

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
FAKULTA STROJNÍ

Studijní program: B 2301 Strojní inženýrství
Studijní zaměření: Stavba energetických strojů a zařízení

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

Budoucí trendy v Concentrated Solar Power (CSP)

Autor: František Douša

Vedoucí práce: **Ing. Vladimír Křenek**

Akademický rok 2017/2018

Prohlášení o autorství

Předkládám tímto k posouzení a obhajobě bakalářskou práci, zpracovanou na závěr studia na Fakultě strojní Západočeské univerzity v Plzni.

Prohlašuji, že jsem tuto bakalářskou práci vypracoval samostatně, s použitím odborné literatury a pramenů, uvedených v seznamu, který je součástí této bakalářské práce.

V Plzni dne:

.....

podpis autora

ANOTAČNÍ LIST BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

AUTOR	Příjmení Douda	Jméno František	
STUDIJNÍ OBOR	B2301 „Stavba energetických strojů a zařízení“		
VEDOUcí PRÁCE	Příjmení (včetně titulů) Ing.. Křenek	Jméno Vladimír	
PRACOVISŤE	ZČU - FST - KKE		
DRUH PRÁCE	DIPLOMOVÁ	BAKALÁŘSKÁ	Nehodící se škrtněte
NÁZEV PRÁCE	Budoucí trendy v Concentrated Solar Power (CSP)		

FAKULTA	strojní	KATEDRA	KKE	ROK ODEVZD.	2018
----------------	---------	----------------	-----	--------------------	------

POČET STRAN (A4 a ekvivalentů A4)

CELKEM	41	TEXTOVÁ ČÁST	34	GRAFICKÁ ČÁST	0
---------------	----	---------------------	----	----------------------	---

<p style="text-align: center;">STRUČNÝ POPIS (MAX 10 ŘÁDEK)</p> <p>ZAMĚŘENÍ, TÉMA, CÍL POZNATKY A PŘÍNOSY</p>	<p>Tato práce pojednává o současných a budoucích trendech v energetice z pohledu CSP technologie a jejím představením a popsáním, co by nadějného směru v obnovitelných zdrojích z důvodu používání paliva, které je zdarma a bez emisí a možnosti skladovat energii.</p>
<p style="text-align: center;">KLÍČOVÁ SLOVA</p> <p style="text-align: center;">ZPRAVIDLA JEDNOSLOVNÉ POJMY, KTERÉ VYSTIHUJÍ PODSTATU PRÁCE</p>	<p style="text-align: center;">CSP, trendy, skladování energie</p>

Obsah

1	Úvod	1
2	Současné CSP technologie získávání energie ze slunce	2
2.1	Základní princip technologie CSP	2
2.2	Parabolický průchozí systém	2
2.3	Fresnelovy reflektory	2
2.4	Diskový systém Stirlingova motoru	3
2.5	Sluneční energetické věže	3
2.6	Hlavní výhody a nevýhody CSP	3
2.6.1	Výhody:	3
2.6.2	Nevýhody:	4
2.7	Skladování tepelné energie (dle Steinmann (2012))	4
3	Příklady aktuálně nasazovaných technologií dle dodavatele (dle Andorka (2012))	7
3.1	Solar Reserve	7
3.2	eSolar	7
3.3	Novatec	7
3.4	BrightSource	7
3.5	Abengoa	8
4	Skladovací technologie (dle Steinmann (2012))	9
4.1	Současný stav skladovací technologie	9
4.2	Skladování sdílené Q (pocitové Q z angl. orig. v dalším textu) energie	9
4.2.1	Kapalná skladovací média: dvou nádržový koncept	10
4.2.2	Kapalná skladovací média: parní akumulátor	13
4.2.3	Skladovací koncept s pevným médiem	14
4.2.4	Pevná média s integrovaným tepelným výměníkem	15
4.2.5	Packed bed (sbalené lůžko)	16
4.2.6	Pevné částice	17
4.2.7	Skladovací koncept latentního (skrytého) tepla	17
4.2.8	Chemické skladování energie	18
5	Některé faktory ovlivňující vývoj CSP	20
5.1	Umístění	20
5.2	Vládní podpora	20
5.3	Cena vyráběné energie	20
5.4	Doba dodávky elektřiny do sítě	20
6	Současný stav	21
7	Trendy budoucího vývoje instalací technologie CSP (dle IEA(2010))	23
7.1	Energy Technology Perspectives 2008	23

7.2	Pokročilý scénář rozvoje CSP Global Outlook 2009	23
7.3	Study of the renewable energy potential in the Middle East/North Africa region (2005).....	23
7.4	PriceWaterHouse Cooper study 2010	23
7.5	Rozvoj CSP	23
7.6	Rozhodující význam přenosových sítí.....	24
7.7	Rozvoj CSP do roku 2020 ve znamení středních a špičkových zatížení	25
7.8	Rozvoj CSP po roce 2030 ve znamení elektřiny a paliv	26
7.9	Paliva z koncentrované sluneční energie.....	26
8	Perspektiva CSP	28
8.1	Ekonomické perspektivy	28
8.1.1	Investiční náklady.....	28
8.1.2	Operační a údržbové náklady	29
8.1.3	Náklady na zajištění financování pro CSP elektrárny	29
8.1.4	Výrobní náklady	30
8.1.5	Směrem ke konkurenceschopnosti	30
9	Závěr.....	32
10	Zdroje	33
10.1	Citovaná literatura	33

1 Úvod

Autor disponuje vzděláním v oboru krajinného inženýrství. Krajinné inženýrství vzniklo z popudu vážných změn ve funkčních, vzhledových i jiných strukturách krajiny způsobené lidskou činností, podporované inovativními vynálezy člověka mocně podporovanými strojním inženýrstvím.

Autor tedy veškerá tvrzení se kterými se setkal či setká při studiu strojního inženýrství vnímá značně kriticky a s mnohými tvrzeními nesouhlasí.

Namátkou třeba uvedu tvrzení, že sluneční energie je obnovitelný zdroj energie, přičemž z pohledu člověka se jedná o zdroj energie nevyčerpatelný.

Veškerá tvrzení o zelených zdrojích energie či nízkoemisních jsou též poněkud nejasná, jestliže potlačíme drtivou většinu organismů na velké ploše, schopných vázat uhlík do svých těl, v případě fotovoltaiky a výsledná elektrická energie je z velké části používána pro klimatizace či průmyslový sektor, který vyrábí třeba zmíněné klimatizace, což zřejmě nejsou přírodě blízké aktivity, které je možné nazývat přírodou šetřícími či zelenými. Solární panely rovněž potřebují průmysl pro svoji existenci, který s sebou nese i nutnost čerpání přírodních zdrojů spojený s těžbou surovin, která je většinou pohromou pro přírodu.

Autor tedy nesouhlasí s megalomanskými projekty v krajině, kde by mohly existovat přírodní ekosystémy plně zvířat a rostlin bez časového omezení výskytu, které nahrazují jen dočasnými zdroji energie, protože tyto obnovitelné zdroje energie mají omezenou životnost, typicky dvacet či třicet let.

Autor přesto vidí nasazení solárních technologií v pouštních oblastech za přijatelné, pokud by byly spojeny s bojem proti rozšiřování pouští, zejména tedy v souvislosti s odsolováním a transportem vody, či projektem Biosféra, který měl za cíl vytvořit umělý ekosystém v místě jinak zcela nehostinném, izolovaném od okolí, který zcela energeticky selhal. Funkční umělý ekosystém se přes přemíru snahy nepodařilo člověku dosud vytvořit.

Vytvoření nových sfér pro život na místech téměř mrtvých, by mohlo být svatým grálem pro energetiku, protože by dávala život. Slova „Svatý Grál“ jsou používána energetiky v souvislosti se skladováním energie, není ovšem lepší uložení energie, nežli ji uložit v život, jak už bylo učiněno před několika miliardami let na planetě Zemi (Bohem, prozřetelností, či něčím jiným). Autor si samozřejmě uvědomuje důležitost organismů obývajících pouštní stanoviště i v souvislosti s tím, že mohou odpovědět na otázky, jak přežít tam, kde není vody. Jenže i výrazné zabránění pouště pro umělé ekosystémy by neznamenal ohrožení velikosti pouští, jejichž velikost je ohromná a neustále se zvětšuje vysokým tempem.

Boj se suchem v pouštních oblastech není bezvýznamnou aktivitou, nýbrž strategií podporovanou OSN kdy i Česká republika podepsala závazek se suchem bojovat (Úmluva o boji s dezertifikací zejména v oblastech Sahelu (United Nations, 1994)). Byly učiněny mnohé kroky jako je pokus zastavit šíření Sahary pásem lesa v zemích Sahelu, který jistě potřebuje spoustu vody. Protože pokusy pěstovat les selhaly i z důvodu těžby dřeva obyvatelstvem pro potřeby vaření jídla, byly učiněny kroky technologie CSP, kdy se rozdávaly disky stříbrné barvy umožňující vaření bez dříví pouze za pomoci slunce.

Pozitivním důsledkem funkčního ekosystému kolem Sahary by mohlo být i udržení lidské populace dostatkem potravinových zdrojů, což by mohlo omezit migraci lidí do dosud funkčních ekosystémů v Evropě. Bez vody je život mnohem kratší než bez svobody. Bez vody není života (Vodní charta OSN (United Nations, 1976)).

Následující práce se zaměřuje na shrnutí existujícího stavu a aktuálních trendů v CSP, jenž jsou primárně ovlivněny tlakem na konkurenceschopnost vyráběné energie a využívání CSP i k dalším účelům.

2 Současné CSP technologie získávání energie ze slunce

2.1 Základní princip technologie CSP

CSP technologie je charakterizována přímým získáváním tepla ze slunce, čímž se odlišuje od technologií fotovoltaických, kde je teplo příčinou ztrát na účinnosti zařízení či fosilních zdrojů, které musí paliva vytěžit a spálit pro získání tepla.

Elektrárny na fosilní paliva používají hoření těchto paliv k získání tepla pro získání páry, jejíž tepelnou energii přemění na elektrickou v turbogenerátoru. CSP technologie nahrazuje spalování paliv teplem ze slunce, a to koncentrováním sluneční energie, která se následně využije k výrobě elektrické energie u CSP elektráren.

Tepelnou energii získanou pomocí CSP lze ovšem využít i jinými způsoby, jako je výroba paliv tepelnými procesy či odsolování mořské vody.

CSP nabízí i možnost skladování tepelné energie, která jí činí více konkurenceschopnou oproti solárním panelům fotovoltaickým (dále jen PV), které neumí elektrickou energii skladovat a neumí též dodávat elektrickou energii na přání, kdy je jí potřeba v síti. V noci, či při špatných světelných podmínkách je technologie PV nepoužitelná, kdežto CSP je, díky skladování tepelné energie.

CSP i PV technologie jsou ovšem závislé na dobrých světelných podmínkách, které jsou zejména v oblastech s vysokými dávkami světelného záření po celý rok. Uvažované oblasti nadějně pro masivní nasazení této technologie jsou jižní Evropa, jihozápadní Severní Amerika, Afrika, střední východ, Maroko, Mexiko apod.

CSP technologie používají zrcadla či čočky k soustředění slunečního světla na malou plochu, kde se přemění na tepelnou energii, která je předána médiu jako je voda či tavicí sůl. Tepelná energie předaná médiu je pak klasicky v turbogenerátoru přeměněna na elektrickou pomocí Rankin-Clausiova parního cyklu či cyklu využívající jiná média, jako je kritický CO₂ (Andorka, 2012).

Existují čtyři běžné typy CSP:

- a) Parabolické průchozí
- b) Koncentrační lineární Fresnelův reflektor
- c) Diskové Stirlingové
- d) Sluneční energetické věže

2.2 Parabolický průchozí systém

Je tvořen lineárními parabolickými reflektory, které soustřeďují světlo na přijímač umístěný podél reflektorové ohniskové linie. Přijímač je trubka umístěná nad středem zrcadla a vyplněna pracovní tekutinou. Reflektor sleduje slunce v průběhu dne natáčením podle jedné osy. Pracovní médium proudí skrze přijímač a je zahřáto na 150 až 350 °C, poté je využito k výrobě elektrické energie. Průchozí systémy jsou nejnávýspěšnějšími systémy CSP technologie (Andorka, 2012).

2.3 Fresnelovy reflektory

Jsou tvořeny mnoha tenkými plochými proužky zrcadel soustřeďující světlo na trubky protékanými pracovním médiem. Plochá zrcadla mají více odrazivé plochy na plochu, kterou zabírají, než parabolické

reflektory, což jim umožňuje zachytit více slunečního záření a být i efektivnější. Mohou být použity v rozličných velikostech CSP elektráren (Andorka, 2012).

2.4 Diskový systém Stirlingova motoru

Je tvořen samostatnými parabolickými reflektory-disky, které soustřeďují světlo na přijímač umístěný v jeho ohnisku. Reflektor sleduje Slunce pomocí dvou os otáčení. Pracovní médium je ohřáto na 250-700 °C a je využíváno v Stirlingově motoru k výrobě mechanické energie (Andorka, 2012).

2.5 Sluneční energetické věže

Skládají se z pole dvou osých reflektorů soustřeďujících světlo na středový přijímač na vrcholu věže. Přijímačem protéká tekutina, jakou je třeba mořská voda. Pracovní médium je zahřáto na 500 až 1000 °C a může být použito přímo k výrobě nebo ke skladování energie. Věžové systémy ale nabízejí větší účinnost a skladovací schopnost než systémy průchozí. Na Obr. 1 je věžový systém (Andorka, 2012).



Obr. 1: Sluneční energetická věž (Andorka, 2012).

2.6 Hlavní výhody a nevýhody CSP

2.6.1 Výhody:

Výhodou CSP je, že se jedná o zdroj energie využívající sluneční energii, která je nevyčerpatelná. CSP nemá emise skleníkových plynů při výrobě energie ze slunce oproti technologiím založeným na spalování uhlí, ropy či zemního plynu.

Má také schopnost skladovat energii v konkurenceschopném modelu oproti bateriovým instalacím. Kdy CSP je technologií schopnou akumulovat a skladovat teplo z podstaty, jinak by nemohla fungovat, kdežto bateriové technologie pracují již s elektřinou a chemickou energií vazeb v elektrolytu.

Kdykoli využívat uloženou energii je také výhodou, která je ovšem méně provozně snadná oproti bateriím, protože obvykle parní turbína potřebuje určité stálé tepelné zatížení po určitou dobu, aby nedošlo k poškození turbíny vlivem tepelné roztažnosti. Tuto nevýhodu v provozování turbíny jsou

schopny odstranit hybridní systémy CSP opatřené klasickým spalovacím cyklem plynu či uhlí pro zajištění plynulého a bezpečného provozu turbíny (Andorka, 2012).

2.6.2 Nevýhody:

Nevýhodou jsou vysoké pořizovací náklady na kWh zařízení oproti všem běžným typům zdrojů. Důvodem je i nízká rozvinutost technologie a relativní složitost zařízení.

Nevýhodou je, že CSP potřebuje dostatečně silné sluneční záření, které je typicky v suchých oblastech. Kde není dostatek vody, takže se jedná o stanoviště těžko obyvatelné, jak pro lidi, tak i pro zvířata. Z toho důvodu zde obvykle nežije dostatek bohatého obyvatelstva ochotného adoptovat CSP technologii, která je finančně náročná. Pokud již elektrárna CSP vznikne, je nutné elektřinu dopravovat na velké vzdálenosti, což způsobuje energetické ztráty v neprospěch CSP technologie a další náklady na dálkové elektrické sítě.

Nejcennější přírodní území se ovšem nacházejí tamtéž, kdy by nasazení technologie CSP mohlo být značným přínosem, protože by mohlo zajistit energii pro tamní průmysl a pokud by to bylo zárukou omezení těžby lesů, pak by zřejmě nebyl problém získat peníze od organizací na ochranu přírody. Zcela podobně jako dotace na odsíření komínů pro záchranu lesů v Krušných horách apod.(pozn. autora).

Vysoko položená území jsou též intenzivně osluněná.

Nevýhodou je též, možné poškození zrcadel větrem či abrazí částicemi unášenými větrem. Což si vyžaduje neotřelá řešení, jako je uložení zrcadel do skleníku, kde je obrušováno pouze skleníkové stavení, které je snadněji opravitelné i čistitelné průmyslovými způsoby. Bonusem je i skleníkový efekt (pozn. autora: ne u zrcadel s věží) (Andorka, 2012).

Nevýhodou je i provozní režim turbíny zmíněný ve výhodách, dále i životnost zařízení typicky 30 let.

Zábor území i negativní vliv na přírodu či vzhled krajiny je též významnou nevýhodou. V porovnání s PV technologií, která může být snadno implementována do lidské zástavby na fasády a střechy domů je CSP náročnější, protože vyžaduje území nové (pozn. autora).

2.7 Skladování tepelné energie (dle Steinmann (2012))

Zástavba skladování tepelné energie do CSP elektráren poskytuje schopnost dodávat elektřinu a teplo na přání, pokrývat špičky odběrů ze sítě. Přizpůsobení ke skladování tepelné energie je nezbytné u přijímačů sluneční energie i energetického cyklu elektrárny. Tři různé způsoby jsou používány ke skladování tepelné (dále jen Q pro teplo, tepelné apod.) energie:

- a) skladování Q energie v pevném či tekutém médiu
- b) latentní skladování Q energie používající změnu fáze látky - přímá parní výroba v absorbérech Q cílí na vysoké teploty latentního Q
- c) termochemické skladování Q energie - je pomocí vratných chemických reakcí a sorpčních procesů

Vhodnost skladování Q pro CSP

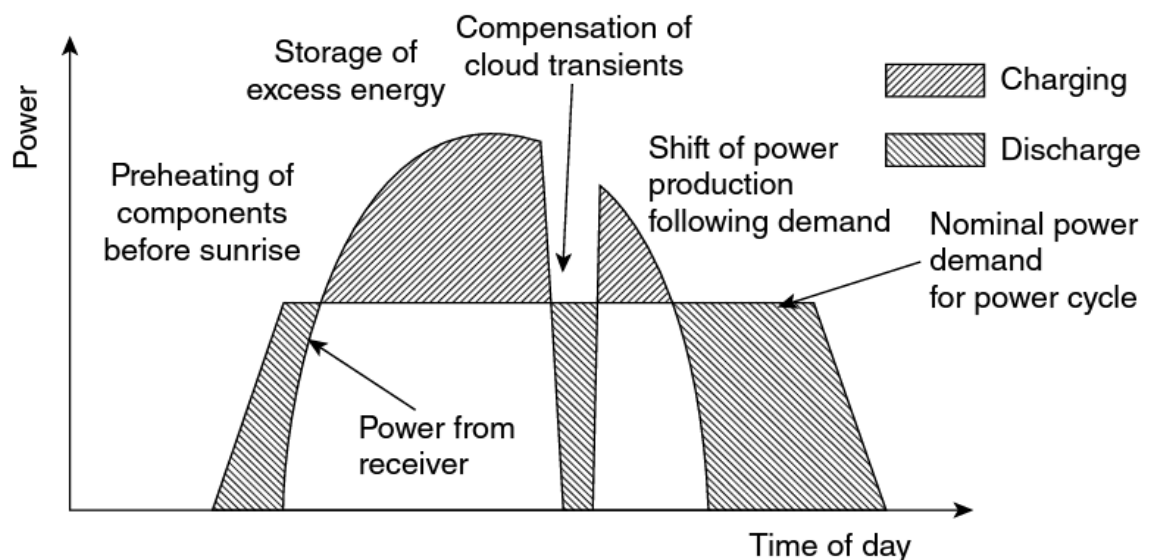
CSP elektrárny mají určitou kapacitu ke skladování v Q kapacitě v materiálu pracovního média a součástech, jako jsou pohlcovače Q, výměníky Q, potrubí. Skladovací jednotky slouží k uložení Q zachyceného přijímači Q, které není okamžitě využito k výrobě elektřiny. Skladovací jednotka je schopna dodávat Q pro výrobu elektřiny a kompletně nahradit solární kolektory.

Možnost zástavy cenově příznivé místní skladovací kapacity je jedna z největších výhod CSP oproti ostatním obnovitelným technologiím energie. Skladování může být použito v konstrukci CSP způsobem, který přináší výhody s malými nebo nulovými dopady na celkovou účinnost a cenu energie v porovnání s technologiemi jako jsou fotovoltaika, která musí nejdříve vyrobit elektřinu a poté připojit další investice a ztrátu efektivnosti při skladování elektrické energie.

CSP může těžit ze skladování Q různými způsoby:

- výroba elektřiny může být posunuta do doby s velkým požadavkem-což zvyšuje hodnotu elektřiny
- velikost vnějšího záložního systému potřebná ke kompenzaci rozdílů mezi požadavky a dostupností elektřiny může být snížena, záložní systémy založené na fosilních palivech mají významné pořizovací a provozní náklady a nízkou Q účinnost, což eliminuje výhody výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů u CSP
- zvýšená účinnost odstraněním změn v Q cyklu kvůli přechodné oblačnosti
- zkrácená doba startu zařízení předehřevem média absorberu, za použití Q energie skladované

Různé funkce Q skladování v CSP jsou na obr. č. 2. Další možný způsob využití skladování Q je v odložení výroby elektřiny do doby s nižší teplotou prostředí ke zvýšení účinnosti Q cyklu (Sioshansi & Denholm, 2010).



Obr. 2: Různé funkce skladování Q v CSP elektrárně (Steinmann, 2012).

Rozdíly ve skladování Q u CSP oproti jiným technologiím

Převážná část současných komerčních Q skladovacích systémů používaných v průmyslu a solárním vytápění jsou provozovány na teplotách pod 100 °C a vykazují skladovací kapacitu do 1MW_Q. Skladovací systémy určené pro CSP se od takovýchto systémů liší ve dvou hlavních věcech:

- CSP technologie požaduje teploty v rozmezí mezi 120 a 1000 °C, což představuje zvláštní požadavky na korozi a Q stabilitu materiálů
- další typickou charakteristikou CSP je velká kapacita skladovacích jednotek, 50 MW_e parabolická průchozí elektrárna požaduje okolo 1 GWh_Q skladovací kapacity pro sedmihodinový operační čas

Skladovací systémy jsou omezeny fyzikálními vlastnostmi, a proto typický CSP skladovací systém vyžaduje několik desítek tisíc tun skladovacího materiálu. Z důvodu velkého množství skladovaného materiálu jsou pořizovací náklady na CSP skladovací technologii opanovány cenou materiálu.

Skladovací systémy Q energie jsou nezbytně navrženy na minimální ztráty Q energie. Každopádně ztráty Q musí být brány v potaz. Každý Q systém musí být zahříván tepelnou energií o vyšší teplotě, než má on sám a bude vracet Q energii o nižší teplotě, než má on sám. Účinnost výroby elektrické energie klesá se snižující se teplotou vstupního média, takže přítomnost skladování Q může způsobit snížení teplot, snížení účinnosti elektrárny, nebo naopak způsobit nutnost vysokých operačních teplot solárních přijímačů ke kompenzaci neblahých jevů, což vede ke zvýšení Q ztrát solárních přijímačů.

3 Příklady aktuálně nasazovaných technologií dle dodavatele (dle Andorka (2012))

3.1 Solar Reserve

Postavila velké zařízení v Tonopah – Crescent Dunes, v Nevadě. Tato instalace bude dodávat 480 000 MWh čisté, obnovitelné elektrické energie každý rok dostatečné pro 75 000 domácností. Projekt je založen na poli zrcadel – heliostatů a energetické věži zhruba 600 stop vysoké. Roztavená sůl je v tomto zařízení využívána ke skladování energie. Elektrárna dokáže vyrábět elektrický proud 24 hodin denně nebo jen tehdy, kdy je potřeba ve špičkách.

3.2 eSolar

Vyvinula cenově efektivní CSP elektrárnu založenou na hromadně vyráběných součástech a designu pro rychlé zbudování s modulární skladbou, kdy mohou být moduly skládány bez omezení vedle sebe. Systém je založen na poli heliostatů sledujících slunce, které odráží sluneční energii na tepelný přijímač umístěný na vrcholu energetické věže umístěné ve středu pole. Soustředěné teplo vaří vodu v tepelném přijímači a vyrábí páru. Elektrárna soustřeďuje potrubím páru z jednotlivých věží pro použití v turbogenerátoru. Pára je pak pomocí chlazení převedena ve vodu a parní cyklus se opakuje.

Malé heliostaty vyráběné masově, jsou stavebním kamenem této elektrárny. Heliostaty jsou vyráběny prefabrikací do určitých sestav, které umožňují snadné použití osobami po minimálním výcviku.

46MW elektrická jednotka sestává z 12 věží se severojižní instalací heliostatového pole, turbínového generátoru a parního kondenzátoru. Plocha pro 46MW jednotku je 250 akrů.

3.3 Novatec

Modulární systém s parním generátorem používá Fresnelovy kolektory, které jsou evolucí parabolických průchozích, používající skleněná zrcadla místo parabolicky zahnutých zrcadel. Šestnáct paralelních řad zrcadel odráží sluneční energii na přijímač, ve kterém je odpařována voda. Výsledná pára může být směřována do turbíny k získání elektrické energie nebo k odsolování mořské vody, chlazení nebo k jinému průmyslovému použití.

Plochá zrcadla dovolují jednoduché uspořádání do polí, částečně srovnatelné s konvenčními parabolickými průchozími technologiemi.

Nabízené výhody Fresnelovy technologie oproti ostatním technologiím jsou:

- a) nižší konstrukční náklady a snadnější, rychlejší zhotovení
- b) měnitelnou produkční kapacitu
- c) menší náchylnost k větrnému poškození
- d) lepší využití plochy území
- e) omezené stínění reflektorů přijímačem
- f) automatizovaná výroba klíčových komponent
- g) lehčí konstrukce umožňující použití menších motorů k natáčení zrcadel
- h) není potřeba sledování přijímače
- i) nízká spotřeba vody s patentovanou čistící technologií

3.4 BrightSource

Jedná se o věžový systém CSP s výrobou páry a turbogenerátorem. Inovativní software této firmy je používán v průběhu návrhu elektrárny k nalezení optimálního rozložení a pozic heliostatů

k maximalizaci výkonu a k dosažení největšího produkčního profilu elektrické energie. Technologie této firmy umožňuje stavět projekty na místech s nepravidelnou topografií a tvarem. Program též používá meteorologická data v návaznosti na podmínky stanoviště, poskytuje též precizní GPS mapy ke stažení pro instalační týmy slunečního pole.

3.5 Abengoa

Je světovým vůdcem ve věžové technologii (Abengoa, 2018). Solární hybridní technologie této firmy integruje elektrárnu s kombinovaným cyklem a solární pole, což kombinuje výhody solární energie a kombinovaného cyklu. Tato technologie používá solární energii jako přidružený zdroj energie zvětšující účinnost a snižující emise CO₂. Hybridní elektrárny se mohou vztahovat k nově konstruovaným, jako i k přídatku solárního pole k již stojícím elektrárnám s kombinovaným cyklem. Solární pole může používat parabolická zrcadla průchozího systému nebo solární věže.

Jako příklad je třeba solárně uhelný hybrid, který kombinuje výhody solární energie a uhelných elektráren. Tento průnik může významně snížit spotřebu uhlí o příspěvek ze solárního pole.

V průběhu slunečního dne, solární zdroj nahradí mnoho z dodávek energie uhlím. Jak sluneční svit slábne, uhlí nahrazuje solární zdroj, což umožňuje parnímu generátoru neustále pracovat na plný výkon. Ráno, když sluneční energie zesiluje, příspěvek uhelné energie klesá na hodnotu technického minima k zajištění optimálního chodu uhelného kotle.

4 Skladovací technologie (dle Steinmann (2012))

4.1 Současný stav skladovací technologie

Vývoj skladovacích systémů je nedílnou součástí vývoje CSP technologie od samého počátku. Tab. č. 1 zobrazuje přehledně skladovací systémy zabudované do experimentálních a komerčních CSP elektráren. Vývoj skladovacích systémů CSP je charakterizován velkou růzností základních konceptů odrážejících absorpční systémy, média přenosu Q a Q cykly použité v tepelných elektrárnách. Nalezení správného konceptu pro konkrétní elektrárnu závisí na příslušných okrajových podmínkách zahrnujících pracovní médium, rozsah teplot, skladovací kapacitu, hladinu výroby elektřiny a reakční čas.

Tab. 1: Přehled vybraných skladovacích systémů začleněných do komerčních a experimentálních továren (Steinmann, 2012).

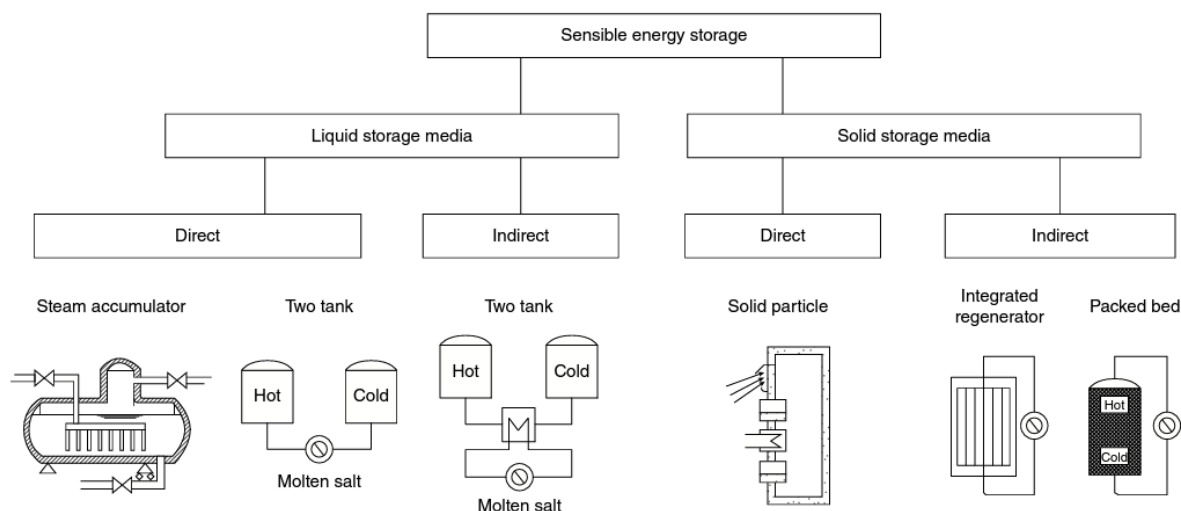
Project	Concept	Concentrator type	Max temperature	Thermal capacity	Start of operation
Eurelios (Italy)	Two-tank molten salt, steam accumulator	Tower/heliostat	430°C	0.5 MWh _{th}	1981
SSPS (Spain)	Two-tank liquid sodium	Tower/heliostat	530°C	1.0 MWh _{th}	1981
Nio central receiver (Japan)	Steam accumulator	Tower/heliostat	250°C	3.0 MWh _{th}	1981
Solar One (USA)	Thermocline with thermal oil	Tower/heliostat	300°C	28 MWh _{th}	1982
CESA-1 (Spain)	Two-tank molten salt	Tower/heliostat	340°C	3 MWh _{th}	1983
Themis (France)	Two-tank thermal oil	Tower/heliostat	450°C	40 MWh _{th}	1984
SEGS-1 (USA)	Two-tank molten salt	Trough	305°C	120 MWh _{th}	1984
TSA (Spain)	Packed bed with air	Tower/heliostat	700°C	1 MWh _{th}	1993
Solar Two (USA)	Two-tank molten salt	Tower/heliostat	565°C	110 MWh _{th}	1996
PS10 (Spain)	Steam accumulator	Tower/heliostat	245°C	20 MWh _{th}	2006
Andasol-1 (Spain)	Two-tank molten salt	Trough	385°C	1,010 MWh _{th}	2009
Solar Tres/Gemasolar (Spain)	Two-tank molten salt	Tower/heliostat	565°C	2,300 MWh _{th}	2011

4.2 Skladování sdílené Q (pocitové Q z angl. orig. v dalším textu) energie

$$\Delta Q_{12} = m \int_{T_1}^{T_2} c(T) dT$$

Závisí na předešlém vzorečku pro Q a je omezeno rozdílem teplot a Q kapacitou hmoty. Použití vody pro příklad, jakož to hmoty s největší Q kapacitou ze všech běžných kapalin a pevných materiálů, je maximální skladovací kapacita pro pocitové Q systémy v rozmezí 0,11 kWh/kg na teplotní rozdíl 100 K. V porovnání k chemickým energetickým zdrojům (ropa 11,5 kWh/kg) vyžadují skladovací systémy Q velkou hmotu kvůli malé skladovací hustotě.

Jsou dva směry vývoje závislých na výběru skladovacího materiálu, a to používající kapalná média nebo pevná. Dalším kritériem je způsob dopravy solární energie ke skladovacímu materiálu. Pro přímé skladovací systémy je Q přepravní tekutina použita k pohlcení sluneční energie a zároveň i ke skladování. Nepřímé skladovací systémy používají skladovací médium odlišné od dopravního Q média. Obr. č. 3 ukazuje rozdělení různých konceptů pro pocitové Q skladování.



Obr. 3: Koncepty pocitového skladování Q energie (sdíleného tepla v češtině) (Steinmann, 2012).

4.2.1 Kapalná skladovací média: dvou nádržový koncept

Příklad dvou nádržové technologie je na obr. č. 4. Tekuté médium je zokruhováno mezi horkou nádrží a studenou nádrží. Tab. č. 2 ukazuje různá tekutá média a vlastnosti důležité pro skladování Q. Nejjednodušší cestou ke skladování pocitového Q v tekutinách, je připojit vstup a výstup přenosu Q do dvou oddělených obsahů držných na různých teplotách. Tento způsob je široce používán pro nízkoteplotní aplikace využívajících vodu jako zásobní médium ve vertikálních osamocených tancích, kde jsou odděleny horké a studené obsahy Q stratifikací. Kvůli velkému objemu potřebnému pro CSP aplikace jsou obvykle používány dvě oddělené zásobní nádrže místo jedné vertikální nádrže.

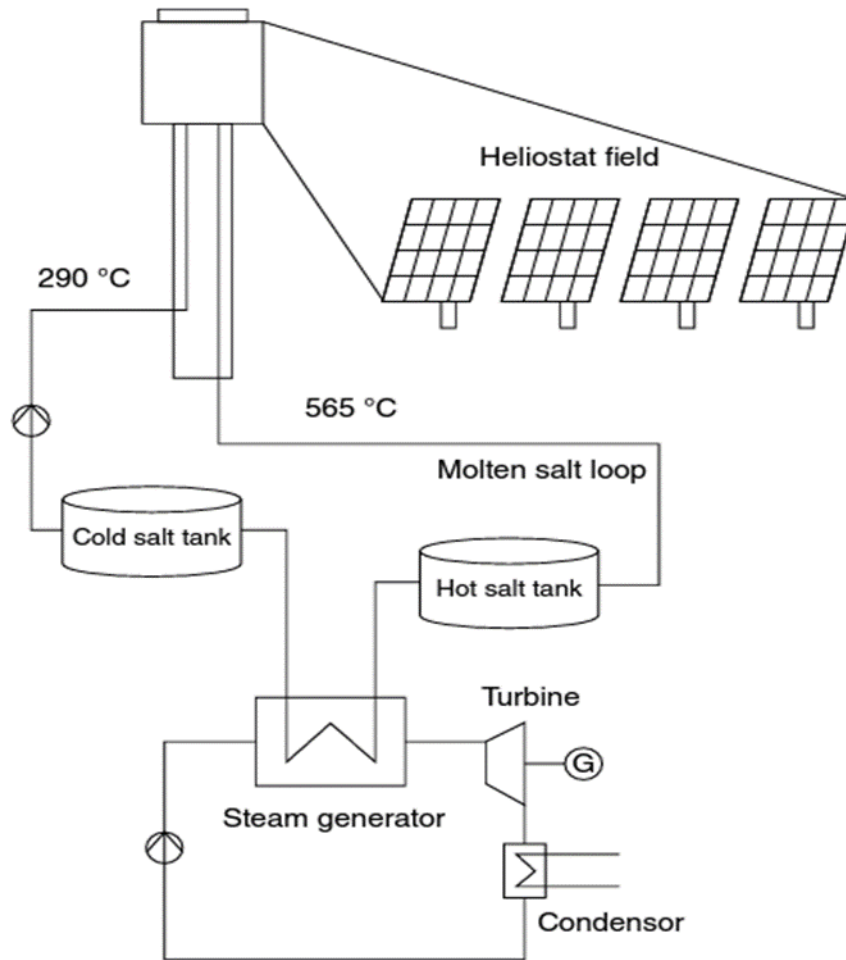
V případě beztlakového Q transportního média použitého v absorbérch, je upřednostňované řešení přímé skladování tohoto Q v přepravní tekutině.

Parabolické průchozí elektrárny používají přímé skladování Q oleje provozovaných mezi 240 °C a 307 °C (GmbH, 2000). Kvůli omezené maximální teplotě (kvůli degradaci), hořlavosti a vysoké ceně, nejsou Q oleje atraktivní volbou. Tavné soli představují alternativu dobře známou z jiných aplikací (Bohlmann, 1972; Silverman & Engel, 1977). Směsi nitrátů byly doposud upřednostňovány pro skladování Q, na obr. č. 5. Hlavní nevýhodou tavných solí je jejich přípustná operační teplota, která je omezena bodem tuhnutí na spodním teplotním rozmezí a Q rozkladem na horním teplotním rozmezí. Tuhnutí v průběhu skladování v nádržích musí být zabráněno, kvůli nízké Q vodivosti. Roztavování je komplexní proces. Korozivita tavných solí vzrůstá s teplotou, skladovací nádrže vystavené vyšším teplotám vyžadují dražší materiály. Dvou nádržové koncepty využívající tavných solí byly úspěšně předvedeny v průběhu Solar Two projektu, využívajících 1400 tun tavných solí v rozmezí 565 °C a 290 °C. Obr. č. 4 ukazuje zjednodušené schéma solárního přijímače využívající tavných solí jako pracovní a skladovací médium. Podrobný popis tohoto skladovacího systému je v Pacheco (2002).

Přímý dvou nádržový koncept je rovněž použit pro 16 hodinový skladovací systém v Gemasolar projektu vlastněném firmou Torresol Energy, na obr. č. 6.

V nepřímých skladovacích systémech je tavná sůl použita jako skladovací médium, je odlišná od té v absorbérch. Tento koncept je zvolen, protože tavná sůl pro absorbéry je dražší než skladovací sůl.

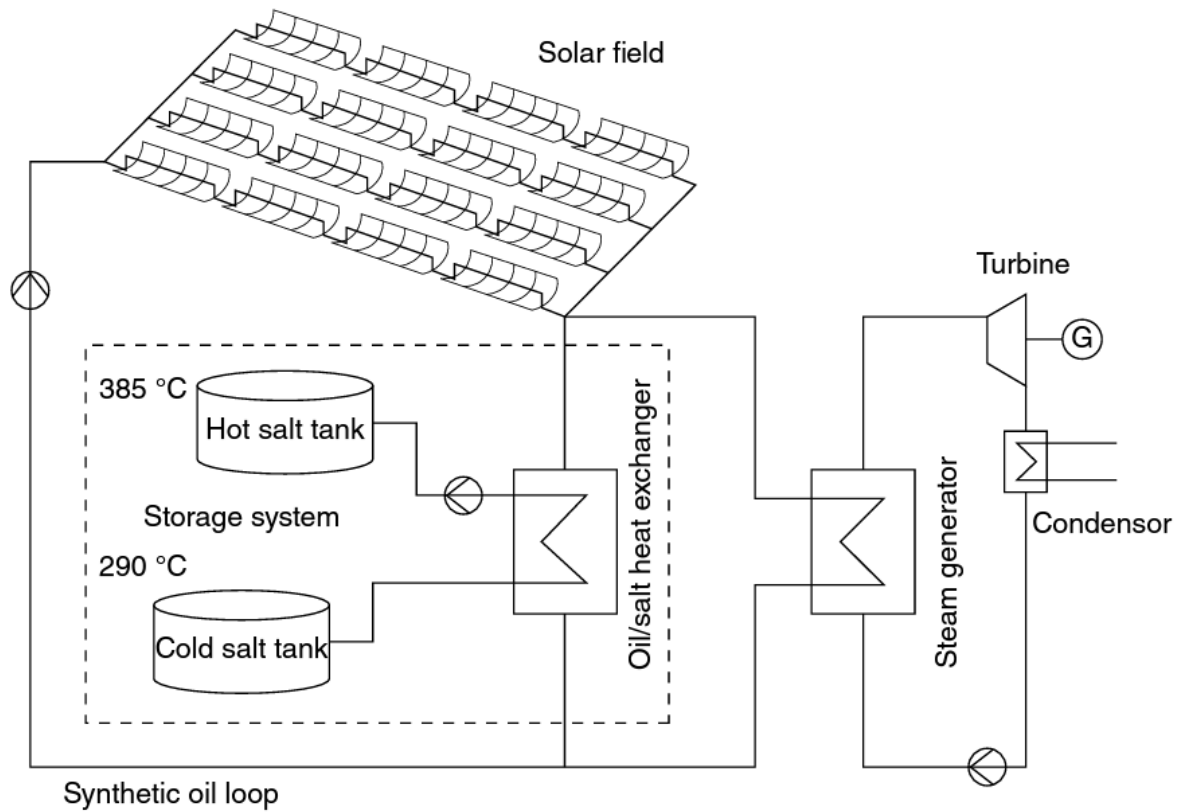
Oddělené okruhy jsou spojeny Q výměníkem. První komerční dvou nádržový skladovací systém tavných solí byl použit v Andasol-1 elektrárně v nepřímém konceptu využívajících 28500 tun nitrátových solí provozovaných v rozmezí teplot 292 a 386 °C (Relloso & Delgado, 2009).



Obr. 4: Zjednodušené schéma centrálního přijímače s dvou nádržovým konceptem (Steinmann, 2012).

Tab. 2: Příklady tekutých médií pro pocitové tepelné skladování (Steinmann, 2012).

Medium	Density (kg/m ³)	Specific heat capacity (kJ/kg/K)	dyn. viscosity (kg/ms)	Temperature difference = 100 K	
				Volume spec. storage density (kWh _{th} /m ³)	Capacity specific media costs (€/kWh _{th})
Saturated water (250°C, 40 bar)	798	4.865	1.06exp-4	100	–
Mineral oil (<320°C)	800	2.4	3.5exp-4	53	15
Synthetic oil (<400°C)	755	2.4	1.6exp-4	50	60
Nitrate salt (220°C <, <570°C)	1,950	1.5	3.4exp-4	81	20



Obr. 5: Zjednodušené schéma parabolické průchozí elektrárny používající tepelný olej v nepřímém konceptu dvou nádržovém (Steinmann, 2012).



Obr. 6: Dvou nádržový skladovací systém 17MW_e Gemasolar elektrárny s centrálním přijímačem, Španělsko (v Steinmann, 2012 s povolením Torresol Energy, Spain).

4.2.2 Kapalná skladovací média: parní akumulátor

Kapalná voda je zajímavé skladovací médium díky vysoké tepelné kapacitě, nízké ceně a použitelnosti. Pro teploty překračující 100 °C musí být voda stlačována, aby mohla být použita jako kapalná skladovací médium. Parní akumulátory zajišťují sytou páru v průběhu vybíjení (Goldstern, 1970), na obr. 7. Energie pro vývoj syté páry je brána ze stlačené vody v objemu ve stavu syté kapaliny. Teplota syté páry závisí na teplotě kapalně vody v objemu, tlak syté páry zajišťovaný zásobním systémem v průběhu vybíjení klesá. Hmotnost syté kapalně vody zůstávající uvnitř parního akumulátoru je velká v porovnání s hmotností syté páry zajišťované v průběhu vybíjecího procesu. Za předpokladu konstantní hmotnosti hmoty syté kapaliny uvnitř parního akumulátoru, může být tepelná energie zajišťovaná v průběhu vybíjení z tlaku P1 do P2 určena takto:

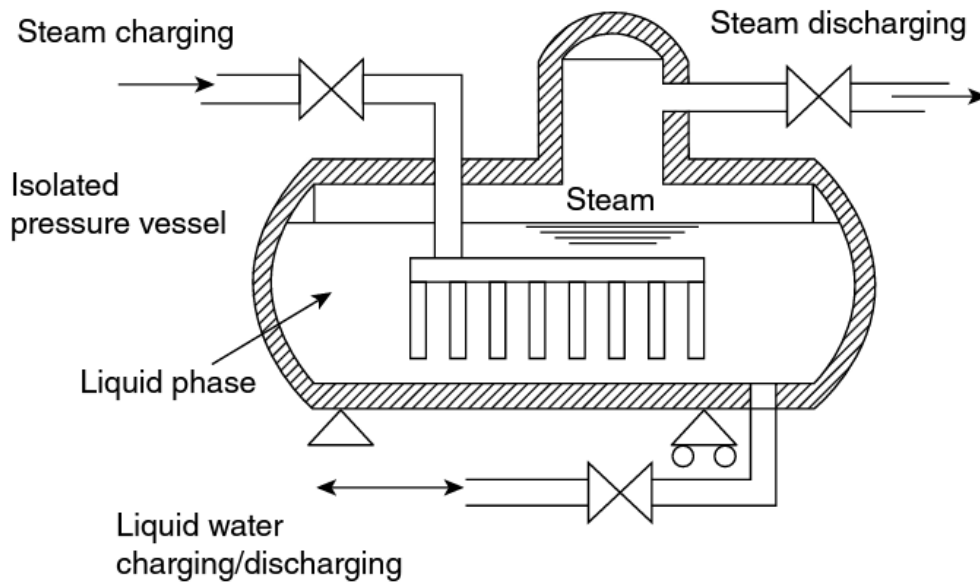
$$\Delta Q_{12} = m_{liquid} c_{liquid} (T_{sat}(P1) - T_{sat}(P2))$$

Kde T_{sat} je tlakově závislá teplota sytosti a c_{liquid} je specifická tepelná kapacita kapalně vody. Obrázek č.8 ukazuje objemově specifické množství páry dodávané parním akumulátorem závislém na výchozím tlaku a tlakových poklesech (Steimann & Eck, 2006).

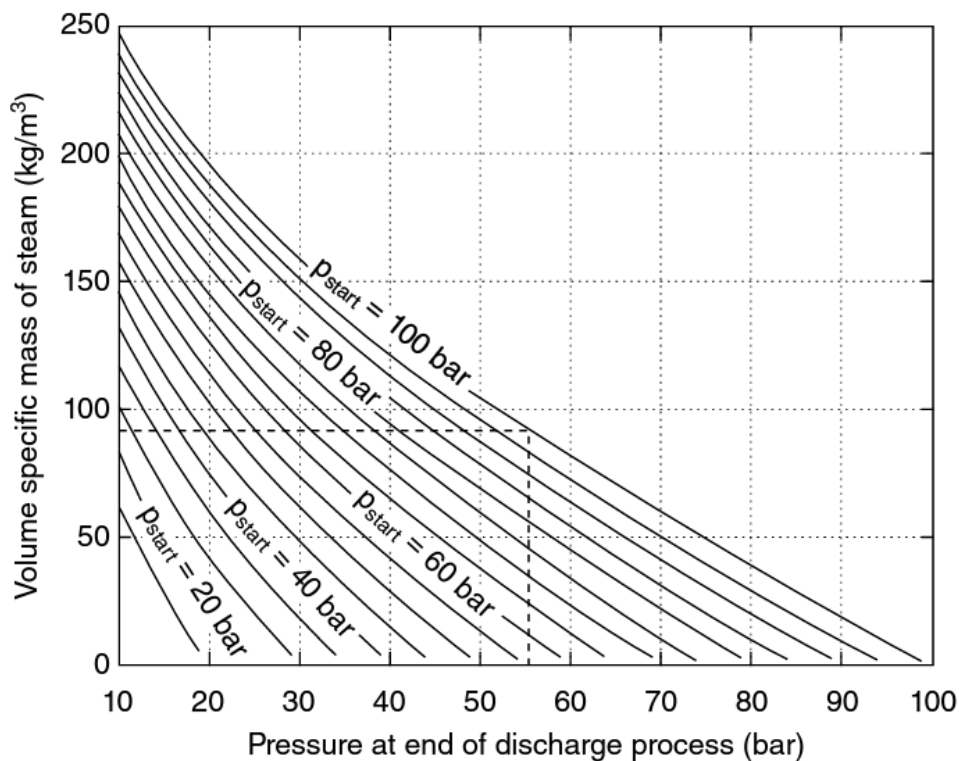
Parní akumulátory jsou nabíjeny dodávkou páry přeměňovanou v kapalně objem. Teplota kapalněho objemu je zvyšována kondenzací páry. Zatímco parní akumulátory mají rychlé reakční časy, skladovací kapacita je obvykle limitována cenou tlakově nádob. Parní akumulátory dodávají páru neustále po krátkou dobu, a proto mohou být použity ke kompenzaci krátkých přechodů oblačnosti.

Parní akumulátory jsou široce používány v procesním průmyslu v teplotním rozmezí mezi 100 a 200 °C. Použití parních akumulátorů pro velké CSP elektrárny bylo popsáno Gilliem a Beckmanem (1976).

Některé experimentální CSP elektrárny jako je Eurelios (Strub, et al., 1984) a japonská elektrárna s centrálním přijímačem v Nio (Tani, et al., 1986) používá parní akumulátory. Elektrárna PS10 s centrálním přijímačem představuje první komerční CSP elektrárnu v Evropě spuštěnou v roce 2007, využívající parní akumulátory ke krátkodoběmu skladování. Čtyři zásobníky s celkovou skladovací kapacitou 20 MWh poskytují při 50% zatížení provoz 11MW_{el} po dobu 50 minut. Skladovací systém je nabit sytou parou o tlaku 45 barů zajištěném centrálním přijímačem.



Obr. 7: Schéma parního akumulátoru (Goldstern, 1970).



Obr. 8: Objemově specifická hmota syté páry zajištěná akumulátorem pro různé počáteční tlaky a tlakové poklesy, při vstupním tlaku 100 barů a koncovém 55 barů dodá akumulátor 90 kg páry na m³ objemu skladovaného média (Steimann & Eck, 2006).

4.2.3 Skladovací koncept s pevným médiem

Použití pevných médií jako skladovacích je způsobeno hlavně snížením nákladů (tab. č. 3). Cena betonu na jednotku uskladněné energie odpovídá 10-20 % nákladů pro tavné soli a údržbové náklady jsou očekávány nižší pro pevná média. Navíc odpadají problémy s mrznutím, odparem a únikem média. Cenově efektivní pevné skladovací materiály vykazují nízkou Q vodivost, což představuje hlavní výzvu pro začlenění pevných médií jako účinného skladovacího konceptu. Byly navrženy různé způsoby

k překonání omezení v transportu tepla skladovacího média. Cílem těchto způsobů je zkrátit cestu pro Q přenos ze skladovacího média do přenosného média.

Tab. 3: Příklady pevných médií pro pocitové (sdílené) teplo (Steinmann, 2012).

Material	Density (kg/m ³)	Specific heat capacity (kJ/kg/K)	Thermal conductivity (W/mK)	Temperature difference = 100 K	
				Volume specific storage density (kWh _{th} /m ³)	Capacity specific media costs (€/kWh _{th})
Aluminium	2,700	0.945	200	70.8	90
Concrete	2,200	0.72	1.5	44	5
Cast iron	7,200	0.5	35	100	70
Rock	2,500	0.8	1.0–3.0	55	–

4.2.4 Pevná média s integrovaným tepelným výměníkem

Pro stlačené Q přenosné kapaliny je paralelní trubní registr obvykle integrován do skladovacího objemu. Různé odlévání schopné skladovací materiály, jako je beton a keramika, byly pro tento účel zkoumány. Testovací jednotka byla instalována v Plataforma Solar de Almería (Španělsko) a připojena k parabolickým průchozím kolektorům (na obr. č. 9 a 10). Tento systém byl vytvořen pro Q energii 350 kW a kapacitu 400 kWh provozovanou s Q olejem na maximální teplotě 390 °C. Druhá testovací jednotka určená ke skladovacím cyklům 6 až 8 hodinovým, také s kapacitou 400 kWh byla připojena k testovacímu okruhu pro umožnění dlouhodobého výzkumu chování jednotky. Provozována s Q olejem mezi 300 a 400 °C s více jak 300 cykly bez jakékoli degradace (Laing, et al., 2009a). Stejný základní design byl také použit pro skladovací jednotku určenou pro provoz s přehřátou stlačenou párou (100 barů) s maximální teplotou 500 °C (Laing, et al., 2009b). Specifické investiční náklady na skladovací jednotku s kapacitou 1100 MWh jsou odhadnuty okolo 34 Eu/kWh (Bahl, et al., 2009).

V současné době se probíhající vývoj zaměřuje na možnosti snížení investičních nákladů. Tyto náklady jsou opanovány tepelným výměníkem v objemu skladovacího média. Byly zkoumány různé možnosti zvýšení efektivity tepelné vodivosti ve skladovacím médiu. Přídavek materiálů s vysokou vodivostí se neukázal být slibným pro snížení nákladů. Dalším způsobem je zabudování Q přenosných struktur do skladovacího materiálu kvůli snížení počtu trubek potřebných pro výměník tepla.



Obr. 9: Betonový skladovací modul před instalací izolace (Steinmann, 2012).



Obr. 10: Betonový skladovací modul (400 kWh) před instalací izolace (Steinmann, 2012).

4.2.5 Packed bed (sbalené lůžko)

V přímém kontaktním skladovacím systému není vložena stěna mezi Q přenosnou kapalinu a skladovací médium. Částice skladovacího materiálu jsou zabaleny do kontejneru, ohřívá kapalina prochází skrz částice. Přímý kontakt Q přenosu umožňuje větší množství teplosměnných ploch. Efektivní proudová

křížná plocha může být velká, což snižuje ztráty tlaku, zvláště pro plyny. Skladovací materiál a teplo přenosná kapalina musí mít stejný tlak a musí být slučitelné. Skladovací systém sbalené lůžko je zabudován do Solární energetické věže Julich. Tato experimentální elektrárna s centrálním přijímačem používá vzduch při atmosférickém tlaku jako teplosměnné médium. Skladování se pohybuje mezi 120 a 680 °C a má skladovací kapacitu téměř 9 MW (Zunft, et al., 2010).

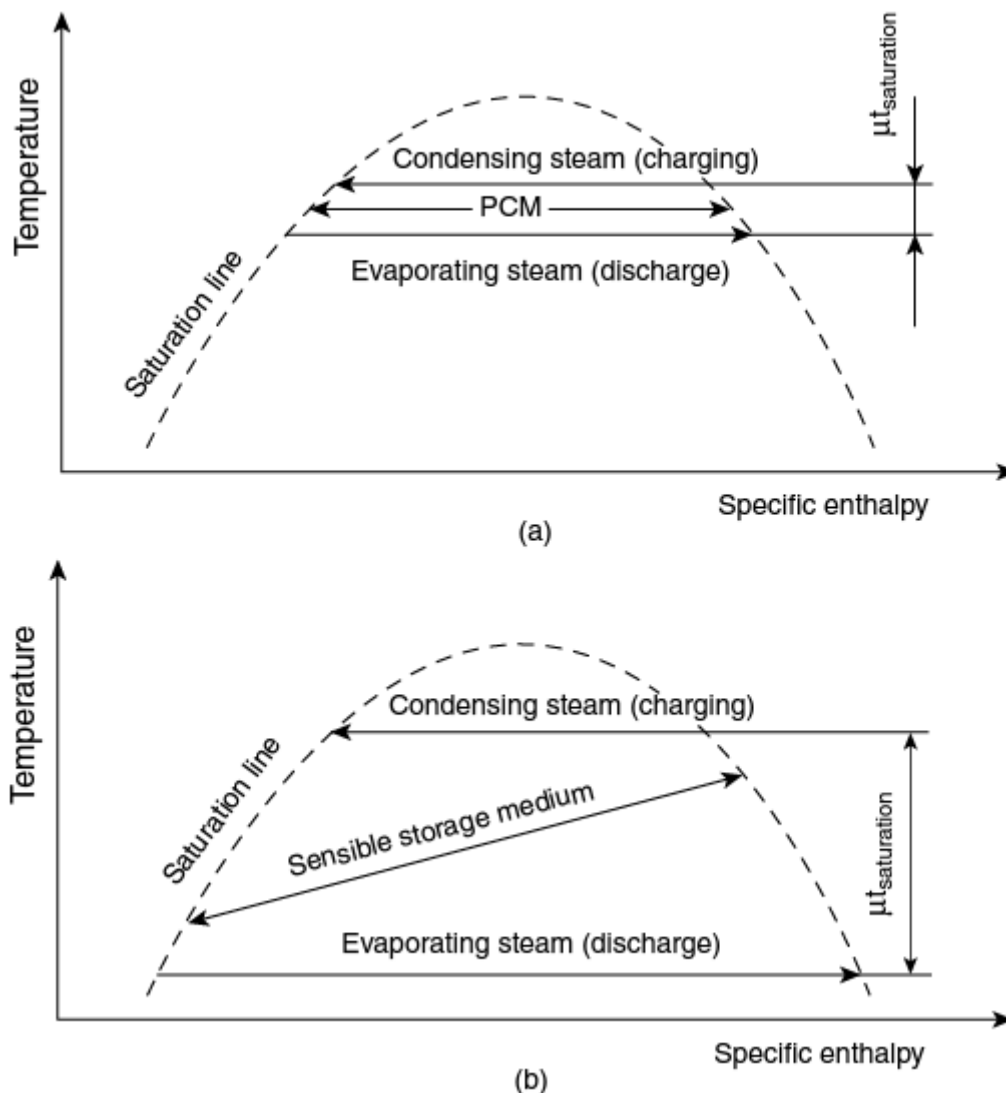
Přímé kontaktní skladovací systémy mohou být také provozovány s tekutými přenosovými médii. Zde je hlavním cílem nahradit drahá skladovací média levnějšími pevnými.

4.2.6 Pevné částice

Přijímače s přímou absorpcí koncentrovaného slunečního záření do pevných částic jsou považovány za slibné řešení pro solární chemický průmysl, požadující vysoké teploty (Siegel & Kolb, 2008). Tento koncept může být výhodně použit jako skladovací systém. Zatímco přímé pohlcování sluneční energie v nestlačených pevných materiálech je lákavou možností, různé problémy musejí být vyřešeny před komerčním nasazením v CSP. Musí být zajištěna dlouhodobá stabilita částic, musí být zvažováno parazitní zatížení potřebné pro dopravu částic. Trubní vedení pro dopravu částic bude vystaveno značnému mechanickému zatížení při vysokých teplotách (Tan & Chen, 2010).

4.2.7 Skladovací koncept latentního (skrytého) tepla

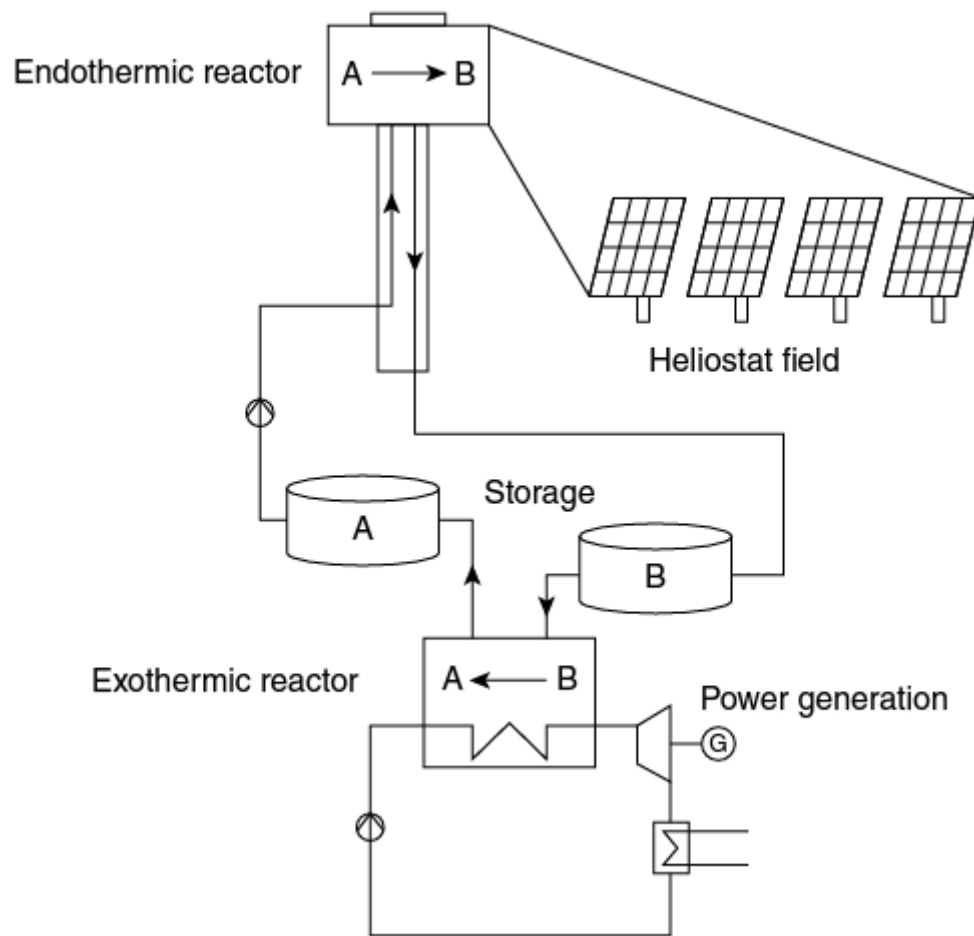
Skladovací systémy latentního tepla využívají změnu entalpie látky procházející změnou fáze ke skladování energie. Využívá se možnost skladování při teplotách blízkých fázovým změnám. V technologii CSP se vývoj pohlcovačů přímo vyrábějících páru zaměřil na skladovací systémy skrytého tepla. Použití konceptu pocitového tepla není pro tyto případy efektivní. To je vidět na obr. č. 11. Jestliže je parní proces použit pro nabíjení a vybíjení pocitového tepla, nabíjecí parní systém bude nucen být provozován na vyšší teplotě sytosti a vyšším tlaku než vybíjecí pára. Pára s obnovenou energií bude muset mít snížený výrobní potenciál v porovnání s nabíjecí párou.



Obr. 11: Nezbytné snížení teploty syté páry pro systém používající páru jako pracovní médium. Porovnání latentního tepla a) a pocitového tepla b) (Steinmann, 2012).

4.2.8 Chemické skladování energie

Skladování chemické energie využívá změnu entalpie ve vratné chemické reakci. Zájem o tyto systémy je motivován hlavně možností skladovat energii při vyšších hustotách než u jiných typů Q skladování. Možnost skladování reaktantů za teploty okolí minimalizuje Q ztráty a je rovněž zajímavou pobídkou pro vývoj těchto systémů. Ačkoli byl tento potenciál identifikován v počátku vývoje CSP technologie (Williams & Carden, 1978; Brown, et al., 1992; Ervin, 1977), skladovací systémy chemické energie jsou stále v ranném stádiu vývoje a vyžadují další vývoj. Schéma skladovacího systému s vratnou chemickou reakcí je na obr. č. 12.



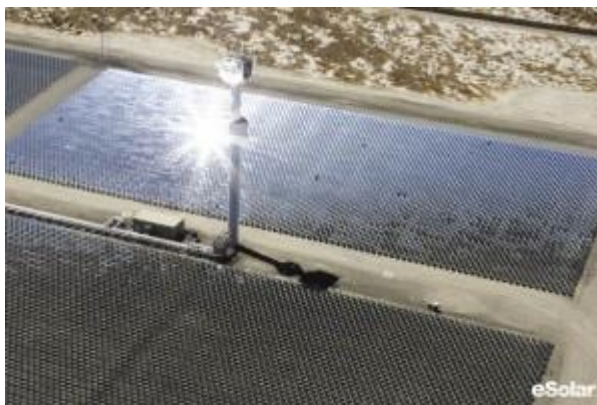
Obr. 12: Schematické znázornění skladovacího systému s vratnou chemickou změnou (Steinmann, 2012).

5 Některé faktory ovlivňující vývoj CSP

5.1 Umístění

Velké CSP projekty inklinují k umístění ve slunečních oblastech světa. V této době se jedná o jihozápad Spojených Států Amerických, Španělsko, Austrálii, Afriku, jižní části Evropy.

Španělsko je předním zástupcem v CSP instalacích s více než 50 vládou podporovaných projektů. Španělsko též vyváží svoji technologii. Největší rozvoj je očekáván na místech jako je Afrika, Mexiko a jihozápadní USA. Obrázek solární elektrárny v území je na obrázku č. 13 (Andorka, 2012).



Obr. 13: Solární elektrárna (Andorka, 2012).

5.2 Vládní podpora

Evropa převyšuje USA, protože poskytuje štedřejší podpory, které navíc přišly dříve. USA zažívají rizika z politizace podpor, pravděpodobně následkem bankrotu některých firem, který vnesl nedůvěru mezi investory do CSP (Andorka, 2012).

5.3 Cena vyráběné energie

V září 2009 byly náklady na výstavbu CSP elektráren od 2,5 do 4 dolarů za jeden watt, zatímco palivo je zdarma (sluneční záření). Načež výstavba 250MW elektrárny mohla stát od 600 miliónů do 1 miliardy. Takováto elektrárna pak funguje za 0,12 až 0,18 dolarů za kWh. Ve srovnání s firmou Arizona Public Services, která nakupuje elektřinu od Palo Verde Nuclear Generating Station za cenu 0,0165 dolarů za kWh. Nicméně, nové CSP elektrárny mohou být cenově konkurenceschopné fosilním palivům. Nathaniel Bullard, solární analytik v Bloomberg New Energy Finance spočítal, že cena elektřiny v CSP projektech ve výstavbě v jižní Kalifornii bude nižší než cena z fotovoltaických elektráren a přibližně srovnatelná se zemním plynem (Andorka, 2012).

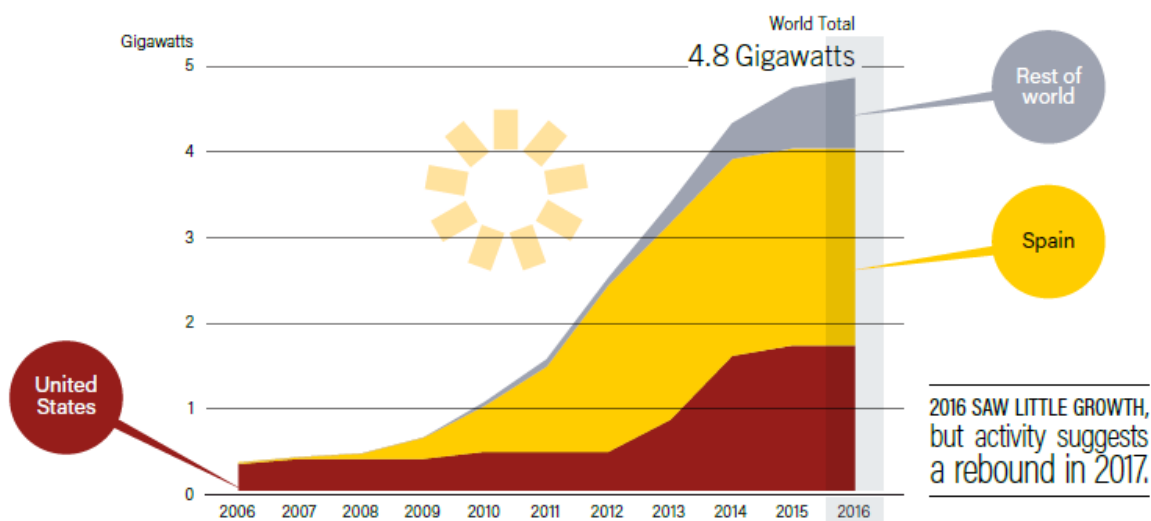
5.4 Doba dodávky elektřiny do sítě

Zákazníci požadují elektřinu i v době, kdy nesvítí slunce. Toto je řešeno několika způsoby, zahrnujícími hybridní elektrárny, které vyrábějí elektřinu neustále a elektrárny využívající roztavenou sůl nebo jiná pracovní média, která dokáží skladovat či získávat teplo i když slunce nesvítí.

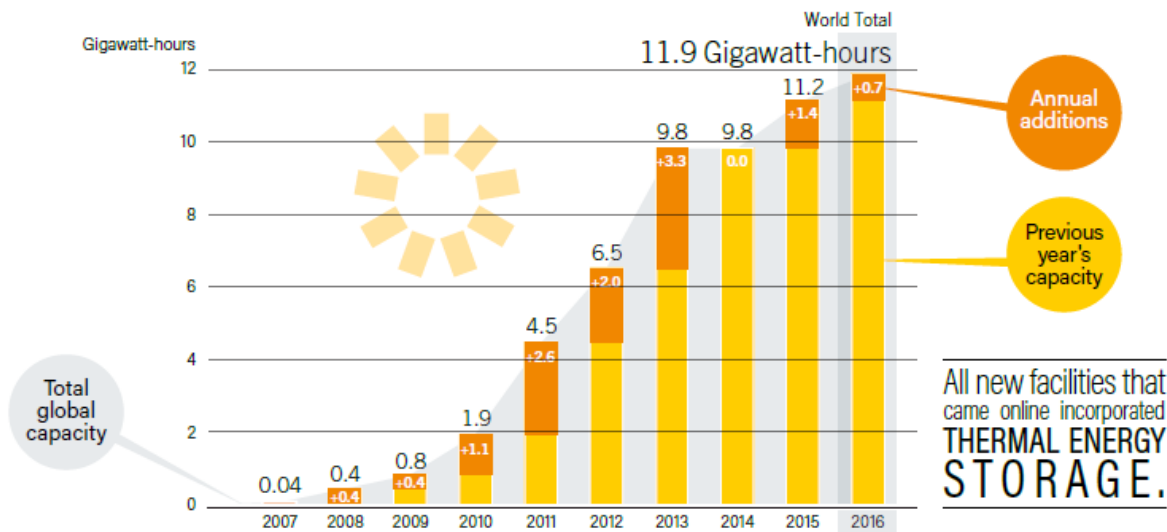
Hybridní systémy využívají spalování zemního plynu či uhlí k zajištění potřebné tepelné energie v době kdy nesvítí slunce, nebo též dodávky elektřiny z veřejné sítě (Andorka, 2012).

6 Současný stav

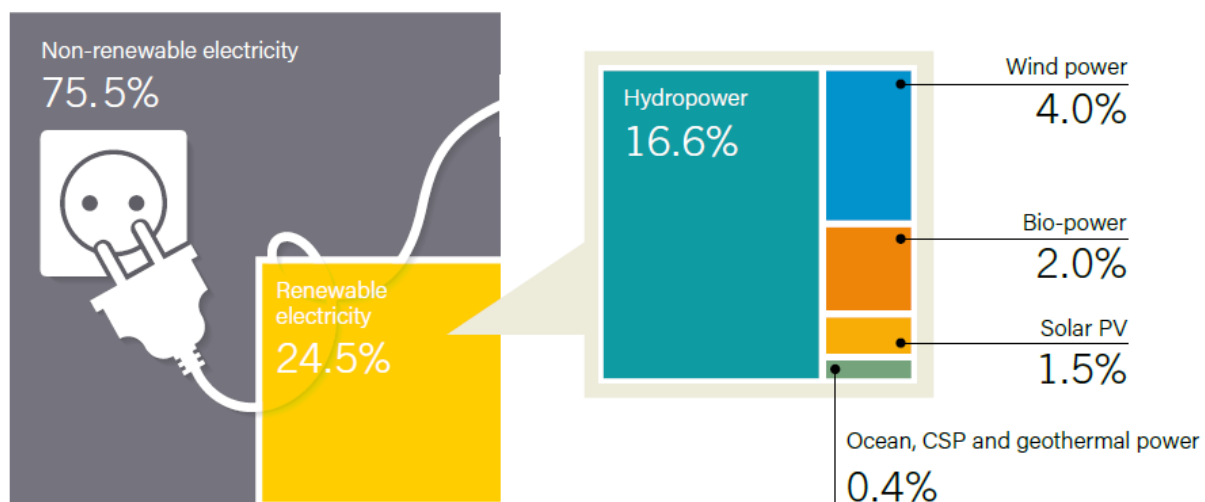
V roce 2016 bylo zprovozněno 110 MW CSP kapacit, což zvýšilo celosvětovou kapacitu na více než 4,8 GW. Což byl nejmenší roční přírůstek za deset let. Pro rok 2017 je očekáván přírůstek 900 MW a nadále silná trajektorie růstu. Druhý rok v řadě mají všechny nově postavené elektrárny vestavěnu skladovací kapacitu (na obr. č. 15), což je spatřováno jako hlavní hodnota CSP pro sítě s obnovitelnými zdroji energie pro schopnost dodávat elektřinu na přání. V roce 2016 byl zaznamenán největší nárůst nových kapacit obnovitelných zdrojů v historii na obr. č. 16 (REN21, 2017).



Obr. 14: CSP kapacita podle regionu a země v období 2006-16 (REN21, 2017).



Obr. 15: CSP skladovací kapacita a roční přírůstek v letech 2007-16 (REN21, 2017).



Obr. 16: Podíl obnovitelných zdrojů na celosvětové produkci elektřiny v roce 2016 (REN21, 2017).

7 Trendy budoucího vývoje instalací technologie CSP (dle IEA(2010))

Jednotlivé trendy vývoje dle různých scénářů jsou zachyceny na obr. č. 17.

7.1 Energy Technology Perspectives 2008

Dle této studie je CSP jedna z mnoha cenově účinných technologií, které sníží emise CO₂. Dle scénáře Blue Map ETP 2008 jsou celosvětové emise CO₂ vztahované na výrobu energie do roku 2050 sníženy na poloviční úroveň jejich úrovně v roce 2005 a CSP dodává 2200 Twh ročně z toho 630 GW z místních zdrojů (bez vlivu exportu). Od CSP se očekává 5% podíl na výrobě elektřiny v roce 2050.

7.2 Pokročilý scénář rozvoje CSP Global Outlook 2009

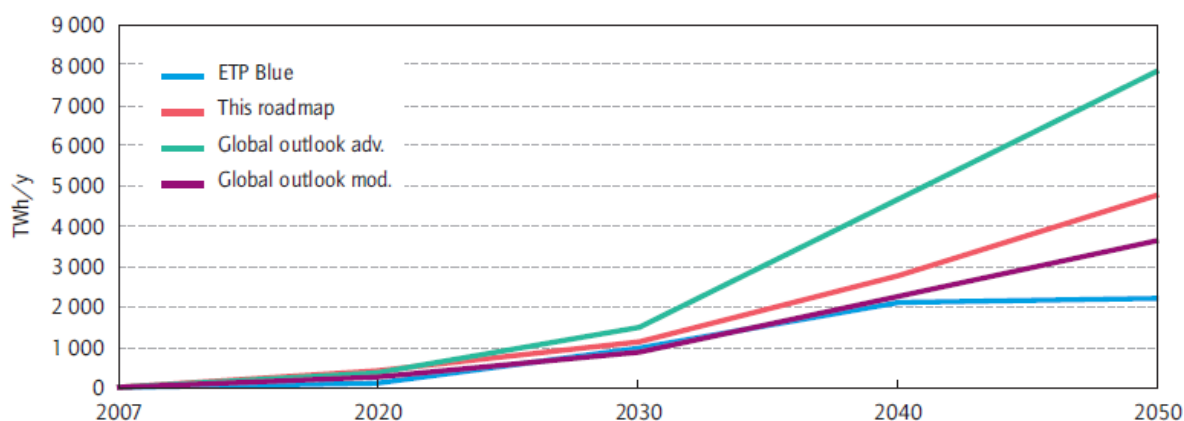
IEA SolarPACES program, European Solar Thermal Electricity Association a Greenpeace odhadují celosvětovou CSP kapacitu v roce 2050 na 1500 GW. SolarPACES předpovídá velké skladování a solární pole schopné mít kapacitní faktor 59 % (5200 hodin za rok) s ročním výstupem 7800 Twh.

7.3 Study of the renewable energy potential in the Middle East/North Africa region (2005)

German Aerospace Center odhaduje, že v roce 2050 CSP elektrárny mohou vyrábět okolo poloviny elektrické energie v regionu s kapacitou 390 GW.

7.4 PriceWaterHouse Cooper study 2010

Evropa a Severní Afrika společně mohou v roce 2050 vyrábět veškerou svoji elektrickou energii z obnovitelných zdrojů v případě, že jejich přenosové sítě budou dostatečně propojeny. Zatímco Severní Afrika bude spotřebovávat jednu čtvrtinu z celkové výroby, bude vyrábět 40 % z celkové výroby převážně z větru na pevnině a sluneční energie. CSP mohou tvořit páteř exportních kapacit ze Severní Afriky do Evropy.



Obr. 17: Růst výroby z CSP dle různých scénářů (TWh/rok) (IEA, 2010).

7.5 Rozvoj CSP

Plán rozvoje dle IEA (2010) předpovídá rychlý rozvoj CSP kapacit v zemích nebo regionech s vynikající DNI (stupeň ozáření na plochu 1m² kolmou k slunečním paprskům ve watech za rok) a počítá s progresivním rozvojem podílu na spotřebě, tab. č. 4. V sousedících méně slunečných regionech je předpokládán nižší podíl elektřiny z CSP. Elektrárny postavené před rokem 2020 splňují požadavky na

střední a špičkové zatížení, za situace, kdy jsou první HVDC (vysokonapěťové) linky stavěny ke spojení CSP elektráren ve slunných oblastech o malé poptávce po proudu s oblastmi s velkou poptávkou. Mezi lety 2020 až 2030, s tím, jak je snižována cena a zvyšován výkon, bude pokračovat rozvoj CSP elektráren pro základní zatížení, což v nejvyšší míře sníží emise CO₂. Po roce 2030, za současného vývoje CSP, vstoupí do energetického mixu solární paliva. Počínaje rokem 2050 bude CSP představovat okolo 11 % z celosvětové produkce elektřiny.

Tab. 4: Elektřina z CSP elektráren jako podíl z celkové elektrické spotřeby (IEA, 2010).

Countries	2020	2030	2040	2050
Australia, Central Asia, ⁴ Chile, India (Gujarat, Rajasthan), Mexico, Middle East, North Africa, Peru, South Africa, United States (Southwest)	5%	12%	30%	40%
United States (remainder)	3%	6%	15%	20%
Europe (mostly from imports), Turkey	3%	6%	10%	15%
Africa (remainder), Argentina, Brazil, India (remainder)	1%	5%	8%	15%
Indonesia (from imports)	0.5%	1.5%	3%	7%
China, Russia (from imports)	0.5%	1.5%	3%	4%

⁴ Includes Afghanistan, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Pakistan, Tajikistan, Turkmenistan, and Uzbekistan.

7.6 Rozhodující význam přenosových sítí

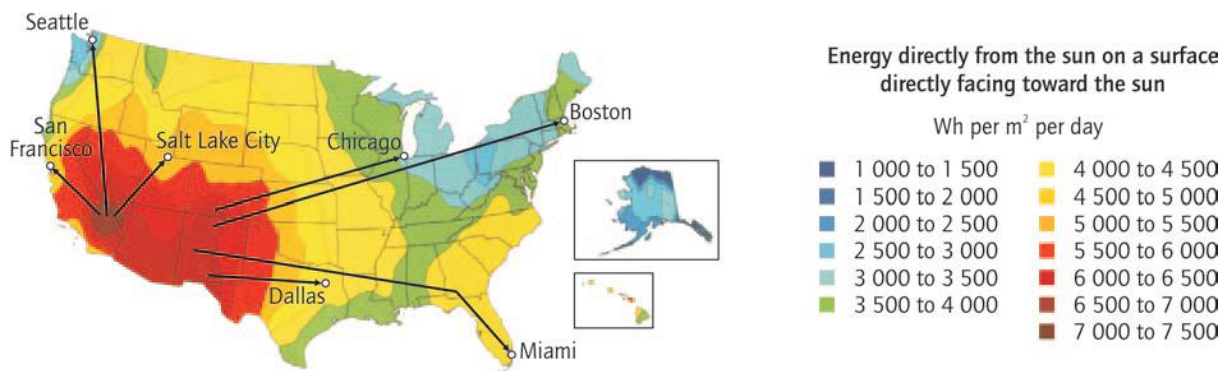
Technology roadmap CSP (IEA, 2010) považuje přenos elektrické energie na dlouhou vzdálenost za důležitý způsob zvyšování dosažitelného potenciálu CSP. Rozlehlé země jako jsou Brazílie, Čína, Indie, Jižní Afrika a Spojené Státy Americké, budou muset zajistit velké vnitřní přenosy elektřiny vyráběné CSP. V ostatních případech budou vysokonapěťové přenosové linky překračovat hranice, což otevře vývozní trhy pro CSP vývozní země a zvýší energetickou bezpečnost pro importující země.

Austrálie bude moci zásobovat Indonésii, centrální Asie Rusko, severní Afrika a Turecko Evropskou Unii, severní a jižní Afrika rovníkovou Afriku, Mexiko Spojené Státy Americké. Na obrázku č. 18 je možná vize přenosových linek uvnitř USA.

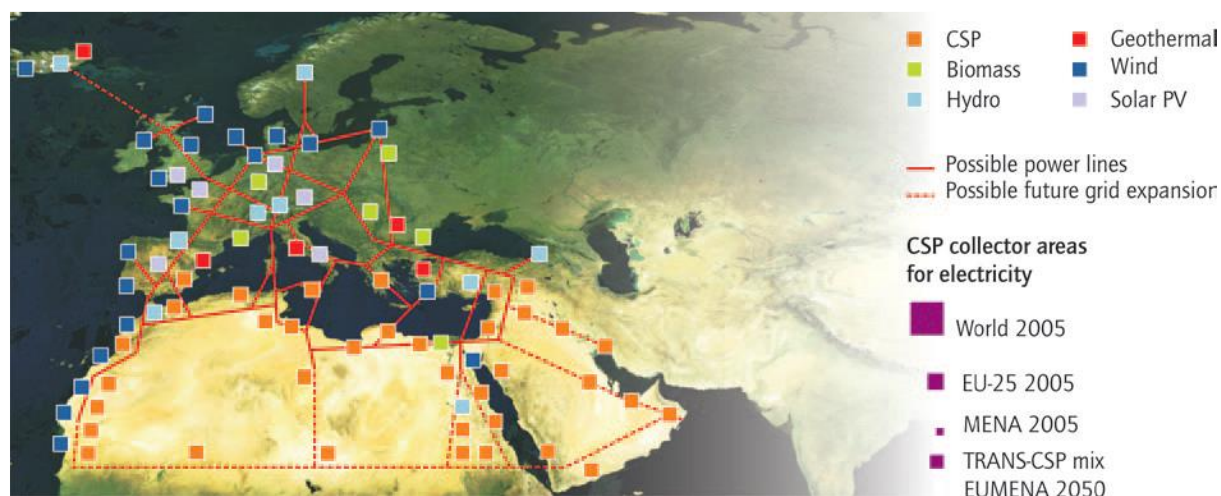
Přenos velkého množství sluneční energie z pouštních oblastí do velkých měst je podporována nadací DESERTEC. Tato myšlenka inspirovala dvě hlavní iniciativy v Evropě, kterými jsou Středozemní solární plán a DESERTEC průmyslová iniciativa. První byla vyvinuta v rámci Barcelonského procesu – Union for the Mediterranean, cílicího na vznik 20 GW obnovitelné elektřiny v zemích EU do roku 2020.

Druhá iniciativa založená v roce 2009 je ve formě společnosti s ručením omezeným s dvanácti podílníky. DESERTEC průmyslová iniciativa cílí na založení rámce pro investování k podpoře středního východu, severní Afriky a Evropy solární a větrnou energií. Dlouhodobým cílem je uspokojení části energetických potřeb středního východu a severní Afriky a dosahovat alespoň 15 % Evropských potřeb elektřiny do roku 2050. Koncept DESERTECU aplikovaný na EU-MENA region je na obr. č. 19.

Rozmístění intenzity slunečního záření na středním východě a v severní Africe povede ke snížení nákladů na výstavbu CSP, což bude kompenzovat dodatečné přenosové náklady a ztráty elektrické energie. Dále, současné tarify ve Španělsku či Francii pro velké pozemní solární elektrárny mohou bohatě pokrýt náklady výroby elektřiny v severní Africe, hodnocené na 150 EUR za MWh na nejlepších místech a k tomu její přenos na jih Evropy hodnocený na 15 EUR za MWh do 45 EUR za MWh.



Obr. 18: Vize pravděpodobných HVDC (vysokonapět'ových) linek z jihozápadu do zbytku USA (Price, 2007).



Obr. 19: Koncept DESERTEC aplikovaný na EU-MENA region (DESERTEC, 2009).

7.7 Rozvoj CSP do roku 2020 ve znamení středních a špičkových zatížení

CSP technologie se stanou konkurenceschopné uhelným pro základní zatížení potřeby elektřiny, za zvyšování redukce CO₂ emisí, zároveň s růstem cen CO₂ emisí a pádu cen solárních polí a skladování energie – díky vysokoteplotním technologiím (540 °C a více). Mnoho nově postavených elektráren bude mít větší solární pole a skladovací kapacitu pro výrobu elektřiny na nepřetržitém základě po většinu roku. Pobídky rozvoje ve většině zemí rychle zmizí, tak jak nebudou nadále potřebné pro podporu rozvoje CSP kapacit.

Dále pak investoři do CSP elektráren postavených po roce 2010 budou progresivně přicházet ke konci období náhrad a začnou si užívat významně vyšší benefity, tak jak náklady na CSP elektřinu budou tou dobou odvozovány pouze od provozních a údržbových výdajů.

Nadále se budou rozvíjet HVDC linky až do 3000km délek. Moskva bude moci být zásobována z Kazachstánu. Současné linky bude nutné zesílit nebo rozšířit, tak, jak jejich kapacity budou vyčerpávány. V Evropě budou investice do místních CSP elektráren zastaveny, tak jak jejich technický potenciál zahrnující dostupné plochy bude úplně vyčerpán. Nehledě na to, budou evropští investoři pokračovat ve financování CSP elektráren v zahraničí, částečně na jižním pobřeží středomoří.

Celosvětově instalované kapacity dosáhnou 337 GW s průměrným kapacitním faktorem 39 % (3400 hodin za rok), zajišťující 1140 TWh ročně. Sluneční podíl bude 85 %, nebo 970 TWh díky zlepšením ve skladování. To bude reprezentovat 3,8 % z celosvětové produkce elektřiny do roku 2030.

Tou dobou budou stavěny první továrny pro sluncem asistované přetváření přírodního plynu v jižní Evropě, Kalifornii a středním východě. V některých rafinériích budou solární věžové elektrárny recyklovat vodík, který extrahuje síru z ropy. Sluncem asistované zplyňování uhlí pro výrobu tekutých paliv z uhlí s menší uhlíkovou stopou budou vyvíjeny v Austrálii, Číně, Indii, Jižní Africe a USA.

7.8 Rozvoj CSP po roce 2030 ve znamení elektřiny a paliv

CSP pokračuje v expanzi tak jak cena CO₂ dělá CSP plně soutěže schopné s fosilními palivy. CSP importy budou pomáhat elektrickým sítím zvládnout vzrůstající podíl různorodých zdrojů energií v mnoha regionech. Přesto je import elektřiny limitován na 15 % ze spotřeby importujících zemí, tak jak vlády upřednostňují místní obnovitelné zdroje. Tou dobou jsou solární paliva progresivně představována celosvětovému energetickému mixu.

V roce 2040 celosvětové CSP kapacity dosáhnou 715 GW s průměrným kapacitním faktorem 45 % (3900 hodin za rok) zajišťujícím 2790 TWh ročně. Sluneční podíl bude 85 % nebo 2370 TWh, což reprezentuje 8,3 % z celosvětové výroby elektřiny.

V roce 2050 budou celosvětové instalované kapacity dosahovat 1089 GW s průměrným kapacitním faktorem 50 % (4380 hodin za rok) zajišťujícím 4770 TWh ročně nebo 11,3 % z očekávané celosvětové produkce elektřiny v ETP 2008 Blue Map scénáři. Tak jak se celosvětové systémy stanou dekarbonizované, bioplyn a solární paliva se stanou hlavním zdrojem zálohy a hybridizace v CSP elektrárnách v období 2030 až 2050. Nebude dále již větší důvod ke stavbě pouze solárních elektráren. IEA roadmap předpovídá sluneční podíl 85 % nebo 4050 TWh v roce 2050, což reprezentuje 9,6 % z celosvětové produkce elektřiny.

Obrázek č. 20 ukazuje, kde bude CSP elektřina vyráběna a spotřebována v roce 2050. Severní Amerika bude největším výrobcem následovaným Afrikou, Indií a středním východem. Afrika může být zdaleka největším exportérem a Evropa největším importérem. Střední východ a severní Afrika pospolu mohou vyrábět téměř stejně jako Severní Amerika (USA a Mexiko). Střední východ a severní Afrika budou největším výrobcem v případě, kdy budou posuzovány všechny solární výrobky, zahrnující plyná a tekutá paliva.

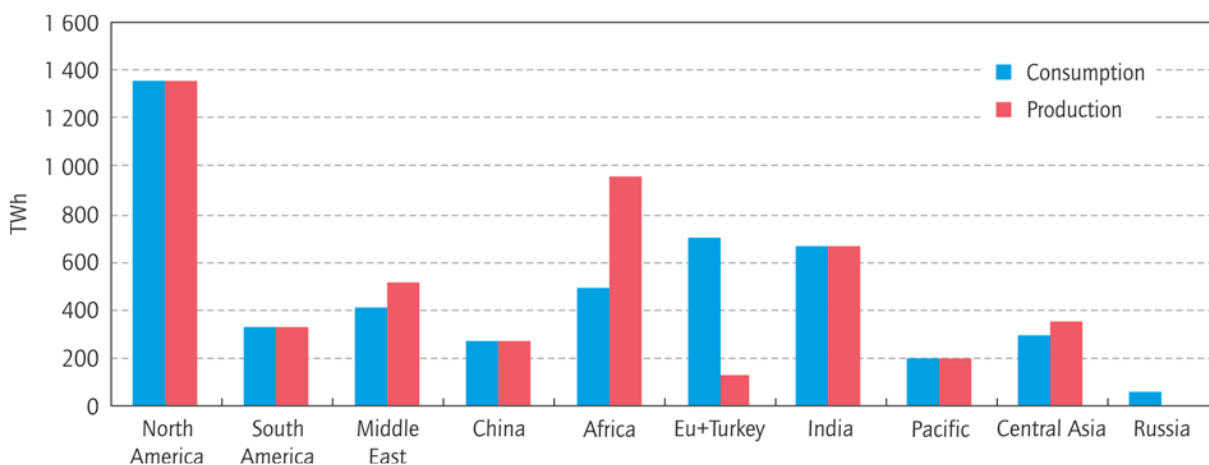
7.9 Paliva z koncentrované sluneční energie

Továrny na sluncem asistovanou přeměnu přírodního plynu budou progresivně stavěny na středním východě a v severní Africe, centrální Asii a jihozápadu USA od roku 2030. Vodík bude smíšen s přírodním plynem v současných plynovodech a distribučních sítích k použití v domácnostech, průmyslu nebo elektrárnách. V tomto prvním kroku bude podíl vodíku omezen na 12 % z objemu plynu pro minimalizaci potřebného přizpůsobení v přenosových systémech a zařízeních koncových uživatelů.

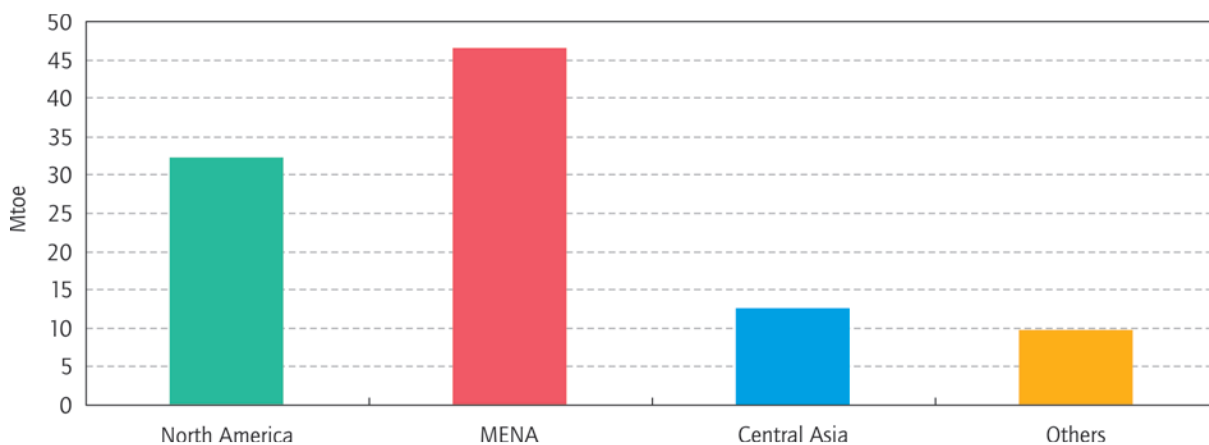
Ceny ropy jsou očekávány takové, že přeměněné uhlí na tekutá a solární paliva učiní konkurenceschopné. Tekutá solární paliva jsou představena jako transportní paliva k prevenci zvýšeného nárůstu CO₂ emisí. Solární paliva nebudou nahrazovat biopaliva druhé a třetí generace která snižují uhlíkovou stopu, ale doplní je.

V následující dekádě bude podíl vodíku v přírodním plynu narůstat do 25 % objemového podílu (za normálního tlaku) s druhou fází přizpůsobení na systémové a uživatelské úrovni. To je zhruba srovnatelné se změnami, které zaznamenali zákazníci s přechodem ze svítiplynu na zemní plyn. Toto zredukuje specifickou spotřebu zemního plynu o 6 %, tak, jak obsah energie z vodíku bude růst nad podílem zemního plynu ve směsi. Tato náhrada se uskuteční pouze v slunných oblastech, které vyrábějí zemní plyn, což odstraní potřebu dopravovat čistý vodík. Solární vodík ve směsi se zemním plynem bude čítat okolo 86 miliónů tun ropného ekvivalentu (Mtoe) v roce 2050 nebo přes 3 % z předpokládané celosvětové spotřeby zemního plynu. Obrázek č. 21 ukazuje předpovídané geografické rozmístění.

Podobně okolo 3 % z celosvětového trhu pro tekutá paliva je vyhrazeno pro paliva odvozená ze solárního vodíku. Některé CSF (palivové) továrny jsou použity k výrobě vodíku potřebného pro odstraňování síry z ropných produktů v rafinériích. Ostatní vyrábějí uhlí-tekutá nebo plyn-tekutá paliva s mnohem nižší emisí CO₂ za použití CS tepla.



Obr. 20: Výroba a spotřeba elektřiny z CSP v roce 2050 (IEA, 2010).



Obr. 21: IEA roadmap vize výroby vodíku míšeného v zemním plynu v roce 2050 (IEA, 2010).

8 Perspektiva CSP

Perspektiva nabízená v IEA roadmap 2010 nevyčerpává celosvětový potenciál CSP, který může uživit celosvětovou ekonomiku zcela sám, alespoň v ohledu na elektřinu s nízkými nebo žádnými CO₂ emisemi. Jenže energetické politiky budou upřednostňovat zdroje obnovitelné energie, které se nalézají v místě a jsou méně nákladné pro spotřebitele a jsou více přirozené v méně slunných zemích. Tato perspektiva závisí na politické podpoře, a to zejména v tomto desetiletí.

8.1 Ekonomické perspektivy

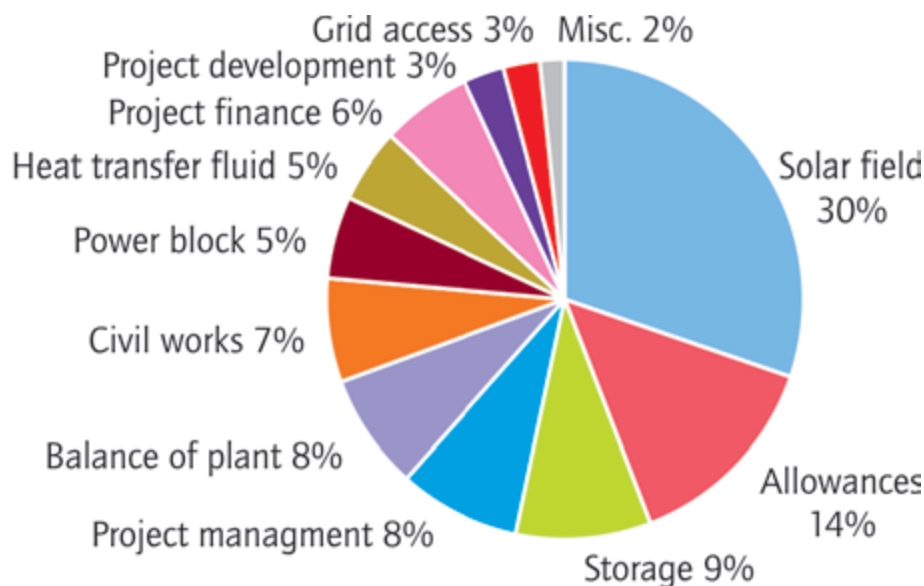
Ačkoli CSP momentálně vyžaduje vyšší kapitálové investice než některé jiné zdroje energie, nabízí zřetelné výhody z dlouhodobého hlediska způsobené minimálními náklady na paliva pro zálohu a hybridizaci. Ba co víc, počáteční investiční náklady obvykle padají současně s tím, jak se elektrárna stává větší, konkurence schopnost roste, zařízení jsou vyráběna hromadně, technologie se vyvíjí a finanční kruhy dosahují důvěry v CSP. V blízké budoucnosti ekonomika CSP zůstane více vhodná pro špičkové a střední zatížení než pro základní zatížení z důvodů uvedených dále v této části. Milníky dosažitelné CSP jsou v tab. č. 5.

Tab. 5: Milníky pro snižování nákladů CSP (IEA, 2010).

<i>Milestones for cost reductions</i>	<i>Dates</i>
1. Achieve competitiveness for peak and intermediate loads	2020
2. Achieve competitiveness for base loads	2025 to 2030

8.1.1 Investiční náklady

Pro velké průchozí elektrárny při současném stavu dovedností jsou investiční náklady od 4.2 USD/W do 8.4 USD/W v závislosti na cenách půdy, technologie, velikosti DNI, a nejvíce na velikosti skladování a solárního pole. Elektrárny bez skladování, které těží z vynikajícího DNI jsou nízkonákladové. Elektrárny s velkou skladovací kapacitou a vyšším faktorem zatížení na místech s nižším DNI (okolo 2000 kWh/m²/rok) jsou vysoce nákladné. Obrázek č. 22 ukazuje investiční náklady na průchozí elektrárny se skladováním ve Španělsku. Tyto investiční náklady jsou trochu vyšší než v případě PV zařízení, jenže CSP elektrárny mají větší výkon na MW kapacity. Investiční náklady za jednu wattu budou klesat pro rozlehlejší průchozí elektrárny, pokles bude činit 12 % při přechodu z 50 MW ke 100 MW a 20 % při přechodu k 200 MW. Náklady spojené s výrobními bloky, stabilitou elektrárny a připojením k síti jsou očekávány že spadnou o 20 % až 25 % s tím, jak se kapacita elektrárny zdvojnásobí. Investiční náklady budou také klesat z důvodu zvýšené konkurence mezi dodavateli technologií, hromadné výrobě součástí a větší zkušenosti ve finančních kruzích s investicemi do CSP projektů. Investiční náklady pro průchozí elektrárny mohou spadnout o 10 % až 20 % v případě DSG (přímá generace páry) implementace, což umožní vyšší pracovní teploty a lepší účinnost. Výrobci turbín budou muset vyvinout účinné energetické bloky pro CSP průmysl. Celkové investiční náklady mají potenciál ke snížení od 30 do 40 % v nadcházejícím desetiletí.



Obr. 22: Investiční náklady 50MW průchozí elektrárny se 7hodinovou skladovací kapacitou (IEA, 2010).

Pro solární věže jsou investiční náklady hůře odhadnutelné, ale budou obecně vyšší než u průchozí elektrárny. Každopádně vzrůstající účinnost z 15 k 25 % umožní 40% snížení nákladů v solárně určených dílech elektráren, nebo 20 % z celkových investičních nákladů. Současný trend směřuje k množství hromadně vyráběných, malých, plochých zrcadel což slibuje další snížení cen, tak jak problém větrné odolnosti a preciznosti v cílení zrcadel bude vyřešen použitím počítačů. Tak jak se solární věže vyráběné průmyslově budou rychle rozvíjet, mohou investiční náklady klesnout o 40 až 75 %.

Cena elektřiny z CSP může klesat mnohem více. Někteří experti spatřují velký potenciál v rozvíjejících se zemích, pro místní průmysl, více ve věžových než průchozích systémech, vedoucí ke snížení nákladů ve vznikajících ekonomikách.

8.1.2 Operační a údržbové náklady

Takovéto náklady CSP zahrnují provoz elektrárny, cenu paliv v případě hybridizace nebo zálohy, provozní a chladicí vodu a údržbu solárního pole. Typická 50 MW průchozí elektrárna vyžaduje okolo 30 zaměstnanců pro provoz elektrárny a 10 pro údržbu pole. Provoz a údržba stojí přibližně od 13 USD/MWh do 30 USD/MWh zahrnujíc cenu paliv pro zálohu. Tak jak se elektrárny stanou většími, náklady na provoz a údržbu budou klesat.

8.1.3 Náklady na zajištění financování pro CSP elektrárny

Financování se může významně lišit od jedné investice a právního prostředí k druhému s výraznými dopady na cenu vyráběné elektřiny a očekávané délce návratnosti na investici. Velké veřejné společnosti staví své vlastní elektrárny z dostupných peněz, což neovlivňuje cenu, které jsou vystaveny menší veřejní provozovatelé nebo investoři, když kombinují vlastní kapitál a úvěry z různých zdrojů k financování elektráren. Rozdíly mezi fiskálními režimy s částečným respektem k firemním daním, mají dopad na pořizovací náklady v závislosti na délce zajištění financování a výstavby elektrárny. Tento vliv může být významný pro CSP elektrárny vyžadující od jednoho do dvou let výstavby. Stejně parametry budou mít větší dopad na cenu vyráběné elektřiny, tak jak kapitálové náklady budou větší pro CSP elektrárny než pro elektrárny na fosilní paliva.

8.1.4 Výrobní náklady

Upravené ceny energie, které předurčují roční náklady po dobu životnosti elektrárny na jednotku vyrobené elektřiny jsou v rozmezí od 200 USD/MWh až 295 USD/MWh pro velké průchozí elektrárny, které jsou dnes nejvíce připravené k použití. Aktuální náklady závisí z velké části na dostupném slunečním záření.

Vliv skladování na výrobní náklady není tak jednoduchý, jak se může zdát. Když je přítomna skladovací kapacita, investiční náklady rostou s velikostí solárního pole a přidaným skladováním, ale zároveň roste kapacitní faktor a roční elektrický výdej (do 6600 hodin ve Španělsku s 15 hodinami skladování), takže se cena energie mění jenom okrajově.

V každém případě hlavní význam skladování není ve snižování ceny elektřiny, ale ve zvýšení hodnoty elektrárny pro veřejné služby v učinění kapacity elektrárny přesnou a připravenou k odeslání elektřiny, což umožňuje solárním elektrárnám konkurovat fosilním v zajištění elektřiny pro základní zatížení v ne příliš vzdálené budoucnosti.

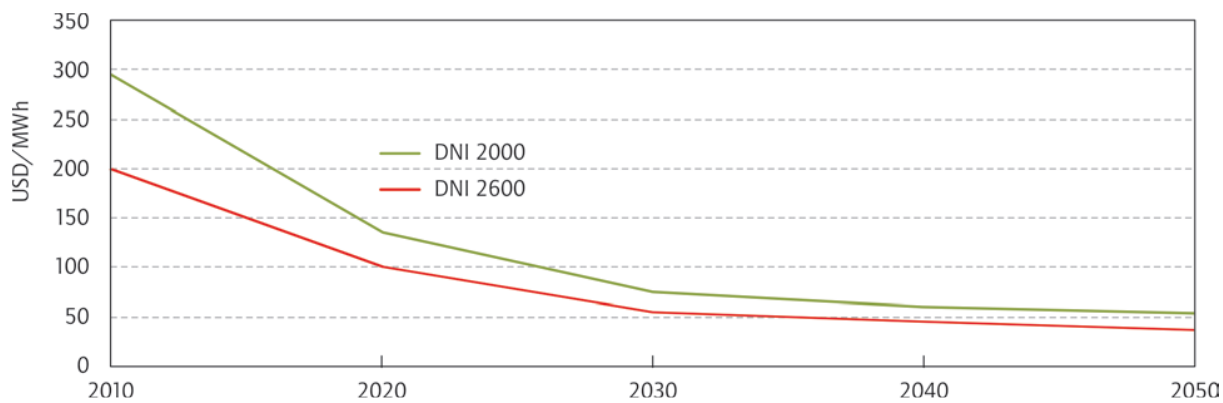
8.1.5 Směrem ke konkurenceschopnosti

V regionech, kde mohou být instalovány elektrárny, bude špičkové a střední zatížení často způsobováno klimatizací, než elektrickým vytápěním, korespondujícím optimálnímu dennímu a sezónnímu provoznímu času CSP elektráren. To vysvětluje, proč ekonomika CSP zůstane více vhodná pro špičkové a střední zatížení, než pro základní zatížení v nadcházejícím desetiletí, dokud nebudou CO₂ emise těžce zdraženy. Konkurenční zdroje energií mají značně vyšší výrobní náklady pro špičkové a střední zatížení, zatímco cena CSP elektřiny je téměř stejná pro špičkové a základní zatížení.

Špičkové zatížení obvykle kumuluje 10 % z roční spotřeby elektřiny, střední zatížení 50 % a základní zatížení zbývajících 40 %. To značí, že bude větší trh pro CSP se špičkovým a středním zatížením a malý pro základní zatížení. Americké ministerstvo energetiky stanovilo cíl pro jeho CSP programy dosáhnout konkurenceschopnosti s fosilními palivy v roce 2015 pro střední zatížení okolo 100 USD/MWh a v roce 2020 pro základní zatížení okolo 50 USD/MWh. V závislosti na vývoji průměrných cen elektřiny v IEA roadmap (2010), na obr. č. 23. Konkurenceschopnost bude spíše dosažena v roce 2020 pro střední zatížení a 2020 až 2030 pro základní zatížení.

Za předpokladu průměrného 10% učebního poměru, spadnou investiční náklady o 50 % mezi lety 2010 a 2020, tak jak se nahromaděné kapacity zdvojnásobí sedmkrát, dle vize předpovězené v IEA roadmap (2010). Cena elektřiny může klesat mnohem rychleji díky větším kapacitním faktorům, což udělá technologii CSP konkurenceschopnou konvenčním technologiím pro špičkové a střední zatížení v nejslunečnějších zemích okolo roku 2020.

Výrobní náklady Solárního tepelného vodíku jsou očekávány od 2 USD/kg do 4 USD/kg v roce 2020 pro účinné termodynamické solární cykly, významně níže, než cena solární elektřiny spárená s elektrolýzou, která je očekávána mezi 6 až 8 USD/kg, když bude cena solární elektřiny snížena na 80 USD/MWh. Sluncem asistovaná parní přeměna zemního plynu se může stát konkurenceschopná zemnímu plynu za cenu okolo 11 USD/MBtu (British thermal units).



Obr. 23: Odhadovaný vývoj cen elektřiny z CSP elektráren za podmínek dvou úrovní DNI v kWh/m²/rok (IEA, 2010).

9 Závěr

Ze studia povinných podkladů a podkladů podobných cílům této práce, je autorovi zřejmé pouze to, že CSP má potenciál vyrábět veškerou elektrickou energii pro celý svět, ale dle odborníků se tak nestane. CSP je ovšem potenciálně významným článkem pro obnovitelné zdroje energií, protože nabízí možnost skladování tepelné energie a dodávat tak energii do sítě v době, kdy již jiné zdroje fotovoltaické a větrné energii nedodávají, nebo dokonce ukládat energii dodávanou z elektrické sítě v době přebytků v síti.

Tato práce je zaměřená na energetiku, tedy získávání elektřiny a paliv, což je zřejmě tradiční členění oboru.

Autor chápe energetiku a CSP v širším slova smyslu v důsledku vzdělání v oboru krajinného inženýrství (které se snaží spojit dohromady protichůdné obory za účelem vytvoření funkční krajiny pro lidi, rostliny a zvířata), a to tak, že přetváření sluneční energie na pitnou vodu je též energetika a výstavní možnost pro použití CSP.

Jak autor zjistil, je desalinizace mořské vody hluboce výrazné téma v zemích, kde je zároveň velký potenciál pro nasazení CSP díky vysokému oslunění území (Kabeel & Emad M.S., 2012).

Energetické sítě navržené dle DESERTECU na MENA-EU region obkružují poušť Sahara, a to zřejmě ne náhodou. Zřejmě kvůli tomu, že tam žijí lidé, ovšem tam je též vysázen lesní pás k zastavení šíření Sahary.

Autor tedy spatřuje mnohem větší příležitost pro CSP v zastavení šíření Sahary dodávkami vody pro růst lesa a obyvatelstvo, umožnění vaření na CSP vařičích místo na ohništích se dřevem. Mnohem skvělejší potenciál pro CSP, než dodávat elektřinu, je dodávat nové životní prostředí pro lidi i zvířata tam, kde již dnes, či zanedlouho žádné životní prostředí nebude (funkční ekosystémy).

Autor se domnívá, že oddělené zkoumání CSP dle oborů je značně zavádějící a je nutné minimálně začlenit desalinizaci do zřetele energetiků, už kvůli možnosti vyrábět vodu na mytí solárních polí, zároveň by si energetici pomocí CSP mohly zajistit obyvatelstvo, které bude spotřebovávat elektřinu, které bez vody nebude dělat nic, či z území odejde úplně. Je dobré podotknout, že zalesněný povrch, či vegetací pokrytý povrch méně prší a může tak dojít ke snížení zaprášení zrcadel solárních polí tvrdými částicemi. Lesní vegetace též snižuje intenzitu větru snížením teploty povrchu i mechanicky, což může snížit kinetickou energii částic obrušujících zrcadla solárních polí.

10 Zdroje

10.1 Citovaná literatura

- Abengoa, 2018. www.abengoa.com. [Online]
Available at: http://www.abengoa.com/web/en/innovacion/areas_de_innovacion/
[Přístup získán 14 3 2018].
- Agency), I. (. E., 2008. *Energy Technology Perspectives*. Paris: OECD/IEA.
- Andorka, F., 2012. www.solarpowerworldonline.com. [Online]
Available at: <https://www.solarpowerworldonline.com/2012/04/engineering-developments-a-guide-to-successful-csp/>
[Přístup získán 12 1 2018].
- Bahl, C., Laing, D., Hempel, M. & Stuckle, A., 2009. *Concrete thermal energy storage for solar thermal power plants and industrial process heat*. Berlin, Solar Paces Conference 2009.
- Bohlmann, 1972. *Heat transfer salt for high temperature steam generation*. místo neznámé: Oak Ridge National Laboratory report ORNL-TM-3777.
- Brown, D., LaMarche, J. & Spanner, G., 1992. Chemical energy storage system for SEGS solar thermal power plant. *Journal of Solar Energy Engineering*, Svazek 212, p. 114(4).
- DESERTEC, 2009. DESERTEC foundation. *Technology Roadmap - Concentrating Solar Power, IEA 2010, France*.
- DLR (German Aerospace Centre), 2005. *MED-CSP*. Köln, Germany: Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt-Institut für Technische Thermodynamik (DLR-ITT).
- Ervin, G., 1977. Solar heat storage using chemical reactions. *Journal of Solid State Chemistry*, Svazek 22, pp. 51-61.
- Gili, P. & Beckmann, G., 1976. Design and economy of solar plants with integrated thermal energy storage. *Solar Energy, Proceedings of the UNESCO/WMO Symposium, Geneva*.
- GmbH, P. S. I., 2000. Survey of thermal storage for parabolic trough power plants. *NREL/SR-550-27925, DOI 10.2172/765081*.
- Goldstern, W., 1970. *Steam Storage Installation*. Oxford: Pergamon Press.
- Greenpeace International, S. a. E., 2009. *Concentrating Solar Power Global Outlook 09*. Amsterdam: Greenpeace International.
- IEA, 2010. CSP roadmap. *Technology Roadmap - Concentrating Solar Power, 2010, France*.
- Kabeel, A. & Emad M.S., E.-S., 2012. Technological aspects of advancement in low-capacity solar thermal desalination units. *International Journal of Sustainable Energy*, 2013, 32(5), pp. 315-332.
- Laing, D., Bauer, T., Lehmann, D. & Bahl, C., 2009b. Development of a thermal energy storage system for parabolic trough power plant with direct steam generation. *Proceedings of Energy Sustainability 2009, San Francisco*.
- Laing, D., Lehmann, D., Fiss, M. & Bahl, C., 2009a. Test results of concrete thermal energy storage for parabolic trough power plants. *Journal of Solar Energy Engineering*, Svazek 041007, p. 131.

- Pacheco, J., 2002. Final test and evaluation results from the Solar Two project. *Sandia report SAND2002-0120*.
- Price, H., 2007. US DOE. *Technology Roadmap - Concentrating Solar Power, IEA 2010, France*.
- PricewaterhouseCoopers, 2010. *100% Renewable Electricity: A Roadmap to 2050 for Europe and North Africa*. London: PricewaterhouseCoopers.
- Relloso, S. & Delgado, E., 2009. Experience with molten salt thermal storage in a commercial parabolic trough plant. Andasol-1 commissioning and operation. *SolarPaces 2009, 15-18 September, Berlin*.
- REN21, 2017. *Renewables 2017 Global Status Report*, Paris: REN21 Secretariat.
- Siegel, N. & Kolb, G., 2008. Design and on sun testing of a solid particle receiver prototype. *Jacksonville, 10-14 August*.
- Silverman, M. & Engel, J., 1977. *Survey of technology for storage of thermal energy in heat transfer salt*. místo neznámé: Oak Ridge National Laboratory.
- Sioshansi, R. & Denholm, P., 2010. The value of concentrating solar power and thermal energy storage. *Technical Report NREL-TP-6A2-45833*.
- Steimann, W. & Eck, M., 2006. Buffer storage for direct steam generation. *Solar Energy, 80*, pp. 1277-1282.
- Steinmann, W.-D., 2012. Thermal energy storage systems for concentrating solar power (CSP) plants. V: K. Lovegrove & W. Stein, editoři *Concentrating solar power technology*. Cambridge: Woodhead Publishing limited, pp. 362-394.
- Strub, A., Gretz, J. & Palz, W., 1984. Eurelios, the 1 MW experimental solar thermal electric power plant of the European Community. *Solar R&D in the European community, series B, Thermomechanical solar power plants, 1*.
- Tani, T. a další, 1986. Results and evaluation of the 1 MW solar thermal electric power plant at Nio. V: M. Becker, editor *Solar Thermal Central Receiver Systems, Vol. 1*. Berlin: Springer Verlag.
- Tan, T. & Chen, Y., 2010. Review of study on solid particle solar receivers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14*, pp. 265-276.
- United Nations, 1976. European Water Charter. *Yearbook of the International Law Commission 1974, Volume II, Part Two*, pp. 342-343.
- United Nations, 1994. United nations convention to combat desertification in those countries experiencing serious drought and/or desertification, particularly in Africa.. *General Assembly of the United Nations, Paris*, p. 58.
- Williams, O. & Carden, P., 1978. Screening reversible reactions for thermochemical energy transfer. *Solar Energy, 22*, pp. 191-193.
- Zunft, S. a další, 2010. Juelich Solar Power Tower - Experimental evaluation of the storage subsystem and performance calculations. *Proceedings of the SolarPACES 2010 conference, 21-24 September, Perpignan, France*.