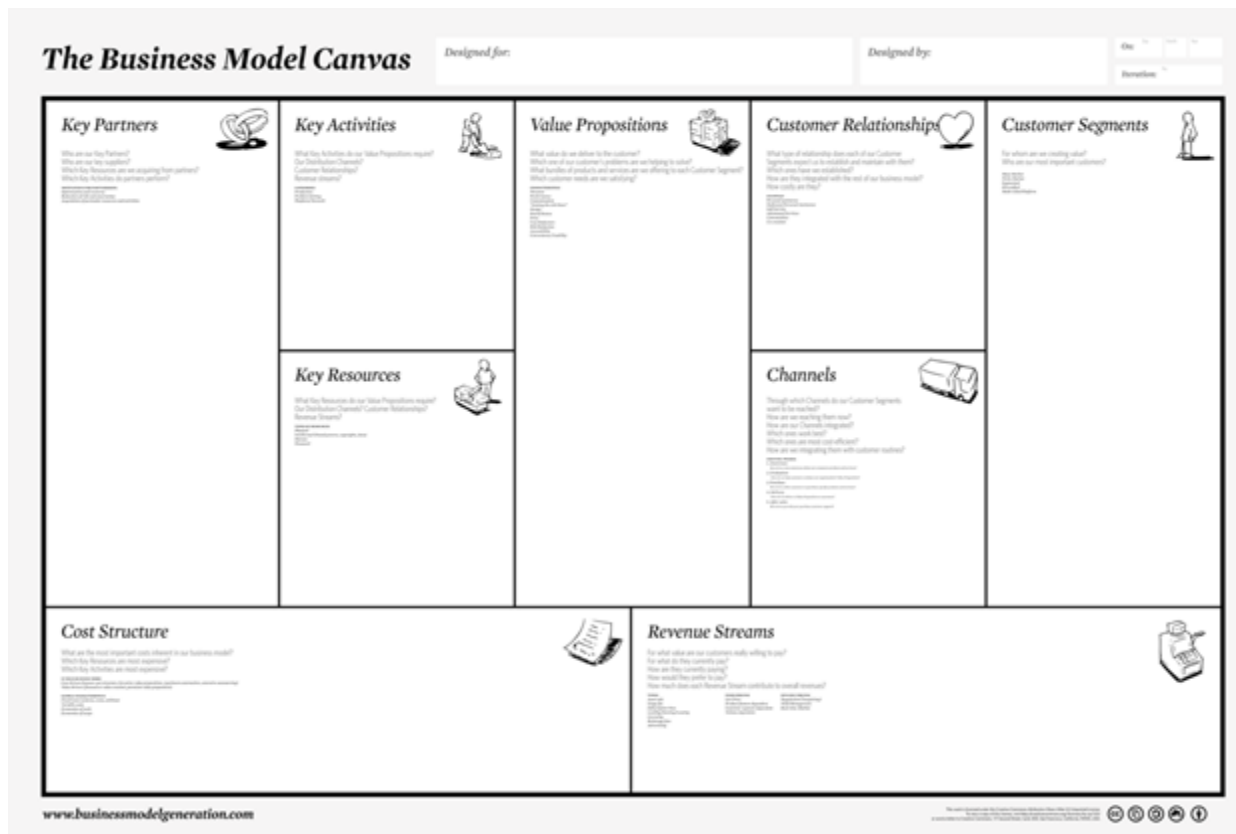
6. Взаимоотношения с клиенти

- Автоматизиран производствен процес (Топлофикации)
- Гаранция за качество, следгаранционно сервизно обслужване, поддръжка и мониторинг (Топлофикации и комунални общности)
- Собствен принос, интерактивност и самоучастие в развитието и приложението на технологията (комунални общности)
- Достъп до информация (комунални общности)

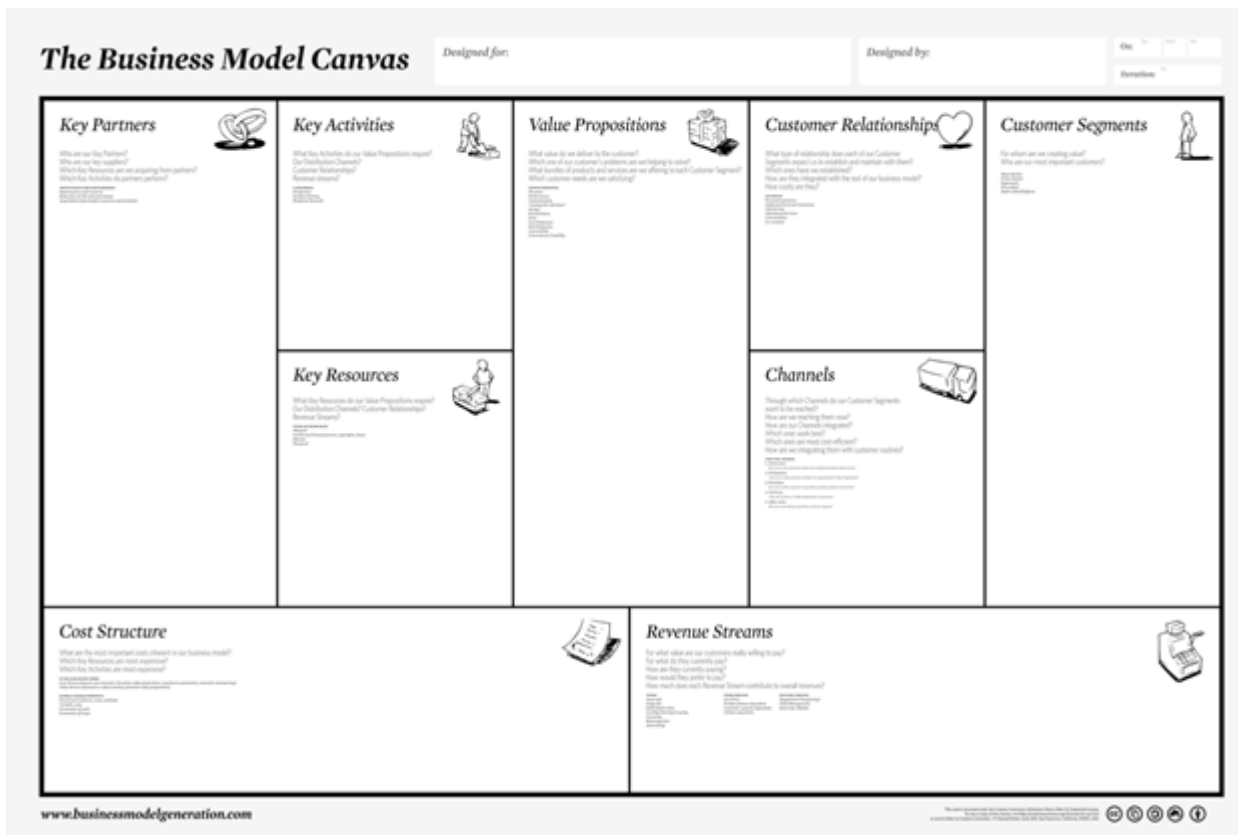


7. Канали

- през представители на местната власт (кметове, общински съветници и т.н.) – комунални общности
- експерти и браншови организации; фирмен R&D отдел; научноразвойни звена – топлофикации
- форуми, конференции, събития – топлофикации и комунални общности
- интернет комуникация (форуми, блогове, социални мрежи) – комунални общности
- интегриран подход посредством създаване на информационна мрежа – събития, обучения, интернет комуникация, срещи, лобизъм

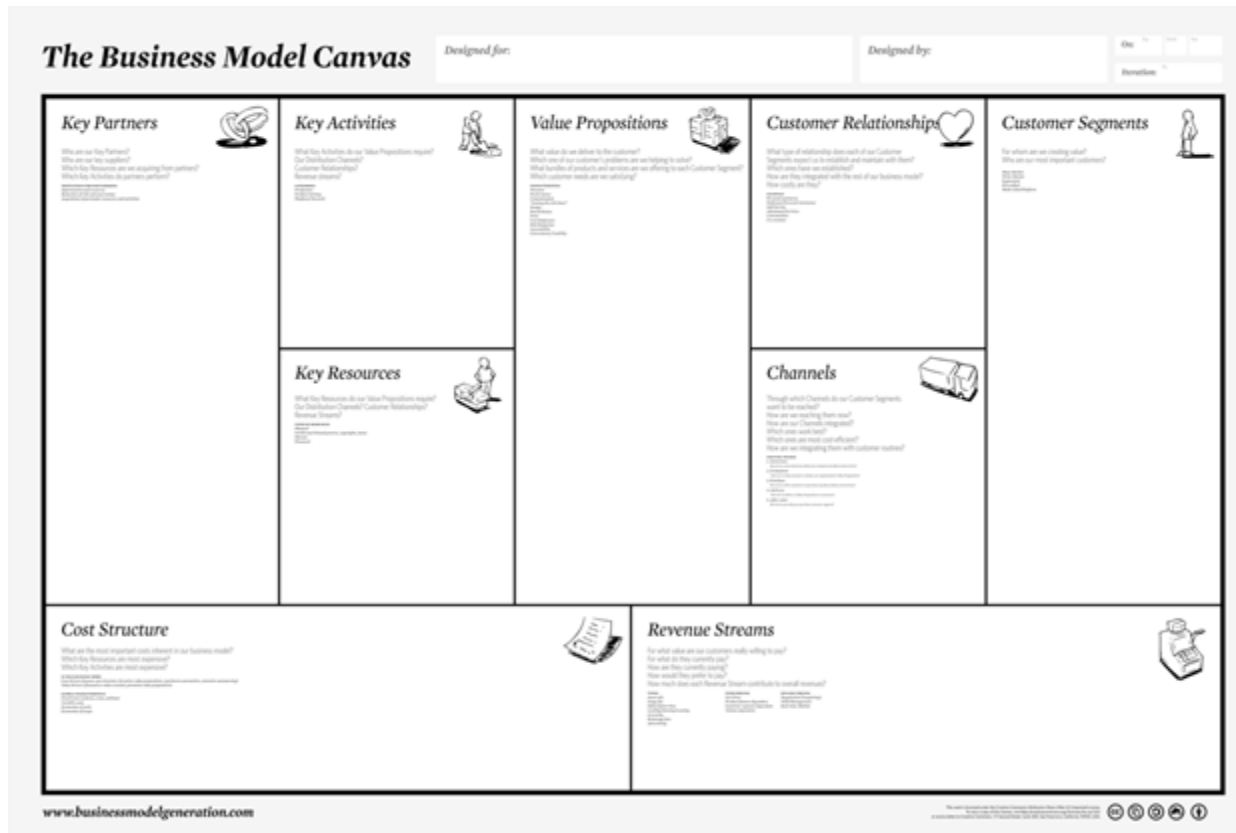


8. Структура на разходите
- Технологични разходи (оборудване за мониторинг и поддръжка)
 - Развойни разходи (тестове, прототипи, сертифициране, обучения)
 - Комуникационни разходи (изграждане и поддържане на интегрирана информационна мрежа)
 - Режимни (в т.ч. офисни пространства, хонорари, заплати, счетоводство и др.)



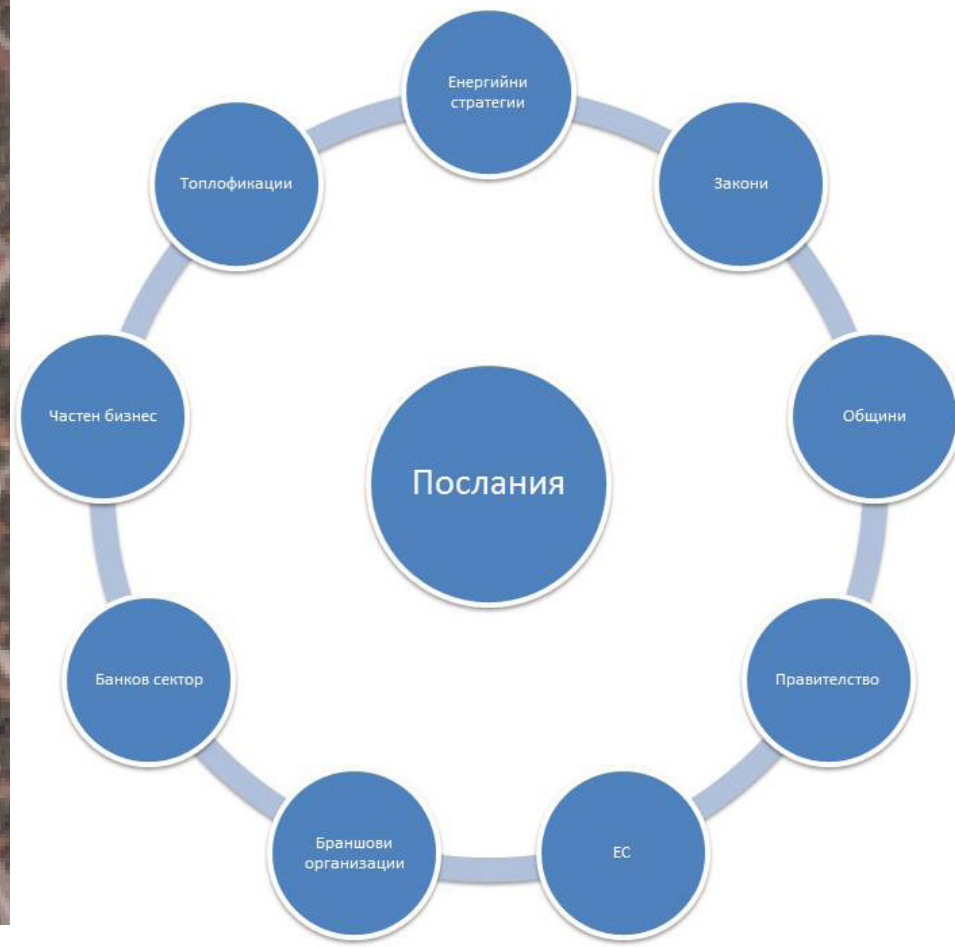
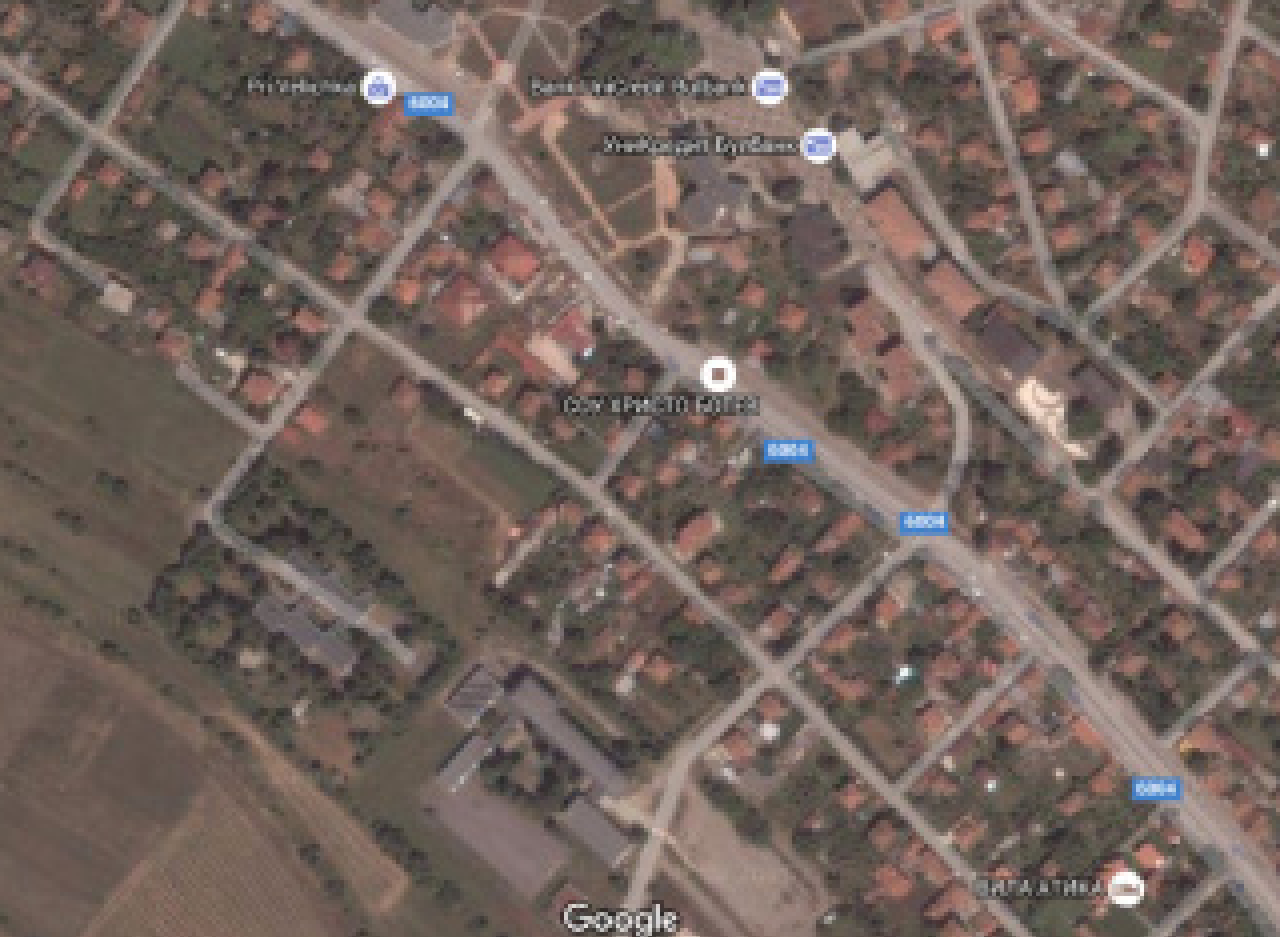
9. Източници на приходи

- Търговия с услуги (консултантски услуги и проектиране)
- Търговия с продукти (слънчеви колектори, сезонни акумулатори, хибридни панели и др.)
- Търговия с интелектуална собственост (лицензионни права и патенти)



Бележки:

- Изготвяне на профили на клиенти за всеки клиентски сегмент – иновативни, свободомислещи, консервативни, активни, затворени, (дез)информирани и т.н.
 - Изготвяне на стратегия на подход в комуникацията с клиентските сегменти спрямо специфичния профил.
 - Създаване на дълготрайни взаимоотношения и поддържане на комуникация с клиенти.
- Развитие на предлаганата услуга/продукт.

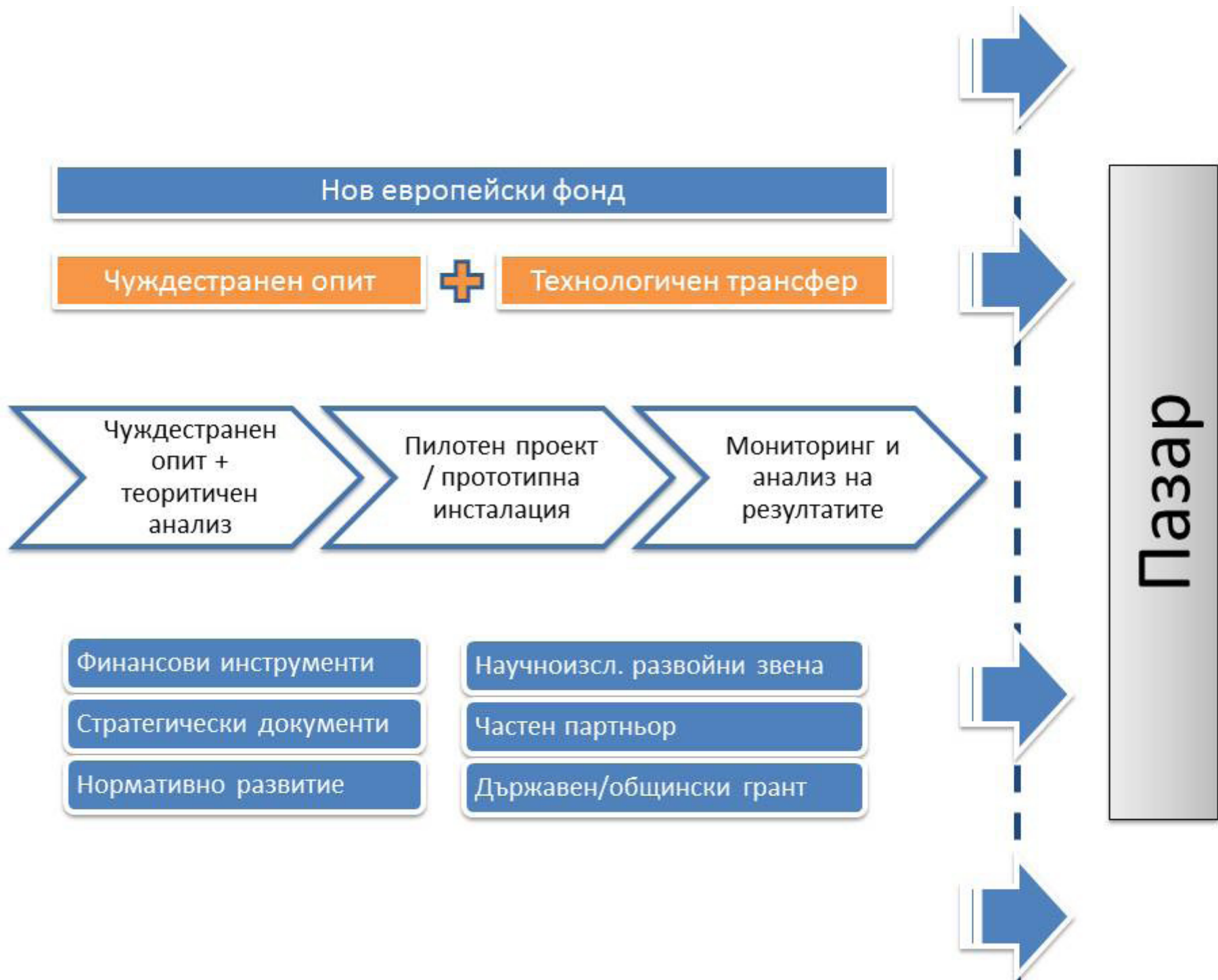


Правилен подход - генериран интерес

Община Горна Малина
Далкия Варна
Дулово

Стратегическо планиране:

- послания
- пазарен подход
- развитие (нормативна уредба, технологично развитие)





Нови проекти

Градоустройство

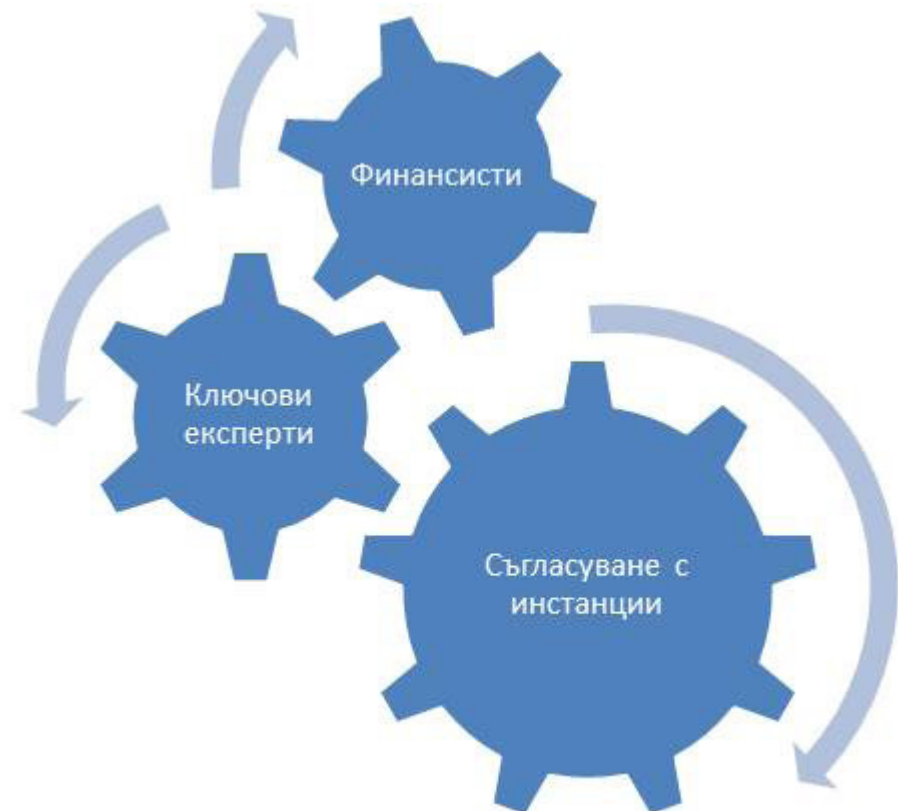
Обучение проектанти

NZEB
2018

Нискотемпературна генерация
централи (НТГЦ)

Обучение и развой

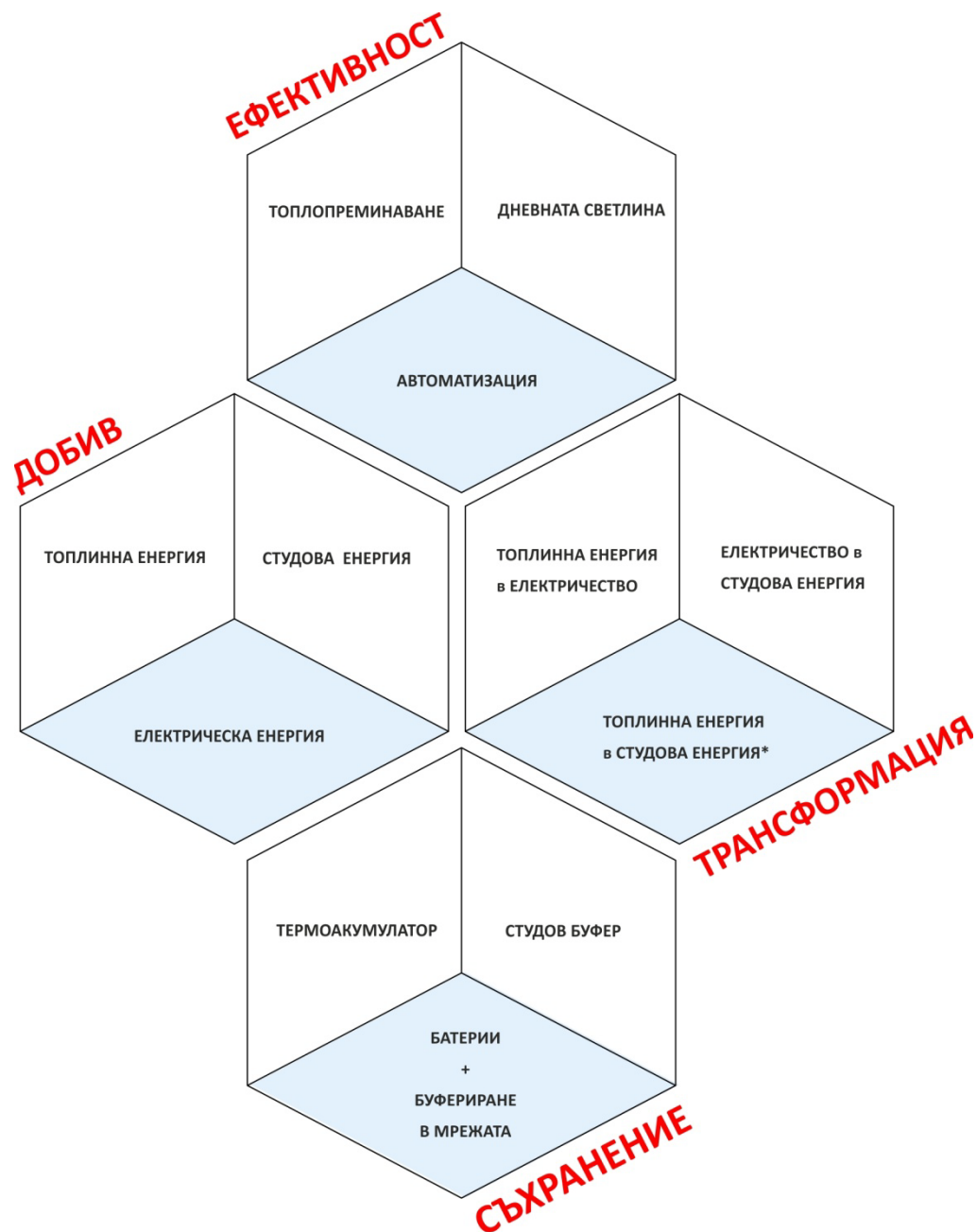
Поддръжници/Противници



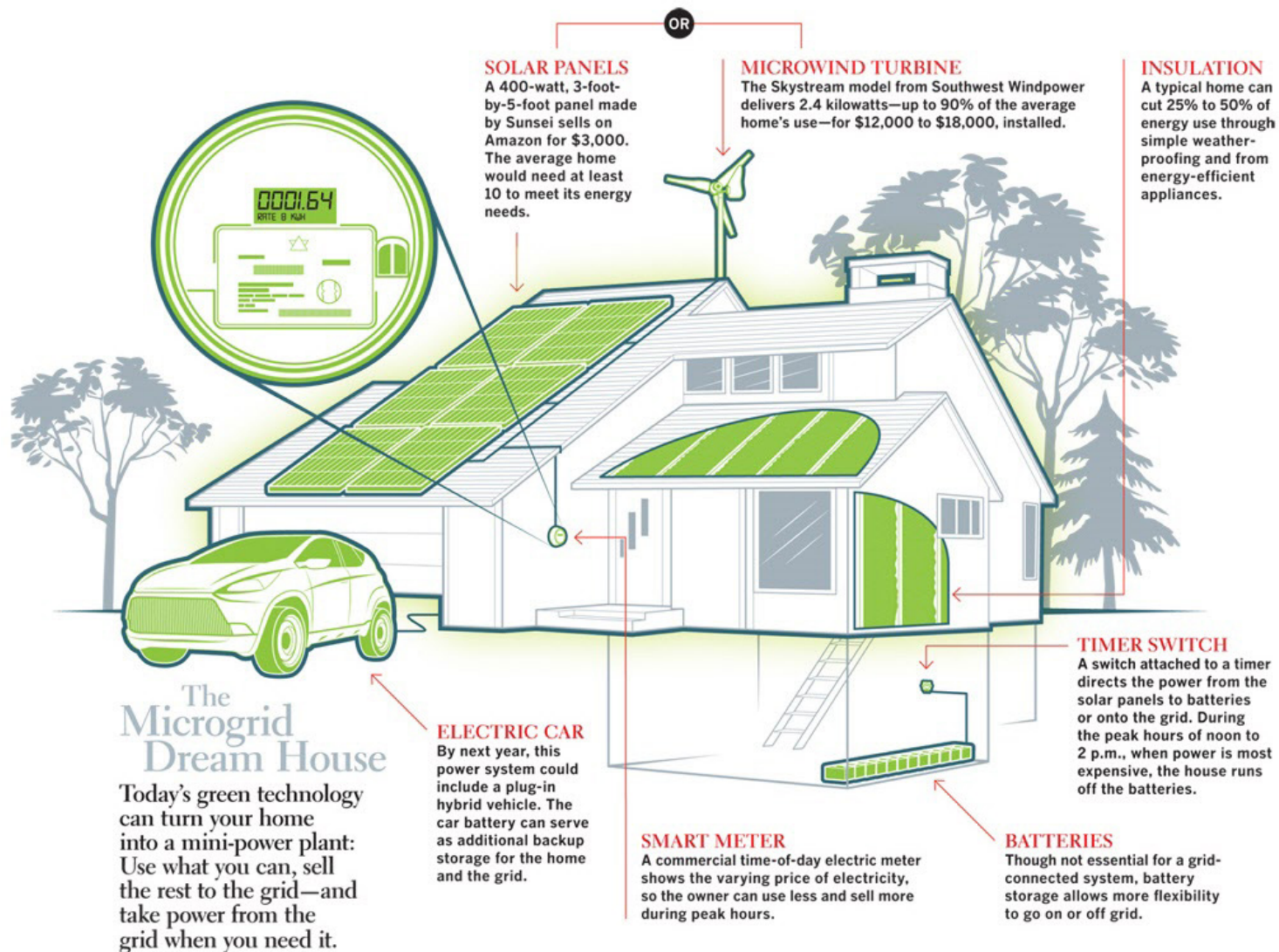
Децентрализирано енергопроизводство

Управлението на енергийните ресурси в бъдеще

Парадигма на енергията



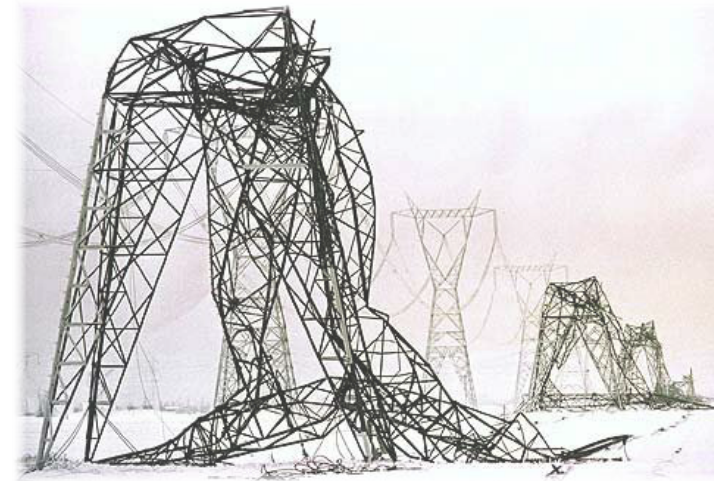
Къща на (близкото) бъдеще



Предимства на децентрализираното енергопроизводство:

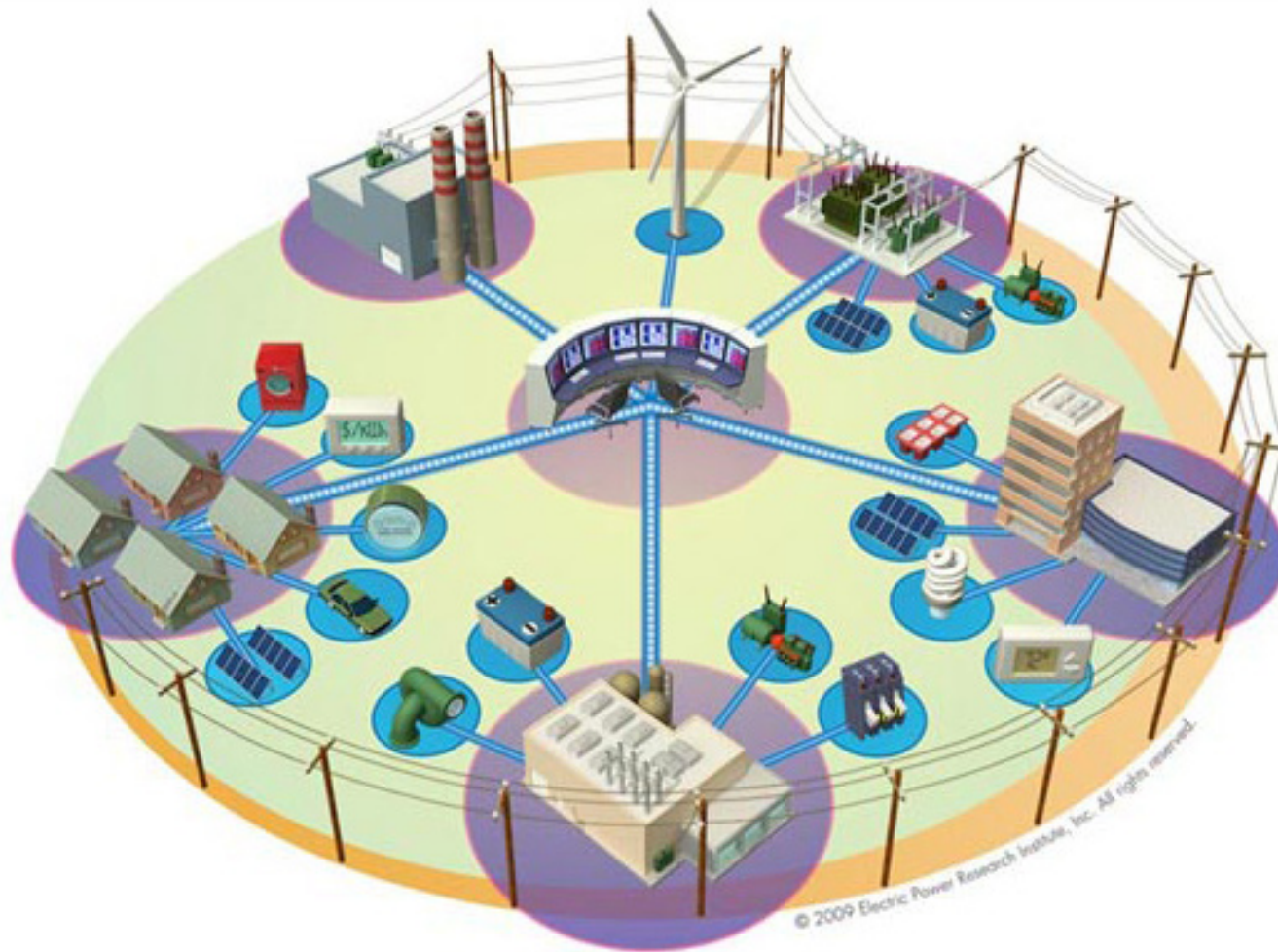
- намаляване на инвестициите за поддръжка на скъпа
далекопреносна мрежа

**- повече от 20% от бюджета на енергийните компании е
определен за поддръжка, ремонти и отстраняване на аварии**



Предимства на децентрализираното енергопроизводство:

- намаляване на загубите от пренос на енергия на големи разстояния. Интелигентни мрежи Smart Grid
- **повече от 7% са загубите по доставяне на електрическа енергия на далечени разстояние**
- **повече от 15% са загубите по доставяне на топлинна енергия на средни разстояния**



Предимства на децентрализираното енергопроизводство:

- увеличаване на общата информираност за последствията от неправилна експлоатация на земните ресурси. Ефектът NIMBY (Not In My Back Yard).
- **пример с шистовия газ, сметищата, радиоактивните отпадъци и т.н.**
- **алтернативи с чисти и безотпадни процеси и технологии**
- **обществено познание по темите**



Предимства на децентрализираното енергопроизводство:

- либерализация на енергийния пазар. Енергийна борса. Свобода на избор на доставчик, конкурентоспособност

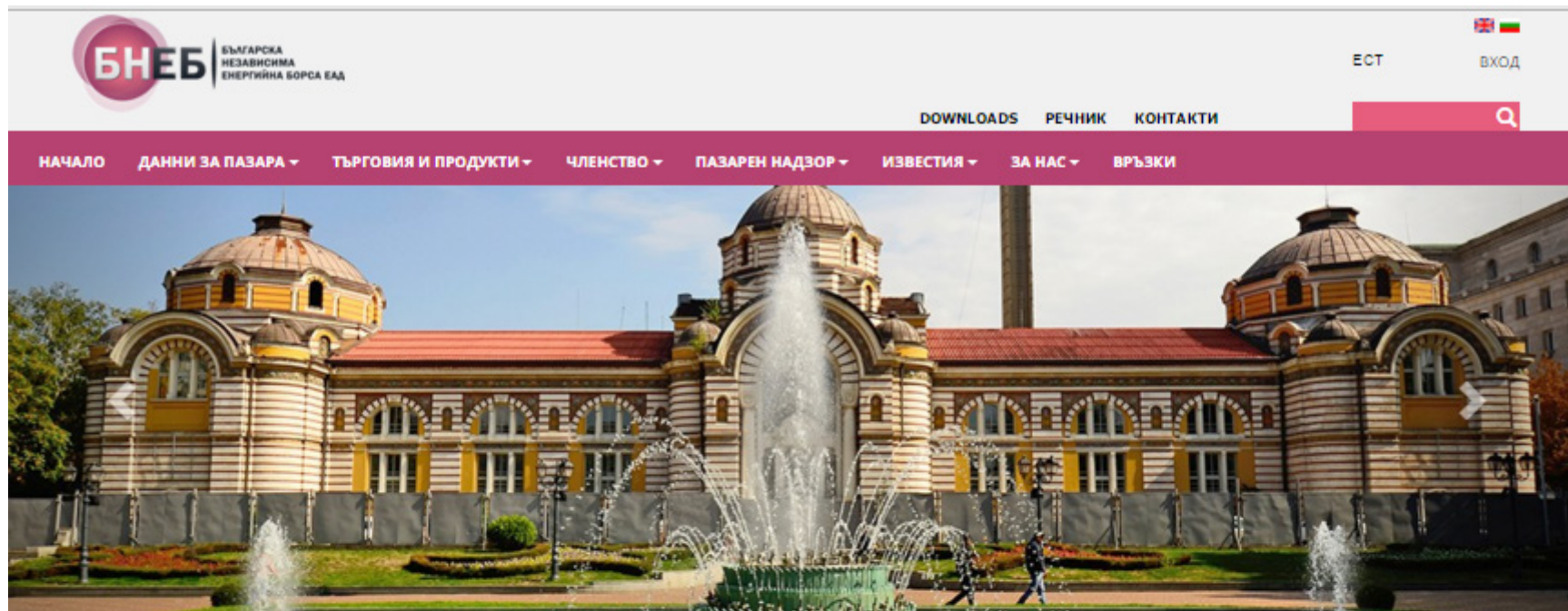
- **намалявана на цената на енергията**

- **повишаване на качеството на услугата**



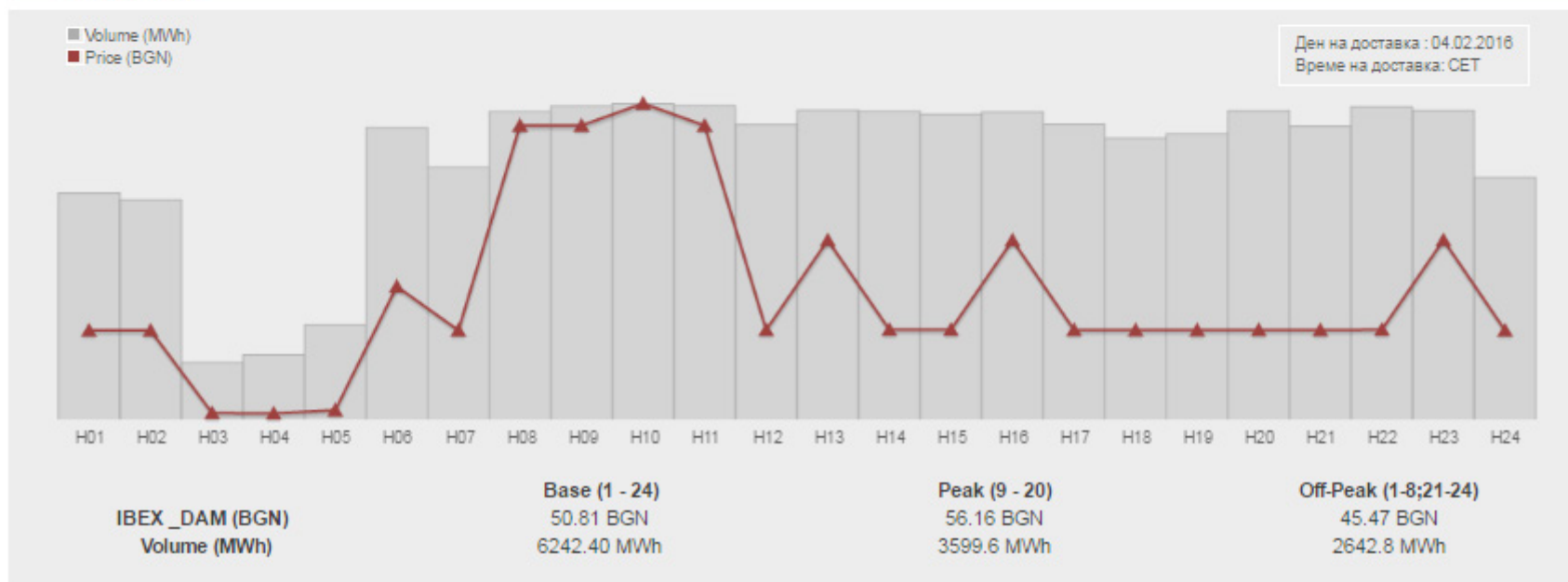
Политически тенденции - либерализация на енергийния пазар и осигуряване на независимост външни енергийни доставчици

Българска независима енергийна борса



Най-довереният партньор за вас

ТЕНДЕНЦИЯ



Проблеми и недостатъци на децентрализираното енергопроизводство:

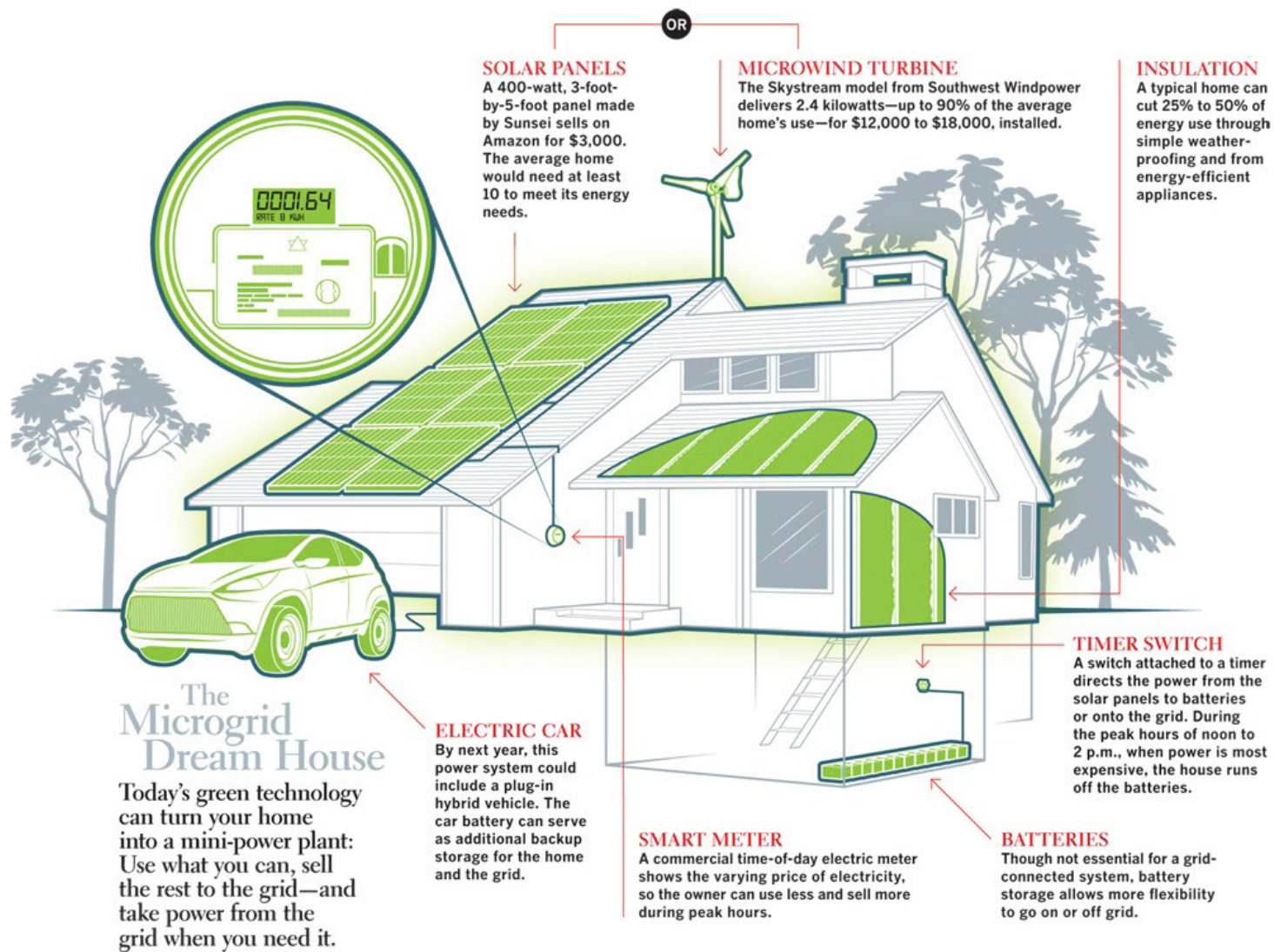
- вариращо и трудно контролируемо производство. Претоварване на мрежата
- **внезапновключване на слънчеви или вятърни мощности**
- **липса на съхранение? трудно администриране на постъпленията?**



Проблеми и недостатъци на децентрализираното енергопроизводство:

- точки на достъп и отчитане
- **труднодостъпни региони, липса на инфраструктура**
- **интелигентни електромери - двупосочно отчитане**
- **цялостна промяна на мисленето: производител - консуматор**





Къща на (близкото) бъдеще

Системи за съхранение на енергия

Сезонна термоакумулация. Термохимични акумулатори.
Горивни клетки и съхранение на водород.

TiROP

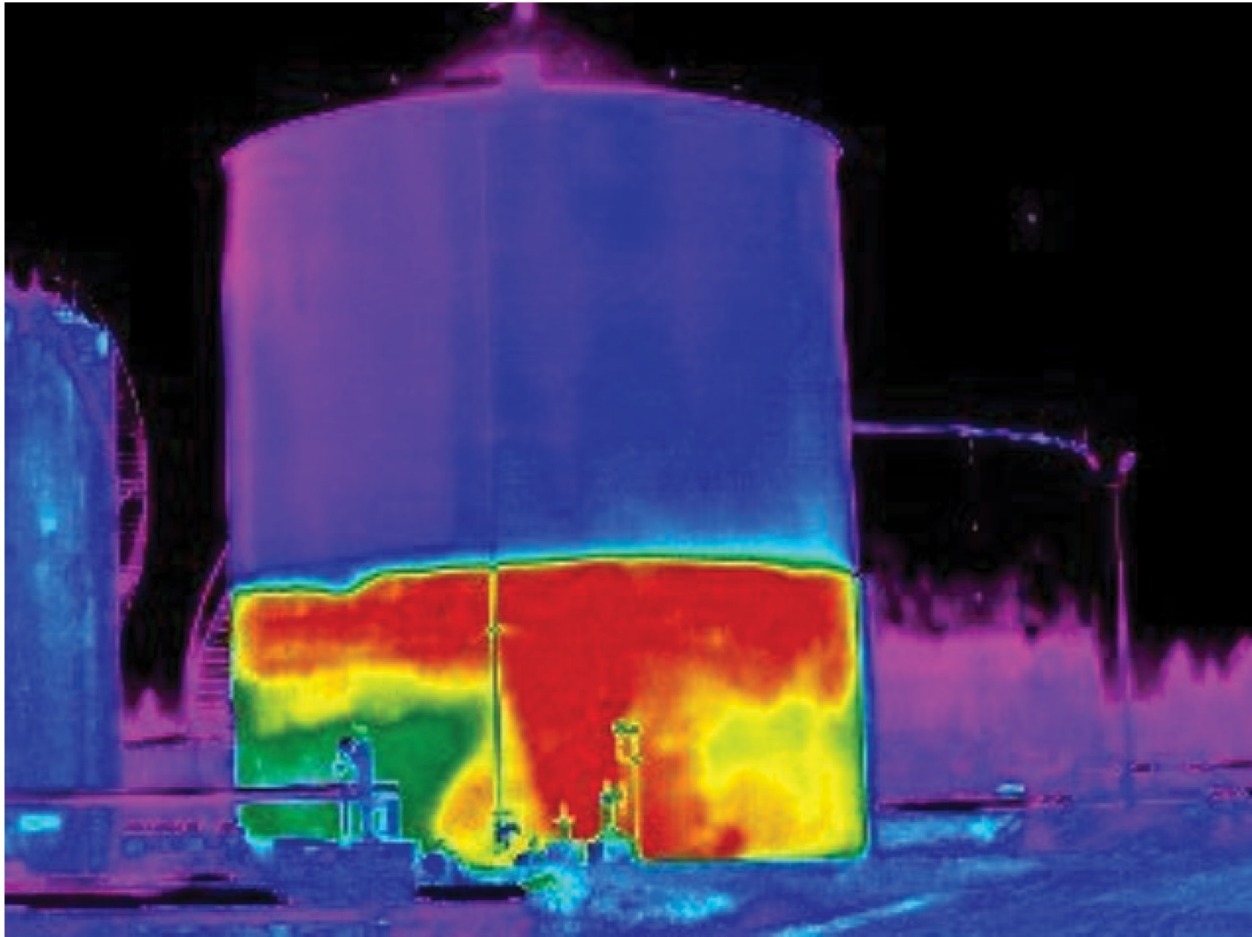
Tokyo Institute of Technology
International Research Opportunities Program



June 1st 2013 - December 17th 2013

FEPL: Milan Borislavov Rashevski

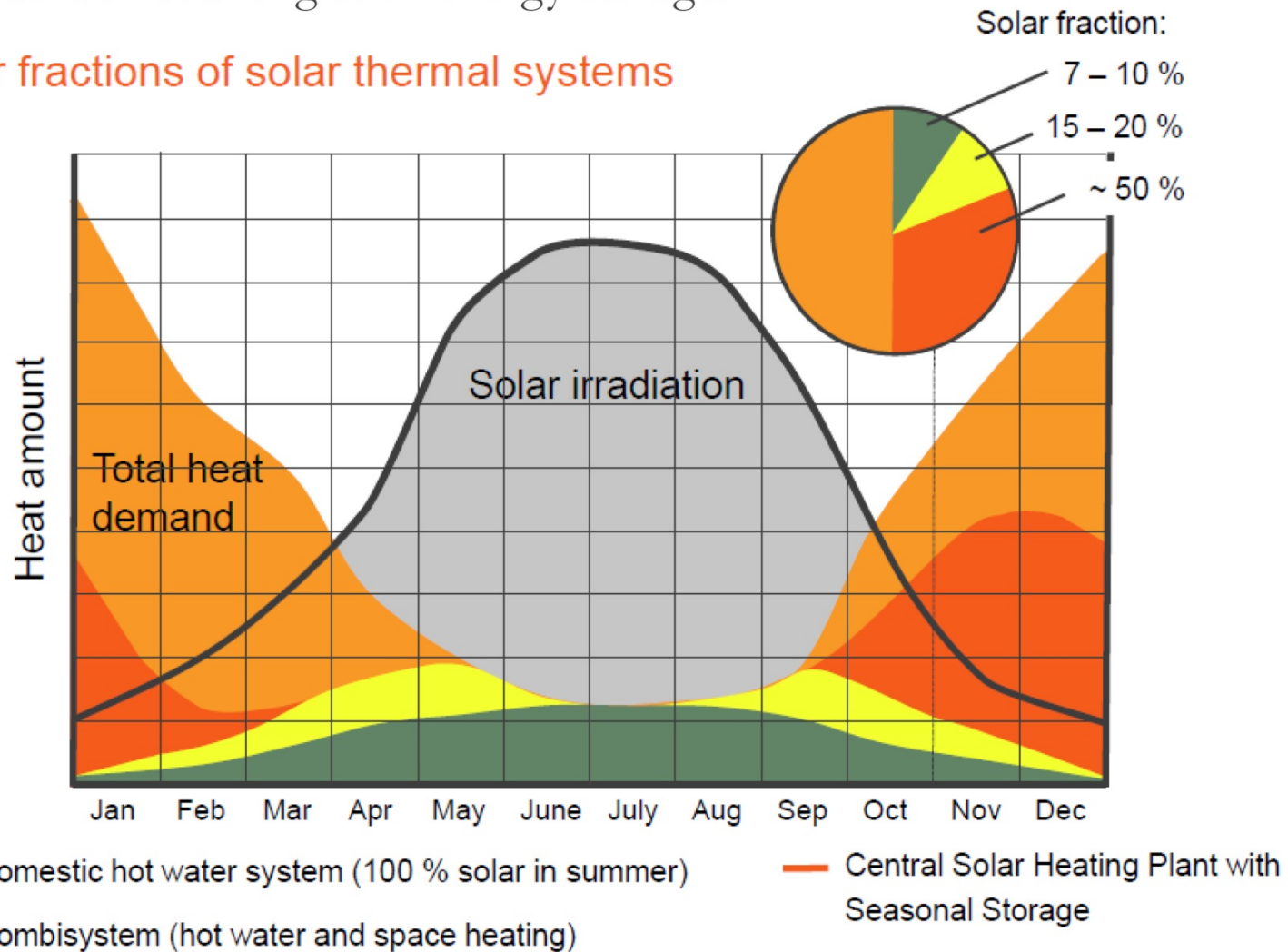
RWTHAACHEN
UNIVERSITY



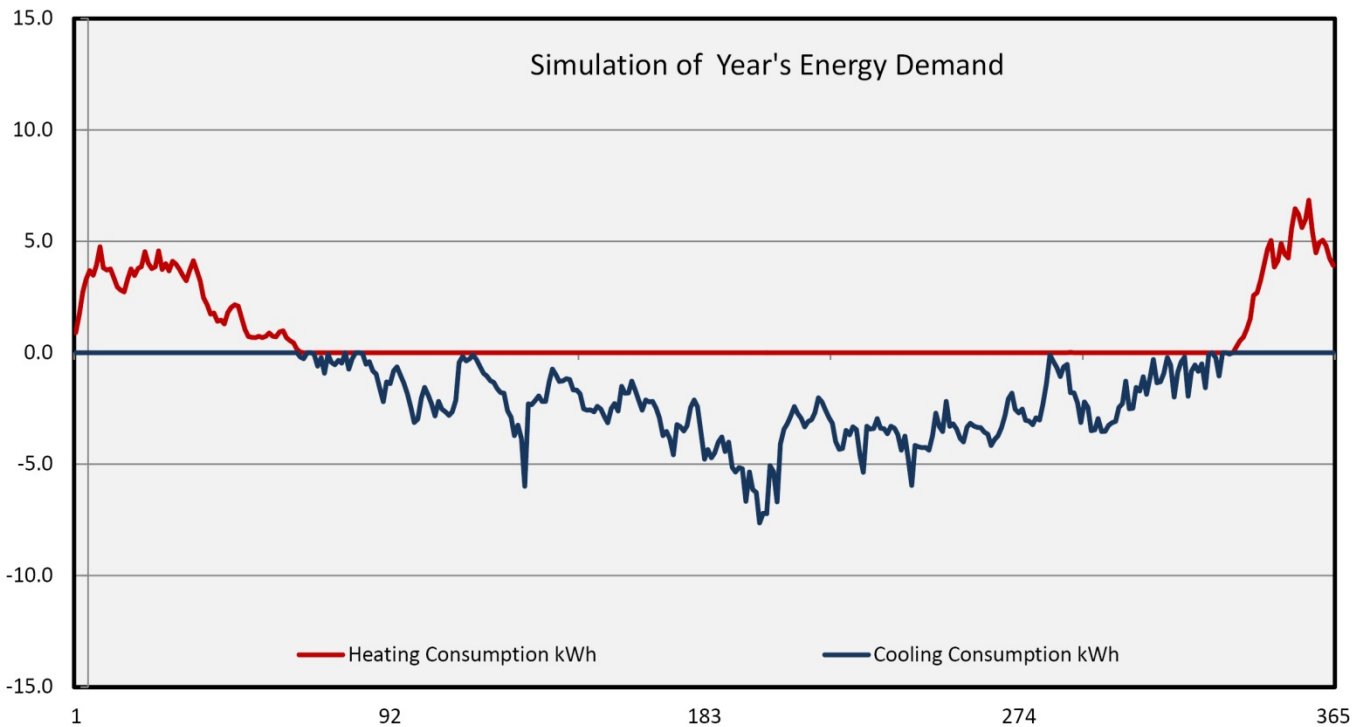
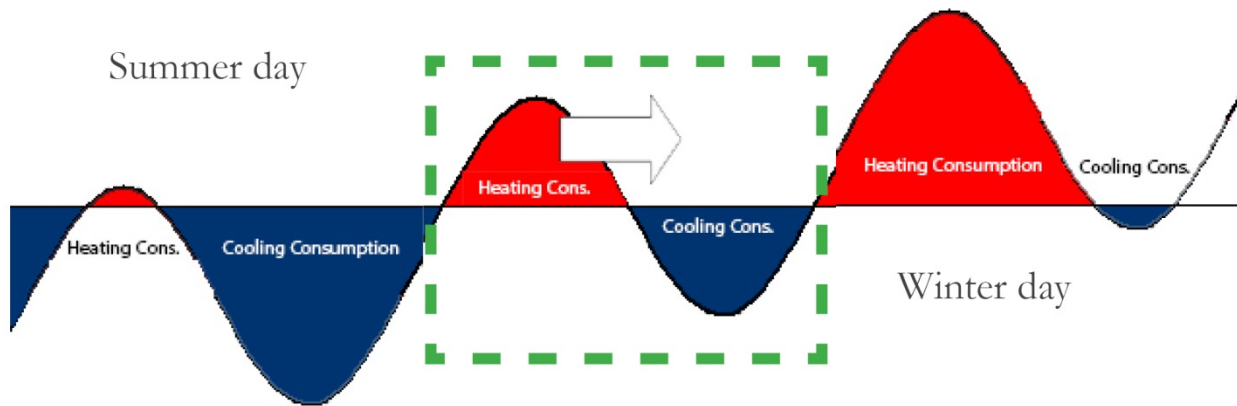
Long Term Energy Accumulation in Underground Hot Water Tanks.
Fluid Convective Behaviour and its Influence on the Thermal Losses

Why do we need long-term energy storage?

Solar fractions of solar thermal systems



Climatization Consumption Profiles in an Average Home



Need for shifting the excess of energy in time, thus

Equilibrating the system, through

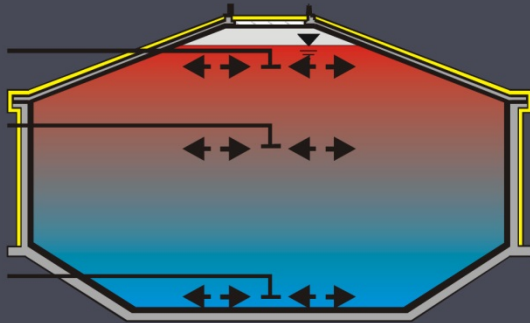
Energy accumulation for

Short time periods
- less losses - easy ways, and

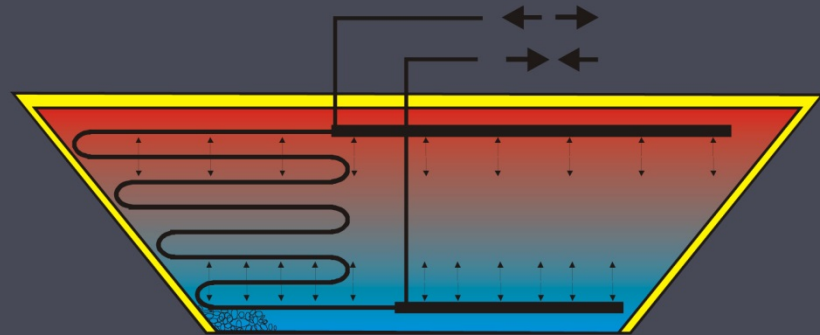
Long periods
- no absolute solution

Concepts for seasonal heat stores

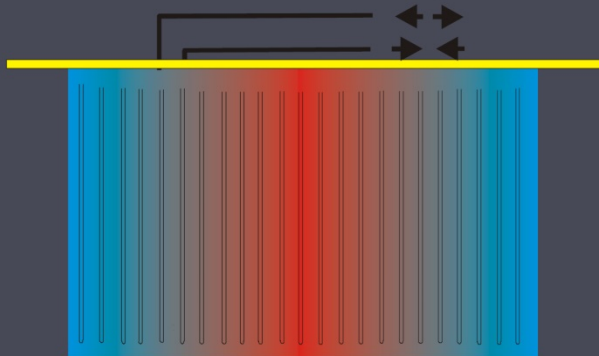
hot-water heat storage



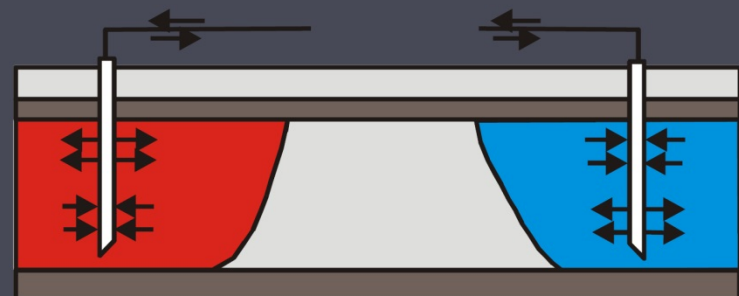
gravel-water heat storage



duct heat storage



aquifer heat storage



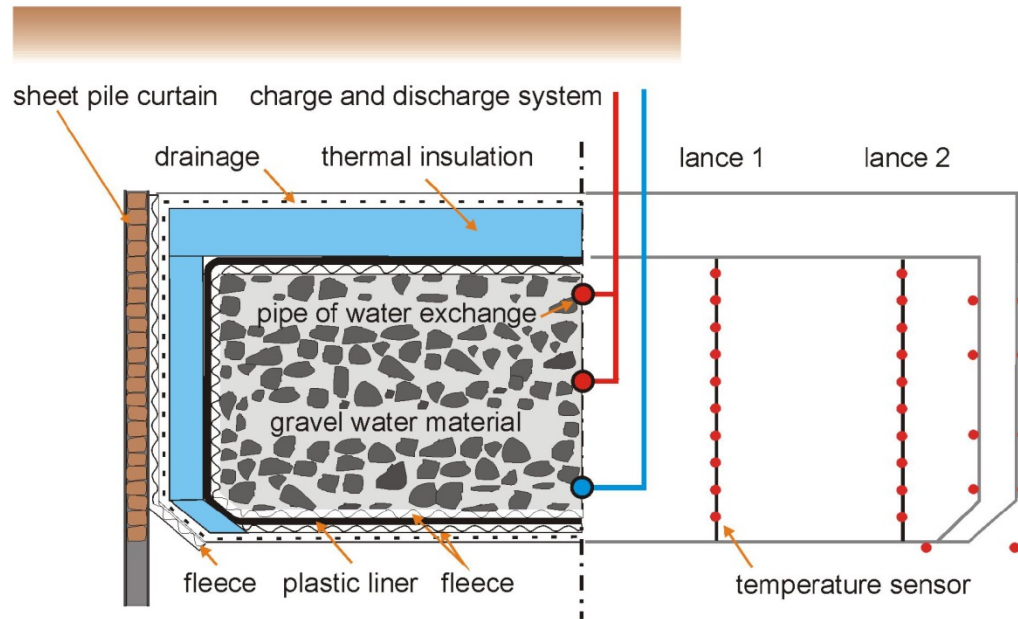
Convection and Volume/Capacity Considerations

Effect of the convection on the thermal losses ??? Turbulence ???

Volumetric heat capacity: Water $4.17 \text{ MJ}/\text{m}^3\cdot\text{K}$; Gravel $2.90 \text{ MJ}/\text{m}^3\cdot\text{K}$

/ Advanced monitoring of gravel water storage, Thorsten Urbaneck, Bernd Platzer2 Ulrich Schirmer, literature/

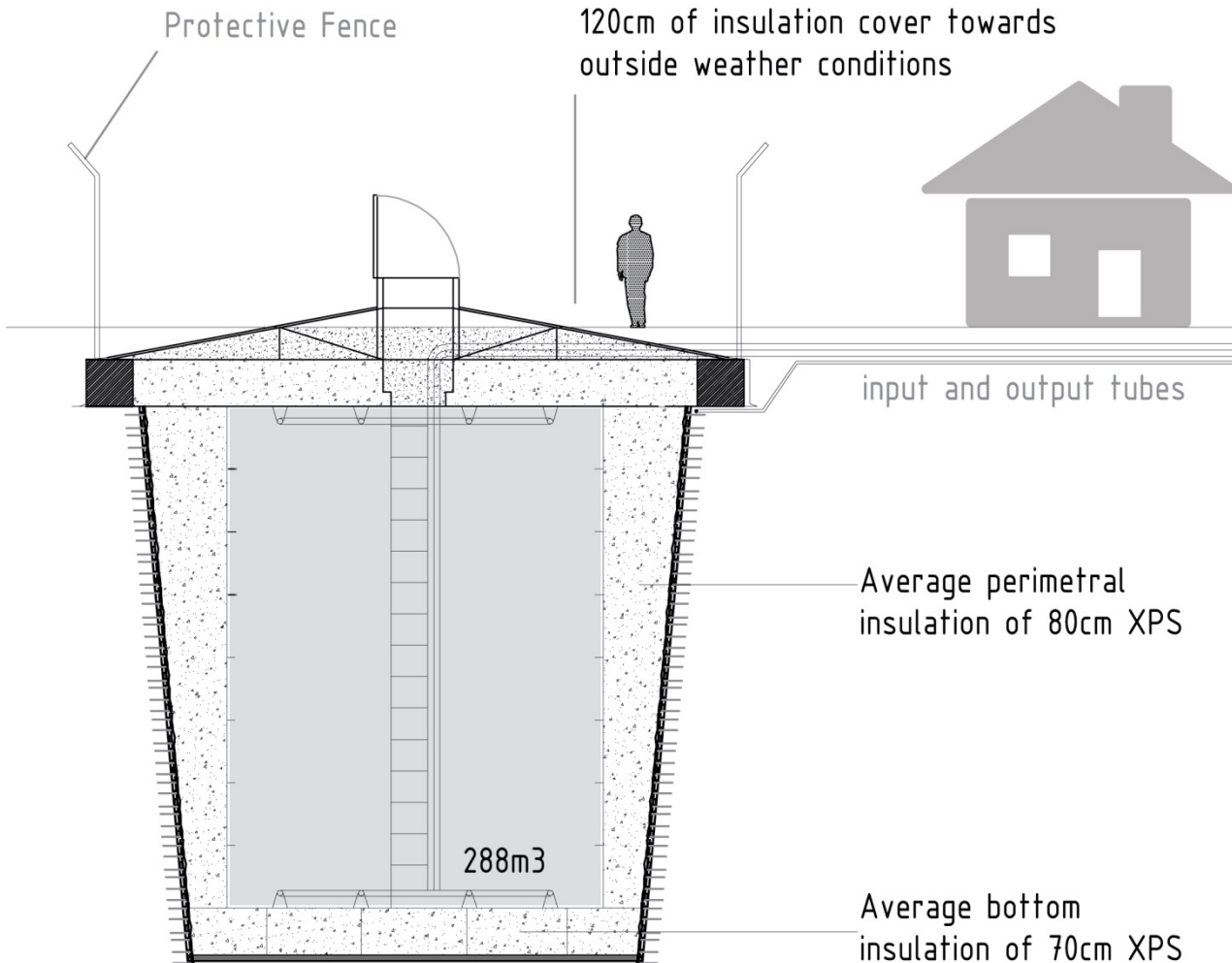
surface of the earth



Gravel water storage with measuring technique

Hot water thermal accumulator design

provided by Institute for Zero Energy Buildings in Sofia



Construction materials



Extruded Polystyrene thermal insulation XPS
Thermal conductivity 0.032 W/m².K



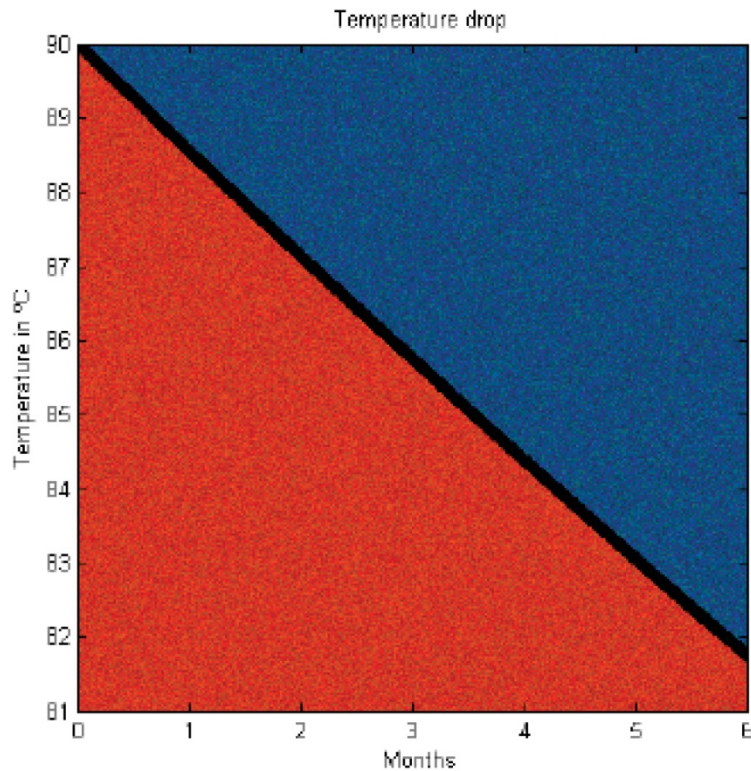
Water; Specific Heat Coefficient 4180 J/kg.K
Thermal conductivity 0.66 W/m².K (343 K)



Soil; Therm. Conductivity 0.6 W/m².K

Considering pure conduction process:

Introduction to Heat Transfer 6th Edition, Incropera, Bergman, et al.



$$-hA_s(T - T_\infty) = \rho Vc \frac{dT}{dt}$$

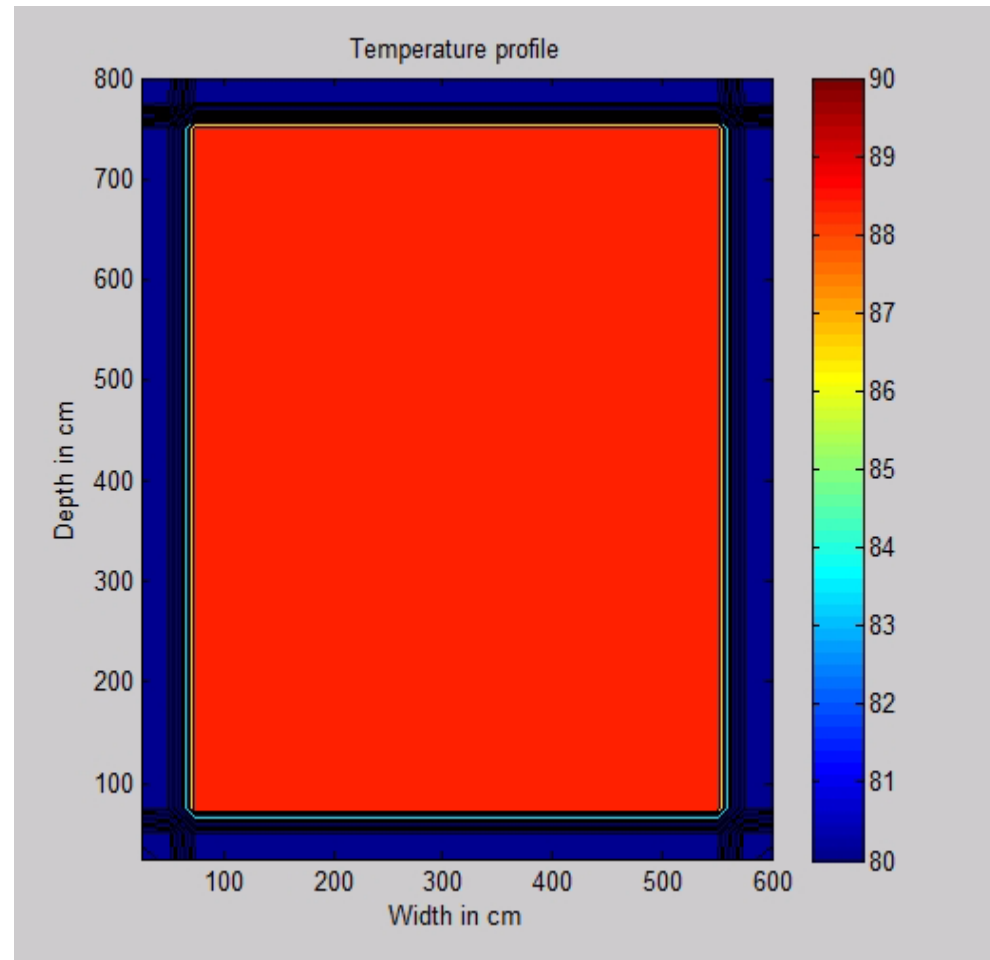
h - Total heat transfer coeff. [W/m²*K]

A - enclosing surface [m²]

ρ - density of the water

Vc - Volume of the water

Average Temperature after 180 days - 81.73 °C



$$\frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2}$$

Thermal diffusivity:
 $\alpha = k/\rho * C_p$ [m²/s]

Average Temperature after 180 days - 81.46 °C

Considering laminar convection, nondimensional model, 2D

An Efficient Approach to Simulate Natural Convection in Arbitrarily Eccentric Annuli by Vorticity-Stream Function Formulation

C. Shu and K. S. Yeo

Department of Mechanical and Production Engineering, National University of Singapore, Singapore

Q. Yao

Institute of High Performance Computing, Singapore Science Park 1, Singapore

GOVERNING EQUATIONS AND BOUNDARY CONDITIONS

Based on the Boussinesq approximation, the nondimensional governing equations for a natural convection in the Cartesian coordinate system can be written

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = \omega$$



Stream Function Equation

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} + u \frac{\partial \omega}{\partial x} + v \frac{\partial \omega}{\partial y} = \text{Pr} \left(\frac{\partial^2 \omega}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial y^2} \right) + \text{Pr Ra} \frac{\partial T}{\partial x}$$



Vorticity Equation

$$\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial y} = \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2}$$



Temperature Equation

where ψ , ω , and T are the stream function, vorticity, and temperature, respectively, and $\text{Pr} = \mu C_p / k$, $\text{Ra} = C_p \rho_0^2 g \beta L^3 \Delta T / (k \mu)$. Note that Eqs. (9)–(11) are normalised by reference length L , reference velocity $V_\infty = k / (\rho_0 C_p L)$, reference density ρ_0 , and reference temperature ΔT . The velocity components can be computed from the stream function by $u = \partial \psi / \partial y$, $v = -\partial \psi / \partial x$ and the vorticity can also be computed from the velocity by $\omega = \partial u / \partial y - \partial v / \partial x$.

Methods of solution

Resolution and non-dimensionalization for space and time

Define internal T°C and outside air T°C in initial state

Solving stream function equation (Successive Over Relaxation)

Define vorticity on boundary

Solving the vorticity equation (Finite differences approach)

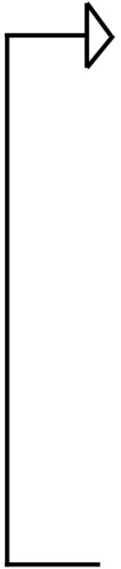
- stream function input
- temperature input for the buoyancy term

Solve temperature equation (Finite differences approach)

- stream function input

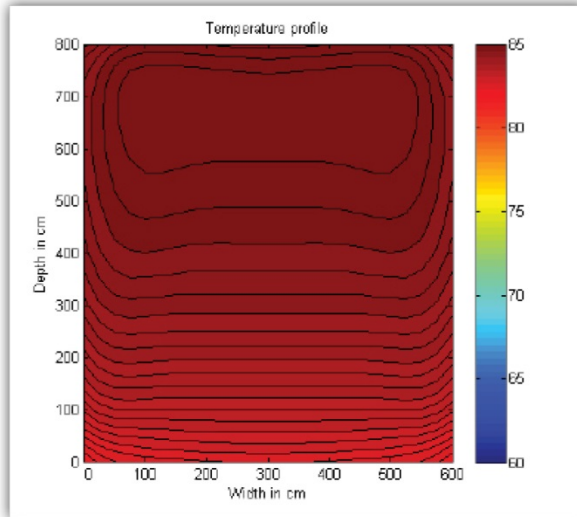
Update boundary conditions for T°C and weather update

Return to real values and plot

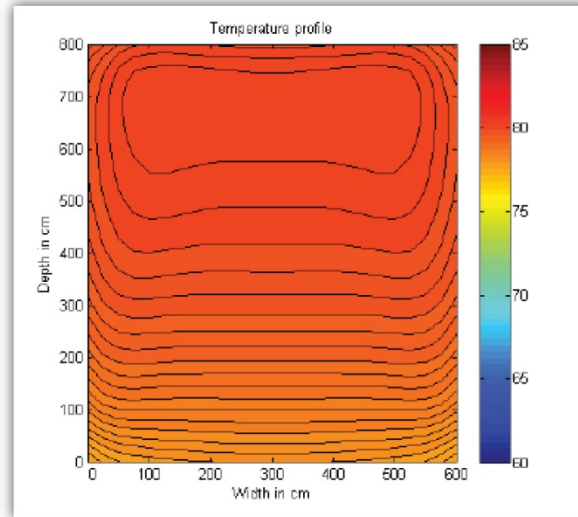


Results - Temperature profiles in 30 days step

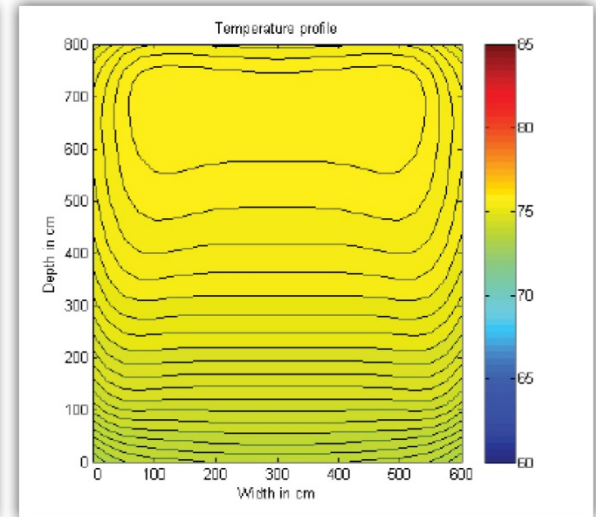
1 Month



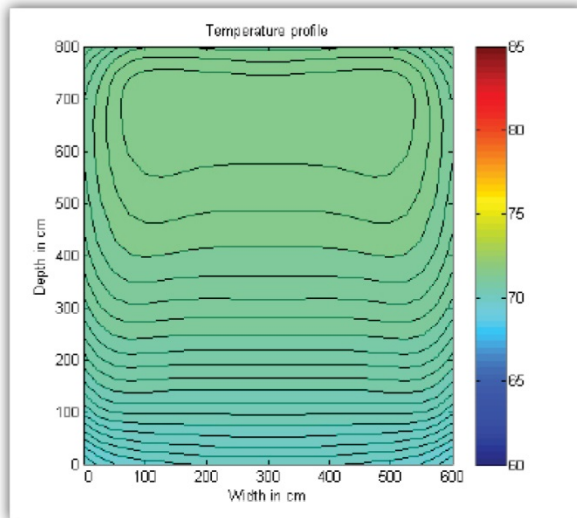
2 Month



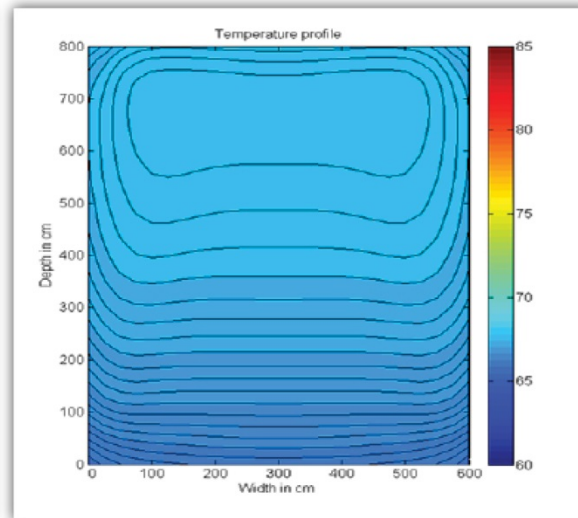
3 Month



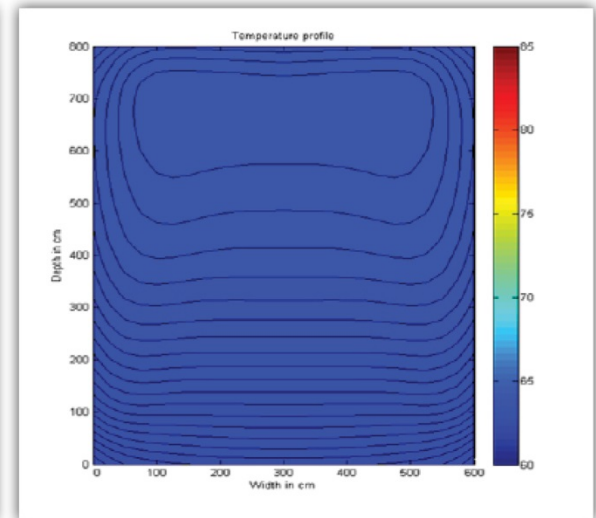
4 Month



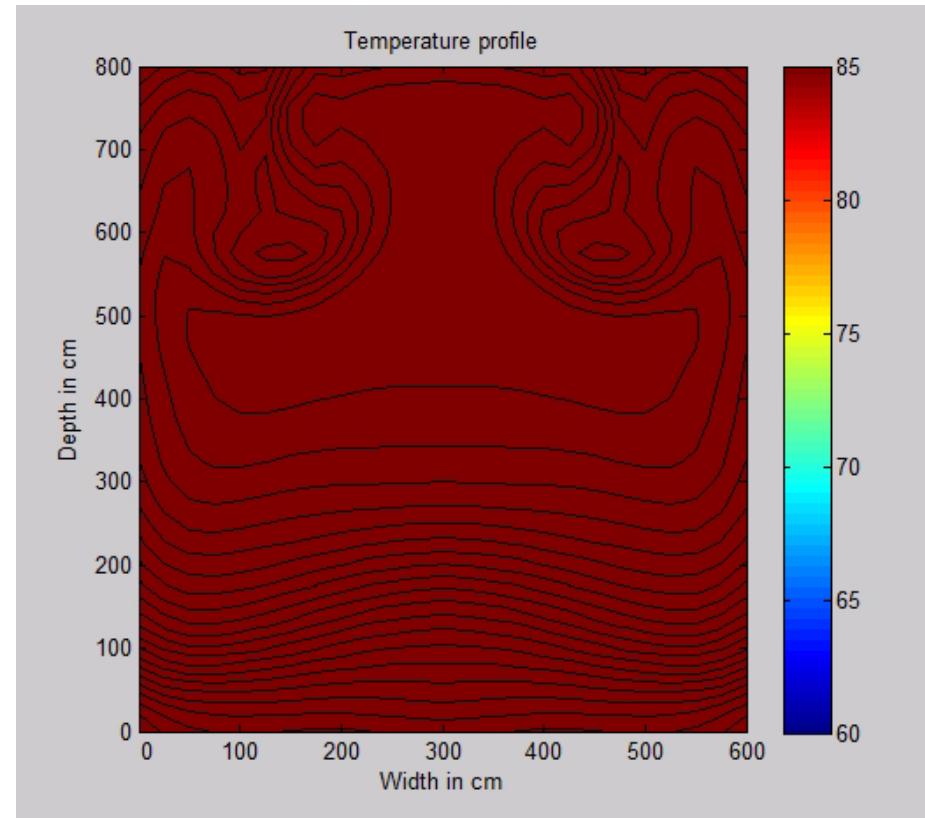
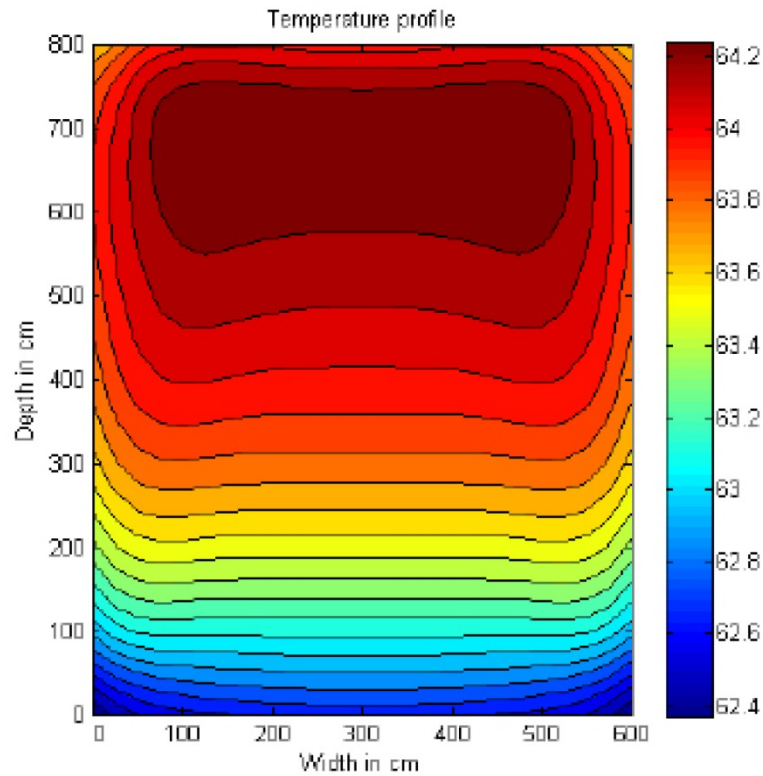
5 Month

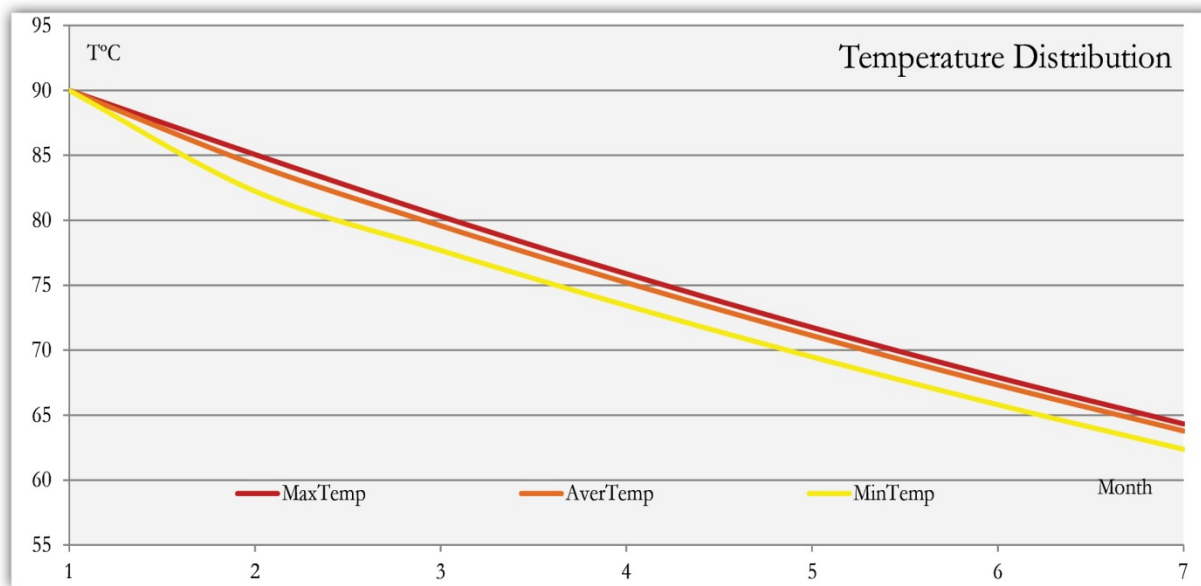


6 Month



Results - Temperature profile after 6 Months





Calculation of disponsible energy and heat losses after each month

$$Q = (T_{AV} - T_H) * C_p * \rho * V$$

Period	Max Temp (T°C)	Aver Temp (T°C)	Min Temp (T°C)	Temp Differ (T°C)	Disponible Energy (mWh)	Energy Losses (mWh)
Initial state	90.000	90.000	90.000	0.000	16.395	0.000
1 Month	85.069	84.284	82.244	2.825	14.521	1.874
2 Months	80.313	79.584	77.685	2.628	12.980	1.541
3 Months	75.883	75.207	73.442	2.441	11.544	1.435
4 Months	71.756	71.129	69.489	2.267	10.207	1.337
5 Months	67.911	67.330	65.806	2.105	8.962	1.246
6 Months	64.327	63.788	62.372	1.955	7.80 mWh	1.161
Efficiency of the system for an year cycle:					48%	8.595

Thermal properties		
Heating Mean Temperature	40	°C
Specific Heat Capacity of Water	4191	J/kgK
Volume of the Water Tank	288	m3
Density of the Water	978	kg/m3



Energy recapitulation balance for the office building ZEB1

Sofia, Bozhurishte; Rehabilitation including the simulated 288m³ thermal accumulator

Available energy (kWh)	Design Surface (m ²)	Maximal consumption (kWh/m ² a)
7800	1150	6.8 kWh/m²a

Disposable energy per m ³ after 180d (kWh)	27
---	-----------

	Consumption (kWh/m ² a)	Usable surface (m ²)	Required energy for 1 year (MWh)	Required volume (m ³)
NearZeroEnergy house	6	1150	6.90	256
Passive house	15	1150	17.25	639
LowEnergy house	40	1150	46.00	1704

Available energy in the hot water tank after 180d (MWh)	7.800
---	--------------

	Consumption kWh/m ² a	Max Usable Surface (m ²)
NearZeroEnergy house	6	1300
Passive house	15	520
LowEnergy house	40	195

TiROP

Tokyo Institute of Technology
International Research Opportunities Program

Fushinobu Laboratory - Department for Mechanical and Control Eng.



Prof. Kazuyoshi Fushinobu

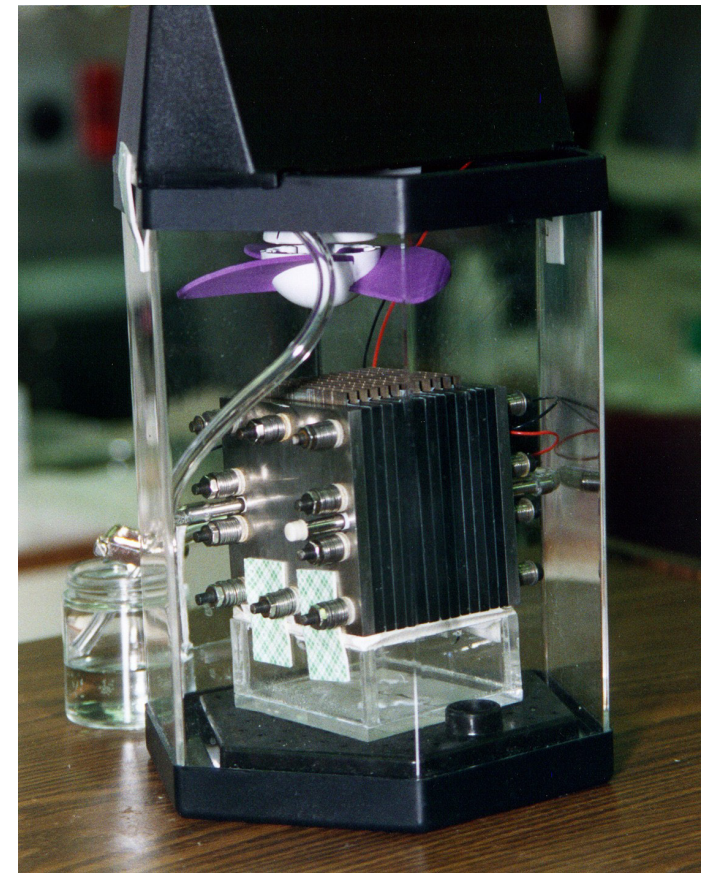
ありがとう
ございます。

Горивни клетки с водород

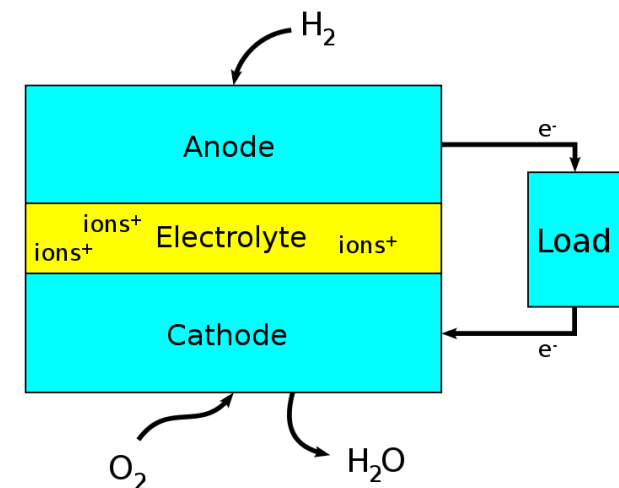
- изгаряне на водород
- продукти: енергия и вода

Съхранение на водорода

- малки или големи обеми
- калоричност и избухливост на водорода
- съхранение в химична връзка
- съхранение в определени металхидриди - технология от България



Горивна клетка с водород - остатъчни продукти: енергия за перката и вода



Принципна схема на процесите

Nombre	Rango	Temperatura de trabajo	Eficiencia eléctrica	Estado
Célula de combustible reversible (en) Reversible fuel cell				Kit para la enseñanza
Energía azul (en) Blue Energy	Superior a 250 kW			Investigación
Célula de combustible biológica (en) MFC - Biological fuel cell				
Celda de combustible de zinc (en) Zinc fuel cell (Air fuel cell)				
Batería de flujo (en) Redox fuel cell				Investigación
Pila de combustible alcalina (en) Alkaline fuel cell (AFC)	de 10 a 100 kW	inferior a 80 °C	Celda: 60–70% Sistema: 62%	Comercializada/ Investigación
Célula de combustible de membrana de intercambio de protones (en) Proton exchange membrane fuel cell (PEM FC)	de 0,1 a 500 kW	70–200 °C,	Celda: 50–70 % Sistema: 30–50 %	Comercializada/ Investigación
(en) Direct borohydride fuel cell (DBFC)		70 °C		Investigación
(en) Formic acid fuel cell (FAFC)		90–120 °C		Investigación
(en) Direct methanol fuel cell (DMFC)	de pocos mW a 100 kW	90–120 °C	Celda: 20–30 %	Comercializandose/ Investigación
(en) Direct-ethanol fuel cell (DEFC)				Investigación
(en) Phosphoric acid fuel cell (PAFC)	Superior a 10 MW	200 °C	Celda: 55 % Sistema: 40 %	Comercializada/ Investigación
(en) Molten carbonate fuel cell (MCFC)	100 MW	650 °C	Celda: 55 % Sistema: 47 %	Comercializandose/ Investigación
(en) Protonic ceramic fuel cell (PCFC)		700 °C		Investigación
(en) Solid oxide fuel cell (SOFC)	Superior a 100 kW	800–1000 °C	Celda: 60–65 % Sistema: 55–60 %	Comercializandose/ Investigación

Сравнителна таблица на различни видове горивни клетки и състоянието на техниката

Gleichung
$2 \text{H}_2 + 4 \text{OH}^- \rightarrow 4 \text{H}_2\text{O} + 4 \text{e}^-$ Oxidation / Elektronenabgabe
$\text{O}_2 + 2 \text{H}_2\text{O} + 4 \text{e}^- \rightarrow 4 \text{OH}^-$ Reduktion / Elektronenaufnahme
$2 \text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O}$ Redoxreaktion / Zellreaktion

Gleichung
$2 \text{H}_2 \rightarrow 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^-$ Oxidation / Elektronenabgabe
$\text{O}_2 + 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^- \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O}$ Reduktion / Elektronenaufnahme
$2 \text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O}$ Redoxreaktion / Zellreaktion

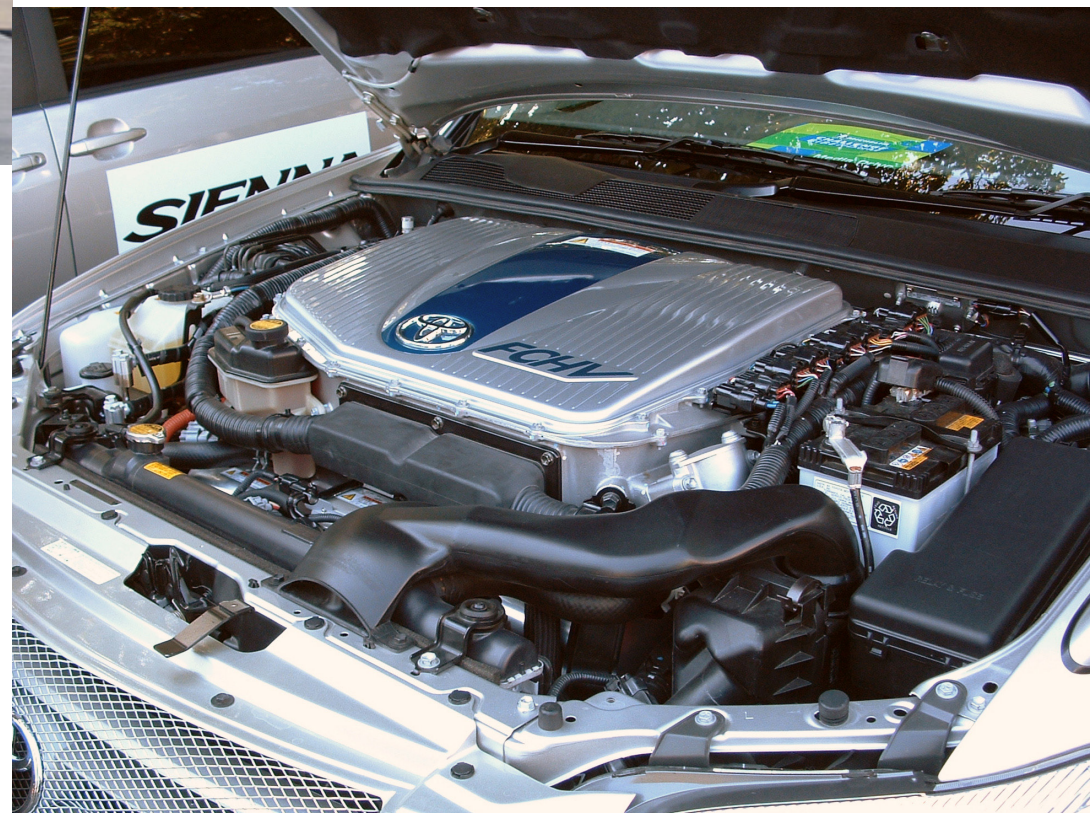
Видове горивни клетки

за сградите: Solid Oxid Fuel Cells
(горивни клетки с твърди оксиди)

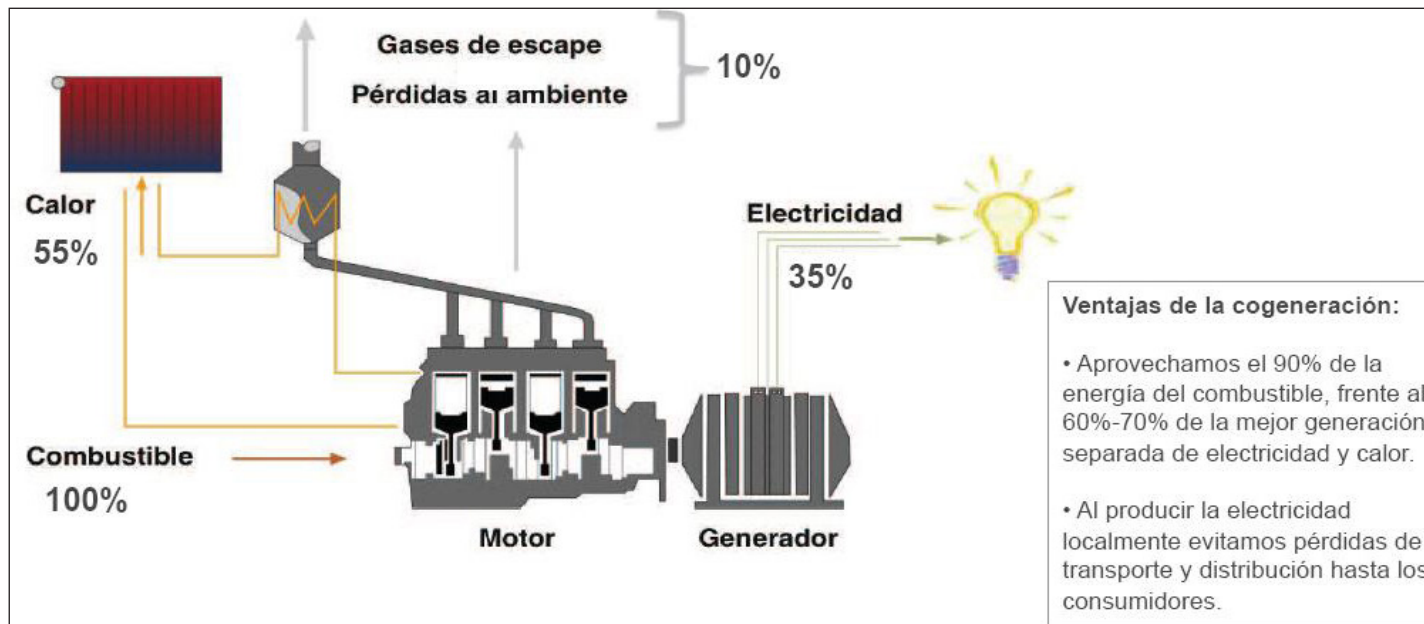
- високи температури, когенерация на топлина и ток
- инертност на системата
- големи мощности (над 100кВ)
- добра ефективност

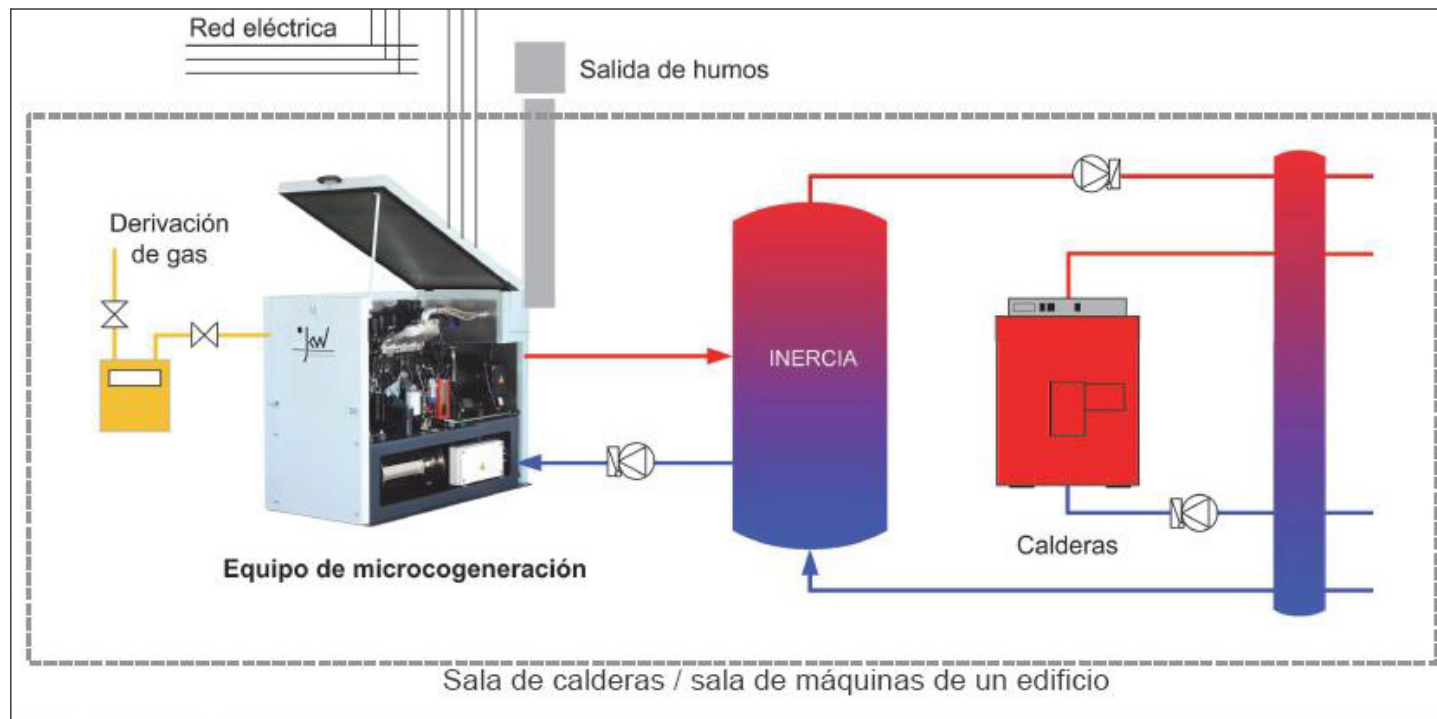


Водорода в автомобилната индустрия

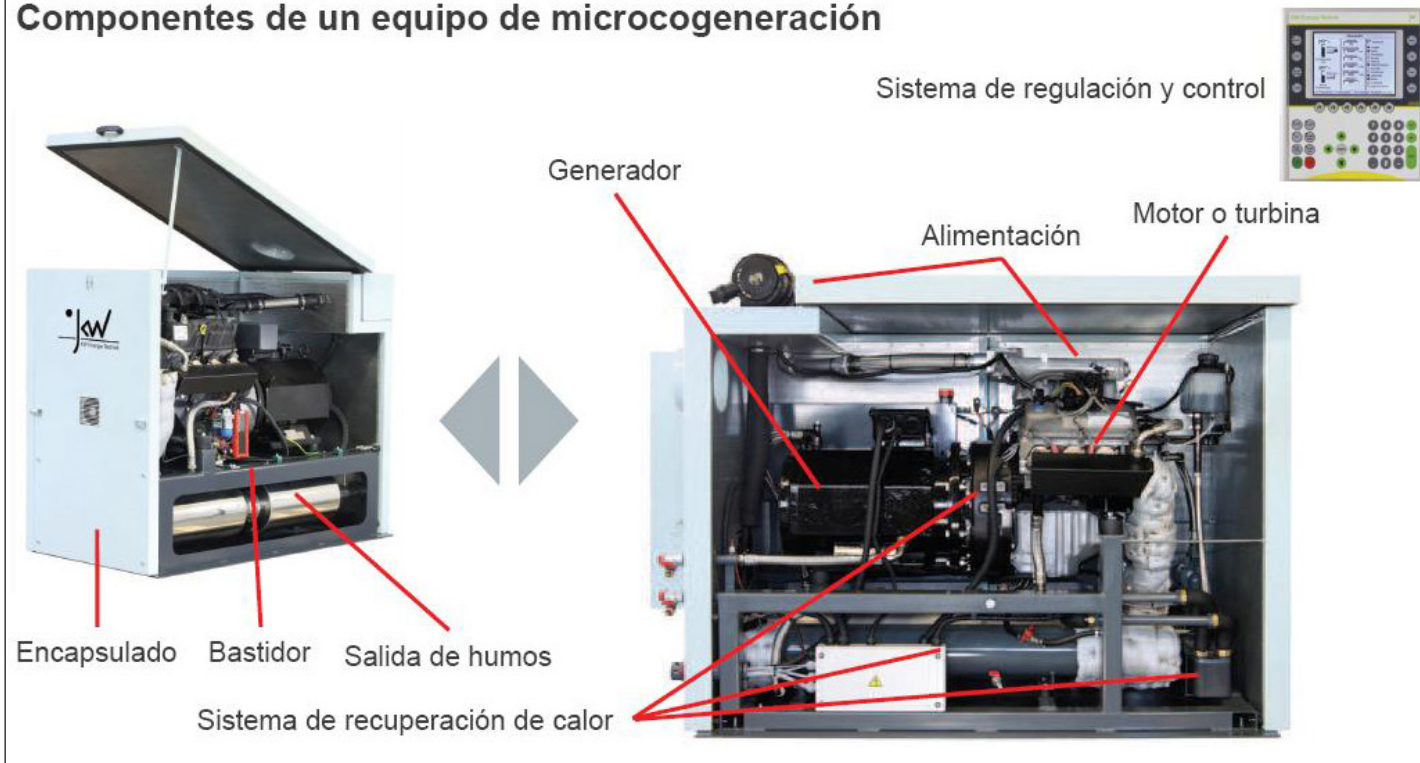


Когенерация на топлина и ток





Componentes de un equipo de microgeneración



Малки системи за
индустрията - когенерация
между 5 и 35 кВ

Интелигентни мрежи - Smart Grid



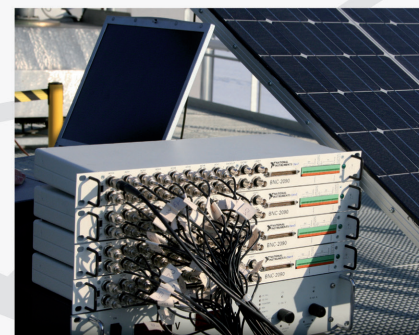
5 принципа на Smart Grid

- Контролен IT диспечърски център
- моментални решения и ефективно администриране на мрежата
- Свързаност - локална и международна
- Интелигентно отчитане
- ВЕИ производство
- Енергосъхранение



European Distributed Energy Resources Laboratories

Activity Report 2011 to 2012





Как строим?

1. Висококачествено
2. Нискобюджетно
3. Природосъобразно



Какво постигаме?

1. Хармоничност
2. Икономии
3. Здраве





арх. Милан Рашевски

тел. 0889 467 466,
mrashevski@gmail.com

Институт за нулевоенергийни сгради
(IZEB, Sofia)

<http://www.izeb.eu/>

Благодаря за вниманието!