



Ricerca di Sistema elettrico

Sistemi di accumulo termico di tipo stagionale in reti energetiche distribuite

L. Mongibello, M. Caliano, M. Di Somma, G. Graditi

SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO DI TIPO STAGIONALE IN RETI ENERGETICHE DISTRIBUITE

M. Caliano, L. Mongibello, M. Di Somma, G. Graditi (ENEA)

Settembre 2016

Report Ricerca di Sistema Elettrico

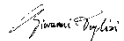
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2015

Area: EFFICIENZA ENERGETICA E RISPARMIO DI ENERGIA NEGLI USI FINALI ELETTRICI E INTERAZIONE CON ALTRI VETTORI ENERGETICI

PROGETTO: D.1 TECNOLOGIE PER COSTRUIRE GLI EDIFICI DEL FUTURO

OBBIETTIVO: B. RETI TERMICHE DISTRIBUITE

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA 

Indice

1. Sommario	4
1.1. Introduzione ai sistemi di accumulo termico stagionali	4
2. Metodologie per l'accumulo di energia termica	6
3. Tipologie di accumulo di energia termica a calore sensibile	7
3.1. Acqua	8
3.1.1. Serbatoi con acqua	9
3.1.1.1. Perdite termiche per i sistemi a serbatoio con acqua	10
3.1.2. Falde acquifere	10
3.1.3. Stagni solari	11
3.2. Sistemi di accumulo termico a letto fisso	12
3.3. Sistemi di accumulo termico BTES (Borehole Thermal Energy Storage)	12
3.4. Considerazioni conclusive sulle tipologie di accumulo di energia termica a calore sensibile	13
4. Progetti e realizzazioni di sistemi di accumulo termico stagionali	14
5. Accumulo termico stagionale e pompe di calore	15
5.1. Accumulo termico stagionale e sistemi a bassa temperatura per il riscaldamento ambientale	18
6. Strumenti di progettazione per sistemi di accumulo termico stagionali	18
7. Conclusioni	20
Riferimenti bibliografici	22

Sommario

Il presente report documenta l'analisi svolta dal gruppo di lavoro del Unità DTE-FSN-FOSG dell'ENEA sull'impiego di sistemi di accumulo termico stagionali in reti energetiche distribuite. L'indice dei capitoli rispecchia l'ordine temporale con cui sono state svolte le attività che compongono l'intero lavoro. Invero, la fase iniziale del lavoro ha riguardato l'analisi dello stato dell'arte relativo ai sistemi di accumulo termico stagionali. In particolare, inizialmente sono state analizzate le diverse metodologie per l'accumulo di energia termica, le tipologie di accumulo termico a calore sensibile, che rappresenta l'unica metodologia di accumulo termico ad essere stata finora implementata nei sistemi di accumulo termico stagionali, e i progetti e le realizzazioni di sistemi di accumulo termico stagionali documentati in letteratura.

Successivamente, è stata analizzata quella che sembra essere l'applicazione con maggiori potenzialità per quanto concerne l'impiego di sistemi di accumulo termico stagionali in reti energetiche distribuite, ovvero l'implementazione accoppiata di sistemi di accumulo termico a calore sensibile a bassa temperatura, asserviti a impianti solari termici di grande taglia, e pompe di calore.

La fase finale del lavoro ha riguardato l'analisi dei criteri di selezione e dei vari tool disponibili per la progettazione di sistemi di accumulo termico stagionali a calore sensibile.

1.1 Introduzione ai sistemi di accumulo termico stagionali

Gli edifici consumano gran parte delle risorse energetiche mondiali. Nel nord Europa, la domanda di energia termica per il riscaldamento ambientale degli edifici e la produzione di acqua calda sanitaria rappresenta circa l'80% dei consumi globali. Negli ultimi anni, l'elevato costo dell'energia elettrica, la riduzione delle risorse fossili, e la maggiore sensibilità nei confronti dei problemi ambientali hanno fatto sì che grossi investimenti siano stati indirizzati verso la produzione di energia da fonti rinnovabili, ed in particolare dalla fonte solare. L'energia solare è un'energia pulita, disponibile ed inesauribile, ed è ampiamente utilizzata in modi diversi in tutti i paesi del mondo. Tuttavia, le tecnologie per lo sfruttamento dell'energia solare soffrono del medesimo problema, ovvero il disallineamento temporale tra la disponibilità della risorsa energetica e la domanda energetica. Pertanto, è chiaro che i sistemi per accumulare l'energia prodotta dalla fonte solare hanno un'importanza fondamentale nel massimizzare i benefici derivanti dallo sfruttamento di tale fonte energetica.

Uno dei modi più efficienti per sfruttare l'energia solare in ambito residenziale è rappresentato dall'utilizzo delle tecnologie solari termiche. Invero, queste sono caratterizzate da efficienze ben più elevate rispetto a quelle fotovoltaiche, grazie essenzialmente alle temperature relativamente basse che caratterizzano le utenze domestiche di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambientale. Gli impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambientale sono tipicamente dotati di sistemi di accumulo termico capaci di accumulare energia termica da fonte solare nei periodi in cui la produzione di energia termica supera la richiesta, e di rilasciarla successivamente quando la richiesta di energia termica supera la produzione, o quando il costo per la produzione di energia termica è elevato. L'intervallo temporale in cui avviene l'accumulo dell'energia termica può variare da alcune ore, come nel caso in cui il sistema di accumulo termico opera secondo cicli di funzionamento, che includono le fasi di caricamento, conservazione e scaricamento, di durata giornaliera, fino a parecchi mesi, come nel caso dell'accumulo termico stagionale, in cui i cicli di funzionamento hanno durata annuale.

Lo sviluppo e la realizzazione di un sistema di accumulo termico stagionale efficiente ed economicamente competitivo rappresenta il fattore chiave per poter sfruttare appieno le potenzialità di un impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambientale. Questo è particolarmente vero alle alte latitudini dove l'accumulo termico stagionale può essere particolarmente conveniente dal punto di vista economico. Infatti, l'utilizzo di un sistema di accumulo termico stagionale nei paesi caratterizzati da alte latitudini permette di sfruttare l'energia solare disponibile durante le giornate estive

caratterizzate in gran parte dalla presenza della radiazione solare, quando la domanda di energia termica è bassa, per il riscaldamento ambientale durante l'inverno. Braun et al. [1] hanno dimostrato che l'accumulo termico stagionale permette di ottenere una significativa riduzione della superficie totale dei collettori solari termici per il riscaldamento ambientale nei luoghi caratterizzati da inverni molto freddo, e quindi da un'elevata richiesta energetica per il riscaldamento ambientale. Similmente, Hooper [2] ha dimostrato, per un'utenza Canadese, che per un sistema solare termico dotato di accumulo termico stagionale, e con una frazione solare del 100%, vi è una riduzione del 25% della superficie dei pannelli solari termici rispetto al caso con accumulo giornaliero. Sillman [3] riporta che le performance di un sistema solare termico dotato di accumulo termico stagionale aumentano linearmente con la dimensione dell'accumulo stagionale, fino al punto in cui la dimensione dell'accumulo è tale da accumulare tutto l'energia termica assorbita durante l'estate e non immediatamente utilizzata. Secondo le sue conclusioni, tale punto rappresenta probabilmente l'ottimo economico. Egli inoltre ha stimato che un sistema solare termico con accumulo termico stagionale, con frazione solare pari al 100% rispetto al riscaldamento ambientale, ha circa lo stesso costo, per unità di potenza termica trasferita, rispetto ai sistemi solari termici con accumulo diurno con frazione solare pari al 50%. Fisch et al. [4] hanno analizzato diversi impianti di grossa taglia esistenti in Europa, alcuni dotati di accumulo termico giornaliero, altri di accumulo termico stagionale. I loro risultati indicano che l'accumulo termico stagionale potrebbe soddisfare il 50-70% della richiesta di energia termica annua, rispetto al 10-20% dei sistemi con accumulo termico giornaliero, con una notevole riduzione del consumo di fonti fossili e quindi dell'inquinamento ambientale.

Relativamente ai sistemi di accumulo stagionale di grossa taglia, questi si avvantaggiano delle economie di scala. Inoltre, i sistemi di accumulo termico di grande taglia sono generalmente più efficienti rispetto ai sistemi di piccola taglia con la stessa densità di energia, poiché i sistemi di grande taglia presentano un rapporto superficie/volume più basso, e quindi minori perdite termiche a parità di densità di energia termica accumulata, come evidenziato da Kozlowski et al. [5].

Un aspetto di fondamentale importanza nella progettazione dei sistemi di accumulo termico stagionale, che incide notevolmente anche nell'analisi economica di tali sistemi, è rappresentato dal calcolo delle perdite termiche. La letteratura specializzata offre varie metodologie per la valutazione delle perdite termiche relative ai sistemi di accumulo termico stagionali, che differiscono tra loro essenzialmente in base alla tipologia di installazione. Chiaramente, la stima delle perdite termiche per un sistema di accumulo termico stagionale rappresenta un problema di difficoltà non trascurabile, data la forte dipendenza dalle condizioni dell'ambiente circostante. Basti pensare alle difficoltà connesse alla corretta stima delle proprietà termofisiche del terreno nel caso di serbatoio totalmente o parzialmente interrato, che possono variare notevolmente in funzione del grado di umidità del terreno, e quindi della temperatura e delle condizioni meteorologiche. Simili problematiche possono riguardare anche la struttura dei serbatoi di accumulo termico stagionale, che in gran parte dei casi è realizzata in cemento armato.

Risulta evidente, a questo punto, il grande potenziale dei sistemi solari termici con accumulo stagionale. Tuttavia, la progettazione di tali sistemi è molto più complessa rispetto a quella dei sistemi di accumulo termico giornaliero. Essi sono caratterizzati da volumi e superfici molto grandi, e di conseguenza ad essi è associato un notevole rischio per quanto concerne l'entità delle perdite termiche. Inoltre, il materiale di accumulo, presente in ingenti quantità, deve essere economico e non pericoloso. Quindi, la realizzazione di un impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambientale, accoppiato con un sistema di accumulo termico stagionale, deve passare attraverso una progettazione ottimizzata finalizzata a massimizzare i benefici economici derivanti dall'impiego dell'accumulo stagionale, e a minimizzare le perdite termiche.

Ci sono tre differenti metodologie per accumulare energia termica: accumulo termico a calore sensibile; accumulo termico a calore latente; accumulo chimico. I sistemi di accumulo termico a calore sensibile, per i quali l'accumulo dell'energia termica avviene attraverso un aumento di temperatura del materiale di accumulo termico, comprendono i serbatoi con acqua e i sistemi UTES (Underground Thermal Energy Storage), questi ultimi includono l'accumulo termico in falde acquifere, e l'accumulo termico nel terreno. I sistemi di accumulo termico a calore latente sono più compatti e permettono di accumulare energia termica in maniera quasi isoterma, mentre i sistemi di accumulo chimico, i più compatti in assoluto, sono

classificati come sistemi ad assorbimento o adsorbimento, e sistemi basati su reazioni chimiche endotermiche reversibili.

L'accumulo termico stagionale a calore sensibile è una tecnologia matura, già implementata in molti impianti di grande taglia. Gran parte dei sistemi di accumulo termico stagionale dell'energia solare prodotta da collettori solari termici finora realizzati alimentano distretti residenziali. Molte realizzazioni di sistemi di accumulo termico stagionale sono state effettuate nell'ambito del programma di cooperazione internazionale IEA-ECES (International Energy Agency: Energy Conservation through Energy Storage). Altri programmi di ricerca che si sono occupati dello sviluppo e della realizzazione di sistemi di accumulo termico stagionale sono stati il programma IEA-SHC Task 32 (the Solar Heating and Cooling Programme of the International Energy Agency), e il programma Solarthermie 2000. I materiali più utilizzati per l'accumulo stagionale a calore sensibile sono l'acqua, materiali rocciosi di vario tipo, e il terreno.

L'accumulo termico stagionale a calore latente e quello chimico sono caratterizzati da alte densità di accumulo termico, il che implica una notevole riduzione del volume del sistema di accumulo termico stagionale, a parità di capacità totale, rispetto all'accumulo termico a calore sensibile. Tuttavia, il costo e/o le problematiche associate alla stabilità a lungo termine delle proprietà termofisiche dei materiali utilizzabili per accumulare energia termica, ad oggi, ne hanno limitato l'applicazione a piccoli impianti dimostrativi, perlopiù in scala di laboratorio.

2. Metodologie per l'accumulo di energia termica

L'energia termica può essere accumulata secondo tre differenti metodologie: accumulo termico a calore sensibile; accumulo termico a calore latente; accumulo chimico.

L'energia termica nei sistemi di accumulo a calore sensibile è direttamente proporzionale alla temperatura del materiale di accumulo, per cui più alta è la sua temperatura, più è alta la quantità di energia termica accumulata. Tuttavia, anche le perdite termiche sono direttamente proporzionali alla temperatura del materiale di accumulo. Tale aspetto assume un'importanza cruciale per i sistemi di accumulo termico di grandi dimensioni, ovvero per i sistemi di accumulo termico caratterizzati da grandi superfici di scambio termico con l'ambiente esterno, come nel caso dei sistemi di accumulo termico stagionali. Pertanto, nella fase di progettazione di un sistema di accumulo termico stagionale, è di fondamentale importanza determinare il giusto compromesso tra temperatura del materiale di accumulo a fine caricamento e volume totale del sistema di accumulo.

L'accumulo termico a calore latente permette di accumulare energia termica sotto forma di calore latente sfruttando la transizione di fase (solitamente solido/liquido) di un materiale a cambiamento di fase (PCM). L'accumulo termico a calore latente possiede un'elevato potenziale poiché può essere effettuato in maniera quasi isoterma, ed utilizzando volumi di materiale di accumulo molto più bassi rispetto all'accumulo termico a calore sensibile, a parità di energia termica accumulata. Tuttavia, ad oggi, tale tipologia di accumulo termico presenta delle forti criticità, tra cui l'elevato costo del materiale di accumulo e il decadimento delle performance a lungo termine, che ne limitano l'applicabilità perlopiù a sistemi in scala di laboratorio.

Il potenziale dei sistemi di accumulo chimico è ancora più alto rispetto a quello a calore latente. Questi presentano una densità di energia termica accumulata molto elevata, e perdite termiche molto basse rispetto ai sistemi di accumulo termico a calore sensibile e a calore latente. Nel lungo periodo, l'accumulo chimico rappresenta senza alcun dubbio la metodologia di accumulo termico più promettente.

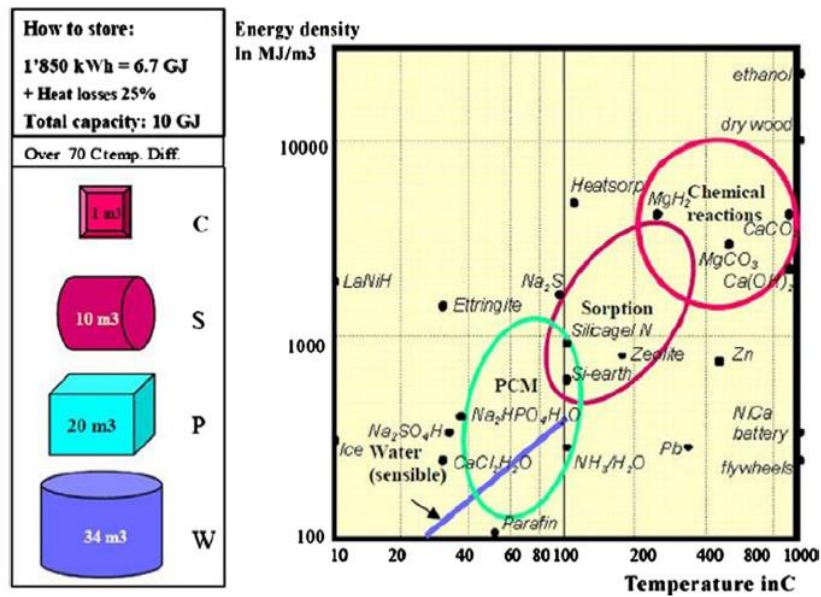


Fig. 1. Densità di energia termica per le diverse metodologie di accumulo termico (N'Tsoukpoe et al. [7]).

L'accumulo chimico comprende i sistemi che permettono di accumulare energia termica attraverso reazioni chimiche endotermiche reversibili, e i sistemi in cui l'accumulo di energia termica viene realizzato mediante processi di assorbimento o adsorbimento termochimico. Con riferimento a quanto riportato da Hadorn [6], l'accumulo chimico equivalente a un accumulo termico realizzato con 34 m^3 di acqua e 70°C come delta di temperatura, può essere ottenuto con solo 1 m^3 di materiale di accumulo. La figura 1 mostra un confronto tra le densità di energia termica che caratterizzano le tipologie di accumulo termico. Un'altra caratteristica interessante dell'accumulo chimico consiste nel fatto che l'energia termica può essere conservata a temperatura ambiente, e quindi senza perdite termiche.

Quanto sopra riportato giustifica il grande interesse della comunità scientifica verso questa tipologia di accumulo termico. Attualmente, gli studi sull'accumulo chimico sono in fase di analisi di laboratorio, per lo più indirizzati verso lo studio dei materiali e la modellazione.

La tabella 1 presenta un confronto tra le diverse metodologie per accumulo di energia termica, e indica per ognuna i principali vantaggi e svantaggi.

3. Tipologie di accumulo di energia termica a calore sensibile

L'accumulo termico a calore sensibile si ottiene attraverso un aumento della temperatura del materiale di accumulo, e dipende dal calore specifico e dalla densità del materiale. In accordo con quanto riportato da Hariri e Ward [9], i fattori che condizionano maggiormente la progettazione di un sistema di accumulo termico a calore sensibile sono:

- la densità di energia termica per unità di volume o per unità di massa del materiale di accumulo
- il range di temperatura su cui opera
- le proprietà del fluido termovettore
- la stratificazione all'interno del materiale di accumulo
- i carichi termici
- il serbatoio, o comunque il sistema che contiene il materiale di accumulo termico
- l'isolamento termico
- il costo.

Un requisito fondamentale per i sistemi di accumulo termico è che il materiale di accumulo termico sia caratterizzato da un'alta densità di energia termica. Le limitazioni per quanto concerne l'ingombro dei sistemi di accumulo stagionali, spesso associate ad applicazioni di tipo residenziale, limitano la scelta del

materiale di accumulo termico ai liquidi e ai solidi. Un altro importante aspetto nella progettazione di sistemi di accumulo stagionali è rappresentato dalla necessità di trasferire grandi potenze termiche durante i picchi di richiesta termica. Questo dipende dalle caratteristiche del fluido termovettore, e dalla diffusività termica del materiale di accumulo nel caso in cui questo sia rappresentato da un solido. In generale, i materiali di accumulo termico liquidi permettono di trasferire calore alle utenze termiche in maniera più agevole, mentre i materiali solidi sono più semplici da contenere e permettono una migliore stratificazione. Relativamente alla stratificazione della temperatura nel materiale di accumulo termico, migliore è la stratificazione e più alta è la qualità dell'energia accumulata, ovvero più alta risulta l'exergia associata al materiale di accumulo, poiché, per un dato volume di materiale di accumulo e a parità di energia termica accumulata, una migliore stratificazione implica una più alta temperatura massima del materiale di accumulo termico. Il costo del materiale di accumulo termico rappresenta la caratteristica che maggiormente limita la scelta del materiale di accumulo termico per un sistema di accumulo stagionale. Difatti, nei sistemi di accumulo stagionali vengono tipicamente utilizzati materiali di accumulo termico di basso costo, o di costo nullo, come ad esempio l'acqua, la ghiaia, e il terreno.

Tabella 1. Confronto tra le metodologie per l'accumulo di energia termica (Xu et al. [8]).

	Sensible	Latent	Chemical
Storage Medium	Water, gravel, pebble, soil...	Organics, inorganics	Metal chlorides, metal hydrides, metal oxides...
Type	Water based system (Water tank, Aquifer) Rock or ground based system	Active storage Passive storage	Thermal-sorption (Adsorption, Absorption) Chemical reaction (Normally for high-temperature storage)
Advantage	Environmentally friendly cheap material Relative simple system, easy to control Reliable	Higher energy density than sensible heat storage Provide thermal energy at constant temperature	Highest energy density, compact system Negligible heat losses
Disadvantage	Low energy density, huge volumes required for district heating Self discharge and heat losses problem High cost of site construction Geological requirements	Lack of thermal stability Crystallization Corrosion High cost of storage material	Poor heat and mass transfer property under high density condition Uncertain cyclability High cost of storage material
Present status	Large-scale demonstration plants	Material characterization, laboratory-scale prototypes	Material characterization, laboratory-scale prototypes
Future Work	Optimisation of control policy to advance the solar fraction and reduce the power consumption Optimisation of storage temperature to reduce heat losses Simulation of ground/soil based system with the consideration of affecting factors (e.g. Underground water flow)	Screening for better suited PCM materials with higher heat of fusion Optimal study on store process and concept Further thermodynamic and kinetic study, noble reaction cycle	Optimisation of the particle size and reaction bed structure to get constant heat output Optimisation of temperature level during charging/discharging process Screening for more suitable and economical materials Further thermodynamic and kinetic study, noble reaction cycle

3.1 Acqua

L'acqua è il materiali di accumulo termico a calore sensibile per eccellenza nel range di temperature che va dai 40°C agli 80°C, considerata la sua alta capacità termica, la stabilità chimica, e il basso costo. Inoltre, l'acqua non è tossica né infiammabile, e può essere utilizzata sia come fluido termovettore che come materiale di accumulo, eliminando in tal modo il costo e le perdite termiche relative allo scambiatore di calore altrimenti necessario. La temperatura massima a cui può essere utilizzata per accumulare calore a pressione ambiente rappresenta anche il suo principale svantaggio, tuttavia è sufficientemente alta per le applicazioni residenziali, ed è compatibile con le tipiche temperature del fluido termovettore all'uscita dei pannelli solari termici. La possibilità di avere grandi potenze in entrata e in uscita dai sistemi di accumulo termico realizzati con acqua rappresenta sia un vantaggio che uno svantaggio per questi sistemi, poiché le

grandi portate in ingresso e/o uscita incidono negativamente sulla stratificazione della temperatura nel sistema di accumulo.

3.1.1 Serbatoi con acqua

I sistemi di accumulo termico stagionali a serbatoio d'acqua sono realizzati in acciaio o in calcestruzzo con uno strato di isolante termico applicato sulle superfici del serbatoio. Tipicamente, vengono utilizzati serbatoi con capacità superiore a 500 m³, caratterizzati da un basso rapporto superficie/volume, e quindi basse perdite termiche per unità di energia termica accumulata. Per questi serbatoi, la forma cilindrica ad asse verticale con altezza e diametro approssimativamente delle stesse dimensioni tende a minimizzare le perdite termiche. In molte installazioni questi serbatoi sono interrati o parzialmente interrati, come mostrato schematicamente in figura 2.

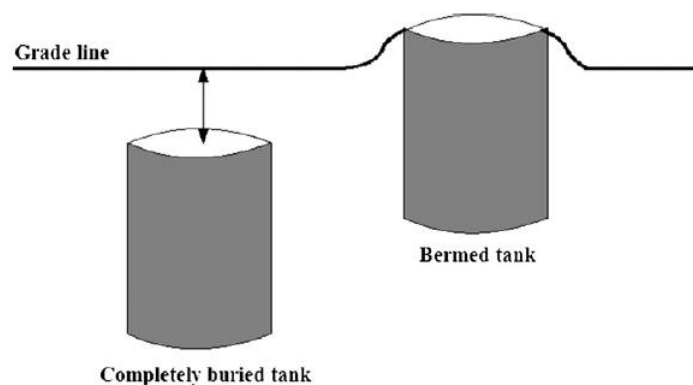


Fig. 2. Serbatoio interrato vs. serbatoio parzialmente interrato.

Tra queste due tipologie di installazione, entrambe caratterizzate dal fatto che l'isolante termico è rappresentato in tutto o in parte dal terreno, quella con serbatoio totalmente interrato risulta la più conveniente in termini di ingombro, poiché la zona sovrastante rispetto alla superficie superiore del serbatoio può essere utilizzata per altri scopi, con un conseguente ingombro del sistema di accumulo termico stagionale praticamente nullo, mentre la soluzione con serbatoio parzialmente interrato può risultare più vantaggiosa rispetto alla soluzione interrata nei casi in cui è possibile utilizzare il materiale di scavo per costituire un terrapieno atto sia a sostenere fisicamente la parte alta del serbatoio, che a fornire un certo grado di isolamento termico. Inoltre, la soluzione parzialmente integrata comporta vantaggi dal punto di vista idraulico poiché richiede minore potenza da parte delle pompe, e permette di evitare i costi associati allo smaltimento del materiale di scavo.

In questi sistemi, la potenza termica viene trasferita iniettando o estraendo acqua direttamente dal sistema di accumulo, oppure attraverso scambiatori di calore che possono essere sia interni che esterni rispetto al sistema di accumulo termico. La figura 3 mostra tre tipiche configurazioni per i sistemi di accumulo con scambiatore, ovvero la configurazione con scambiatore interno, quella con scambiatore esterno, e quella con scambiatore a mantello, tutte riferite a un sistema per accumulare energia termica proveniente da collettori solari termici.

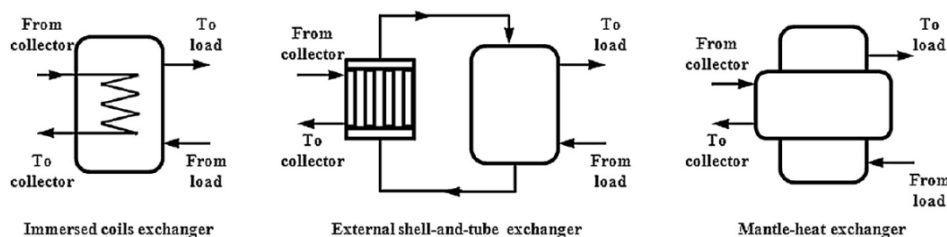


Fig. 3. Tipiche configurazioni per scambiatori di calore accoppiati a serbatoio di accumulo termico ad acqua (Han et al. [10]).

3.1.1.1 Perdite termiche per i sistemi a serbatoio d'acqua

Il grande volume che caratterizza i sistemi di accumulo termico stagionale corrisponde a grandi perdite termiche. Per i sistemi di accumulo stagionali ad acqua, come osservato da Vasseur [11] e da Hess e Miller [12], le perdite termiche attraverso le pareti del serbatoio accentuano i meccanismi di convezione naturale all'interno dell'acqua, con una conseguente diminuzione della qualità dell'accumulo termico corrispondente alla degradazione della stratificazione. Per limitare le perdite termiche, è necessario installare un buon isolamento termico nel caso di serbatoi esterni, oppure di interrare i serbatoi di accumulo, o entrambe le suddette soluzioni. Nel caso di sistemi interrati, l'effetto delle perdite termiche è quello di far aumentare la temperatura del terreno circostante, mentre la sua conducibilità diminuisce per effetto della diffusione del suo contenuto di umidità lungo i gradienti termici, il che risulta in una diminuzione del calore trasmesso verso l'esterno attraverso le pareti del serbatoio. Givoni [13] ha evidenziato i seguenti vantaggi e svantaggi per i sistemi di accumulo termico stagionali ad acqua interrati.

Vantaggi:

- per una data capacità totale, richiedono un volume notevolmente più piccolo rispetto ai sistemi che utilizzano materiali rocciosi o il terreno;
- la potenza viene trasferita semplicemente attraverso una portata d'acqua;
- possono essere utilizzati in ogni condizione climatica e con ogni tipo di suolo;
- l'isolamento termico del serbatoio è relativamente semplice;
- gli effetti della penetrazione di acqua nel terreno sono trascurabili.

Svantaggi:

- Il terreno che circonda il serbatoio non contribuisce all'accumulo termico;
- le perdite di acqua dovute alla corrosione o al cracking possono causare l'espansione del terreno, e di conseguenza possono comportare pressioni differenziali e movimenti del terreno che potrebbero ampliare le perdite;
- quando il calore viene estratto, parte della superficie esterna del serbatoio potrebbe trovarsi ad una temperatura inferiore rispetto a quella del terreno, e potrebbe quindi generarsi della condensa nell'isolamento termico che ridurrebbe le sue performance e la sua durata.

Dalenback [14] ha analizzato il sistema di accumulo termico interrato dell'impianto Sarö Solar Plant e ha calcolato che, se il sistema di accumulo non fosse interrato, dovrebbe avere 1.9 volte l'altezza di quello interrato oppure il doppio dell'isolamento termico per avere le stesse performance di quello interrato. Ucar e Inalli [15] hanno confrontato le performance di 3 diversi tipi di installazione per un serbatoio di accumulo termico cilindrico: non isolato e non interrato; isolato e non interrato; non isolato e interrato. I loro risultati, ottenuti su diverse scale in funzione dell'utenza (25, 250, e 1000 case), indicano che il sistema interrato permette di ottenere frazioni solari notevolmente più alte rispetto alle soluzioni non interrate, soprattutto dopo il primo anno di funzionamento per effetto dell'aumento della temperatura del terreno e della conseguente diminuzione delle perdite termiche.

3.1.2 Falde acquifere

I sistemi di accumulo termico stagionale basati sull'utilizzo di falde acquifere sono stati oggetto di grande interesse negli ultimi anni, soprattutto per i vantaggi che si possono ottenere da tale tipologia di accumulo termico stagionale a calore sensibile dal punto di vista economico. La figura 4 mostra uno schema semplificato di sistema di accumulo stagionale con falda acquifera. Per questi sistemi, l'acqua viene prelevata e iniettata attraverso dei pozzi realizzati nel terreno. Questi sistemi sono molto attraenti dal

punto di vista economico, poiché non includono il costo del serbatoio né quello degli scavi tra i costi di investimento, e la quantità di calore che può essere accumulata dipende dal range di temperatura che è possibile sfruttare, dalla conducibilità termica e dai meccanismi di convezione naturale che si generano all'interno della falda. La progettazione di un tale sistema di accumulo termico stagionale deve considerare gli effetti sull'ambiente circostante.

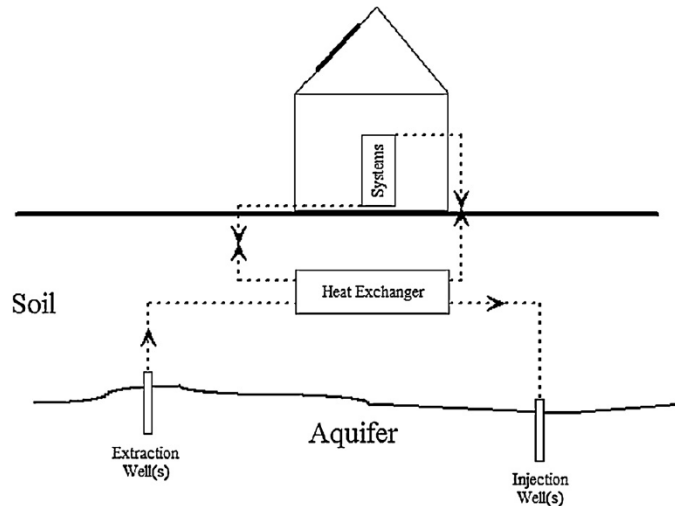


Fig. 4. Sistema di accumulo di energia termica a falda acquifera (Pinel et al. [16]).

3.1.3 Stagni solari (solar ponds)

Gli stagni solari sono stagni o laghi che possono essere utilizzati per assorbire ed accumulare energia solare. In questa tipologia di sistema di accumulo termico stagionale, sperimentata per la prima volta in Israele negli anni 60, viene utilizzato uno stagno naturale o artificiale per accumulare energia solare secondo lo schema raffigurato in figura 5, e il materiale di accumulo è rappresentato da una soluzione salina. Il gradiente di salinità che si instaura è tale da avere un'alta concentrazione salina sul fondo dello stagno, cosicché il calore assorbito sul fondo dello stagno resta lì intrappolato. In pratica, il gradiente di salinità è tale da inibire i meccanismi di convezione naturale che porterebbero l'acqua calda a risalire verso il pelo libero dello stagno. Inoltre, l'acqua fredda in prossimità del pelo libero agisce da isolante termico. In questi sistemi il fondo dello stagno può essere annerito al fine di aumentare l'energia solare assorbita. In accordo con Dincer e Rosen [17], gli stagni solari possono rappresentare una soluzione conveniente dal punto di vista economico nei luoghi dove vi sono basse precipitazioni nevose. Essi richiedono una manutenzione simile a quella richiesta dalle piscine pubbliche al fine di limitare la crescita di organismi tipo alghe e batteri.

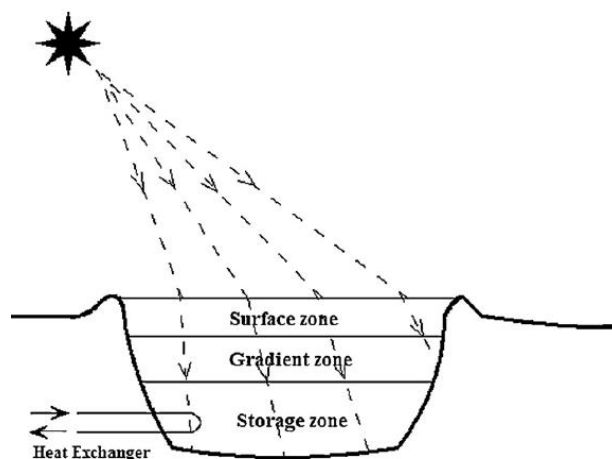


Fig. 5. Stagno solare (solar pond) (Pinel et al. [16]).

3.2 Sistemi di accumulo termico a letto fisso

Nei sistemi di accumulo termico stagionale con materiale solido, tipicamente rocce o ghiaia, anche detti a letto fisso, il fluido termovettore, solitamente acqua o aria, viene utilizzato per scambiare calore col materiale di accumulo (figura 6). Nei casi in cui viene utilizzata l'aria come fluido termovettore, questo non contribuisce all'accumulo di energia termica, e il sistema di accumulo rientra nella categoria dei sistemi passivi. Invece, nei casi in cui viene utilizzata l'acqua come fluido termovettore, questa contribuisce all'accumulo di energia termica, ed il sistema di accumulo viene detto ibrido (attivo/passivo). Il principale svantaggio di questi sistemi è rappresentato dalla relativamente bassa capacità termica (se confrontata con quella dell'acqua) che caratterizza il materiale di accumulo solido, mentre il principale vantaggio di tali sistemi, nel caso in cui viene utilizzata l'aria come fluido termovettore, è rappresentato dal fatto che questi possono essere caricati a temperature ben più elevate rispetto al limite massimo relativo all'accumulo con acqua. In accordo con Dincer e Rosen [17], a parità di energia termica accumulata, un sistema di accumulo termico basato sull'utilizzo di materiale roccioso come materiale di accumulo richiede circa tre volte il volume di un sistema di accumulo ad acqua. Tuttavia, per quanto concerne i sistemi di accumulo che lavorano su base giornaliera, i sistemi di accumulo termico a letto fisso abbinati a collettori solari raffreddati ad aria risultano economicamente più convenienti dei sistemi di accumulo ad acqua abbinati a collettori solari raffreddati ad acqua. Relativamente all'accumulo termico stagionale, questi sistemi richiedono volumi ben più grandi rispetto all'acqua, il che può rappresentare un grosso problema per sistemi residenziali. Inoltre, le maggiori dimensioni incidono sui costi di scavo e sui costi dell'isolamento termico, e sulle perdite termiche che possono essere eccessivamente alte. Quindi, in generale, i sistemi di accumulo termico basati sull'utilizzo di materiale roccioso possono risultare convenienti economicamente solamente nel caso in cui le condizioni geologiche sono favorevoli a tale tipologia di accumulo termico stagionale.

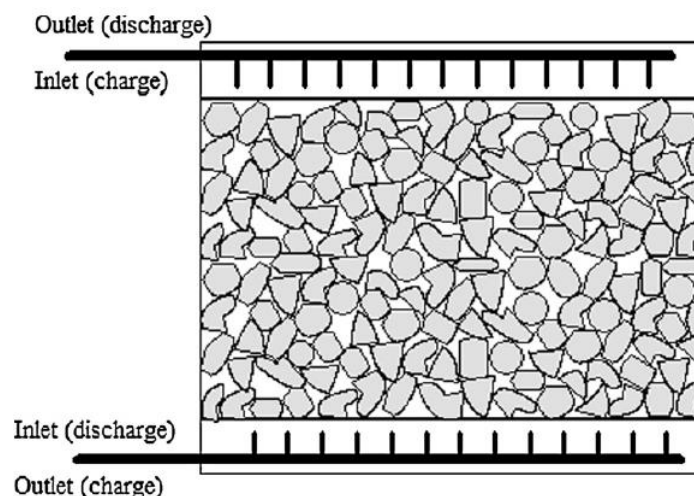


Fig. 6. Accumulo termico a letto fisso con materiale roccioso (Pinel et al. [16]).

3.3 Sistemi di accumulo termico BTES (Borehole Thermal Energy Storage)

Questi sistemi di accumulo termico consentono di accumulare energia termica nel terreno, che ha un costo praticamente nullo, e senza la necessità di realizzare il sistema di contenimento del materiale di accumulo, per cui sono molto attraenti dal punto di vista economico. In questa tipologia di accumulo termico vengono inserite delle tubazioni all'interno del terreno attraverso delle trivellazioni, in cui viene fatto circolare un fluido termovettore per cedere o prelevare energia termica. Le tubazioni possono essere distribuite sia in verticale, come ad esempio nel caso del sistema Drake Landing Community [18] illustrato in figura 7, oppure in orizzontale come nel caso del sistema Vulruz [19] schematizzato in figura 8.

Sebbene il terreno abbia un costo praticamente nullo, tali sistemi richiedono dei costi relativamente elevati per gli scavi e le trivellazioni. Anche le tubazioni, l'isolamento termico e il sistema di impermeabilizzazione

richiedono un costo non trascurabile. Per il sistema Vulruz, il costo degli scavi ha rappresentato circa il 40% del costo totale del sistema di accumulo termico. Schmidt et al. [20] hanno riportato il breakdown dei costi di diversi sistemi di questa tipologia, ed anche di serbatoi di accumulo ad acqua interrati. Secondo i loro calcoli, per tali sistemi il costo degli scavi ha rappresentato una percentuale del costo totale per la realizzazione del sistema di accumulo che va dal 21% al 24%. Il costo totale dei progetti analizzati dai suddetti autori varia da 0.4 a 1.35 milioni di euro. Givoni [13] ha analizzato l'applicabilità di tale tipologia di accumulo termico prendendo in considerazione tre differenti condizioni del terreno. Secondo il suo studio, l'accumulo termico stagionale del tipo BTES può essere conveniente soltanto in zone desertiche o aride. Nelle zone in cui le precipitazioni piovose sono limitate, tale tipologia di accumulo stagionale può essere applicata soltanto nel caso in cui venga utilizzata una adeguata protezione al perimetro della zona relativa all'accumulo termico, che eviti all'acqua piovana di penetrare nella zona di accumulo.

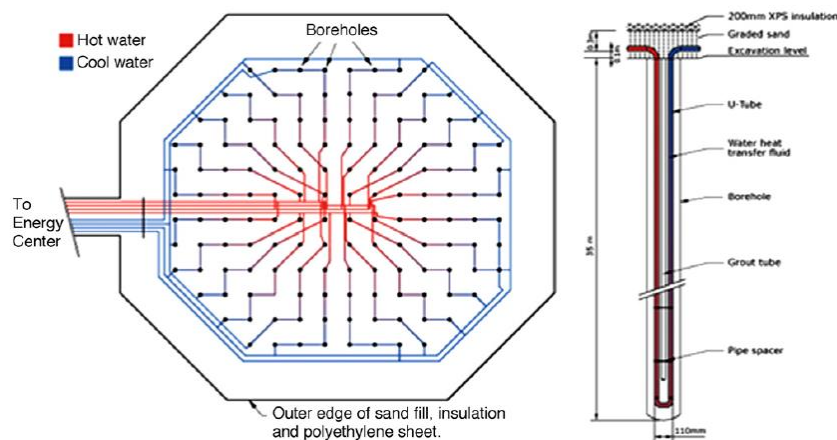


Fig. 7. Sistema di accumulo termico stagionale Drake Landing Solar Community: campo di borehole (sinistra); dettaglio del singolo borehole (destra).

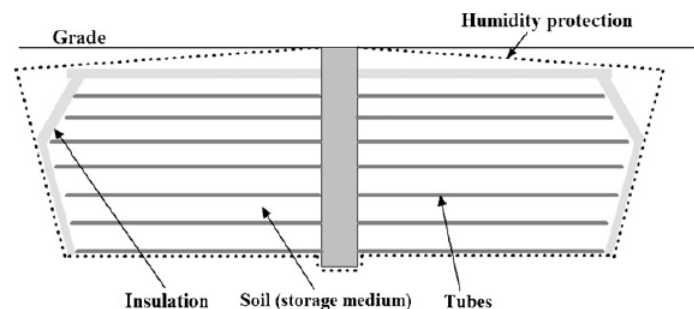


Fig. 8. Sistema di accumulo termico stagionale a tubi orizzontali dell'impianto Vulruz.

3.4 Considerazioni conclusive sulle tipologie di accumulo termico a calore sensibile

Le applicazioni relative all'accumulo termico stagionale sono state finora principalmente dirette alla produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambientale, con temperature operative relativamente basse. Di conseguenza, i materiali più utilizzati nei dimostratori di grande scala per queste applicazioni sono stati acqua, materiale rocciosi, e terreno. La tabella 2 mette a confronto le diverse tipologie finora utilizzate per l'accumulo termico stagionale a calore sensibile. Al fine di selezionare la metodologia più adatta per una data applicazione, vanno considerate attentamente le condizioni al contorno rispetto a una possibile installazione di un sistema di accumulo stagionale, ovvero le dimensioni del sistema di accumulo stagionale, le condizioni geologiche del sito di installazione, i livelli di temperatura da utilizzare per l'accumulo di energia termica, i vincoli legislativi legati al territorio per quanto concerne la realizzazione di scavi, e i costi di

investimento. I sistemi di accumulo termico stagionale a calore sensibile che sono più condizionati dalle caratteristiche geologiche sono senz'altro i sistemi di accumulo termico basati su falde acquifere e i BTES, per i quali penetrazioni di acqua naturale possono incidere notevolmente sulle performance.

Tabella 2. Confronto tra le varie tipologie di accumulo termico a calore sensibile (Schmidt et al. [20]).

Hot-water	Gravel-water	Duct	Aquifer
<i>Storage medium</i>			
Water	Gravel-water	Ground material (soil/rock)	Ground material (sand/gravel. ...-water)
<i>Heat capacity (kWh/m³)</i>			
60-80	30-50	15-30	30-40
<i>Storage volume for 1 m³ water equivalent</i>			
1 m ³	1.3-2 m ³	3-5 m ³	2-3 m ³
<i>Geological requirements</i>			
<ul style="list-style-type: none"> • Stable ground conditions • Preferably no groundwater • 5-15 m deep 	<ul style="list-style-type: none"> • Stable ground conditions • Preferably no groundwater • 5-15 m deep 	<ul style="list-style-type: none"> • Drillable ground • Groundwater favourable • High heat capacity • High thermal conductivity • Low hydraulic conductivity ($k_f < 1.10$ m/s) • Natural ground-water flow < 1 m/a • 30-100 m deep 	<ul style="list-style-type: none"> • Natural aquifer layer with high hydraulic conductivity ($k_f > 1.10$ m/s) • Confining layers on top and below • No or low natural ground flow • Suitable water chemistry at high temperatures • Aquifer thickness 20-50 m

4. Progetti e realizzazioni di sistemi di accumulo termico stagionali

Per i paesi alle alte latitudini, come ad esempio la Svezia, dove la stagione estiva è caratterizzata da giornate caratterizzate in gran parte dalla presenza della radiazione solare, mentre quella invernale da notti molto lunghe e fredde, l'importanza che può avere l'accumulo stagionale dell'energia termica da fonte solare è rilevate. Questo aspetto, unito al prezzo relativamente alto dell'energia, alla volontà del governo Svedese di dismettere gli impianti nucleari e di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili, e alla lunga tradizione Svedese per quanto concerne i sistemi per il "district heating", hanno fatto sì che la Svezia, negli anni 80, fosse la nazione con più installazioni di impianti solari termici dotati di sistemi di accumulo termico stagionale. Inoltre, sempre in Svezia, nello stesso periodo sono stati messi a punto una serie di modelli per la simulazione, la progettazione e l'ottimizzazione di tali sistemi. Gran parte di questo lavoro è stato realizzato nell'ambito del Task 7 dell'IEA SHC Programme, con diversi progetti (Studvisk, Ingelstad, Lambohov, Lyckebo, Nykvarn, Falkenberg, Sarö, Malung, Kunsbacka, Kullavik, Luleå, ecc.) che riguardano sistemi a livello di distretto. Questi sistemi hanno visto l'impiego di diverse tipologie di sistemi di accumulo termico stagionali, ovvero grossi serbatoi con acqua isolati o interrati, caverne riempite d'acqua, falde acquifere, e sistemi BTES.

Sistemi simili per l'accumulo termico stagionale sono stati realizzati anche in Svizzera [19], Danimarca [21], Finlandia [22], Francia [23], Paesi Bassi [24,25], Stati Uniti [26-28], Turchia [29], Corea [30], Germania [31,32] e Canada [33]. I lavori di Dalenback [14], Bankston [34] e Boysen [35] forniscono una completa overview dello stato della ricerca e dei progetti realizzati durante gli anni 80. Durante gli anni 90, in Canada furono realizzati molti sistemi di accumulo termico stagionali basati sull'uso di falde acquifere, tra cui quello relativo all'ospedale di Sussex, all'università Carleton, e all'aeroporto Saskatoon [17]. Tuttavia, questi sistemi non furono realizzati per accumulare energia termica da fonte solare, ma per accumulare il calore in eccesso dagli edifici durante la stagione estiva, per poi utilizzarlo durante la stagione invernale. Più recentemente, la Germania, con 11 impianti solari termici di grande scala dotati di sistemi di accumulo stagionale realizzati a partire dal 1996 [36], ha occupato il ruolo di leadership. Il progetto Europeo APAS "Large-scale Solar Heating Systems" ha analizzato 13 impianti solari di grande taglia in sei paesi Europei. L'impianto Drake Landing Solar Community [37], realizzato nella città di Okotoks in Canada, e operativo dal 2006, è stato il primo impianto solare per il riscaldamento ambientale per distretti costruito in nord America, ed il primo nel mondo con una frazione solare prevista superiore al 90% [33].

Il lavoro di Schmidt e Mangold [36] presenta 65 impianti solari termici dotati di accumulo stagionale, per il riscaldamento ambientale, realizzati prevalentemente in Germania, Austria, Danimarca e Svezia. Il lavoro di

Schmidt et al. [20] riporta i costi di investimento, per volume di acqua equivalente riferito alla capacità di accumulo, per sistemi di accumulo di diversa tipologia. Questi dati sono raffigurati in figura 9, dove i simboli pieni si riferiscono ad a sistemi realizzati, mentre quelli vuoti a sistemi in fase di studio. In figura 9 si può notare che, a parità di tipologia, più alta è la taglia e più il sistema è economicamente conveniente. Inoltre, si può notare anche che i sistemi di accumulo termico basati sull'utilizzo di falde acquifere sono quelli economicamente più onvenienti.

La tabella 3 riporta alcuni dei sistemi di accumulo termico stagionale a calore sensibile progettati. Questi includono sistemi di accumulo termico stagionale basati su acqua, acqua e ghiaia, e terreno come materiale di accumulo, progettati per accumulare energia termica destinata a distretti residenziali.

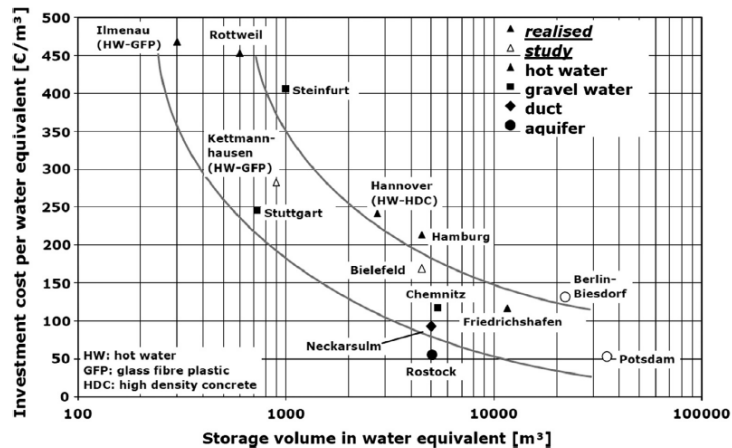


Fig. 9. Costi di investimento (inclusa progettazione) di sistemi di accumulo termico stagionali.

5. Accumulo termico stagionale e pompe di calore

L'utilizzo di pompe di calore accoppiate a sistemi di accumulo termico stagionali per il riscaldamento e il raffrescamento ambientale di edifici ha ricevuto molte attenzioni negli ultimi anni. Questa associazione ha il potenziale di ridurre ulteriormente il consumo di fonti energetiche non rinnovabili per quanto concerne i consumi energetici relativi agli edifici, soprattutto nei paesi caratterizzati da condizioni climatiche molto rigide durante l'inverno, poiché le perdite termiche relative al sistema di accumulo stagionale possono essere notevolmente diminuite attraverso l'impiego di pompe di calore, ovvero attraverso la diminuzione della temperatura con cui viene accumulata l'energia termica nel materiale di accumulo termico, e l'utilizzo le pompe di calore per portare la temperatura ai valori richiesti dalle utenze.

I sistemi solari termici per il riscaldamento ambientale dotati di accumulo stagionale hanno un costo di investimento per metro quadro di collettore solare pari praticamente al doppio rispetto ai sistemi con accumulo termico giornaliero [4]. Inoltre, i sistemi solari termici con accumulo giornaliero sono caratterizzati da temperature del fluido termovettore più alte rispetto ai sistemi con accumulo stagionale, e quindi il fluido termovettore risulta direttamente utilizzabile per il riscaldamento ambientale [38], mentre gli impianti solari termico con accumulo stagionale sono solitamente caratterizzati da temperature del fluido termovettore relativamente basse, per cui spesso necessitano di sistemi integrativi.

Tabella 3. Progetti di sistemi di accumulo termico stagionali [8].

Project	Heated living area (m ²)	Demand by district heating (GJ/a)	Solar collector area (m ²)	Storage volume (m ³)	Solar fraction (%)	References
<i>Hot water</i>						
Hamburg, DE	14,800	5796	3000	4500	49 ^a	(Schmidt et al., 2004b)
Friedrichshafen, DE	39,500	14,782	5600	12,000	47 ^a	(Schmidt et al., 2004b)
Hannover, DE	7365	2498	1350	2750	39 ^a	(Schmidt et al., 2004b)
Munich, DE	24,800	8280	2900	5700	47 ^a	(Dalenbäck, 2012)
Eggenstein, DE (Pit)	12,000		1600	4500	37	(Schmidt and Mangold, 2006)
Rise, DK	115 buildings		3575	5000		(Dalenbäck, 2012; SOLARGE)
Mastal, DK	1300 houses	104400	26,000	70,000	29	(Fisch et al., 1998)
Herlev, DK		4520	1025	3000	35	(Heller, 2000)
Otrupgard, DK		1630	560	1500	16	(Heller, 2000)
Hoerby, DK				500		(Dalenbäck, 2012)
Ingelstad, SE	50 houses		1320	5000		(Dalenbäck, 2012)
Lambohov, SE	50 houses		2700	10,000		(Dalenbäck, 2012)
Ljckebo, SE			4320	100000		(Dalenbäck, 2012)
Neuchatel, CH	Office		1120	1000		(Dalenbäck, 2012)
Calabria, IT	1750	111	912	500	28.2	(Oliveti et al., 1998)
Lisse, NL	Agriculture		1200	1000		(Bokhoven et al., 2001)
Charlestown, US	Historic park		5700			(Bieger and Michaels, 1984)
<i>Aquifer</i>						
Rostock, DE	7000	1789	1000	20,000	62 ^a	(Schmidt et al., 2004b)
Berlin, DE		57,600 (heat) 18,000 (cold and heat)	^b		77 (heat) 93 (cold and heat)	(Schmidt et al., 2003; Seibt and Kabus, 2006)
Rastatt, DE		18,345	6780	23,000	41	(Fisch et al., 1998)
Neubrandenburg, DE					46	(Kabus and Wolfgramm, 2009)
2 MW, NL			2900			(Dalenbäck, 2012)
Westway Beacons, UK	130 apartments					(Dalenbäck, 2012)
Richard Stockton, US	College with 7000 students	(cold)				(Dalenbäck, 2012)
Balcili, TR	Hospital	50,400				(Paksoy et al., 2000)
Çukurova, TR	360m ² greenhouse		Use greenhouse as solar collector			(Turgut et al., 2006)
Antwerp, BE	Hospital				81	(Vanhoudt et al., 2011)
<i>Gravel</i>						
Chemnitz, DE	4680	4450	2000	8000	42 ^a	(Schmidt et al., 2004b)
Steinfurt, DE	3800	1170	510	1500	34 ^a	(Schmidt et al., 2004b)
Stuttgart, DE		360	211	1050	62	(Hahne, 2000)
Augsburg, DE				6500		(Schmidt et al., 2003)
<i>Duct</i>						
Neckarau, DE	20,000	5987	2700	20,000	50 ^a	(Schmidt et al., 2004b)
Attenkirchen, DE	30 homes	1386	836	500 + 10,500 (hot-water + duct)		(Reuss et al., 2006)
Crailsheim, DE	School and gymnasium	14,760	7300	37,500	50 ^a	(Dalenbäck, 2012)
Anneberg, SE	50 residential units	1980	2400	60,000	70 ^a	(Lundh and Dalenbäck, 2008)
Lidköping, SE		3528	2500	15,000	70	(Fisch et al., 1998)
Groningen, NL			2400			(Dalenbäck, 2012)
DLCS, CA	52 homes		2313	33,657	80	(Duke Landing Solar Community, 2012)
Kerava, FI			1100			(Dalenbäck, 2012)

DE = Germany, DK = Denmark, SE = Sweden, CH = Switzerland, IT = Italy, NL = Netherlands, US = United States of America, UK = United Kingdom, TR = Turkey, BE = Belgium, CA = Canada, FI = Finland.

^a Calculated values for long-time operation.

^b Combined heat and power plant (waste heat and ambient cold).

L'utilizzo combinato di pompe di calore e accumulo termico stagionale può avere molti vantaggi sia per piccole abitazioni che per grandi utenze residenziali [39]. Le pompe di calore consentono di accumulare energia termica a temperature relativamente basse, il che può essere conveniente poiché comporta una diminuzione della temperatura di scaricamento del sistema di accumulo, e una diminuzione delle perdite termiche, e quindi di conseguenza una migliore stratificazione della temperatura nel sistema di accumulo. Una buona stratificazione comporta a sua volta una maggiore efficienza dei collettori solari poiché permette di avere temperature di ritorno ai collettori solari relativamente basse. Inoltre, rispetto ad un accumulo termico non stratificato, l'accumulo stratificato permette di avere un maggiore COP della pompa

di calore poiché la temperatura del fluido termovettore fornita all'evaporatore viene prelevata dalla parte alta dell'accumulo, e risulta quindi più alta rispetto al caso non stratificato. In aggiunta, le pompe di calore reversibili durante la stagione estiva, ovvero nella modalità di raffrescamento, possono contribuire al caricamento del sistema di accumulo termico con il calore estratto dagli edifici, che può essere trasferito al sistema di accumulo.

Ci sono tre diverse configurazioni per quanto concerne l'uso combinato di collettori solari, accumulo termico stagionale e pompe di calore: configurazione in serie; configurazione in parallelo; configurazione ibrida. Le configurazioni in serie e in parallelo sono mostrate rispettivamente nelle figure 10 e 11.

Nel caso di configurazione in serie [39], il fluido termovettore passa dai collettori solari alla pompa di calore in maniera diretta, oppure in maniera indiretta attraverso l'accumulo termico. Questa configurazione è caratterizzata da un COP più alto della pompa di calore rispetto alla configurazione in parallelo.

Nella configurazione in parallelo [40], i collettori solari e la pompa di calore lavorano in maniera indipendente, senza interazione. In questo caso, solitamente, i collettori solari vengono impiegati per caricare il sistema di accumulo termico, per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento ambientale, mentre la pompa di calore viene impiegata come sistema ausiliario per il riscaldamento ambientale.

Nella configurazione ibrida, la pompa di calore viene attivata quando la temperatura di mandata dei collettori solari o dell'accumulo termico non è abbastanza alta per alimentare le utenze di acqua calda sanitaria e/o riscaldamento ambientale, per aumentare la temperatura proveniente dai collettori solari o dall'accumulo fino ai valori richiesti dall'utenza. Le diverse modalità operazionali che si possono implementare nella configurazione ibrida sono riportate in tabella 4.

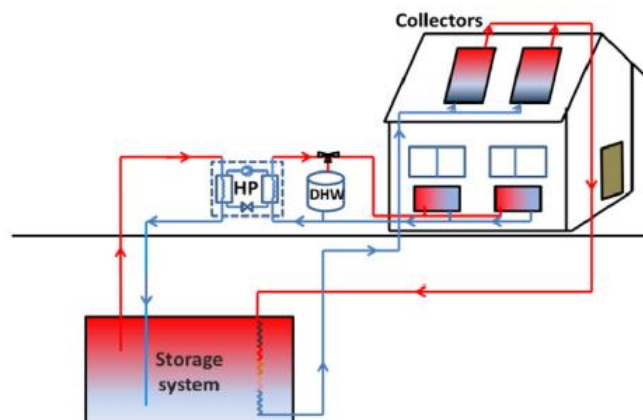


Fig. 10. Pompa di calore e collettori solari termici connessi in serie.

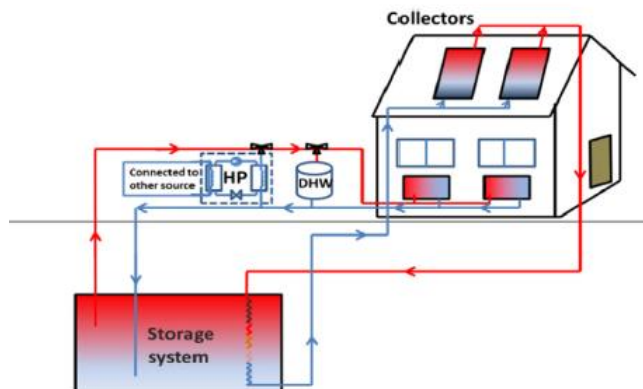


Fig. 11. Pompa di calore e collettori solari termici connessi in parallelo.

Tabella 4. Modalità di funzionamento di un sistema accoppiato STES-HP in funzione della temperatura di mandata dei collettori solari [41].

Temperature by solar collector	Solar collector	Heat pump	Seasonal thermal energy storage
Greater than 50 °C	To produce heat directly for DHW	Not in use	No extraction, charging mode when the demand is satisfied
Between 20 and 50 °C	To produce heat directly for heating depending on heating system	Not in use	No extraction, charging mode when the demand is satisfied
Between 5 and 20 °C	As a source for evaporator of heat pump	In operation with high COP	No extraction, charging mode when the demand is satisfied
Less than 5 °C	Not in use	In operation	Discharging mode, as a heat source of heat pump or directly used for DHW or heating

5.1 Accumulo termico stagionale e sistemi a bassa temperatura per il riscaldamento ambientale

Nei sistemi di riscaldamento a bassa temperatura, solitamente, si utilizzano temperatura di mandata intorno ai 45°C, e grandi superfici di scambio termico, come ad esempio i sistemi di riscaldamento a pavimento, a soffitto o a parete, oppure la convezione forzata per il trasferimento di calore. Questi sistemi favoriscono la sostenibilità e l'uso efficiente dell'energia, poiché utilizzano fonti di energia a basso grado, e quindi sono caratterizzati da un'elevata efficienza exergetica. L'uso di una fonte energetica di alta qualità per un sistema di riscaldamento, come ad esempio nel caso dei sistemi che bruciano combustibili fossili fino ad arrivare a temperature del fluido termovettore di oltre 1.000°C, comporta la distruzione di una grande quantità di exergia, dato che la temperatura di comfort termico negli ambienti abitativi interni è circa 20°C. Pertanto, i sistemi di riscaldamento a bassa temperatura rappresentano un tipo di impianto di riscaldamento sostenibile ed efficiente.

L'utilizzo di un sistema di riscaldamento a bassa temperatura, basato sull'utilizzo di collettori solari termici, con un sistema di accumulo termico a bassa temperatura può comportare una più alta frazione solare per effetto delle minori perdite termiche, e maggiore efficienza dei collettori grazie ad una inferiore temperatura di ritorno. Questo accoppiamento può avvantaggiare l'utilizzo delle pompe di calore, in termini di COP, poiché queste spenderebbero meno lavoro del compressore per portare la temperatura al valore necessario all'utenza.

Nordell e Hellström [42] hanno studiato le performance di un sistema di accumulo stagionale del tipo DTES (duct thermal energy storage), accoppiato ad emettitori per il riscaldamento a bassa temperatura, ovvero a un sistema di riscaldamento a pavimento. Questo sistema è stato progettato per coprire il 60% della domanda totale di energia termica di 90 case unifamiliari in Danderyd, Svezia. L'applicazione di emettitori per il riscaldamento a bassa temperatura accoppiati con un sistema di accumulo termico stagionale DTES è stata studiata anche da Trillat-Berdalet et al. [43]. Essi hanno ottenuto una frazione solare del 60%, e COP medio di 3,75 per la pompa di calore. Infine, un sistema di accumulo stagionale del tipo ATES (aquifer thermal energy storage) con radiatori a bassa temperatura e pompa di calore è stato installato a Rostock, Germania [44]. In questo sistema, asservito a un edificio con 108 appartamenti, è stata raggiunta una frazione solare del 62%.

6. Strumenti di progettazione per sistemi di accumulo termico stagionale

La modellazione e la simulazione dei sistemi di accumulo termico stagionale è di fondamentale importanza per prevedere le performance di tali sistemi, e quindi per il loro design.

Un modello per simulare un sistema di accumulo termico stagionale a serbatoio d'acqua interrato fu introdotto da Hellström [45], chiamato "stratified storage model" (SST), che modella un serbatoio di forma cilindrica e considera le proprietà del terreno uniformi. La risoluzione numerica è agli elementi finiti e il modello è stato validato con dati sperimentali [14]. Fritzsche et al. [46] introdussero un altro modello adatto a simulare grandi serbatoi d'acqua non interrati per l'accumulo termico stagionale, considerando anche l'influenza della radiazione solare sulle pareti del serbatoio, e lo validarono con dati sperimentali. Molti approcci sono stati utilizzati per la modellazione dei sistemi di accumulo termico stagionale a falda

acquifera, ovvero metodi agli elementi finiti, alle differenze finite e ai volumi finiti, e in molti casi il modello per la simulazione del sistema di accumulo stagionale a falda acquifera è stato disaccoppiato dal modello per la simulazione del sistema energetico ad esso connesso [47-50]. Molti dei modelli messi a punto per la simulazione numerica di sistemi di accumulo borehole sono basati sul modello semplificato introdotto da Eskilson [51]. Per il terreno intorno al sistema di accumulo termico, Eskilson introdusse il modello SBM (superposition borehole model), che fa uso di un approccio alle differenze finite in coordinate cilindriche. Questo modello è stato poi successivamente modificato per simulare la variazione delle proprietà termofisiche del terreno in base alla profondità [52]. Questo modello rappresenta lo stato dell'arte per quanto riguarda la simulazione di sistemi di accumulo termico stagionale del tipo borehole, tuttavia può presentare un eccessivo costo computazionale nel caso di sistemi di accumulo stagionali di grossa taglia. Al fine di ridurre l'onere computazionale fu introdotto il modello "duct store model" (DST) [53,54], il quale assume che i borehole siano uniformemente distribuiti in un layout cilindrico.

Esistono vari software per la simulazione di sistemi di accumulo termico, come ad esempio TRNSYS, MINSUN, Solarthermie 2000 [55], e SOLCHIPS [56]. TRNSYS [57] è stato sviluppato dall'Università del Wisconsin, ed è un solutore di modelli stazionari e non stazionari con una struttura di tipo modulare. Questo software è molto usato sia per la simulazione di sistemi solari termici, sia per simulare in maniera dettagliata il comportamento energetico degli edifici e dei vari elementi che li compongono.

Il software MINSUN è un programma di simulazione ed ottimizzazione sviluppato nel 1985 nell'ambito del task VII (Central Solar heating Plants with Seasonal Storage) dell'Agenzia Internazionale per l'Energia IEA [58]. La struttura di MINSUN è molto simile a quella di TRNSYS, su cui è basato, con la differenza principale rappresentata dal passo temporale di simulazione. Infatti, in TRNSYS il passo temporale può essere anche inferiore all'ora, mentre in MINSUN il passo temporale è di un giorno [42]. Comunque, il software MINSUN è meno avanzato e dettagliato rispetto a TRNSYS, ed è utilizzato prevalentemente nelle fasi di progettazione preliminare. Esso è stato utilizzato per progettare il primo sistema solare termico, accoppiato con una pompa di calore, dotato di accumulo stagionale avente come materiale di accumulo ghiaia e acqua [59], con risultati numerici in buon accordo con i dati sperimentali [60]. Inoltre, MINSUN è stato utilizzato per re-ottimizzare l'accumulo termico DTES (Duct Thermal Energy Storage) del progetto Vaulruz [61]. Argiriou [62] ha ottenuto buoni risultati attraverso l'uso dei software MINSUN e SOLCHIPS per la simulazione, in fase di progettazione preliminare, di un sistema di accumulo termico composto da un sistema di accumulo termico a serbatoio d'acqua, un sistema di accumulo termico ad acqua e ghiaia, e un DTES in Grecia.

Attualmente i software TRNSYS, MINSUN, SOLCHIPS e Solarthermie 200 vengono utilizzati per simulare sistemi di accumulo termico stagionale di grande taglia del tipo a serbatoio d'acqua, a falda acquifera, ad acqua e ghiaia, e sistemi borehole. Esistono anche altri software come FEFLOW, CONFLOW e TRNAST sviluppati per simulare esclusivamente sistemi di accumulo stagionale di grande taglia a falda acquifera, ed altri come EED, Geostar e SBM sviluppati per la simulazione numerica di sistemi DTES.

La figura 12 mostra il diagramma decisionale con i criteri di selezione per sistemi di accumulo termico stagionale proposti da Hesaraki et al. [41], e alcuni strumenti di progettazione a seconda della tipologia di accumulo termico stagionale.

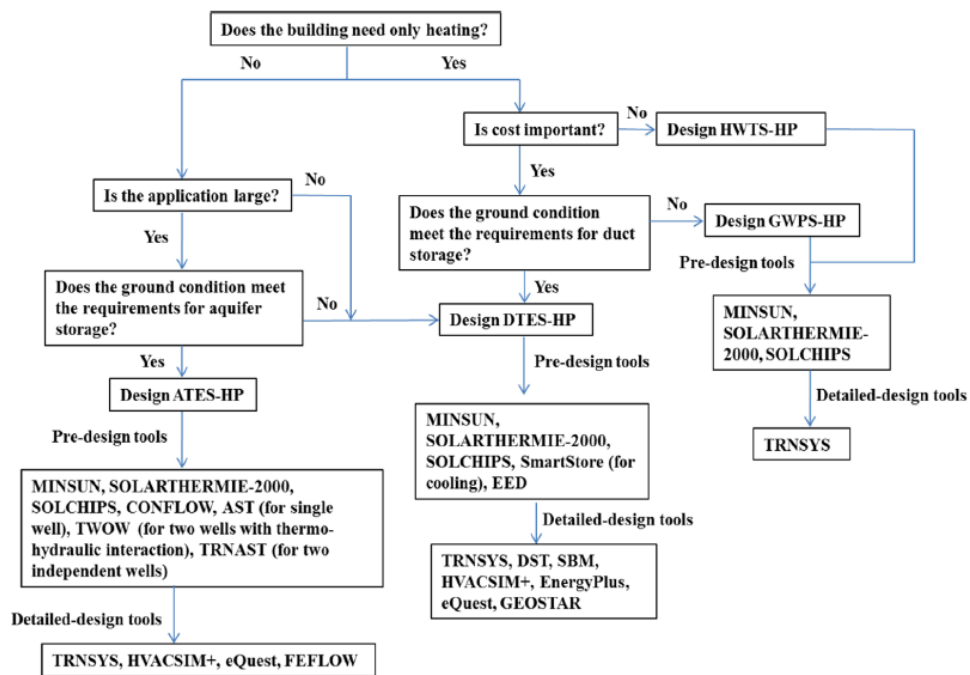


Fig. 12. Diagramma decisionale e tool per la progettazione di sistemi di accumulo termico stagionali.

7. Conclusioni

Questo report concentra i risultati dell'analisi svolta dal gruppo di lavoro del Unità DTE-FSN-FOSG dell'ENEA sull'impiego di sistemi di accumulo termico stagionali in reti energetiche distribuite. La prima parte del report analizza lo stato dell'arte dei sistemi di accumulo termico stagionali, da cui è emerso che l'unica metodologia di accumulo termico ad essere stata finora considerata nei progetti e nelle realizzazioni di sistemi di accumulo termico stagionali documentati in letteratura è quella a calore sensibile. L'accumulo termico a calore latente possiede un elevato potenziale poiché può essere effettuato in maniera quasi isoterma, ed utilizzando volumi di materiale di accumulo molto più bassi rispetto all'accumulo termico a calore sensibile, a parità di energia termica accumulata. Tuttavia, ad oggi, tale tipologia di accumulo termico presenta delle forti criticità, tra cui l'elevato costo del materiale di accumulo e il decadimento delle performance a lungo termine, che ne limitano l'applicabilità perlopiù a sistemi in scala di laboratorio. Il potenziale dei sistemi di accumulo chimico è ancora più alto rispetto a quello a calore latente. Questi presentano una densità di energia termica accumulata molto elevata, e perdite termiche molto basse rispetto ai sistemi di accumulo termico a calore sensibile e a calore latente, poiché permettono di conservare energia termica a temperatura ambiente, e quindi senza perdite termiche. Nel lungo periodo, l'accumulo chimico rappresenta senza alcun dubbio la metodologia di accumulo termico più promettente. Nella seconda parte del report viene presentata e analizzata quella che sembra essere l'applicazione con maggiori potenzialità per quanto concerne l'impiego di sistemi di accumulo termico stagionali in reti energetiche distribuite, ovvero l'implementazione accoppiata di sistemi di accumulo termico a calore sensibile a bassa temperatura, asserviti a impianti solari termici di grande taglia, e pompe di calore. L'utilizzo di pompe di calore accoppiate a sistemi di accumulo termico stagionali per il riscaldamento e il raffrescamento ambientale di edifici ha ricevuto molte attenzioni negli ultimi anni. Questa associazione ha il potenziale di ridurre ulteriormente il consumo di fonti energetiche non rinnovabili per quanto concerne i consumi energetici relativi agli edifici, soprattutto nei paesi caratterizzati da condizioni climatiche molto rigide durante l'inverno, poiché le perdite termiche relative al sistema di accumulo stagionale possono essere notevolmente diminuite attraverso l'impiego di pompe di calore, ovvero attraverso la diminuzione della temperatura con cui viene accumulata l'energia termica nel materiale di accumulo termico, e l'utilizzo delle pompe di calore per portare la temperatura ai valori richiesti dalle utenze.

La terza e ultima parte del report riguarda l'analisi dei criteri di selezione e dei vari tool disponibili per la progettazione di sistemi di accumulo termico stagionali a calore sensibile. La selezione della tipologia di accumulo termico stagionale, per una data applicazione relativa alla produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambientale, dipende da molti fattori, tra cui la domanda di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambientale, le condizioni del terreno, le condizioni idrologiche e geologiche del sito, lo spazio disponibile per la realizzazione del sistema di accumulo, e il costo dei componenti. A livello di distretto, i sistemi di accumulo termico stagionale basati sull'utilizzo di acqua, acqua e ghiaia, o terreno possono risultare essere economicamente convenienti. I sistemi di accumulo termico stagionale basati su serbatoi d'acqua possono essere costruiti in qualsiasi luogo sia per piccole che grandi applicazioni con riferimento al riscaldamento ambientale. Tuttavia, il costo di tali sistemi è relativamente elevato. I sistemi di accumulo termico a falda acquifera accoppiati a pompe di calore reversibili possono essere convenienti per grandi applicazioni con necessità di raffreddamento, mentre per abitazioni monofamiliari con necessità di riscaldamento e raffreddamento, è raccomandato l'utilizzo di un unico sistema BTES (borehole thermal energy storage).

Riferimenti bibliografici

- [1] Braun JE, Klein SA, Mitchell JW. Seasonal storage of energy in solar heating. *Solar Energy* 1981;26(5):403–11.
- [2] Hooper FC. The possibility of complete solar heating of Canadian buildings. In: 60th Annual General and Professional Meeting of the Engineering Institute of Canada. 1956.
- [3] Sillman S. Performance and economics of annual storage solar heating systems. *Solar Energy* 1981;27(6):513–28.
- [4] Fisch MN, Guigas M, Dalenback JO. A review of large-scale solar heating systems in Europe. *Solar Energy* 1998;63:355–366.
- [5] Kozlowski D, Breger D, Beckman WA, Duffie JA. Comparison of simulation programs for central solar heating plants with seasonal storage. In: Congress of the international solar energy society. 1989.
- [6] Hadorn JC. Advanced storage concepts for active solar energy-IEA SHC Task 32 2003–2007. In: Eurosun – 1st International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings, 2008.
- [7] N'Tsoukpoe KE, Liu H, Le Pierrès N, Luo L. A review on long-term sorption solar energy storage. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2009;13:2385–2396.
- [8] Xu J, Wang RZ, Li Y. A review of available technologies for seasonal thermal energy storage. *Solar Energy* 2014;103:610–638.
- [9] Hariri AS, Ward IC. A review of thermal storage systems used in building applications. *Building and Environment* 1988;23(1):1–10.
- [10] Han YM, Wang RZ, Dai YJ. Thermal stratification within the water tank. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009;13(5):1014–26.
- [11] Vasseur B. Heat loss from and stability problems in a water filled density stratified rock cavern. In: International conference on subsurface heat storage in theory and practice. 1983.
- [12] Hess CF, Miller CW. An experimental and numerical study of the effect of the wall in a thermocline-type cylindrical enclosure. *Solar Energy* 1982;28(2):145–52.
- [13] Givoni B. Underground long term storage of solar energy—an overview. *Solar Energy* 1977;19(6):617–23.
- [14] Dalenback J-O. Solar heating with seasonal storage. Some aspects of the design and evaluation of systems with water storage. PhD Thesis. Chalmers University; 1993.
- [15] Ucar A, Inalli M. Thermal and economic comparisons of solar heating systems with seasonal storage used in building heating. *Renewable Energy* 2008;33:2532–9.
- [16] Pinel P, Cruickshank CA, Beausoleil-Morrison I, Wills A. A review of available methods for seasonal storage of solar thermal energy in residential applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2011;15:3341–3359.
- [17] Dincer I, Rosen MA. *Thermal energy storage—systems and applications*. New York, US: John Wiley & Son; 2002.
- [18] Drake Landing Solar Community. Borehole thermal energy storage (BTES). Available from: <http://www.dlsc.ca/borehole.htm>.
- [19] Chuard P, Chuard D, Van Gilst J, Hadorn JC, Mercier C. IEA Task VII Swiss project in Vaulruz—design and first experiences. In: International conference on subsurface heat storage in theory and practice. 1983.
- [20] Schmidt T, Mangold D, Muller-Steinhagen H. Seasonal thermal energy storage in Germany. In: ISES solar world congress. 2003.
- [21] Sørensen PA, Holm L, Jensen NA. Water storages, solar thermal and heatpumps in district heating. In: Eurosun—1st international conference on solar heating, cooling and buildings. 2008.
- [22] Lahtinen J. Kerava solar village—a solar heat pump system in Finland utilizing a seasonal heat storage. In: International conference on subsurface heat storage in theory and practice. 1983.
- [23] Cordier A, Mercier JR. Storage of passive solar heat in pebble bed. In: International conference on subsurface heat storage in theory and practice. 1983.
- [24] Wijman AJThM. The Groningen project. In: International conference on subsurface heat storage in theory and practice. 1983.

- [25] Bokhoven TP, Van Dam J, Kratz P. Recent experience with large solar thermal systems in The Netherlands. *Solar Energy* 2001;71(5):347–52.
- [26] Breger DS. A solar district heating system using seasonal storage for the Charlestown, Boston navy yard redevelopment project. In: *International conference on subsurface heat storage in theory and practice*. 1983.
- [27] Walton M, McSwiggen P. Heat accumulation, storage and recovery in flooded mines at Ely, Minnesota, US. In: *International conference on subsurface heat storage in theory and practice*. 1983.
- [28] Krupczak Jr J, Skilman P, Brancic A. Seasonal storage of solar energy using insulated earth. In: *INTERSOL—ninth biennial congress of the international solar energy society*. 1986.
- [29] Paksoy HO, Andersson O, Abaci S, Evliya H, Turgut B. Heating and cooling of a hospital using solar energy coupled with seasonal thermal energy storage in an aquifer. *Renewable Energy* 2000;19:117–22.
- [30] Chung M, Park J-U, Yoon H-K. Simulation of a central solar heating system with seasonal storage in Korea. *Solar Energy* 1998;64(4):163–78.
- [31] Kubler R, Fish N, Hahne E. High temperature water pit storage projects for the seasonal storage of solar energy. *Solar Energy* 1997;61(2):97–105.
- [32] Meliss M, Spate F. The solar heating system with seasonal storage at the solar campus Julich. *Solar Energy* 2000;69(6):525–33.
- [33] McClenahan D, Gusdorf J, Kokko J, Thotnton J, Wong B. Okotoks—seasonal storage of solar energy for space heat in a new community. In: *ACEEE summer study on energy efficiency in buildings*; 2006.
- [34] Bankston CA. The status and potential of central solar heating plants with seasonal storage. In: *ASES—annual meeting of the American solar energy society*. 1986.
- [35] Boysen A. Work within the International Energy Agency on central solar heating plants with seasonal storage. *Commission of the European Communities* 1984.
- [36] Schmidt T, Mangold D. Seasonal thermal energy storage in Germany. In: *Eurosun—1st international conference on solar heating cooling and buildings*. 2008.
- [37] Wamboldt JM. Central solar heating plants with seasonal storage for residential applications in Canada—a case study of the Drake Landing Solar Community. Master thesis. Queen’s University; 2009.
- [38] Novo AV, Bayon JR, Castro-Fresno D, Rodriguez-Hernandez J. Review of seasonal heat storage in large basins: water tanks and gravel–water pits. *Appl Energy* 2010;87:390–7.
- [39] Yumrutas R, Unsal M. Energy analysis and modelling of a solar assisted house heating system with a heat pump and an underground energy storage tank. *Sol Energy* 2012;86:983–93.
- [40] Freeman TL, Mitchell JW, Audit TE. Performance of combined solar-heat pump systems. *Sol Energy* 1979;22:125–35.
- [41] Hesaraki A, Holmberg S, Haghighat F. Seasonal thermal energy storage with heat pumps and low temperatures in building projects—A comparative review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015;43:1199–1213.
- [42] Nordell B, Hellstrom G. High temperature solar heated seasonal storage system for low temperature heating of buildings. *Sol Energy* 2000;69:511–23.
- [43] Trillat-Berdal V, Souyri B, Fraisse G. Experimental study of a ground-coupled heat pump combined with thermal solar collectors. *Energy Build* 2006;38:1477–84.
- [44] Bauer D, Marx R, Nußbicker-Lux J, Ochs F, Heidemann W, Muller-Steinhagen H. German central solar heating plants with seasonal heat storage. *Sol Energy* 2010;84:612–23.
- [45] Hellström G. Stratified storage temperature model – manual for computer code. Sweden: Department of Mathematical Physics, University of Lund; 1989.
- [46] Fritzsche S, Urbaneck T, Platzer B. TRNSYS-model for over ground cold water storages. Available from: http://intraweb.stockton.edu/eyos/energy_studies/content/docs/effstock09/Posters/132.pdf.
- [47] Réveillère A, Hamm V, Lesueur H, Cordier E, Goblet P. Geothermal contribution to the energy mix of a heating network when using aquifer thermal energy storage: modelling and application to the Paris basin. *Geothermics* 2013;47(0):69–79.

- [48] Ghaebi H, Bahadori MN, Saidi MH. Performance analysis and parametric study of thermal energy storage in an aquifer coupled with a heat pump and solar collectors, for a residential complex in Tehran, Iran. *Appl Therm Eng* 2014;62(1):156–70.
- [49] Kim J, Lee Y, Yoon WS, Jeon JS, Koo M-H, Keehm Y. Numerical modelling of aquifer thermal energy storage system. *Energy* 2010;35(12):4955–65.
- [50] Bakr M, van Oostrom N, Sommer W. Efficiency of and interference among multiple aquifer thermal energy storage systems; a Dutch case study. *Renew Energy* 2013;60(0):53–62.
- [51] Eskilson P. Superposition borehole model – manual for computer code. Sweden: Department of Mathematical Physics, University of Lund; 1986.
- [52] Nussbicker-Lux J, Heidemann W, Müller-Steinhagen H. Validation of a computer model for solar coupled district heating systems with borehole thermal energy store; Available from: <http://itw.serv.itw.uni-stuttgart.de/abteilungen/rationelleEnergie/pdfdateien/09-04.pdf>
- [53] Hellström G. Duct ground heat storage model – manual for computer code. Sweden: Department of Mathematical Physics, University of Lund; 1989.
- [54] Chapuis S, Bernier M. Seasonal storage of solar energy in borehole heat exchangers. Glasgow, Scotland; 2009. p. 599–606.
- [55] Mangold D, Peuser FA. Solarthermie-2000: 10 years of research and development in large solar heating in Germany. In: *Proceedings of the ISES solar world congress*. Gothenberg, Sweden; 2003.
- [56] Lund PD. A general design methodology for seasonal storage solar systems. *Sol Energy* 1989;42.
- [57] Klein WA, Duffie SA, Beckman JA. TRNSYS—a transient simulation program. *ASHRAE Trans* 1976;82:623.
- [58] Chant VG, Hickling JF, Hakansson R. Central solar heating plants with seasonal storage. International Energy Agency, Ottawa, IEA Solar Heating and Cooling Programme; 1985.
- [59] Hahne E. The ITW solar heating system: an oldtimer fully in action. *Sol Energy* 2000;69:469–93.
- [60] Dalenbäck JO. IEA, Solar heating and cooling programme, Task VII, in Central solar heating plants with seasonal storage-status report. Stockholm, Sweden: Swedish Council for Building Research; 1990.
- [61] Jaboyedoff P. Swiss evaluation summary: based on the evaluation of Vaulruz project with an underground earth storage.
- [62] Argiriou AA. CSHPSS systems in Greece: test of simulation software and analysis of typical systems. *Sol Energy* 1997;60:159–70.