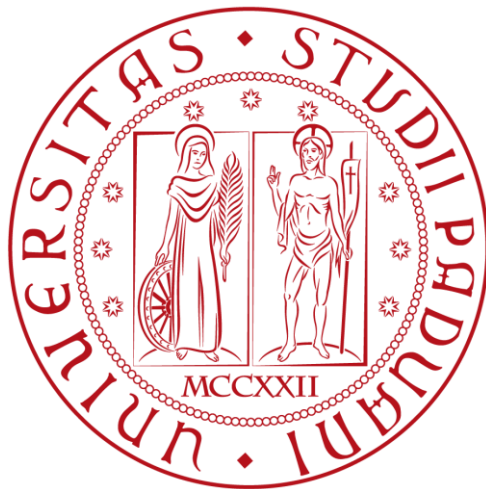


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

SCUOLA DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica



Studio di una Rete di Teleriscaldamento nel  
Comune di Padova

---

Relatore: Ch.mo Prof. Arturo Lorenzoni

Laureando: Lorenzo Casna

Matricola: 1106894

Anno Accademico 2016/17



## SOMMARIO

Introduzione:.....	5
Accumuli termici: .....	7
Scambio di calore sensibile: .....	9
Falde acquifere, Aquifer thermal energy storage (ATES).....	10
Fori di trivellazione, borehole thermal energy storage (BTES) .....	13
Pozzi di acqua e inerti, Pit thermal energy storage (PTES) .....	16
Impianti a serbatoio d'acqua, tank thermal energy storage (TTES).....	18
Laghi salati (solar pond) .....	20
Accumulo di calore latente .....	22
Organici: paraffine ed acidi grassi .....	24
Inorganici: Sali idrati .....	25
Eutettici: composti organico-inorganico o inorganico-inorganico .....	26
Tecnologie per il miglioramento delle prestazioni .....	27
Casi d'esempio .....	29
Energia di Legame.....	31
Adsorbimento: .....	33
Dimensionamento Accumulo.....	37
Determinazione curve di carico .....	37
Quantificazione Volume d'accumulo .....	40
CASO 1: Utilizzo della sola linea 3 del termovalorizzatore .....	42
CASO 2: Utilizzo della linea 3 del termovalorizzatore e del pozzo geotermico .....	43
CASO 3: Utilizzo delle linee 1, 2 e 3 del termovalorizzatore .....	44
CASO 4: Utilizzo di tutte le fonti.....	45
Volume d'accumulo .....	46
Fattibilità tecnica ed economica .....	48

ATES .....	48
BTES.....	49
PTES.....	51
TTES.....	58
Analisi economica .....	61
Prezzo di acquisto .....	61
Termovalorizzatore – linea 3 .....	61
Linee 1 e 2 .....	63
Pozzo geotermico.....	64
Caldaie Ausiliarie.....	65
Costi di rete .....	66
LCOE – Levelized Cost Of Energy.....	69
Costi all’utente .....	73
Indicatori di performance economica.....	75
Analisi di sostenibilità ambientale .....	81
Conclusione.....	87
Ringraziamenti .....	91
Bibliografia .....	93
Sitografia .....	97

## INTRODUZIONE:

La riduzione delle emissioni di gas serra al fine di arginare la minaccia del riscaldamento globale è una delle sfide più impegnative e stimolanti del nostro tempo. Presa coscienza della correlazione tra l'inquinamento atmosferico e l'effetto serra antropico, nella seconda metà del XX secolo, l'Unione Europea si è da subito schierata in prima linea favorendo l'adozione di politiche energetiche ed ambientali volte a ridurre le emissioni di sostanze climalteranti e ad invertire il preoccupante trend di crescita della temperatura media globale.

A causa di ciò, nel panorama legislativo degli stati dell'Unione figurano molte misure emanate in recepimento agli accordi internazionali da essa siglati. Uno di questi, il cosiddetto "Pacchetto Clima 20/20/20", impone che entro il 2020 i vari stati debbano raggiungere ognuno un obiettivo concordato negli ambiti della riduzione delle emissioni di gas serra, dell'abbattimento dei consumi di energia primaria e dell'aumento della quota rinnovabile nel proprio mix energetico, in modo da ottenere una variazione a livello comunitario del 20% rispetto ai dati registrati nel 1990.

Per contribuire al raggiungimento del target, le amministrazioni pubbliche italiane sono chiamate a rispettare i vincoli loro imposti dalle direttive nazionali emanando provvedimenti di carattere normativo, promuovendo iniziative virtuose ed intervenendo in prima persona su quanto sotto il loro controllo. Il primo settore oggetto dell'attenzione di queste politiche è quello degli edifici civili in quanto detentore dell'infausto primato tra i responsabili delle emissioni a livello europeo, prima ancora dei settori dei trasporti, dell'industria e del primario.

Nella moltitudine degli interventi possibili in quest'ambito, la possibilità di realizzazione di una rete di teleriscaldamento si è rivelata particolarmente interessante per il caso di Padova in quanto, oltre a permettere un incremento di efficienza nella produzione del calore sostituendo impianti vecchi o di piccola taglia con un sistema di produzione centralizzato più efficiente e pulito, può contare sulla presenza di una fonte di calore di grandi dimensioni come il termovalorizzatore di San Lazzaro. Esso rappresenta infatti una notevole opportunità poiché permette di recuperare calore senza accendere ulteriori caldaie e senza introdurre consumi di combustibile rispetto allo scenario attuale.

In presenza di simili condizioni di partenza, alcune delle reti di teleriscaldamento più all'avanguardia nel panorama europeo hanno introdotto sistemi di accumulo termico per migliorare la gestione della

domanda, incrementare lo sfruttamento di calore da fonti rinnovabili o sfasare la produzione rispetto alla richiesta termica ottenendo risultati incoraggianti.

Nell'ambito di questa tesi si è quindi scelto di sviluppare questo concetto in relazione al caso della rete in progettazione nell'area nord di Padova realizzando:

- La valutazione della tecnologia più promettente all'interno di una rosa di possibili soluzioni,
- Il dimensionamento di massima,
- Previsioni relative a performance e costi attesi,
- Analisi economica e di fattibilità dell'impianto per scenari,
- Analisi d'impatto ambientale per scenari.

Il tutto basato sui dati raccolti dai precedenti tesisti impiegati nel progetto ed aggiornato per tener conto di eventuali modifiche al piano di lavoro occorse nel frattempo.

All'analisi del potenziale sistema di accumulo è stata affiancata la valutazione economica della rete in sua assenza con il duplice scopo di fornire indicazioni circa le performance del progetto per come è stato fino ad ora concepito e di valutare l'incidenza delle soluzioni proposte per confronto.

## ACCUMULI TERMICI:

L'utilizzo di sistemi di stoccaggio di energia termica (o TES) permette di accumulare calore quando la produzione eccede la domanda e di renderla disponibile in un secondo momento per assolvere le richieste dell'utilizzatore. All'interno di reti di teleriscaldamento ciò garantisce un incremento nelle performance del sistema in quanto migliora la gestione della domanda. Accoppiando un impianto di accumulo alla rete infatti la sorgente termica può lavorare a pieno carico con continuità e lasciare la gestione dei picchi o dei momenti di scarsa richiesta allo stoccaggio, evitando le inefficienze che comportano le condizioni di fuori progetto.

L'accoppiamento con impianti cogenerativi inoltre, risulta particolarmente vantaggioso in quanto permette di ridurre il numero di ore di prelievo termico dall'impianto, permettendo di elaborare il vapore lungo tutti gli stadi della turbina per più tempo ed aumentando la produzione elettrica.

Le proprietà fondamentali sulla base delle quali si definisce la bontà delle varie soluzioni di accumulo termico sono le seguenti:

- Capacità: definisce la quantità di energia che il sistema è in grado di stoccare, dipende dalla tipologia di processo adottata, dal mezzo di accumulo e dalle dimensioni fisiche dell'impianto;
- Potenza: definisce la velocità con la quale l'energia viene erogata (o raccolta) dal sistema. Dipende dai parametri di scambio termico che si riescono ad ottenere con la soluzione adottata;
- Efficienza: rapporto tra energia fornita all'utente ed energia necessaria per la carica del sistema. Fornisce un'indicazione riguardo le perdite di calore durante la fase di stoccaggio e nei processi di carica e scarica dell'impianto;
- Durata dello stoccaggio: definisce l'intervallo di tempo in cui è possibile mantenere il calore senza riscontrare perdite significative, può andare da alcune ore ad intere stagioni;
- Tempo di carica/scarica: indica il tempo necessario al sistema per completare le operazioni di riempimento e di svuotamento;
- Costo: può essere riferito all'unità di energia (€/kWh) o di potenza (€/kW) dell'accumulo e dipende in larga parte dai costi operativi, di installazione, dei materiali coinvolti e dalla durata di vita dell'impianto

I sistemi di accumulo possono essere classificati sulla base della temperatura di esercizio, per la quale si distinguono:

- HTTES (high temperature thermal energy storage)
- MTTES (medium temperature thermal energy storage)
- LTTES (low temperature thermal energy storage)
- CTTES (cold temperature thermal energy storage)

O sulla capacità di mantenere il calore per un definito intervallo di tempo, per il quale si distinguono gli accumuli giornalieri (o a breve termine) da quelli stagionali (o a lungo termine).

Per fare sì che la soluzione si adatti alle esigenze di una rete di teleriscaldamento per uso civile è necessario assicurarsi che la soluzione prevista:

- Sia in grado di operare al livello termico prescelto (LTTES o al più MTTES).
- Sia in grado di immagazzinare la quantità di energia necessaria compatibilmente con gli spazi a disposizione (il parametro di riferimento in questo caso è la densità di accumulo).
- Permetta una durata dello stoccaggio adeguata.
- Garantisca la potenza termica necessaria a servire la rete nei tempi richiesti.
- Sia sostenibile dai punti di vista ambientale ed economico.

Per individuare quale soluzione sia più conveniente adottare è dunque opportuno filtrare le varie ipotesi sulla base di questi requisiti, i quali saranno valutati in una panoramica delle varie tecnologie disponibili allo stato dell'arte, distinte in quattro tipologie principali in relazione al principio di funzionamento su cui si basano, ossia:

- Scambio di calore sensibile
- Scambio di calore latente
- Energia di legame
- Adsorbimento

Le quali andiamo ora a descrivere più approfonditamente.



## Scambio di calore sensibile:

Si tratta della soluzione più semplice e diffusa. L'idea alla base di questo metodo di accumulo consiste nell'immagazzinare calore in un sistema avente sufficiente inerzia termica innalzando la temperatura di un fluido diatermico o di un materiale refrattario. L'energia stoccata in questa maniera si quantifica tramite la relazione:

$$E_{TS} = mc\Delta T$$

Dove  $E_{TS}$  rappresenta l'energia termica sensibile,  $m$  la massa dello stoccaggio,  $c$  il relativo calore specifico e  $\Delta T$  la differenza di temperatura tra le due sorgenti di scambio (calore in ingresso ed in uscita).

I materiali utilizzati per immagazzinare il calore devono preferibilmente trovarsi agli stati solido o liquido, sia perché le performance di scambio termico (capacità termica su tutte) dipendono dalla densità del materiale, sia per evitare problemi connessi alla variazione di pressione che un aumento di temperatura comporterebbe in una massa gassosa. Grazie alla grande disponibilità, al costo esiguo, alla sostenibilità ambientale ed alle buone prestazioni termiche che permette di raggiungere, il fluido più largamente utilizzato all'interno di questa categoria è l'acqua, sia pura che mescolata con altre sostanze o con inerti.

Le altre possibili soluzioni prevedono l'impiego di oli diatermici, più prestazionali ma molto onerosi al confronto, oppure di materiale refrattario, vantaggioso in quanto può ridurre le spese collegate alla realizzazione dell'impianto ma meno efficace in termini di prestazione e poco adatti alle applicazioni a bassa temperatura.

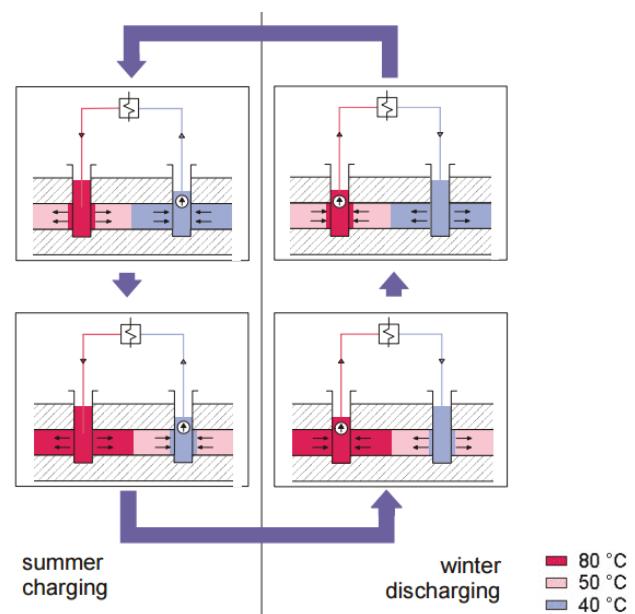
Le tipologie d'impianto realizzabili secondo questo principio di funzionamento e compatibili con i volumi ed i livelli termici previsti per un'applicazione al teleriscaldamento sono presentate nelle pagine successive:

## Falde acquifere, Aquifer thermal energy storage (ATES)

Si tratta di una tecnologia molto diffusa nei Paesi Bassi ed in Scandinavia, a causa di condizioni climatiche che rendono maggiormente competitivi questi sistemi (domanda di calore più costante nell'arco dell'anno) e di un contesto territoriale favorevole. Si basa infatti sullo sfruttamento delle cosiddette falde acquifere, strutture idrogeologiche formate da strati non consolidati di terreno permeabile, soprattutto sabbia e ghiaia, racchiusi da strati di materiale impermeabile come l'argilla. Esse permettono all'acqua di stagnare formando dei bacini sotterranei che in condizioni favorevoli possono ricevere grandi quantità di calore grazie all'elevata capacità termica, con densità di accumulo oscillanti tra 30 e 40 kWh/m<sup>3</sup>. Questi bacini possono essere raggiunti tramite la realizzazione di uno o più fori di immissione, attraverso i quali viene pompato il fluido alla temperatura desiderata, ed altri di estrazione dai quali viene prelevato nei momenti di richiesta. Per particolari applicazioni come ad esempio il supporto ai sistemi di condizionamento a pompa di calore, è possibile l'utilizzo di più bacini a due differenti livelli termici, così da fornire in ogni momento e per entrambe le tipologie di funzionamento una sorgente di calore ed uno scarico.

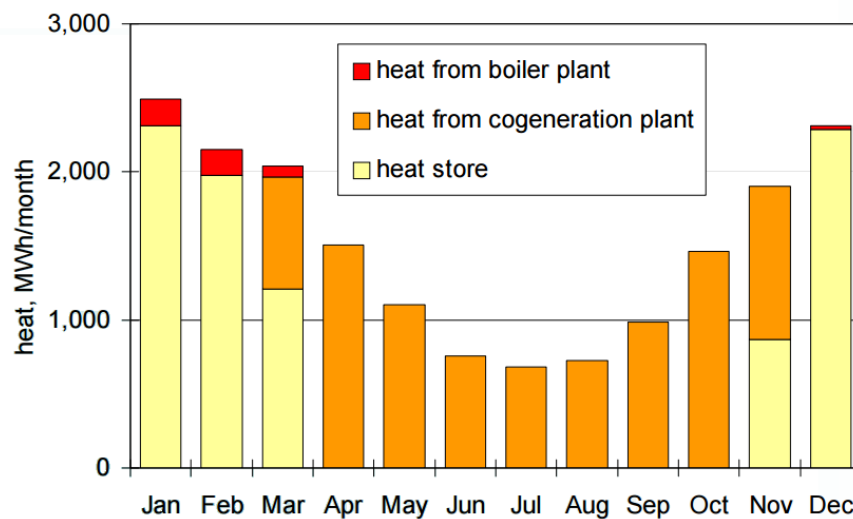
Con questa tecnica di stoccaggio le temperature che si possono raggiungere sono limitate (difficilmente si riescono a raggiungere gli 80°C), pertanto l'integrazione in reti TLR risulta efficace solo per riscaldamento di ambienti e non per la produzione di acqua calda sanitaria.

Un esempio di applicazione di questa tecnologia al teleriscaldamento è dato dall'impianto di Neubrandenburg, in Germania. Si tratta di un ciclo combinato per la produzione di energia elettrica che sfrutta i fumi di scarico di un turbogas per generare vapore ed alimentare un ciclo Rankine, ottenendo una potenza complessiva di 77 MW al lato elettrico, ed ulteriori 90 MW di energia termica sotto forma di calore di scarto disponibile per l'immissione in rete.



Per gestire i picchi di domanda senza ricorrere a caldaie ausiliarie, dal marzo 2005 è entrato in regolare funzionamento un impianto ATES costituito da due distinti accumuli situati a 1300m di distanza tra loro ed a profondità entrambe attorno ai 1250m. Uno di essi svolge la funzione di pozzo caldo, nel quale l'acqua viene iniettata ad 85°C e prelevata tra i 72°C ed i 78°C mentre il secondo ha lo scopo di raccogliere il fluido a fine scambio, a circa 40°C per riavviare il processo partendo da temperature più favorevoli (lo schema di funzionamento è rappresentato in figura alla pagina precedente).

In questa maniera l'impianto immette mediamente nel sottosuolo all'incirca 12 GWh all'anno prelevando 8,8 GWh per soddisfare i fabbisogni delle utenze, il che consente un apporto di calore dall'accumulo pari al 48% della domanda e permettendo all'impianto di provvedere all'intero carico con il solo ausilio di un impianto di produzione di calore da fonte geotermica da 12 MW (contributo del 3% sull'energia totale), come si vede nella figura seguente:



L'utilizzo di sistemi di questo genere nell'applicazione di nostro interesse presenta difficoltà di vario tipo: innanzitutto l'utilizzo delle falde è vincolato da severe norme ambientali ed è pertanto sottoposto ad autorizzazione, spesso dipendente dalla reversibilità del suo utilizzo (in altre parole si deve fare in modo che il bilancio energetico di uno o più cicli di utilizzo stagionale sia nullo).

Essendo la falda una struttura naturale inoltre, le caratteristiche di isolamento termico sono più scarse rispetto ai sistemi concorrenti soprattutto a causa dell'afflusso di acque meteoriche a temperatura ambiente dagli strati soprastanti. Ciò risulta ammissibile in un impianto di grandi dimensioni come quello tedesco dove le grosse perdite (la discrepanza tra immissione e scarico è di circa 3,2 GWh) sono

compensate dall'enorme quantità di calore che questo metodo consente di stoccare, mentre non avrebbe senso per impianti di dimensioni medio-piccole come quello che si ipotizza per il nostro caso.

Fori di trivellazione, borehole thermal energy storage (BTES)

Si tratta di una tecnologia molto simile alla ATES, con la sostanziale differenza che il fluido termovettore si trova ora ad operare in ciclo chiuso. Sistemi di questo tipo si accoppiano con efficacia a pompe di calore e ad impianti solari termici, permettendo di massimizzare lo sfruttamento del calore posticipandone l'utilizzo in favore di periodi di maggiore richiesta e minore produzione.

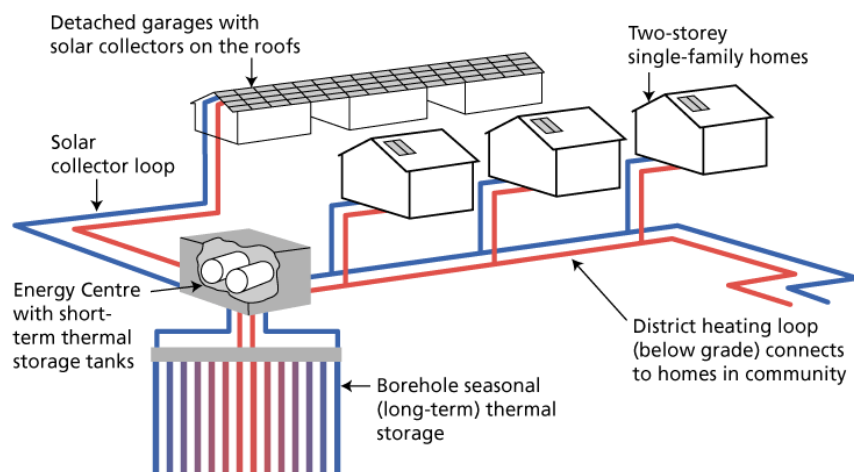
Per realizzare un accumulo BTES è necessario lo scavo di pozzi di profondità solitamente compresa tra i 30 ed i 100 metri, in numero dipendente dalla quantità di energia da stoccare e dalla profondità scelta. Contrariamente a quanto stabilito per le sonde a servizio delle pompe di calore geotermiche e deputate al semplice scarico di energia termica al suolo, i fori vengono scavati in posizione ravvicinata tra loro in modo da beneficiare della reciproca interazione per ottenere il confinamento del calore in un'area circoscritta e di costituire un sistema con inerzia termica tale da renderlo in grado di mantenere stabili nel tempo le proprie condizioni.

Ciò permette di contribuire al soddisfacimento del fabbisogno di interi quartieri senza ricorrere all'utilizzo di combustibili fossili, con evidenti benefici economici ed ambientali nel lungo periodo. Un esempio interessante per quanto riguarda l'utilizzo di questa tecnologia è dato da quanto realizzato presso la Drake Landing Solar Community di Okotoks in Canada, il cui caso è descritto di seguito.

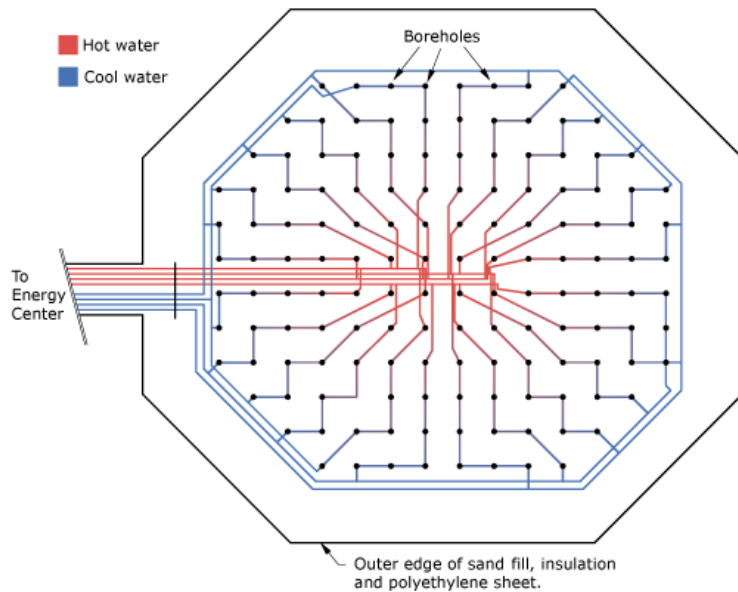
La rete di teleriscaldamento, schematizzata nella figura in basso, è alimentata per più del 90% (dato medio nel periodo di utilizzo) da calore di origine solare assorbito tramite una rete di 800 pannelli vetrati piani installati sui tetti dei garage

delle case allacciate (52 unità abitative di superficie media  $140\text{ m}^2$ ), raccogliendo una potenza totale di circa 1,5MW in condizioni ottimali per il sito di raccolta. L'energia catturata viene quindi convogliata in un serbatoio

di capacità  $240\text{ m}^3$ , opportunamente isolato per garantire il mantenimento del calore per un breve periodo



di tempo, in modo da permettere alle utenze di attingervi per gli immediati bisogni, mentre l'eccesso viene pompato in una rete di 144 sonde di diametro compreso tra i 10 ed i 15 cm, profonde 37 metri e distanti 2,25 metri tra loro, che costituiscono l'accumulo di lungo periodo BTES. Esse sono disposte come si può apprezzare nella figura ed occupano un'area circolare di circa 35 metri di diametro. Al loro interno



sono alloggiati tubi ad U in materiale plastico posti in serie tra loro ed alimentati in modo che nella fase di carica l'acqua entri dalle sonde centrali e scorra verso le periferiche, così da allargare progressivamente la "zona calda" e da contenere le perdite verso il terreno. L'immissione di fluido nei mesi estivi fa sì che all'inizio della stagione di riscaldamento il terreno (la cui composizione in questo caso è prevalentemente rocciosa e quindi particolarmente favorevole) raggiunga

gli 80-90°C. In inverno invece, quando il calore raccolto dai collettori negli accumuli di breve periodo non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno termico delle utenze allacciate, il fluido termovettore è pompato lungo il percorso inverso quindi entra dalla periferia ed esce al centro del BTES in modo da scambiare calore con  $\Delta T$  più ridotti possibile e massimizzare l'efficienza exergetica dello scambio.

Per limitare le perdite verso superficie, potenzialmente molto consistenti sia per le temperature rigide dell'inverno canadese (minime attorno ai -30°C) che per l'entrata in gioco di meccanismi di asporto termico per convezione, il BTES è coperto con sabbia, R-40 (un isolante ad alta densità assimilabile a lana di vetro), una membrana impermeabile, argilla ed altri materiali compatibili con il paesaggio circostante.

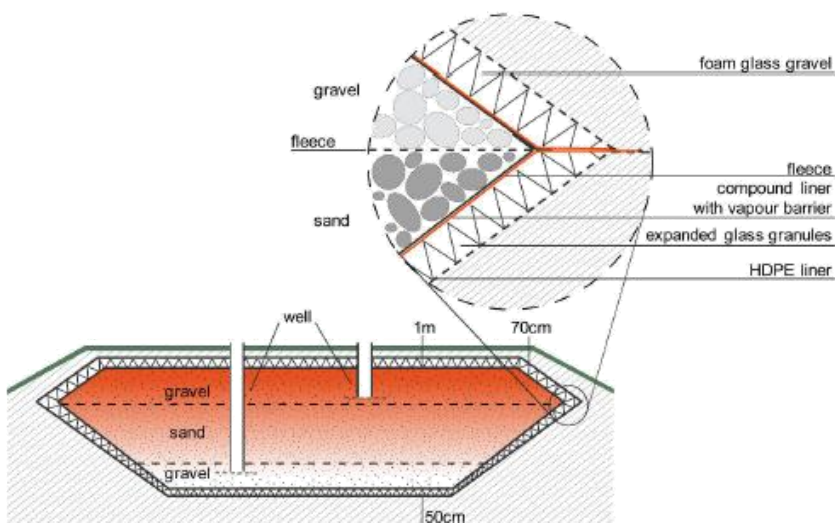
Un impianto di questo tipo richiede una buona conoscenza geologica dell'area interessata, onde evitare di realizzare l'impianto su terreni poco adatti o di venire a contatto con falde acquifere e disperdere il calore. Se ben realizzato consente di superare il principale problema delle tecnologie solari termiche, le quali rendono disponibile molto calore nei mesi estivi, quando la domanda è ridotta, e poco in inverno quando è invece elevata, inoltre ha il pregio di essere poco invasivo per il territorio in quanto richiede interventi strutturali praticamente nulli ed ingombro minimo in superficie.

Di contro la densità di accumulo è stimata in un intervallo compreso tra 15 e 30 kWh/m<sup>3</sup> e risulta pertanto molto scarsa al confronto delle tecnologie concorrenti. Lo scambio termico inoltre avviene tra due sistemi (sonda e terreno) le cui caratteristiche di scambio termico non permettono di realizzare potenze importanti, in media si stimano 20 ÷ 30 W per metro lineare di tubo (ipotizzando 30 W/m nel caso dell'esempio si ottiene una potenza massima di circa 160 kW), il che rende questi sistemi adatti perlopiù all'utilizzo low flow tipico degli accumuli stagionali.

## Pozzi di acqua e inerti, Pit thermal energy storage (PTES)

È un sistema di semplice realizzazione particolarmente apprezzato per la propria economicità. Per la messa in opera di questi accumuli infatti è sufficiente realizzare una vasca interrata (il che azzera le problematiche relative alla statica della struttura) convenientemente impermeabilizzata ed isolata nei confronti del terreno circostante. Per fare ciò normalmente si utilizzano membrane geotessili in polietilene ad alta densità, di spessore contenuto (2.5 mm) più uno strato coibente che può essere anch'esso relativamente sottile grazie alla buona capacità di isolamento assicurata già di per sé dal terreno. La vasca è quindi riempita con acqua cui possono essere aggiunti ghiaia, sabbia o altri inerti. Qualora si decidesse di riempire la vasca di sola acqua per aumentare la densità di accumulo e ridurre gli ingombri, la differenza tra questa soluzione e l'accumulo in serbatoio (TTES) riguarderebbe esclusivamente l'involucro del sistema, mentre le prestazioni coinciderebbero con quelle che saranno riportate per tale caso.

Un tipico esempio di sistema PTES è quello dell'impianto ad alimentazione solare di Eggenstein-Leopoldshafen, avente un volume complessivo di 4500 m<sup>3</sup> di acqua ed inerti (equivalenti a circa 3000 m<sup>3</sup> di sola acqua) ed al quale si riferisce la figura in basso.



Tale impianto è alimentato da 1600 m<sup>2</sup> di collettori solari più due caldaie di integrazione e riserva da 600kW ciascuna ed è accoppiato con il sistema di accumulo termico stagionale, il quale può contare su un sistema di scarica a pompa di calore

che permette di estrarre calore fino al raggiungimento dei 10°C nello stoccaggio (alternativamente ci si ferma a 40°C) migliorando l'efficienza del sistema. Così facendo l'impianto è in grado di sfruttare l'apporto solare per riscaldare una palestra, una piscina e la sede locale del comando dei vigili del fuoco a distanza di mesi rispetto al momento di raccolta, con una frazione solare del 37%.



Come si vede nella figura, l'accumulo è formato da una vasca interrata impermeabilizzata ed isolata attraverso la stesura di diversi strati di materiali appositamente selezionati tra quelli compatibili con il livello termico del caso ed i fluidi coinvolti. Dal più esterno al più interno essi sono:

1. Strato impermeabilizzante in polietilene ad alta densità (HDPE) avente il compito di prevenire le infiltrazioni di acqua dal suolo verso l'interno, potenzialmente dannose per l'integrità e le performance dell'isolante.
2. Strato di isolamento, realizzato in granuli di vetro espanso nella parte inferiore della vasca e in ghiaia di vetroschiuma nella copertura ( $\lambda = 0,08 \frac{W}{m \cdot K}$ ). Lo spessore di questi strati varia dai 50cm della base ai circa 100cm del tetto. La camera che li alloggia (formata dai due strati di impermeabilizzazione) viene evacuata per migliorare le performance di isolamento e per rendere più semplice l'individuazione di eventuali danneggiamenti del sistema, potenziali fonti di perdite.
3. Liner impermeabile in HDPE accoppiato a fogli di alluminio aventi funzione di barriera al vapore per prevenire infiltrazioni dall'interno verso l'esterno.

L'aggiunta di inerti (di norma circa il 60-70% del volume) da un lato penalizza la densità di accumulo rispetto ai sistemi a sola acqua (siamo tra i 30 e i 50 kWh/m<sup>3</sup>), dall'altro però permette di contenere i costi grazie alla possibilità di appoggiare il tetto della vasca direttamente sul materiale interno invece di costruire una struttura molto più complessa e costosa come potrebbe essere una copertura galleggiante oppure appoggiata sui lati. Nel caso in esame era inizialmente previsto l'utilizzo di sola ghiaia ma poiché gli scavi per la realizzazione dell'opera hanno reso disponibile una grande quantità di terreno sabbioso altrimenti da smaltire, si è deciso di impiegarlo nello strato centrale in quanto comunque adatto alle esigenze di un accumulo stagionale (flussi di calore di scarsa entità prolungati nel tempo).

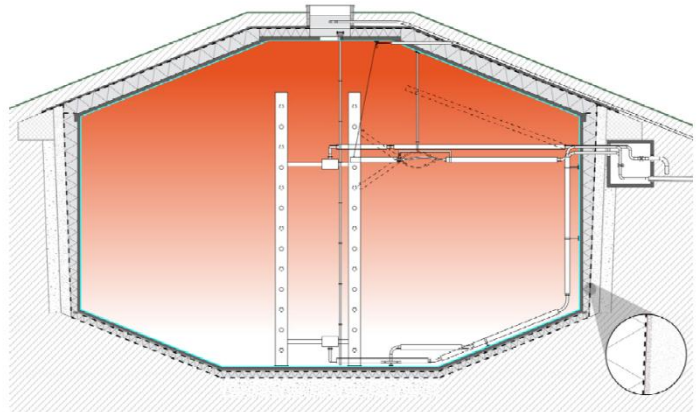
La realizzazione della vasca a servizio di questo impianto ha richiesto tre mesi di lavoro ed un costo complessivo di €550.000,00 (dati IEA), allocabile prevalentemente (circa il 65%) alla realizzazione di liner ed isolamento.

Impianti a serbatoio d'acqua, tank thermal energy storage (TTES)

L'accumulo termico in impianti a serbatoio consiste nello stoccaggio di acqua calda o altri fluidi adatti allo scopo entro cisterne che possono essere interrati (anche solo parzialmente) per esigenze paesaggistiche, per migliorare le performance dell'isolamento o ancora per ridurre gli spessori della struttura trasferendo le incombenze statiche sul terreno. Nel tal caso è buona norma evitare di spingersi a profondità superiori ai 15 m ed esaminare la conformazione geologica del territorio onde evitare, ad esempio, depositi sotterranei di acqua meteorica, i quali possono comportare importanti perdite di calore. Tale studio permette inoltre di formulare ipotesi più accurate circa le performance dell'impianto e limitare l'incertezza in fase di design.

In caso di grandi volumi o di temperature prossime ai 100°C potrebbe essere necessari la realizzazione di serbatoi pressurizzati, cosa che può incidere non poco sul costo di investimento.

La struttura delle vasche può essere realizzata in cemento armato, acciaio inossidabile o plastica rinforzata in base alle esigenze del caso. Nel caso di figura a lato è rappresentata la struttura in cemento (interrata, non pressurizzata) al servizio della rete di teleriscaldamento solar-assisted di Monaco di Baviera.



I materiali maggiormente utilizzati per l'isolamento sono:

- Ghiaia e granulati di vetro cellulare per il fondo della vasca;
- Granuli di vetro espanso per le pareti e sopra il coperchio.

Sono attualmente in fase di studio recipienti che sfruttano intercapedini appositamente realizzate tra gli strati della struttura per realizzare condizioni di vuoto (0,1 mbar) ed isolare quasi perfettamente l'accumulo.

Gli impianti a serbatoio sono allo stato dell'arte i più maturi in commercio, possono stoccare tra i 60 e gli 80 kWh/m<sup>3</sup> e, se ben progettati, possono garantire una buona capacità di stratificazione del calore ed il

raggiungimento del rapporto area-volume più basso possibile, in modo da ridurre la superficie di scambio verso l'esterno e limitare le perdite in fase di esercizio.

Un esempio "nostrano" di applicazione di queste soluzioni al teleriscaldamento è quello dato dal caso della rete di Torino. Si tratta della rete più grande d'Italia, gradualmente allargatasi nel corso di oltre trent'anni di attività. Alla presentazione dell'ultimo piano di espansione nel maggio 2012, che prevede l'allacciamento di ulteriori 130.000 abitanti ed una volumetria di 16 milioni di m<sup>3</sup> nell'area nord-est, la rete si estendeva per 515 km in doppia tubazione fino a collegare 500.000 abitanti per circa 50 milioni di m<sup>3</sup> totali. L'energia termica erogata nella stagione di riscaldamento 2011-12 si è attestata sopra i 2000 GWh, permettendo il risparmio annuo di circa 280.000 TEP ed evitando emissioni per oltre un milione di tonnellate/anno di CO<sub>2</sub> (numeri ufficiali diramati dall'ente gestore, IREN energia).

Per ottenere tali risultati la rete sfrutta tre impianti di accumulo termico a calore sensibile che le permettono di gestire i picchi di domanda ricorrendo il meno possibile all'utilizzo di caldaie ausiliarie. Il primo è situato presso la centrale cogenerativa di Torino nord, è composto da 6 serbatoi pressurizzati fuori terra ed ha una capacità di stoccaggio totale di 5000 m<sup>3</sup>. Un'installazione analoga è quella situata a Martinetto, che contribuisce fornendo ulteriori 5000 m<sup>3</sup>. Un terzo ed ultimo impianto è stato realizzato presso il Politecnico ed è composto di tre serbatoi dello stesso tipo per una capacità aggiuntiva di 2500 m<sup>3</sup>. Tutti i serbatoi sono studiati per essere alimentati con acqua surriscaldata a 120°C, e sono pertanto realizzati in modo da resistere a pressioni massime di 16 bar. L'utilizzo di questi sistemi contribuisce al risparmio annuo di circa 12.500 TEP e delle relative emissioni in atmosfera.

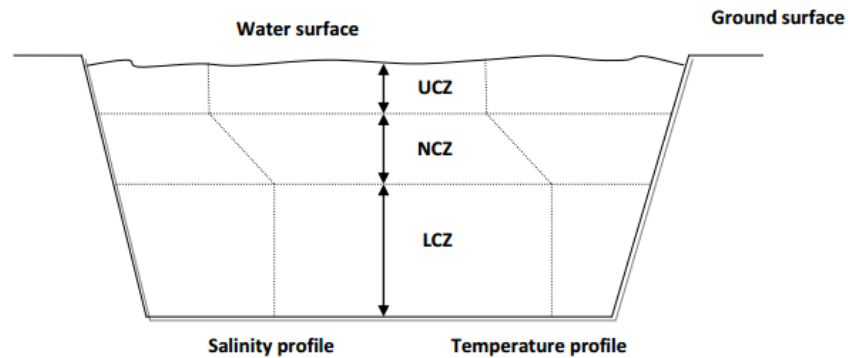
I buoni risultati ottenuti con l'inserimento nella rete degli impianti appena citati hanno fatto sì che fosse inserito un ulteriore impianto di accumulo (in grado di contribuire anch'esso con 5000 m<sup>3</sup>) nel progetto di allargare ulteriormente l'area teleriscaldata allacciando la zona di nord-est.

## Laghi salati (solar pond)

La potenzialità dei laghi salati di accumulare calore è stata intuata per la prima volta nell'autunno del 1899 in Ungheria osservando il comportamento termico di un bacino naturale di questo tipo. Nonostante la temperatura dell'acqua in superficie fosse approssimativamente pari a quella dell'aria, man mano che si scendeva si registrava un gradiente termico positivo per il quale sul fondo (a soli 1,32m di profondità) si raggiungevano i 72°C. Tale calore proveniva da apporti radiativi solari ed era stato raccolto durante tutta l'estate, mantenendosi per effetto del gradiente di concentrazione salina.

In assenza di quantità significative di sale disciolto nell'acqua, l'aumento di temperatura di quest'ultima provoca una diminuzione di densità per la quale la massa tende a salire con l'effetto di generare un flusso di calore verso l'alto e quindi una dispersione in ambiente. In un solar pond invece un innalzamento della temperatura provoca una maggiore capacità di disciogliere sale da parte dell'acqua, il che contrasta l'effetto precedente aumentando il peso delle molecole e facendo sì che il calore si accumuli nel fondo del bacino.

All'interno della massa fluida si vengono a creare tre strati distinti, detti upper convective zone, non-convective zone e lower convective zone. Il primo e più superficiale (UCZ) presenta una concentrazione salina molto ridotta, il che lo rende trasparente ai raggi solari e permette al calore di filtrare verso gli strati successivi senza innalzarne la temperatura. Ciò fa sì che gli scambi di calore per convezione tra esso e l'aria atmosferica non comportino grosse perdite, in quanto avvengono secondo  $\Delta T$  molto piccoli. La zona intermedia o NCZ è invece caratterizzata da un gradiente salino a concentrazione crescente con la profondità e dall'assenza pressoché totale di moti convettivi, così da tenere separate le due zone che la circondano ed ostacolare la risalita del calore verso il pelo libero. Nella LCZ infine si ritorna ad un profilo di concentrazione salina costante per effetto della saturazione e sono nuovamente possibili moti convettivi, che sono però limitati a tale zona e non comportano pertanto perdite significative. Quest'ultima è anche la zona deputata ad assorbire il calore radiativo proveniente dal sole pertanto contrariamente alle precedenti sarà torbida in modo da trattenere l'energia incidente ed il fondo del bacino sarà di colore scuro per minimizzare la riflessione. Nella figura in basso sono evidenziati e messi a confronto i profili termico e di concentrazione in funzione della quota batimetrica e si può apprezzare la tipica forma delle sponde, appositamente studiata per permettere il raggiungimento delle migliori performance (rapporto h/l pari a 1:3).



Sulla base di questo principio di funzionamento si sono sviluppate ulteriori tipologie di impianto, tra cui:

- I convettivi, con copertura trasparente a limitare le perdite ed un singolo strato d'acqua per la raccolta del calore,
- I partizionati, per i quali la separazione tra gli strati è ottenuta con l'ausilio di membrane,
- I gelificati, che sfruttano additivi chimici per modificare la viscosità dell'acqua e ridurre ulteriormente le perdite convettive,
- Gli impianti con collettori separati, che accoppiano il sistema con pannelli solari termici per aumentare la superficie di raccolta.

Gli impianti solar pond sono sfruttati non tanto come accumuli termici quanto più come fonti di energia termica rinnovabile per processi di desalinizzazione dell'acqua per o per scopi industriali (alcuni persino per la generazione di potenza elettrica) e non ci sono pertanto informazioni in letteratura per applicazioni al teleriscaldamento.

## Accumulo di calore latente

Questo metodo di stoccaggio sfrutta gli scambi di calore associati ai passaggi di stato per immagazzinare e rilasciare energia termica. L'utilizzo di questa tecnologia risulta vantaggioso sia in quanto permette di raggiungere densità di energia superiori rispetto al metodo con calore sensibile, sia per il fatto che la temperatura di scambio resta costante per tutta la durata del passaggio di fase (può variare solamente nelle fasi di surriscaldamento o in sottoraffreddamento). L'energia immagazzinata si calcola secondo:

$$E_{TL} = m\Delta h_{tf}$$

Dove  $E_{TL}$  rappresenta l'energia termica latente,  $m$  la massa dello stoccaggio e  $\Delta h_{tf}$  la differenza di entalpia necessaria al passaggio di fase, definita entalpia di transizione di fase.

Per individuare il materiale più adatto all'applicazione del caso è necessario valutare la rispondenza a una serie di requisiti termodinamici:

- Temperatura di cambiamento di fase adatta al livello termico richiesto;
- Calore latente di transizione di fase elevato, in modo da permettere densità di accumulo vantaggiose;
- Elevato calore specifico, per assicurare una capacità termica adeguata;
- Elevata conduttività termica in ogni fase, per permettere di ottenere potenze di scambio accettabili nei processi di carica e scarica;

Fisici:

- Bassa variazione di densità e di volume durante la transizione di fase, motivo per il quale si prediligono i passaggi di stato tra solidi e liquidi, che consentono di contenere gli sbalzi di pressione;
- Bassa tensione di vapore ( $< P_{atm}$ ) alla temperatura operativa, per ridurre i problemi di contenimento;
- Densità elevata, per consentire di raggiungere capacità termiche sufficientemente elevate;
- Basso grado di sottoraffreddamento al livello termico minimo;
- Stabilità fisica dopo un certo numero di cicli;

Chimici:

- Stabilità chimica;

- Completa reversibilità del ciclo;
- Compatibilità con i materiali costruttivi di contenimento e trasporto (non corrosività);
- Non tossicità, non infiammabilità, non rischio di esplosione;

Ed economici:

- Disponibilità sul mercato;
- Abbondanza;
- Basso costo.

I materiali impiegati per realizzare sistemi improntati su questo metodo sono detti PCM (Phase Changing Materials) e, tra le varie tipologie esistenti, le più adatte per le applicazioni di nostro interesse sono quelle di natura organica, inorganica o eutettica.

Le caratteristiche ed il potenziale di queste tecnologie allo stato dell'arte è presentato nelle pagine seguenti:

## Organici: paraffine ed acidi grassi

Sotto il nome di composti organici si classificano tutti quei materiali caratterizzati dalla presenza di atomi di carbonio nella propria struttura molecolare. Si tratta di una gamma molto vasta di specie chimiche, ognuna delle quali avrà caratteristiche a sé stanti, pertanto la scelta varierà caso per caso in base alle esigenze. Si tratta generalmente di composti aventi conducibilità termica molto bassa (tra 0.1 e  $0.7 \frac{W}{m \cdot K}$ ), che richiedono pertanto la predisposizione di meccanismi atti a migliorare le performance di scambio tra essi ed il fluido termovettore onde evitare di scambiare potenze troppo ridotte sia in input che in output. Le proprietà termofisiche dei fluidi di questo tipo che si rivelano potenzialmente adatti ad applicazioni su larga scala sia dal punto di vista fisico che economico sono riportate nella tabella in basso, con tanto di costo specifico per kg e per kWh espresso in sterline. Al livello termico di nostro interesse, i composti più promettenti per la realizzazione di un impianto di stoccaggio dell'energia termica sono alcuni acidi grassi saturi, alditoli (composti alcolici di origine zuccherina), acidi carbossilici, amidi e alcani. Come si può apprezzare nella tabella, l'entalpia associata al passaggio di fase è molto elevata rispetto al calore specifico dell'acqua, dato di riferimento per le tecnologie a calore sensibile ( $4186 \frac{J}{kg \cdot K}$ ), nonostante una densità paragonabile, pertanto i potenziali sistemi basati su questa tecnologia comportano ingombri molto inferiori. Di contro però la permanenza in fase liquida dell'acqua nei sistemi tradizionali permette di sfruttare meccanismi di scambio termico convettivo attraverso i quali è possibile realizzare potenze di scambio molto più elevate rispetto a quelle tabulate per questi materiali. Infine un'altra nota dolente tipica dei PCM allo stato dell'arte è rappresentata dal costo dei materiali, per il quale nel migliore dei casi elencati in tabella sono necessarie £3,90 (pari ad €4,59 al cambio di oggi, 7/12/2016) per ottenere il materiale necessario a realizzare una capacità di accumulo di un kWh.

Compound	$T_m$ °C	$\Delta H_m$ kJ/kg	$C_{ps}$ kJ/kg K	$C_{pl}$	$\lambda_s$ W/m K	$\lambda_l$	$\rho_s$ kg/m <sup>3</sup>	$V_{exp}$ m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	$E_{density}$ kW h/m <sup>3</sup>	Price £/m <sup>3</sup>	£/kW h
Formic acid	8	277	1.00	1.17	0.30	0.27	1227	12.0	96	255	4.2
Acetic acid	17	192	1.33	2.04	0.26	0.19	1214	13.5	71	327	7.2
Lauric acid	44	212	2.02	2.15	0.22	0.15	1007	13.6	66	276	6.5
Stearic acid	54	157	1.76	2.27	0.29	0.17	940	9.9	49	345	11.0
Palmitic acid	61	222	1.69	2.20	0.21	0.17	989	14.1	67	354	8.3
Paraffin wax	0-90	150-250	3.00	2.00	0.2		880-950	12-14	50-70	400-500	9.5-7.1
Acetamide	82	260	2.00	3.00	0.40	0.25	1160	13.9	93	1318	22.2
Oxalic acid	105	356	1.62	2.73			1900		211	524	3.9
Erythritol	117	340	2.25	2.61	0.73	0.33	1450	10.3	148	1287	13.6

Si pensi per confronto che con le tecnologie prima esposte, un metro cubo di acqua può stoccare fino ad 80kWh.



## Inorganici: Sali idrati

I Sali idrati sono composti salini che hanno assorbito acqua intrappolandola all'interno della propria struttura durante il processo di formazione del cristallo. Possono sfruttare un'entalpia di cambiamento di fase elevate, la quale dipende dalla solidità del legame tra le molecole d'acqua ed il sale. Il loro utilizzo per sistemi di stoccaggio risulta però poco interessante al livello termico di nostro interesse, rivelandosi molto più competitivo con l'innalzamento delle temperature. La causa di ciò sta nel fatto che questi materiali, oltre a non superare i limiti evidenziati dai composti organici per quanto riguarda prezzo e performance di scambio, presentano ulteriori problemi, tra cui:

- Sottoraffreddamento nella fase di cristallizzazione, ossia l'inizio del processo di solidificazione a temperature significativamente inferiori (anche 10 o 20 K) rispetto al previsto.
- Separazione di fase, per cui l'acqua tende ad uscire dal cristallo nel corso dei vari cicli con il rischio di evaporazione e sbilanciamento del sistema.
- Corrosione se posti a contatto con i metalli più comunemente usati nelle tecnologie di scambio termico (rame, alluminio, acciaio inossidabile).

Come nel caso precedente, le caratteristiche dei principali "candidati" per applicazioni di questo genere sono riportate nella tabella qui sotto.

Compound	$T_m$	$\Delta H_m$	$C_{p_s}$	$C_{p_l}$	$\lambda_s$	$\lambda_l$	$\rho_s$	$V_{exp}$	$E_{density}$	Price	
	°C	kJ/kg	kJ/kg K		W/m K					kg/m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Water	0	333	3.30	4.18	1.60	0.61	920	-8.7	109	0	0.0
Calcium chloride hexahydrate	30	125	1.42	2.20	1.09	0.53	1710	11	64	93	2
Sodium sulphate decahydrate	32	180	1.93	2.80	0.56	0.45	1485	4	82	48	1
Sodium thiosulfate pentahydrate	46	210	1.46	2.39	0.76	0.38	1666	6	103	199	3
Sodium acetate trihydrate	58	266	1.68	2.37	0.43	0.34	1450	3	113	233	3
Barium hydroxide octahydrate	78	280	1.34	2.44	1.26	0.66	2180	11	171	422	4
Magnesium nitrate hexahydrate	89	140	2.50	3.10	0.65	0.50	1640	5	74	131	3
Oxalic acid dihydrate	105	264	2.11	2.89	0.90	0.70	1653	0	133	339	4
Magnesium chloride hexahydrate	117	150	2.00	2.40	0.70	0.58	1570	8	72	56	1

Eutettici: composti organico-inorganico o inorganico-inorganico

Si definisce eutettica una miscela di sostanze il cui punto di fusione è più basso di quello delle singole sostanze che la compongono. Appartengono a questa categoria le miscele binarie e ternarie di sali inorganici, le quali presentano caratteristiche per le quali il loro utilizzo in sistemi di accumulo termico è stato ampiamente studiato negli anni. Per le applicazioni di media temperatura i composti più adatti sono nitrati, cloruri e solfati di metalli alcalini ed alcalino-terrosi, come magnesio, potassio, litio e calcio.

Grazie alla loro elevate densità ed al calore specifico favorevole nella fase liquida, essi vengono utilizzati spesso anche per applicazioni di stoccaggio a calore sensibile in sistemi CSP o nelle centrali nucleari, pertanto sarà possibile sfruttarli con buoni risultati in range di temperature più estesi che nei casi precedenti. I dati relativi alle caratteristiche di queste sostanze sono tabulate in basso, a causa della mancanza di dati sperimentali per certe sostanze, alcuni di questi dati sono stati ottenuti a tavolino con metodi ponderali e sono stati riportati in grassetto nella tabella.

Eutectic compounds	Mass ratio	$T_m$	$\Delta H_m$	$C_{ps}$	$C_{pl}$	$\lambda_s$	$\lambda_l$	$\rho_s$	$E_{density}$	Price	
		°C	kJ/kg	J/kg K		mW/m K	kg/m <sup>3</sup>	kW h/m <sup>3</sup>	€/m <sup>3</sup>	€/kW h	
CaCl <sub>2</sub> ·(H <sub>2</sub> O) <sub>6</sub> MgCl <sub>2</sub> ·(H <sub>2</sub> O) <sub>6</sub>	67–33	25	<b>127</b>	1620	2270	<b>930</b>	<b>550</b>	1661	57	<b>80</b>	<b>1.4</b>
Urea CH <sub>3</sub> COONa·(H <sub>2</sub> O) <sub>3</sub>	60–40	30	<b>200</b>	1750	2210	<b>630</b>	<b>480</b>	1370	74	<b>206</b>	<b>2.8</b>
Mg(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> ·(H <sub>2</sub> O) <sub>6</sub> NH <sub>4</sub> NO <sub>3</sub>	61–39	52	<b>125</b>	2130	2670	<b>590</b>	<b>500</b>	1672	58	<b>188</b>	<b>3.3</b>
Urea–acetamide	38–62	53	<b>224</b>	1920	2660	<b>510</b>	<b>340</b>	1216	73	<b>924</b>	<b>13</b>
Stearic acid palmitic acid	36–64	53	182	1720	2230	234	169	971	46	351	8
Mg(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> ·(H <sub>2</sub> O) <sub>6</sub> –MgCl <sub>2</sub> ·(H <sub>2</sub> O) <sub>6</sub>	59–41	59	<b>132</b>	2290	2810	<b>670</b>	<b>530</b>	1610	58	<b>99</b>	<b>1.7</b>
Stearic acid –acetamide	83–17	65	<b>213</b>	1800	2400	<b>300</b>	<b>180</b>	972	56	<b>485</b>	<b>8.6</b>
LiNO <sub>3</sub> MgNO <sub>3</sub> ·(H <sub>2</sub> O) <sub>6</sub>	14–86	72	<b>180</b>	2380	2900	<b>700</b>	<b>510</b>	1713	84	<b>718</b>	<b>8.5</b>
Urea–LiNO <sub>3</sub>	82–18	76	218	1770	2020	850	600	1438	84	851	10.1
Urea–NaNO <sub>3</sub>	71–29	83	187	1600	2030	750	590	1502	76	220	2.9
Urea–NH <sub>4</sub> Cl	85–15	102	214	1770	2090	760	580	1348	77	174	2.3
Urea–K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	15–85	102	206	1660	2020	780	580	1415	78	269	3.4
Urea–KNO <sub>3</sub>	77–23	109	195	1600	1910	810	580	1416	74	255	3.4
Urea–NaCl	90–10	112	230	1720	2020	820	600	1372	85	180	2.1

Come si può apprezzare, i problemi di potenza di scambio e di prezzo delle materie prime allo stato dell'arte restano tali anche per quest'ultima categoria.

A causa delle difficoltà di applicazione di tecnologie di accumulo basate sui PCM, spesso dovute alle potenze insufficienti che riescono a fornire, sono state studiate alcune soluzioni volte a migliorare le caratteristiche di scambio in ingresso ed in uscita per tali sistemi:

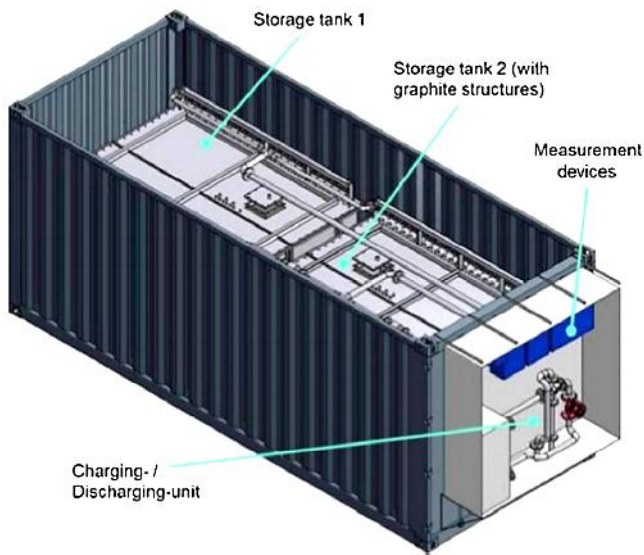
- Incapsulazione e micro-incapsulazione: Questa soluzione prevede il contenimento del materiale a cambiamento di fase entro capsule il cui diametro è variabile in base al caso ed alle sostanze in gioco. Sono in fase di studio sistemi volti a ridurre la dimensione delle capsule al punto da poterle mescolare con acqua per ottenere una miscela bifase con comportamenti simili a quelli di un liquido e sfruttare scambi termici convettivi.
- Estensione delle superfici metalliche: Si tratta di una soluzione molto diffusa per aumentare le potenze di scambio senza modificare i fluidi in gioco. Essendo infatti il calore scambiato proporzionale all'area di scambio, più si estendono le superfici metalliche attraverso le quali avviene lo scambio termico e migliori saranno le prestazioni. A seconda dei processi richiesti e dei fluidi coinvolti sono possibili diverse soluzioni da valutare caso per caso, ma la tecnologia più matura nel campo è quella dell'alettatura, la quale consiste nel calettare profili metallici di forma appositamente studiata all'esterno (o più raramente all'interno) dei condotti di scambio, in modo da modificare il rapporto tra area esterna ed area interna ed avvicinarsi ai risultati desiderati.
- Utilizzo di matrici metalliche: Si tratta di un espediente concettualmente molto simile al precedente. L'utilizzo di matrici metalliche infatti fa sì che la superficie di scambio per unità di volume della sostanza che si trova ad attraversarle sia molto elevata a tutto vantaggio delle prestazioni e forniscono inoltre un gran numero di siti di nucleazione che favoriscono l'innescio di meccanismi di passaggio di stato.
- Polveri conduttive: Questo metodo consiste nel mescolare grafite o particelle metalliche, solitamente rame, alluminio o argento, alle sostanze che devono scambiare calore, in modo da aumentarne la diffusività e da incrementare il numero di potenziali punti di nucleazione. L'uso di grafite espansa in particolare, avendo conduttività termica che può raggiungere valori molto elevati, permette di ottenere risultati notevoli anche con frazioni volumetriche di polvere ridotte (10–15%) in modo da non penalizzare la capacità di accumulo. Nell'applicazione di misure come questa va però posta attenzione al fatto che quando il PCM si trova in fase liquida è possibile che la diversa densità tra esso e le polveri faccia precipitare queste ultime sul fondo annullando gli effetti positivi e riducendo il volume utile dello stoccaggio. Per porsi in prevenzione di ciò, laddove

possibile si utilizzano additivi gelificanti onde evitare la separazione tra PCM e polvere, con effetti penalizzanti sia sulle performance di scambio che sul volume utile.

- Scambio diretto: Un'ultima tecnica per migliorare gli scambi termici è quella di porre le sostanze interessate a diretto contatto tra loro, con notevoli vantaggi soprattutto quando il PCM si trova in fase liquida (scambio puramente convettivo). Per ottenere tali risultati è però necessario che le sostanze in gioco siano compatibili tra loro dal punto di vista chimico e che la loro separazione possa avvenire in maniera agevole.

## Casi d'esempio

I limiti appena evidenziati per questa tecnologia sono tali per cui ad oggi non sono stati realizzati impianti per applicazioni su larga scala, tuttavia sono in fase di studio diversi prototipi dai quali si possono ricavare indicazioni significative. Tra i più interessanti è il caso dell'impianto di stoccaggio sviluppato da Deckert: si tratta di un dispositivo alloggiato all'interno di un container di circa 6 m entro il quale sono posizionate



due vasche contenenti acetato di sodio triidrato, una delle quali dotata di strutture in grafite per migliorare lo scambio termico. In testa al container trovano posto gli strumenti di misura e le macchine per movimentare il fluido. Grazie al layout scelto per l'impianto ed alla bontà dell'isolamento, questo prototipo è in grado di essere trasportato senza perdite considerevoli dal sito di ricezione del calore (un impianto a biogas) a quello di

erogazione, distanti in questo caso circa 6km. Il prototipo realizzato da Deckert permette lo stoccaggio di un massimo di 1758 kWh di energia termica, la quale può essere scaricata con un flusso di potenza costante pari a 40kW.

Un altro prototipo significativo è stato realizzato da Nakaso utilizzando cere di origine paraffinica. All'interno di un recipiente, annegate nel mezzo di stoccaggio, sono disposte 18 serpentine in rame entro le quali scorre il fluido termovettore, facenti ciascuna 14 passaggi nel volume di PCM. Complice il livello termico inferiore cui le paraffine permettono di operare e le minori dimensioni, l'impianto di Nakaso è in grado di contenere 516,7 kWh, con potenze di scambio proporzionalmente più elevate del caso precedente, attestandosi a circa 25 kW senza che siano messi in pratica ulteriori espedienti.

In conclusione, allo stato dell'arte, le tecnologie di sfruttamento del calore latente per finalità di accumulo sono ancora poco competitive rispetto alle soluzioni tradizionali per quanto riguarda le applicazioni su larga scala. Ciò è dovuto soprattutto ai costi, i quali sono destinati a scendere man mano che si raggiungerà una maturità tecnologica maggiore, ma anche al difficile raggiungimento di potenze di scambio accettabili per i requisiti del caso, ragion per cui si può immaginare un impiego futuro dei PCM nella realizzazione di

accumuli di lungo periodo, per i quali la scarsa conduttività termica diventa un pregio nel momento in cui è necessario contenere al minimo le perdite.

## Energia di Legame

Consiste nel fornire calore ad un materiale cristallino in modo da alterarne la struttura molecolare immagazzinando l'energia, che potrà essere rilasciata tramite una reazione esotermica che ristabilisca la situazione iniziale. Tale energia vale:

$$E_{TC} = m\Delta h_r$$

Dove  $E_{TC}$  rappresenta l'energia termochimica immagazzinata nel materiale,  $m$  la massa dello stoccaggio e  $\Delta h_r$  la differenza di entalpia necessaria al compimento della reazione.

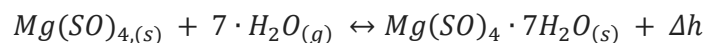
Il vantaggio di questa metodologia di stoccaggio è che spesso i composti che si vengono a formare sono stabili a temperatura ambiente e rilasciano l'energia immagazzinata solo in presenza di determinati reagenti, proprietà che permette loro di annullare le perdite e di essere trasportati.

Per poter realizzare un accumulo di questo tipo è necessario che la reazione sia il più vicino possibile alla reversibilità, che assicuri lo stoccaggio di una quantità di energia sufficiente per lo scopo e che permetta alle sostanze coinvolte di ripetere il ciclo senza deteriorarsi.

A queste va sommata la condizione di sostenibilità dal punto di vista economico dei materiali coinvolti.

Tra le reazioni più studiate si hanno:

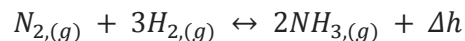
- Reazioni di idratazione



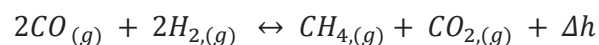
- Reazioni di carbonatazione



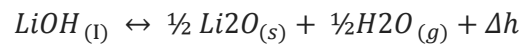
- Decomposizione dell'ammoniaca



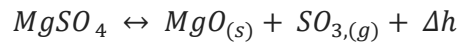
- Reforming del metano (metanolo, etanolo, DME, ecc.)



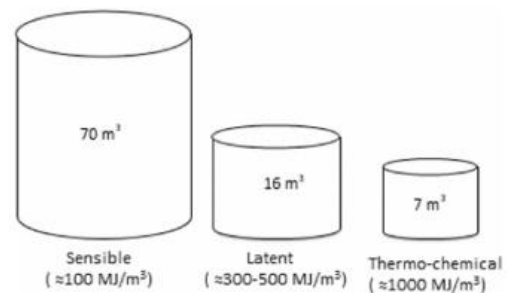
- Ossidazione di metalli (nell'esempio il Litio)



- Cicli dello zolfo



L'utilizzo di queste tecnologie per lo stoccaggio termico permette densità di accumulo superiori ai metodi precedentemente descritti, generalmente comprese tra 200 e 600 kWh/m<sup>3</sup>. Per avere un'idea della differenza tra le tre tecnologie, in figura è riportato un confronto tra il volume richiesto nei tre casi per un accumulo termico di 1800 kWh, sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuale di un'abitazione di medie dimensioni e di buone performance energetiche.



Di contro il recupero dell'energia da un sistema del genere

è poco agevole e le potenze di scambio termico sono generalmente basse. La temperatura di rigenerazione dei materiali coinvolti inoltre è generalmente troppo alta per le applicazioni di nostro interesse.

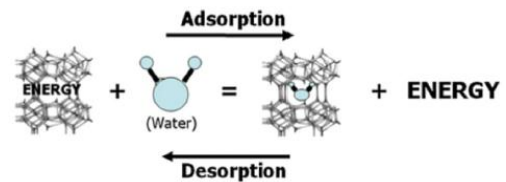
Dall'analisi di pregi e difetti di questa tecnologia appare chiaro come, allo stato dell'arte, non sia adatta all'utilizzo in accumuli termici di tipo giornaliero finalizzati al teleriscaldamento, infatti le applicazioni fino ad oggi sperimentate sono volte alla realizzazione di accumuli di calore ad alta temperatura (in particolare da solare a concentrazione) e di lunga durata, grazie alle perdite ridotte ed all'elevata densità di stoccaggio. Uno studio condotto dal ECN (Energy research Centre of the Netherlands) ha individuato infatti nella reazione di idratazione dell'ossido di ferro ( $4Fe(OH)_2 + 2H_2O + O_2 \leftrightarrow 4Fe(OH)_3 + \Delta h$ ) una soluzione teoricamente promettente per la futura realizzazione di un accumulo stagionale di calore solare in grado di generare una densità di energia di 611 kWh/m<sup>3</sup>.



## Adsorbimento:

Analogamente alla metodologia di stoccaggio appena presentata, che permette di liberare l'energia immagazzinata realizzando una reazione chimica esotermica, le tecnologie ad assorbimento presentano il vantaggio di poter innescare i meccanismi di scambio termico al momento della richiesta, di fatto annullando le perdite in esercizio e la necessità di isolamento.

Con il termine adsorbimento ci si riferisce al fenomeno chimico-fisico che permette di legare sostanze fluide (sorbati) alla superficie di un condensato o di un solido (sorbente) mediante l'interazione tra questi all'interfaccia. La carica del sistema avviene per mezzo di una reazione endotermica di desorbimento, nella quale le due sostanze vengono separate mediante una spesa in termini di calore restituendo al sorbente la capacità di legarsi con altre sostanze e, di fatto, immagazzinando energia. Una volta rigenerato il sorbente si può procedere alla fase di scarica, che consiste nella reazione esotermica di adsorbimento con la quale le sostanze si legano e che può essere protratta fino al raggiungimento della saturazione. Questi processi permettono di stoccare importanti quantità di energia con densità di accumulo che oscillano tra circa  $100 \text{ kWh/m}^3$  e poco oltre i  $300 \text{ kWh/m}^3$ , e dipendenti dalle sostanze utilizzate. Questi processi devono essere realizzati utilizzando sostanze che non compromettano i materiali impiegati, in modo da permettere un utilizzo ciclico del sistema. Il principio di funzionamento è rappresentato graficamente nella figura a lato.



Per ottenere ampie superfici di scambio ed immagazzinare quanta più energia possibile nello spazio a disposizione i sorbenti utilizzati sono spesso di natura porosa come carboni o zeoliti od altre sostanze appositamente realizzate per permettere di rispondere ai seguenti requisiti:

- Elevata densità di energia
- Elevata capacità di assorbimento
- Buona affinità tra sorbente e sorbato
- Elevato calore di assorbimento
- Stabilità di sostanze e sistema
- Efficienza dal punto di vista energetico
- Bassa temperatura di desorbimento

- Elevate potenze di scambio
- Non corrosività
- Bassa tossicità
- Basso impatto ambientale

Le sostanze sorbenti ad oggi ritenute più indicate per uno sfruttamento di questo tipo sono carboni attivi, silica gel, zeoliti naturali o sintetici e allumina attiva, mentre i sorbati più indicati sono acqua, ammoniaca, anidride carbonica ed idrocarburi vari. I parametri influenti sono però anche molti altri, su alcuni dei quali sono tuttora in corso ricerche approfondite.

In particolare presso l'università di Ottawa, gli studiosi Dicaire e Tezel hanno realizzato un apparato sperimentale volto a determinare le relazioni che intercorrono tra i vari parametri in gioco, soprattutto tra prestazioni e temperature di assorbimento e desorbimento, determinando il livello termico ideale per la rigenerazione di diverse sostanze e l'umidità relativa che garantisce i risultati migliori, e formalizzando metodi di indagine che permettano attendibilità nei risultati. Tramite questi studi hanno quindi individuato il sorbente ibrido allumina attiva - zeolite 13X come promettente per potenziali applicazioni grazie all'elevata densità di energia che permette di stoccare (oltre  $200 \text{ kWh/m}^3$ ).

Altri studi (portati avanti da Ugur nello stesso ateneo canadese) hanno evidenziato come l'aggiunta di alcalinizzanti permetta al sorbente di trattenere una maggiore quantità di sorbato con l'effetto di incrementare la capacità di stoccaggio per unità di volume ed hanno permesso di individuare la portata di sorbato ideale per massimizzare le performance in funzione del sorbente scelto.

Ulteriori studi hanno individuato nell'utilizzo di materiali porosi impregnati di Sali idrati una soluzione molto interessante dal punto di vista della temperatura richiesta per il desorbimento, della semplicità di realizzazione e del basso costo, determinando inoltre le concentrazioni ideali per varie possibili soluzioni e gli accoppiamenti potenzialmente più promettenti tra diverse sostanze. Nell'ambito di questi studi è stata raggiunta la massima densità di accumulo mai realizzata con tecnologie ad assorbimento (pari a  $309 \text{ kWh/m}^3$ ), impregnando un ibrido allumina attiva - zeolite 13X con cloruro di litio. La soluzione si è finora rivelata inadatta allo sfruttamento a causa di una tuttora irrisolta instabilità nel sistema.

I risultati degli studi appena citati e di altri non riportati hanno permesso di stilare un elenco di materiali in grado di garantire prestazioni superiori a quelle del calore sensibile e paragonabili al calore latente in termini di densità di accumulo, con il pregio di garantire performance di esercizio superiori in ragione del fatto che il sorbente carico non è soggetto a perdite.

L'elenco in questione è riportato nella tabella a lato, corredato del valore di densità di energia ottenuto in laboratorio.

Allo stato dell'arte le soluzioni effettivamente realizzate, seppure a livello di prototipo, che hanno mostrato i risultati più significativi sono accumuli stagionali di energia solare (realizzati per ora solo in scala "domestica") ed un impianto di accumulo a servizio di una scuola in Baviera che preleva calore dalla rete di teleriscaldamento locale per sfasare la domanda verso orari di minore richiesta. La funzione di assorbimento è svolta da Zeolite 13X accoppiato con acqua e permette di immagazzinare  $124 \text{ kWh/m}^3$ . La temperatura dell'aria in uscita dal TES è di  $65^\circ\text{C}$ , idonea per le esigenze di riscaldamento ambiente del caso.

Nonostante sia una tecnologia ancora in fase di studio e presenti i tratti tipici dell'immaturità tecnologica (costi elevati, mancanza di un dominant design, prestazioni poco stabili ed influenzate da condizioni potenzialmente penalizzanti di difficile esclusione), i risultati ad oggi ottenuti incoraggiano il proseguimento degli studi e la realizzazione di prototipi al fine di fornire un'alternativa in grado di soppiantare le soluzioni tradizionali. A causa della natura quasi interamente teorica di quanto finora realizzato, i dati relativi a costi di realizzazione, potenze di scambio e macchine necessarie per un'applicazione al nostro caso sono poco affidabili o non disponibili, pertanto non si è proceduto a valutare una possibile applicazione pratica di quanto appena presentato.

Adsorbent	Reported Energy Density ( $\text{kWh/m}^3$ )
Hybrid of zeolite 13X and AA impregnated with LiCl	309
Silica gel impregnated with $\text{CaCl}_2$	228
Activated alumina with high alkaline addition	226
AA/13X (activated alumina and zeolite 13X hybrid)	200
Zeolite 13X	180
AS/ $\text{CaCl}_2$ (Impregnated aluminosilicate)	172
Zeolite 13X + $\text{MgSO}_4$ (Impregnation)	166
Zeolite 4A	160
Zeolite LiX	160
Zeolite 13X	154
Zeolite Na LSX	147
MgNaX (impregnated zeolite)	128
Zeolite 13X	124
Silica Gel	123
CaNaA-60 (zeolite)	116
Zeolite NaX	110
Zeolite 13X	106
Silica Gel	94
Zeolite 13X	86



## DIMENSIONAMENTO ACCUMULO

### Determinazione curve di carico

Per valutare come queste tecnologie si possano accoppiare con il progetto della rete di teleriscaldamento di nostro interesse è necessario innanzitutto ricavare i dati dei consumi termici delle utenze potenzialmente allacciabili per quantificare il fabbisogno da soddisfare. Ottenuto ciò si potrà quindi stimare il volume di accumulo necessario e potranno essere improntate le successive considerazioni.

I dati sui consumi delle utenze sono stati ottenuti in un altro lavoro riguardante lo stesso progetto da parte del tesista Francesco Franzin ed elaborati tramite il procedimento illustrato di seguito per ottenere le curve di carico.

Innanzitutto si è definita la finestra temporale su cui impostare l'analisi, ossia la stagione di riscaldamento la quale nel caso di Padova (che si trova nella fascia climatica E) inizia il 15 di ottobre e termina il 15 di aprile.

Tramite il database dell'Arpav è stato quindi possibile ricavare le temperature medie degli ultimi anni e, poiché i dati delle utenze analizzate si riferivano all'anno 2013, si sono considerate le temperature medie mensili dello stesso anno.

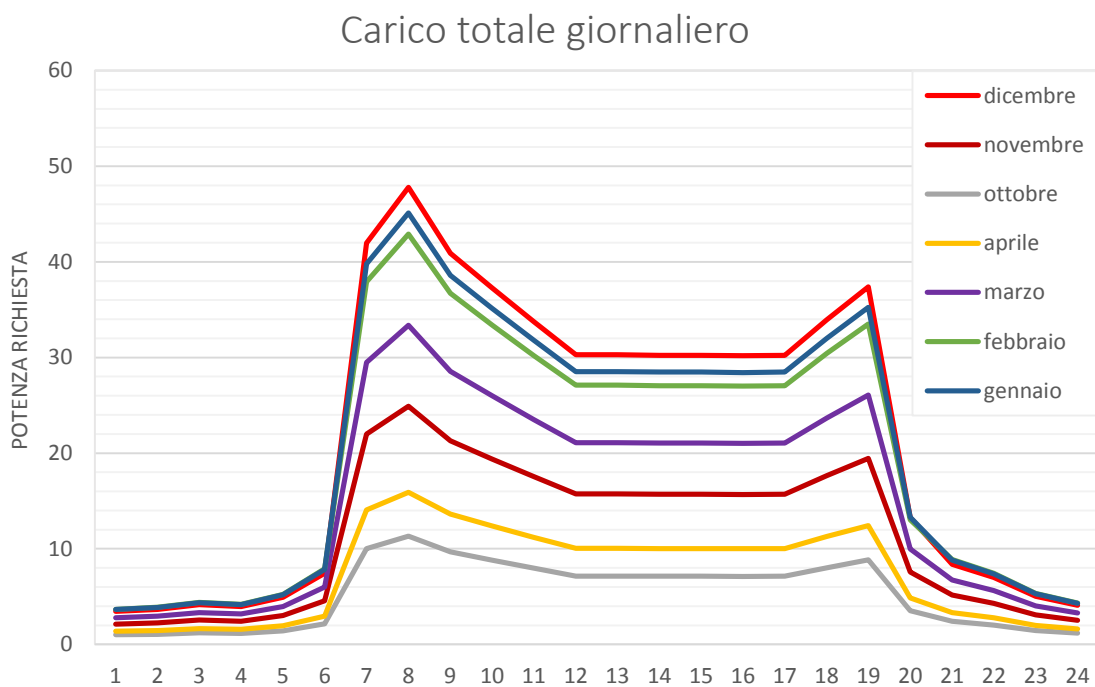
Si sono poi ricavati i gradi giorno nei vari mesi che, divisi per i GG annuali (2.383), definiscono i fattori di distribuzione mensili. Moltiplicando questi ultimi per il valore complessivo di metri cubi di gas richiesti dalle utenze interessate e per l'energia termica equivalente richiesta, diventa possibile individuare come essa si distribuisca nei mesi di riscaldamento, realizzando quindi un modello che lega il fabbisogno di riscaldamento alla temperatura media mensile. Le utenze sono state quindi catalogate in quattro categorie:

- Residenziali: Insieme delle utenze domestiche o riconducibili ad esse (es. residenze universitarie); i profili di carico di questa categoria hanno la particolarità di non variare in maniera rilevante tra giorni feriali e giorni festivi.
- Commerciali: Contiene i negozi, i centri commerciali e tutte le utenze aventi destinazione d'uso ed orario giornaliero simili. Per queste utenze il riscaldamento funziona dalle 8 alle 20.
- Terziario: Si tratta di tutti gli edifici a destinazione direzionale come gli uffici, per i quali si ipotizza un orario di apertura dalle 7 alle 19. Per queste utenze bisogna fare attenzione a dividere l'analisi

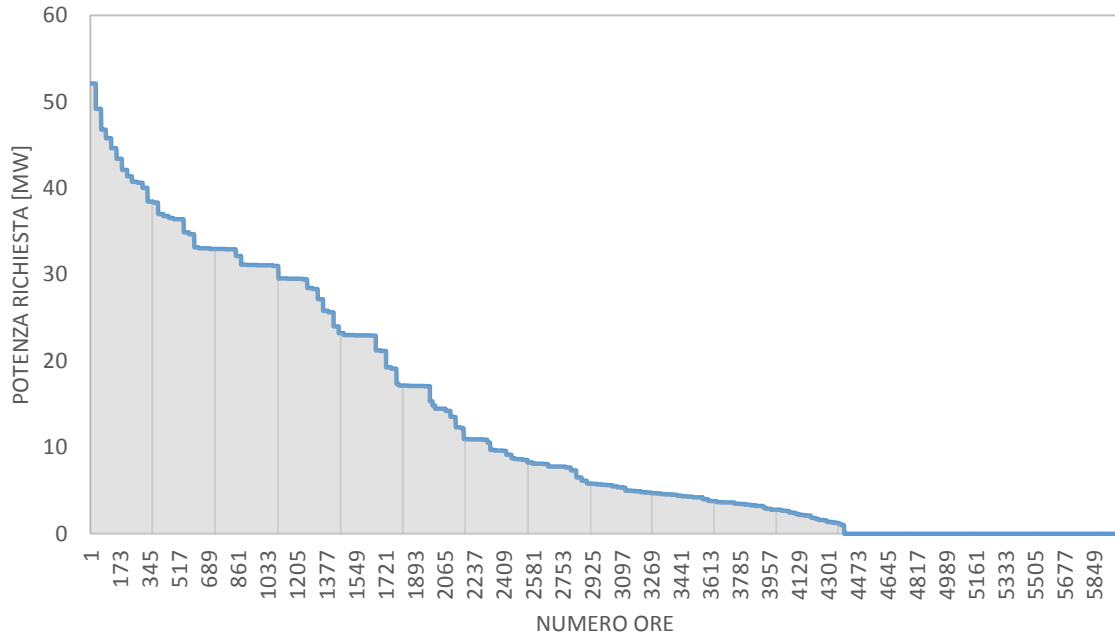
in giorni feriali e prefestivi, in quanto nel primo caso, il riscaldamento va dalle 7 alle 19, mentre nel secondo solo dalle 7 alle 13.

- Hotel: Strutture alberghiere, distinte dalle precedenti in quanto presentano delle necessità di riscaldamento diverse dalle tipologie di utenze precedentemente descritte.

Per ogni categoria si sono ricavati i fattori di distribuzione orari e con essi i consumi nelle varie ore, i quali hanno permesso di ricavare le quattro curve di carico giornaliero con le quali, tramite l'addizione dei vari consumi, si sono costruite la curva di carico totale e la curva di durata, riportate di seguito:



## Curva di durata



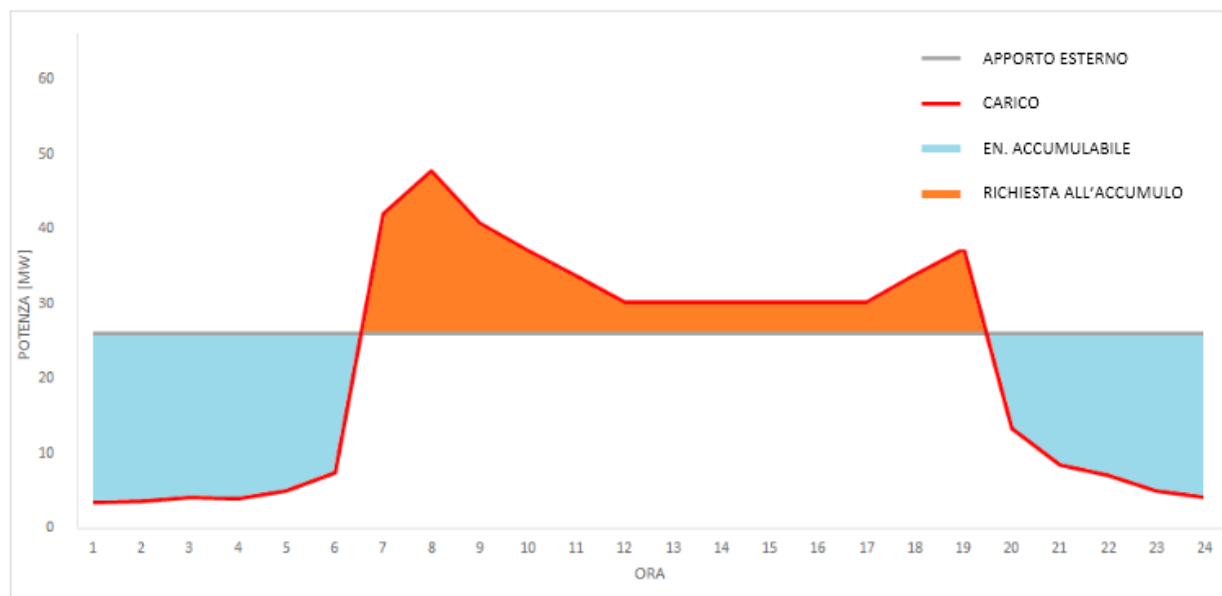
## Quantificazione Volume d'accumulo

Una volta ottenuti questi dati si è passati ad una fase di elaborazione finalizzata alla determinazione del volume di accumulo necessario a soddisfare per intero la domanda residuale in 4 diversi casi:

1. Utilizzo esclusivo della linea 3 del termovalorizzatore, per una potenza disponibile di 26MW;
2. Utilizzo della linea 3 del termovalorizzatore e di un pozzo geotermico da 4MW, per un totale di 30MW;
3. Utilizzo delle linee 1, 2 e 3 del termovalorizzatore, per un totale di 36MW;
4. Utilizzo di tutte le fonti finora citate, per un totale di 40MW;

Si è scelto volutamente di tralasciare dai calcoli le caldaie di integrazione e riserva, in modo da tenerle come margine di sicurezza per gestire i picchi nel caso in cui la domanda in una particolare stagione fosse più elevata del previsto.

Si è dunque presa in considerazione la curva di carico nel giorno più rigido dell'anno in analisi e la si è confrontata con le possibili curve di potenza disponibile ottenendo la quantità di energia non coperta e la quantità accumulabile. Questo concetto è più chiaro se si analizza il problema graficamente come nel diagramma riportato sotto (relativo al caso 1), dove l'energia non coperta e quindi richiesta all'accumulo corrisponde all'area della regione compresa tra le due curve quando il profilo di carico supera la





disponibilità di potenza, in arancione, e la quantità accumulabile è l'area compresa tra le curve nel caso opposto al precedente, evidenziata in azzurro.

Sulla base di queste considerazioni, si sono analizzati i dati dei consumi orari nel giorno peggiore e si sono valutate caso per caso l'energia richiesta e l'energia disponibile nell'arco delle 24 ore. In tutti i casi la richiesta giornaliera è risultata molto minore rispetto alla disponibilità pertanto, determinando l'area "arancione" nel giorno peggiore si trova la quantità minima di energia necessaria da inserire nell'accumulo per soddisfare il fabbisogno quotidiano per tutti i giorni della stagione di riscaldamento. Analizzando l'area "azzurra" è invece possibile determinare la potenza minima  $P_{in}$  necessaria in ingresso per costituire l'accumulo nel giorno peggiore, secondo:

$$P_{in} = \frac{Q_{acc}}{h_{carica}}$$

Dove  $Q_{acc}$  è l'energia da stoccare ed  $h_{carica}$  è il numero di ore in cui è possibile accumulare energia.

Per quanto riguarda la potenza in uscita dall'accumulo, si procede per differenza tra il carico di picco massimo  $P_{max}$  e la potenza disponibile dalla sorgente  $P_{disp}$ , ossia:

$$P_{out} = P_{max} - P_{disp}$$

Questi dati di potenza permetteranno di dimensionare le macchine da utilizzare per l'effettiva realizzazione dello scambio termico, siano esse sonde a contatto col terreno, scambiatori di calore o semplicemente pompe che immettono fluido caldo nella rete. Procediamo ora ad un'analisi caso per caso dalla quale ricaveremo le informazioni necessarie a fare ciò.

CASO 1: Utilizzo della sola linea 3 del termovalorizzatore

In questo primo caso, applicando quanto appena esposto abbiamo che:

$$Q_{disp} = 26MW$$

$$Q_{acc} = Q_{carico} - Q_{disp}$$

Dove  $Q_{acc}$  è la potenza netta richiesta (-) o fornita (+) dalla rete all'accumulo e  $Q_{carico}$  è il carico orario.

ORA	1	2	3	4	5	6	7	8
$Q_{acc}$	22.5457	22.3468	21.8496	22.0485	21.0844	18.5595	-15.975	-21.795
ORA	9	10	11	12	13	14	15	16
$Q_{acc}$	-14.9106	-11.2694	-7.7275	-4.2851	-4.2851	-4.2354	-4.2354	-4.1857
ORA	17	18	19	20	21	22	23	24
$Q_{acc}$	-4.2354	-7.9264	-11.3688	12.7406	17.621	18.9918	20.9849	21.9145

Per determinare la quantità di energia che l'accumulo dovrà contenere vanno sommati tutti i contributi con il segno meno, quelli cioè forniti dall'accumulo alla rete. Nel nostro caso la richiesta avviene nella fascia oraria tra le 7 e le 19 quindi:

$$Q_{tot} = \sum_7^{19} Q_{acc} = 116,5 MWh$$

Dopo l'arrotondamento per eccesso alla prima cifra decimale.

La potenza minima in ingresso varrà quindi:

$$P_{in} = \frac{Q_{tot}}{h_{carica}} = \frac{116,5}{12} = 9,71MW$$

E la potenza in uscita:

$$P_{out} = P_{max} - P_{disp} = 47,8 - 26 = 21,8MW$$

Entrambe da incrementare convenientemente per tener conto di un margine di sicurezza.

CASO 2: Utilizzo della linea 3 del termovalorizzatore e del pozzo geotermico

$$Q_{disp} = 30MW$$

ORA	1	2	3	4	5	6	7	8
$Q_{acc}$	26.54569	26.34682	25.84963	26.04851	25.08437	22.55946	-11.975	-17.795
ORA	9	10	11	12	13	14	15	16
$Q_{acc}$	-10.9106	-7.26938	-3.72752	-0.2851	-0.2851	-0.23538	-0.2354	-0.1857
ORA	17	18	19	20	21	22	23	24
$Q_{acc}$	-0.23538	-3.9264	-7.36882	16.74057	21.621	22.9918	24.9849	25.9145

$$Q_{tot} = \sum_7^{19} Q_{acc} = 64,5 MWh$$

Dopo l'arrotondamento per eccesso alla prima cifra decimale.

La potenza minima in ingresso varrà quindi:

$$P_{in} = \frac{Q_{acc}}{h_{carica}} = \frac{64,5}{12} = 5,4MW$$

E la potenza in uscita:

$$P_{out} = P_{max} - P_{disp} = 47,8 - 30 = 17,8MW$$

Entrambe da incrementare convenientemente per tener conto di un margine di sicurezza.

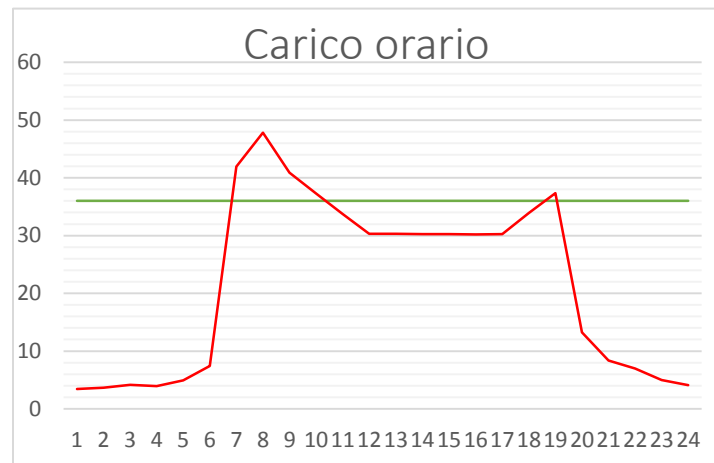
CASO 3: Utilizzo delle linee 1, 2 e 3 del termovalorizzatore

$$Q_{disp} = 36MW$$

ORA	1	2	3	4	5	6	7	8
$Q_{acc}$	32.5457	32.3468	31.8496	32.0485	31.0844	28.5595	-5.975	-11.795
ORA	9	10	11	12	13	14	15	16
$Q_{acc}$	-4.91062	-1.26938	2.272476	5.714897	5.714897	5.764615	5.76462	5.81433
ORA	17	18	19	20	21	22	23	24
$Q_{acc}$	5.764615	2.073601	-1.36882	22.74057	27.62992	28.99181	30.9849	31.9145

In questo caso i surplus della domanda rispetto alla disponibilità dalle varie fonti individuano due aree da servire tramite l'accumulo (si veda la figura a lato).

Poiché l'energia a disposizione nel tempo compreso tra i due picchi è sufficiente a reintegrare la spesa, assicurando la copertura del primo e maggiore dei due sarà assicurata energia anche per il secondo. La sommatoria varierà dunque nei suoi estremi come segue:



$$Q_{tot} = \sum_7^{10} Q_{acc} = 24 MWh$$

Dopo l'arrotondamento per eccesso alla prima cifra decimale.

La potenza minima in ingresso varrà quindi:

$$P_{in} = \frac{Q_{acc}}{h_{carica}} = \frac{24}{20} = 1,2MW$$

E la potenza in uscita:

$$P_{out} = P_{max} - P_{disp} = 47,8 - 36 = 11,8MW$$

Entrambe da incrementare convenientemente per tener conto di un margine di sicurezza.

CASO 4: Utilizzo di tutte le fonti

$$Q_{disp} = 40MW$$

ORA	1	2	3	4	5	6	7	8
$Q_{acc}$	36.5457	36.3468	35.8496	36.0485	35.0844	32.5595	-1.97503	-7.7953
ORA	9	10	11	12	13	14	15	16
$Q_{acc}$	-0.91062	2.73062	6.27248	9.7149	9.7149	9.76462	9.76462	9.81433
ORA	17	18	19	20	21	22	23	24
$Q_{acc}$	9.764615	6.073601	2.63118	26.74057	31.62992	32.99181	34.98493	35.9145

In questo caso il surplus della domanda rispetto alla disponibilità dalle varie fonti individua una singola area da servire tramite l'accumulo.

La sommatoria varierà ulteriormente nei suoi estremi, che coinvolgeranno un intervallo orario di appena tre ore:

$$Q_{tot} = \sum_7^9 Q_{acc} = 10,7 MWh$$

Dopo l'arrotondamento per eccesso alla prima cifra decimale.

La potenza minima in ingresso varrà quindi:

$$P_{in} = \frac{Q_{acc}}{h_{carica}} = \frac{10,7}{12} = 0,9MW$$

E la potenza in uscita:

$$P_{out} = P_{max} - P_{disp} = 47,8 - 40 = 7,8MW$$

Entrambe da incrementare convenientemente per tener conto di un margine di sicurezza.

## Volume d'accumulo

Valutiamo quindi il volume di accumulo richiesto per soddisfare la richiesta di calore del giorno più penalizzante in funzione della tecnologia adottata e delle relative performance.

Al crescere delle dimensioni dell'accumulo il rendimento tenderà ad alzarsi per effetto del calo del rapporto superficie/volume, per il quale la superficie disperdente risulta sempre più piccola in rapporto al volume dello stoccaggio. Le efficienze sono state calcolate sulla base di dati raccolti in letteratura tenendo conto di un margine di sicurezza, i valori utilizzati sono:

	ATES	BTES	PTES	TTES
CASO1	0.8	0.8	0.85	0.85
CASO2	0.8	0.8	0.85	0.85
CASO3	0.75	0.75	0.8	0.8
CASO4	0.75	0.75	0.8	0.8

Per i quali la domanda di energia all'accumulo nel giorno peggiore diventa, in kWh:

	ATES	BTES	PTES	TTES
CASO 1	145.625	145.625	137.059	137.059
CASO 2	80.625	80.625	75.882	75.882
CASO 3	32.000	32.000	30.000	30.000
CASO 4	14.267	14.267	13.375	13.375

Dato che ci permette di valutare caso per caso il volume d'accumulo richiesto moltiplicandolo per la densità di accumulo delle varie tecnologie. Quest'ultima è stata definita in precedenza basandosi su dati presenti in letteratura, i quali però non forniscono un dato preciso bensì un range. Per ottenere un risultato significativo ci poniamo in una situazione media.

Il range di volume ottenuto vale:

	Range di Volume [m <sup>3</sup> ]							
	ATES		BTES		PTES		TTES	
<b>ρ [kWh/m<sup>3</sup>]</b>	30	40	15	30	30	50	60	80
<b>CASO1</b>	4854.17	3640.63	9708.33	4854.17	4568.63	2741.18	2284.31	1713.24
<b>CASO2</b>	2687.50	2015.63	5375.00	2687.50	2529.41	1517.65	1264.71	948.53
<b>CASO3</b>	1066.67	800.00	2133.33	1066.67	1000.00	600.00	500.00	375.00
<b>CASO4</b>	475.56	356.67	951.11	475.56	445.83	267.50	222.92	167.19

Il cui valore medio vale:

	Volume Accumulo [m <sup>3</sup> ]			
	ATES	BTES	PTES	TTES
<b>CASO1</b>	4247.4	7281.3	3654.9	1998.8
<b>CASO2</b>	2351.6	4031.3	2023.5	1106.6
<b>CASO3</b>	933.3	1600.0	800.0	437.5
<b>CASO4</b>	416.1	713.3	356.7	195.1

A questo punto è possibile procedere con ulteriori considerazioni mirate a valutare la fattibilità dell'impianto.

## Fattibilità tecnica ed economica

Viste le problematiche presentate dai sistemi “alternativi” per quanto riguarda costi, performance e maturità tecnologica si è scelto di procedere alla valutazione di fattibilità dei soli sistemi a calore sensibile.

### ATES

I sistemi ATES sono particolarmente apprezzati perché poco costosi ed ingombranti, ma presentano una serie di problemi nell'applicazione al nostro caso. Innanzitutto necessitano di studi geomorfologici molto precisi per determinare l'effettiva fattibilità del progetto, in quanto è necessario individuare un sito adatto per quanto riguarda:

- Stratigrafia e granulometria del terreno,
- Capacità di stoccaggio,
- Presenza di acque sotterranee e loro flussi,
- Composizione chimica di terreno ed acque,
- Possibilità di utilizzo delle acque e del sito (compatibilità con altri utilizzi delle falde ad esempio).

Inoltre un sistema ATES non permette di beneficiare di isolamento se non quello assicurato dal terreno ed il cui valore andrebbe individuato tramite appositi studi, pertanto generalmente il ricorso a questo tipo di sistemi viene preso in considerazione per volumi di almeno 20000 m<sup>3</sup> in quanto dotati di inerzia termica sufficiente a contrastare le perdite (anche se ciò è valido per sistemi stagionali, soggetti a perdite ben più importanti).

A causa di tutte queste incertezze che porterebbero a risultati imprecisi e poco affidabili, nonostante il sistema potrebbe risultare interessante sia per il ridotto ingombro che per gli esigui costi che comporta, si è scelto di non procedere con lo studio più approfondito di un impianto di tale tipologia.



BTES

Per quanto riguarda i BTES, resta la necessità di conoscere stratigrafia, composizione chimica del terreno e presenza di falde come nei sistemi ATES ma trattandosi di operazioni che coinvolgono strati molto più superficiali possiamo ipotizzare la possibilità di reperire tali dati e di individuare un'area adatta allo scopo.

Sappiamo che le volumetrie di accumulo sono le seguenti:

$$V_1 = 7281,3 \text{ m}^3$$

$$V_3 = 1600 \text{ m}^3$$

$$V_2 = 4031,3 \text{ m}^3$$

$$V_4 = 713,3 \text{ m}^3$$

Ipotizzando di porre le sonde secondo un disegno circolare, come nel caso trattato nell'esempio di presentazione della tecnologia, per sfruttare la diffusione radiale del calore ed una profondità di circa 40 metri, onde ipotizzare 30 metri di altezza per il "cilindro caldo" che si viene a formare nel terreno, si ottengono i seguenti ingombri superficiali:

$$S_1 = 242,71 \text{ m}^2, \text{ quindi } r_1 = 15,6 \text{ m}$$

$$S_2 = 134,4 \text{ m}^2, \text{ quindi } r_2 = 11,6 \text{ m}$$

$$S_3 = 53,4 \text{ m}^2, \text{ quindi } r_3 = 7,3 \text{ m}$$

$$S_4 = 23,8 \text{ m}^2, \text{ quindi } r_4 = 4,9 \text{ m}$$

Per i quali la realizzazione sembrerebbe fattibile.

A causa delle necessità di carico e scarico giornaliero però è necessario valutare se il sistema è in grado di scambiare il calore richiesto in tempo utile, pertanto è bene calcolare le potenze di scambio richiesta e disponibile per vedere se compatibili. Partendo dal caso avente minori esigenze, la richiesta (calcolata con il metodo presentato nel caso generale al paragrafo "Quantificazione del volume di accumulo") vale:

**Caso4:**

$$P_{in} = \frac{Q_{acc}}{h_{carica}} = \frac{14267}{21} = 0,68 \text{ MW}$$

$$P_{out} = P_{max} - P_{disp} = 7,8 \text{ MW}$$

Il che, essendo lo scambio affidato direttamente alle sonde (capaci di scambiare  $20 \div 30 \text{ W/m}$ ) richiede una lunghezza totale delle sonde di circa 260 km, cosa che rende inapplicabile la tecnologia al nostro caso e di conseguenza a tutti gli altri, per i quali vale:

**Caso1:**

$$P_{in} = \frac{145625}{12} = 12,2\text{MW}$$

$$P_{out} = 21,8\text{MW}$$

**Caso2:**

$$P_{in} = \frac{80625}{12} = 6,7\text{MW}$$

$$P_{out} = 17,8\text{MW}$$

**Caso3:**

$$P_{in} = \frac{32000}{20} = 1,6\text{MW}$$

$$P_{out} = 11,8\text{MW}$$

Pertanto anche la tecnologia BTES è da scartare per l'applicazione di nostro interesse.

PTES

In questo caso e nel successivo, le potenze di scambio divengono un problema relativo in quanto è sufficiente dotare il sistema di pompe in grado di immettere ed estrarre la quantità di fluido necessario a fornire il calore richiesto, o eventualmente di scambiatori di calore.

I volumi richiesti nei 4 casi valgono:

$$V_1 = 3654.9 \text{ m}^3$$

$$V_3 = 800.0 \text{ m}^3$$

$$V_2 = 2023.5 \text{ m}^3$$

$$V_4 = 356.7 \text{ m}^3$$

Per questa configurazione un layout molto diffuso è quello di vasca cilindrica con altezza e raggio approssimativamente uguali, in modo da minimizzare il rapporto superficie/volume e ridurre le perdite. Per ipotizzare i costi di materiali e realizzazione dell'opera prenderemo dunque come riferimento questa configurazione. Ciò significa:

$$r_1 = 10,6 \text{ m}$$

$$r_3 = 6,35 \text{ m}$$

$$r_2 = 8,65 \text{ m}$$

$$r_4 = 4,85 \text{ m}$$

Da questi dati, sempre ponendosi nelle stesse ipotesi, si possono ricavare le quantità di materiale da impiegare nella realizzazione del sistema. In particolare, calcolando il volume del cilindro il cui raggio vale quanto appena ricavato più 0,5 m per tener conto di isolamento ed alloggio di eventuale strumentazione ausiliaria, si ottiene il volume di scavo; diminuendo di circa il 30% il volume della vasca si trova la quantità di inerti necessaria al riempimento, tenendo conto dello spazio necessario alle macchine necessarie allo scambio di calore. La quantità di isolamento è invece calcolata come il volume di uno strato di spessore uniforme e pari a 25 cm tutto attorno alla vasca. Tale spessore risulta essere molto inferiore rispetto a quello adottato nell'impianto di Eggenstein-Leopoldshafen, in ragione del fatto che la durata dell'accumulo in questo caso è giornaliera e le perdite sono ridotte. Le performance della coibentazione sono state valutate calcolando il coefficiente di scambio termico globale  $U_0$ :

$$U_0 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + \sum \frac{s}{\lambda}} \left[ \frac{W}{m^2 K} \right]$$

Dove si è indicato con  $s$  lo spessore dello strato di isolamento, con  $\lambda$  la conducibilità termica dello stesso e con  $\alpha$  il coefficiente di scambio termico convettivo tra la parete e l'acqua nella vasca. Tra gli strati presi

in considerazione si è contemplato solo in minima parte l'apporto del terreno, il quale in realtà contribuirà notevolmente ad isolare la struttura.

Il risultato ottenuto vale:

$$U_0 = 0,297 \frac{W}{m^2 K}$$

Pertanto le perdite specifiche, ipotizzando un  $\Delta T$  medio di  $50^\circ C$ , varranno

$$P_{spec} = 14,9 \frac{W}{m^2}$$

Valore che moltiplicato per la superficie esposta darà il calore dissipato verso l'esterno. Nel caso dell'impianto con maggiore superficie esposta verso l'esterno (Caso 1) ciò significa una potenza dissipata di 22 kW, contro gli 11,4 kW del caso con 50 cm di isolamento, a fronte di una spesa per la realizzazione dello strato coibentante pressappoco dimezzata, il che giustifica la scelta.

La superficie da impermeabilizzare infine vale la somma di superficie interna totale ed esterna totale, incrementata di un 5% per tener conto di eventuali sovrapposizioni e risvolti. Tutti i dati sono stati arrotondati per eccesso per conservare un margine di sicurezza.

	Volume Scavo [m <sup>3</sup> ]	Volume Riempimento [m <sup>3</sup> ]	Volume Isolamento [m <sup>3</sup> ]	Superficie da Impermeabilizzare [m <sup>2</sup> ]
CASO1	4300	2600	275	2960
CASO2	2500	1450	185	1995
CASO3	1010	600	100	1100
CASO4	485	300	60	655

Le spese che si riscontrano per la realizzazione dell'opera sono state valutate interrogando esperti in materia oppure consultando il prezzario delle opere edili pubblicato dalla camera di commercio di Padova, e valgono:

- Spese di scavo, stimabili in 12 €/m<sup>3</sup> nell'ipotesi di provvedere allo smaltimento in discarica del materiale estratto, (altrimenti 8 €/m<sup>3</sup>). Sono comprensive di manodopera e mezzi.
- Di impermeabilizzazione mediante doppia guaina in PVC armato, stimabili in 25 €/m<sup>2</sup> comprensivi di posa in opera.
- Di isolamento mediante granulati di vetro cellulare, approssimativamente 130 €/m<sup>3</sup>.

- Di riempimento mediante materiali di cava, 40€/m<sup>3</sup> comprensivi di manodopera e mezzi.
- Pompe ed altri ausiliari, da valutare caso per caso.
- Spese tecniche riguardanti oneri di progettazione e di realizzazione del cantiere, stimate cautelativamente in un 20% del totale.
- Di sicurezza, in adempimento agli obblighi imposti dalla legge 81, stimati in un 5% del totale.

Prendendo in considerazione queste voci di costo si può valutare il costo di realizzazione dell'opera nei vari casi:

### Caso 1:

Per realizzare questa configurazione sarà necessario dotare l'impianto di macchine in grado di realizzare uno scambio di potenza termica di 13 MW in ingresso e 22 MW in uscita, come da calcoli precedenti. Poiché l'accumulo sarà verosimilmente posto in parallelo alla rete e verrà utilizzato solo in carica o in scarica e mai contemporaneamente nelle due funzioni, sarà sufficiente dimensionare le macchine sulla domanda maggiore per assolvere anche alla minore.

Per poter modulare al meglio l'offerta in base alla richiesta termica si è scelto di frammentare la totale potenza richiesta in più macchine, in modo da permettere a queste ultime di operare in condizioni di progetto e di assicurare perdite di carico minime e performance di scambio elevate. Ipotizzando di immettere il fluido ad una temperatura di 20 K superiore a quella di ritorno si ottiene che le pompe a servizio dell'accumulo dovranno elaborare una portata minima di 262,8 l/s, pari a 946,1 m<sup>3</sup>/h. Ai fini dell'analisi si sono dunque scelte pompe centrifughe normalizzate ad aspirazione assiale tali da avere la capacità di rispondere ai seguenti requisiti minimi:

- Portata nominale di 315 m<sup>3</sup>/h;
- Prevalenza nominale di 30 m.

Confrontando i listini di vari produttori si è ricavato che il costo di una macchina di questo tipo si attesta attorno agli €8.500,00 comprensivi di motore elettrico (da 37 kW) e di tutto il necessario per renderla operativa. Per assolvere alla richiesta totale saranno dunque necessarie 4 macchine più una di riserva, per una spesa preventivata totale di €42.500,00.

Dunque il costo totale dell'impianto ammonta a:

Spese	Costo Specifico	U.D.M.	Quantità	U.D.M.	Totale
Scavo	12	€/m <sup>3</sup>	4300	m <sup>3</sup>	51600
Impermeabilizzazione	25	€/m <sup>2</sup>	2960	m <sup>2</sup>	74000
Isolamento	130	€/m <sup>3</sup>	275	m <sup>3</sup>	35750
Inerti	40	€/m <sup>3</sup>	2600	m <sup>3</sup>	104000
Pompe	8500	€/macchina	5	Macchine	42500
Totale				€	307850
Spese Tecniche	20%				61570
Sicurezza (Legge 81)	5%				15392,5
Totale				€	384813

Caso 2:

Per realizzare questa configurazione d'impianto sarà necessario dotare l'impianto di macchine in grado di realizzare uno scambio di potenza termica di 7 MW in ingresso e 18MW in uscita, calcolate precedentemente.

Restano valide le assunzioni di cui al caso 1 relativamente a tipologia di macchine, criterio di frammentazione della potenza elaborata,  $\Delta T$  e prezzo per taglia, pertanto il numero di macchine necessarie ad esaudire la richiesta del caso in esame sarebbe di 3 più una di riserva, per un costo totale di €34.000,00.

Dunque il costo totale dell'impianto ammonta a:

Spese	Costo Specifico	U.D.M.	Quantità	U.D.M.	Totale
Scavo	12	€/m <sup>3</sup>	2500	m <sup>3</sup>	30000
Impermeabilizzazione	25	€/m <sup>2</sup>	1995	m <sup>2</sup>	49875
Isolamento	130	€/m <sup>3</sup>	185	m <sup>3</sup>	24050
Inerti	40	€/m <sup>3</sup>	1450	m <sup>3</sup>	58000
Pompe	8500	€/macchina	4	Macchine	34000
Totale				€	195925
Spese Tecniche	20%				39185
Sicurezza (Legge 81)	5%				9796.3
Totale				€	244906

*Caso 3:*

Per realizzare questa configurazione d'impianto sono necessari due blocchi di scambio termico di potenza 12 e 1,8 MW calcolata precedentemente.

Restano valide le assunzioni di cui al caso 1 relativamente a tipologia di macchine, criterio di frammentazione della potenza elaborata,  $\Delta T$  e prezzo per taglia, pertanto il numero di macchine necessarie ad esaudire la richiesta del caso in esame sarebbe di 2 più una di riserva, per un costo totale di €25.500,00.

Dunque il costo totale dell'impianto ammonta a:

Spese	Costo Specifico	U.D.M.	Quantità	U.D.M.	Totale
Scavo	12	€/m <sup>3</sup>	1010	m <sup>3</sup>	12120
Impermeabilizzazione	25	€/m <sup>2</sup>	1100	m <sup>2</sup>	27500
Isolamento	130	€/m <sup>3</sup>	100	m <sup>3</sup>	13000
Inerti	40	€/m <sup>3</sup>	600	m <sup>3</sup>	24000
Pompe	8500	€/macchina	3	Macchine	25500
Totale				€	102120
Spese Tecniche	20%				20424
Sicurezza (Legge 81)	5%				5106
Totale				€	127650



*Caso 4:*

Per realizzare questa configurazione d'impianto sono necessari due blocchi di scambio termico di potenza rispettivamente 8 e 0,75 MW, calcolata precedentemente.

In questo caso la portata necessaria alla fornitura della potenza necessaria non è compatibile con le caratteristiche della pompa precedente in quanto essa si troverebbe a lavorare per molte ore in condizioni di off-design, si è così scelto di utilizzare due macchine in grado di elaborare minori portate (200 m<sup>3</sup>/h) a parità di prevalenza, per le quali il prezzo si attesta a €4.600,00 l'una più una di riserva dello stesso tipo, per un totale di €13.800,00.

Dunque il costo totale dell'impianto ammonta a:

Spese	Costo Specifico	U.D.M.	Quantità	U.D.M.	Totale
Scavo	12	€/m <sup>3</sup>	490	m <sup>3</sup>	5880
Impermeabilizzazione	25	€/m <sup>2</sup>	655	m <sup>2</sup>	16375
Isolamento	130	€/m <sup>3</sup>	60	m <sup>3</sup>	7800
Inerti	40	€/m <sup>3</sup>	300	m <sup>3</sup>	12000
Pompe	4600	€/macchina	3	Macchine	13800
Tot				€	55855
Spese Tecniche	20%				11171
Sicurezza (Legge 81)	5%				2792.8
Totale				€	69819

TTES

Per quanto riguarda questa tecnologia, i volumi di accumulo richiesti sono i seguenti:

$$V_1 = 1998,8 \text{ m}^3$$

$$V_3 = 437,5 \text{ m}^3$$

$$V_2 = 1106,6 \text{ m}^3$$

$$V_4 = 195,1 \text{ m}^3$$

Per favorire la stratificazione delle temperature questi serbatoi sono realizzati con un rapporto tra l'altezza ed il diametro di base compreso tra il 3 ed il 4. Ipotizzando inizialmente un rapporto pari a 3,5 e facendo le dovute correzioni in seguito, si ottengono le seguenti coppie raggio – altezza:

$$(r, h)_1 = (5,7 ; 19,8) \text{ m}$$

$$(r, h)_3 = (3,4 ; 12) \text{ m}$$

$$(r, h)_2 = (4,7 ; 16,3) \text{ m}$$

$$(r, h)_4 = (2,6 ; 9,2) \text{ m}$$

Nei primi due casi, viste le altezze coinvolte potrà risultare necessario spezzare l'accumulo più serbatoi, onde evitare uno sgradevole impatto visivo.

Contrariamente alla tecnologia precedente, per la realizzazione di sistemi di questo tipo è necessario rivolgersi a professionisti specializzati in grado di realizzare il serbatoio su misura, pertanto le voci di costo in questo caso sono limitate all'acquisto del serbatoio (comprensivo di installazione e collegamenti vari) ed all'opportuna dotazione di macchine ausiliarie.

Le informazioni circa il prezzo chiavi in mano dei serbatoi sono state ricavate rivolgendosi direttamente ad un produttore che ha fornito indicazioni di massima basandosi su impianti già realizzati per applicazioni simili.

#### *Caso 1:*

La realizzazione di una volumetria complessiva di approssimativamente  $2000 \text{ m}^3$  impone di prevedere l'utilizzo di almeno 4 serbatoi da  $500 \text{ m}^3$ , il cui costo è stimabile a priori in €300.000,00 ciascuno, più ulteriori €35.000,00 per la realizzazione dell'isolamento, per un totale indicativo di €1.340.000,00.

Ad essi vanno aggiunte le spese già valutate in precedenza per la realizzazione della batteria di ausiliari necessari a garantire lo scambio termico, le quali ammontano a €42.500,00 dando così un costo di realizzazione dell'impianto nel suo complesso di €1.382.500,00

*Caso 2:*

Ancora una volta la volumetria coinvolta impone il frazionamento del sistema in più serbatoi, in questo caso 3 serbatoi da 400 m<sup>3</sup> il cui costo è stimato in €240.000,00 l'uno, più €30.000,00 per l'isolamento, per un totale di €810.000,00.

Ad essi vanno aggiunte le spese già valutate in precedenza per la realizzazione della batteria di ausiliari necessari a garantire lo scambio termico, le quali ammontano a €34.000,00 dando così un costo di realizzazione dell'impianto nel suo complesso di €844.000,00

*Caso 3:*

In questo caso sarà possibile realizzare l'impianto in un'unica soluzione su misura, per la quale ipotizziamo costi di realizzazione e di isolamento compresi tra quelli relativi al serbatoio da 500 m<sup>3</sup> e quello da 400 m<sup>3</sup>, per un totale di circa €300.000,00 ai quali, come nei casi precedenti vanno sommate le spese per la batteria di ausiliari necessari a garantire lo scambio termico, le quali ammontano ad €25.500,00.

Si ottiene un costo totale pari a €325.500,00

*Caso 4:*

Anche in questo caso l'impianto sarà realizzato in un'unica soluzione, per la quale i costi di realizzazione e di isolamento varranno rispettivamente €130.000,00 ed €20.000,00 per un totale di circa €150.000,00 ai quali, come nei casi precedenti vanno sommate le spese per la batteria di ausiliari necessari a garantire lo scambio termico che ammontano ad €13.800,00.

Si ottiene un costo totale pari a €163.800,00

A questo punto è possibile valutare le performance di un potenziale impianto determinando se la scelta di ricorrere ad un sistema di accumulo possa essere premiante e, nel caso, quale delle due papabili tecnologie fornisca i risultati più promettenti.



## ANALISI ECONOMICA

Al fine di ottenere le informazioni necessarie per svolgere un'analisi economica del progetto in esame, la prima parte di questo capitolo sarà incentrata sulla determinazione delle varie voci di costo e di una tariffa plausibile per la vendita del calore all'utente finale.

Per fare in modo che i risultati ottenuti forniscano indicazioni circa la sostenibilità del progetto è necessario valutare con attenzione la situazione attuale, gli interventi necessari e lo scenario potenziale a rete realizzata.

### Prezzo di acquisto

A seconda delle fonti impiegate per la fornitura del calore necessario all'alimentazione della rete è possibile formulare una stima del costo di produzione dell'unità di energia da parte di tale fonte, utile a produrre le analisi di fattibilità economica del progetto nei vari casi.

Le possibili fonti sono:

- Termovalorizzatore – linea 3;
- Termovalorizzatore – linee 1 e 2;
- Pozzo geotermico;
- Caldaie ausiliarie.

E sono di seguito trattate:

#### Termovalorizzatore – linea 3

Tra le linee di smaltimento dei rifiuti solidi urbani con recupero di calore per finalità elettriche a servizio del termovalorizzatore di Padova, la linea 3 è quella di più recente costruzione. Visti gli sviluppi delle tecnologie di cogenerazione ed in previsione di un potenziale allacciamento ad una rete di trasporto del calore, al momento della realizzazione di questa linea si è scelto di dotarla di una turbina munita di un sistema di spillamento che permetta l'assetto cogenerativo e della relativa flangia d'attacco.

Ciò fa sì che nei momenti di richiesta di energia termica possa essere estratto dagli stadi intermedi della turbina vapore ad un livello termico interessante per finalità di riscaldamento, cosa che però riduce la quantità di energia elettrica estratta per effetto del mancato apporto di vapore agli stadi di bassa pressione. Valutando il mancato guadagno derivante dalla vendita di questa energia elettrica ed

allocandolo all'unità di energia termica prodotta è possibile determinare il costo di quest'ultima visto dal produttore.

I dati forniti dal responsabile del termovalorizzatore a riguardo sono i seguenti:

Quantità Rifiuti (t/g)		300	
Prod. Vapore (t/h)		51,7	
Capacità Termica(MW)		43,6	
Senza Spillamento		Con Spillamento	
Temperatura (°C)	400	Temperatura (°C)	>151,5
Pressione (bar)	45	Pressione (bar)	5
$P_{el}$ nominale	11,15	$P_{el}$ nominale	4,8
$P_{th}$ nominale	0	$P_{th}$ nominale	26

Dove alla voce "temperatura" nel caso di configurazione cogenerativa si è indicato un livello termico minimo pari alla temperatura di saturazione a 5 bar, sicuramente superato in quanto altrimenti si avrebbero problemi di corrosione meccanica negli stadi di bassa pressione al momento dell'utilizzo senza spillamenti.

Facendo riferimento ai dati di consumo del 2013, la richiesta di energia termica è stata superiore a 10MW per 2330 ore. Ipotizziamo di soddisfare la domanda di potenza inferiore con caldaie ausiliarie e di impiegare il termovalorizzatore in configurazione cogenerativa per richieste di potenza superiori, condizioni conservative dal momento che la potenza servibile con caldaie ausiliarie è potenzialmente molto superiore e che l'ipotesi di utilizzare un sistema di accumulo permetterebbe di immagazzinare in poche ore l'energia necessaria a coprire i giorni di richiesta minore (ad es. per un giorno medio di inizio ottobre bastano circa 3 ore).

Si ottiene un costo di produzione dell'energia termica valutato secondo:

$$C_{MWh,th} = \frac{E_{el,nf} \cdot C_{MWh,el}}{E_{th}}$$

Dove:

- $E_{el,nf} = 2330 \cdot (11,15 - 4,8) = 14795,5 \text{ MWh}$  è l'ammontare di energia elettrica non fornita;
- $C_{MWh,el}$  è il prezzo di vendita dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima della borsa elettrica, il cui valore medio per gli ultimi 30 giorni a partire da oggi (09/01/2017) è stato di circa 60 €/MWh;

- $E_{th} = 2330 \cdot 26 = 60580 \text{ MWh}$  è l'energia termica resa disponibile in tale intervallo di tempo.

Secondo tali dati si ottiene:

$$C_{MWh,th} = 14,65\text{€/MWh}$$

Che però è un costo apparente in quanto calcolato su una richiesta superiore alla necessità totale. Per valutare l'effettivo costo del calore è necessario distinguere due casi:

In assenza di accumulo, il termovalorizzatore verrebbe impiegato per assolvere una domanda a partire da 10 MW, cioè per le 2330 ore di cui sopra, ma vista la potenza di 26 MW riuscirebbe a fornire in questo lasso di tempo un totale di 60580 MWh, di cui però solo 52701 MWh richiesti e la restante parte dissipati (calcolati analizzando la curva di durata dell'anno 2013).

Ciò fa sì che il costo reale del MWh in tal caso sia di €16,84.

L'impiego del sistema di accumulo consente invece di evitare la dissipazione di energia termica immagazzinando l'eccesso, pertanto il costo che prima era considerato apparente ora è reale.

Aggiungendo a tale valore il margine del produttore e le imposte sulla vendita (impossibili da determinare a priori) si ottiene il limite inferiore del prezzo di vendita del calore all'utente finale.

L'impiego del calore per finalità di teleriscaldamento può permettere inoltre l'upgrade del termovalorizzatore ad impianto cogenerativo, il che comporta l'accesso a certificati bianchi (o TEE, titoli di efficienza energetica) in numero pari a 3,6 per TEP risparmiata. Tali certificati sono negoziabili in un apposito mercato gestito dal GME e nelle 49 sedute del 2016 sono stati scambiati ad un prezzo medio di 151,46€/TEE.

Non essendo possibile determinare a priori se l'impianto risponderà ai requisiti necessari per avere accesso alla certificazione CAR tralasciamo la valutazione dello "sconto" sul costo di produzione che l'incentivazione permetterebbe di conseguire, facendo presente però che visto il maggiore utilizzo di energia termica da parte del caso con accumulo, quest'ultimo beneficerebbe di vantaggi maggiori.

Linee 1 e 2

Si tratta delle linee più datate del termovalorizzatore di san Lazzaro. Contrariamente alla linea 3 esse sono dotate di turbine tradizionali, sprovviste della possibilità di essere messe in funzionamento in configurazione cogenerativa pertanto, a meno di sostituzione delle macchine in questione, non sarà possibile beneficiare di spillamenti e bisognerà scegliere tra uso termico ed uso elettrico.

Dai dati disponibili a riguardo di tale linea emerge che a causa di queste mancanze, l'utilizzo del calore prodotto per scopi termici risulta essere molto meno efficiente. Il vapore prodotto si trova infatti in condizioni di temperatura e pressione incompatibili con la rete di teleriscaldamento (380°C – 43bar) le quali richiedono un adeguamento che comporta perdite exergetiche di notevole entità e per le quali il bypass delle turbine permetterebbe di fornire un totale di 10MW termici alla rete, a fronte di un potenziale elettrico di 3,28MW per linea.

Sulla base di quanto appena detto, il costo dell'unità di calore proveniente da queste due linee, valutato come nel caso precedente sulla base del mancato guadagno derivante dalla produzione elettrica, vale:

$$C_{MWh,th} = \frac{E_{el,nf} \cdot C_{MWh,el}}{E_{th}}$$

Svolgendo i calcoli su un'ora di funzionamento per semplicità, si ottiene che:

$$E_{el,nf} = 6,56 \text{ MWh}$$

$$E_{th} = 10 \text{ MWh}$$

E quindi, mantenendo il valore di costo del  $MWh_{el}$  usato in precedenza si ottiene un costo al produttore pari a:

$$C_{MWh,th} = 39,36 \text{ €/MWh}$$

Decisamente superiore al costo realizzato tramite l'utilizzo della linea 3.

A causa dell'impossibilità di produrre contestualmente l'energia elettrica ed il calore inoltre, queste linee non potranno beneficiare degli incentivi derivanti dalla certificazione di impianto cogenerativo, pertanto non è possibile l'ottenimento di uno "sconto" su tale valore.

#### Pozzo geotermico

Si tratta di una fonte energetica al momento inesistente e che andrebbe realizzata ad hoc per essere inserita nel progetto. Sono però stati realizzati studi preliminari da parte del dipartimento di Geoscienze sui quali sono basati i seguenti dati. L'ipotetico impianto permetterebbe di sfruttare il gradiente termico del sottosuolo iniettando l'acqua da riscaldare ad una profondità stimata di 2500 m per recuperarla poi ad una temperatura di circa 80°C e fornendo alla rete 4 MW di potenza termica di natura rinnovabile ed esente da spese in termini di energia primaria e da emissioni di gas serra. Ciò non significa però che l'energia ottenuta sia gratuita in quanto ad essa andranno imputate sia le spese elettriche per il



pompaggio dell'acqua che la quota di ammortamento di un impianto appositamente realizzato la cui stima risulta molto difficile essendo questo impianto ancora in fase progettuale.

Poiché basare alcune decisioni importanti come la scelta della tipologia di sistema di accumulo da adottare e la costruzione della tariffa per la vendita del calore su dati relativi ad un impianto del tutto ipotetico potrebbe generare non pochi problemi, la mia opinione a riguardo è che lo studio di questo sistema debba essere portato avanti parallelamente al progetto della rete di teleriscaldamento, nella quale potrà inserirsi qualora il costo del calore risultasse competitivo.

#### Caldaie Ausiliarie

Per svolgere la funzione di backup e per poter gestire eventuali picchi per i quali la rete non sia in grado di soddisfare la richiesta termica ricorrendo esclusivamente alle fonti a propria disposizione, è previsto il mantenimento di molte delle caldaie e centrali termiche attualmente in servizio.

La valutazione del prezzo dell'unità energetica fornita da queste macchine è fondamentale in quanto permette prevedere i costi di esercizio del sistema e di fornire ulteriori strumenti per valutare la convenienza economica del sistema di accumulo studiato precedentemente, inoltre costituisce il limite superiore di prezzo cui può essere acquistata l'energia termica dal termovalorizzatore.

Si tratta di caldaie alimentate a gas naturale, per le quali è ipotizzabile un rendimento medio del 90%. Per la valutazione dell'effettivo costo dell'energia termica si sono analizzate le bollette di tutte le utenze facenti capo all'università di Padova, dalle quali si sono ottenute indicazioni per edifici ad uso pubblico in un amplissimo range di consumo. Per quanto riguarda gli impianti di grandi dimensioni si è ottenuto un prezzo di 0,5292 €/smc, corrispondenti a 49,15€/MWh. Tenendo conto del rendimento stimato ciò significa €54,61 per ogni MWh effettivamente immesso negli ambienti da riscaldare. A questo dato vanno sommati 1,5€/MWh per le spese di manutenzione, dati ricavati dal contratto di gestione di una centrale termica potenzialmente utilizzabile allo scopo, per un totale di €56,10.

Va detto però che il prezzo del gas naturale è negoziato giorno per giorno in un apposito mercato, pertanto le informazioni appena fornite non sono da ritenersi valide per il futuro ma solamente indicative.

In conclusione, viste le considerazioni appena esposte circa le fonti di calore potenzialmente inseribili nel progetto, la soluzione migliore possibile al momento prevede lo sfruttamento della linea 3 come scelta prioritaria per l'acquisto del calore e l'impiego di caldaie esistenti o eventualmente delle altre due linee

per gestire i picchi o carichi ridotti, in attesa di poter valutare la convenienza nell'utilizzo di un pozzo geotermico.

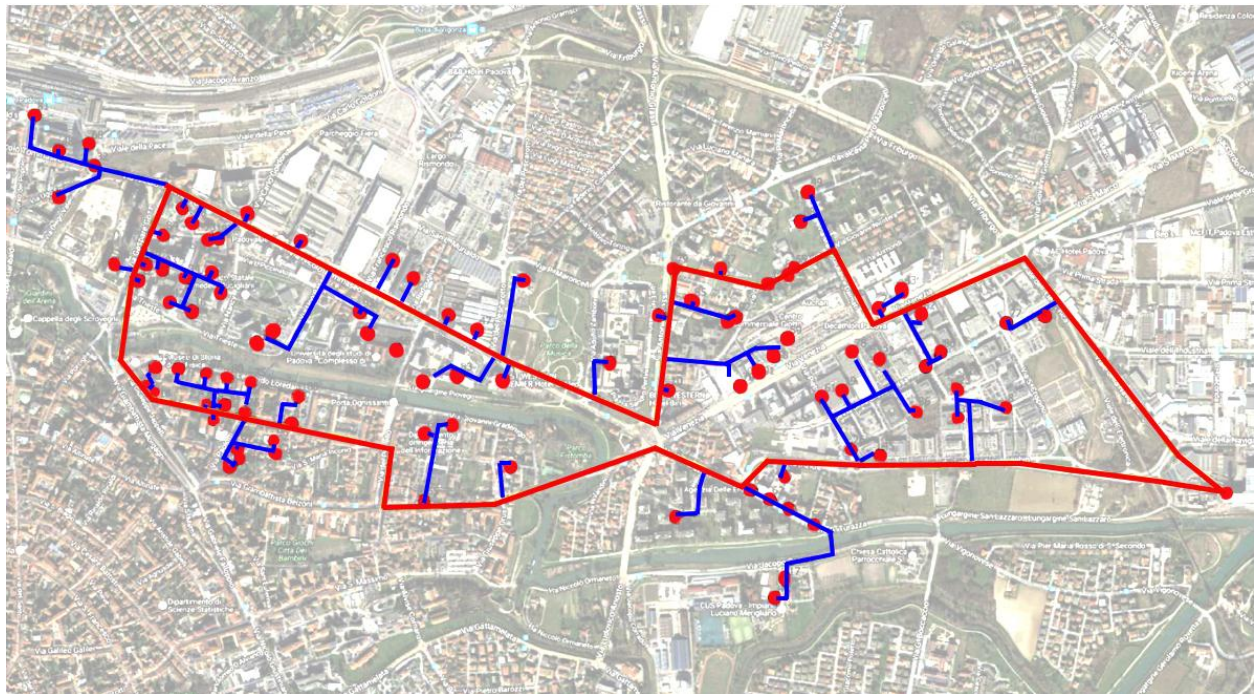
A causa di ciò le successive valutazioni sono state portate avanti sulla base dei dati relativi al "caso1".

#### Costi di rete

I costi di investimento necessari per realizzare il sistema nel suo complesso sono:

- Costruzione della rete di tubazioni;
- Installazione delle sottostazioni di scambio termico presso le utenze.

Per valutare i costi di realizzazione della rete deputata al trasporto del calore, ci si rifà al tracciato studiato dal dott. Franzin nel suo progetto di tesi e riportato nell'immagine seguente:



Si tratta di un percorso ad anello valutato in modo da collegare tutti i vari nodi secondo il percorso più breve possibile e corretto per ridurre gli attraversamenti fluviali al minimo possibile e posizionarli in corrispondenza di ponti, onde evitare le spese accessorie derivanti da una posa teleguidata.

La rete risultante richiede l'impiego di tubazioni di diverso diametro in funzione della portata di fluido da trasportare. Per realizzare la rete configurazione raffigurata sono necessari:

- 9 rami con diametro pari a 350mm, per una lunghezza complessiva di 3.132 m;
- 7 rami con diametro 300 mm, per una lunghezza complessiva di 1.282 m;
- 13 rami con diametro 250 mm, per una lunghezza complessiva di 2.424 m;
- 3 rami con diametro 200 mm, per una lunghezza complessiva di 694 m;
- 2 rami con diametro 150 mm, per una lunghezza complessiva di 150 m.

Il costo delle tubazioni, comprensivo di operazioni di scavo, posa dei tubi e ripristino della situazione di partenza è reso disponibile sul sito dell'AIRU (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano) e prevede i seguenti costi al metro lineare, in funzione del diametro:

D (mm)	€/m
25	114
50	145
100	415
150	517
200	620
250	700
300	775
350	930

Noti questi dati è possibile ricavare il costo complessivo di realizzazione dell'anello principale, pari a:

D [mm]	€/m	Lunghezza [m]	Costo [€]
150	150	517	77.550,00
200	694	620	430.280,00
250	2424	700	1.696.800,00
300	1282	775	993.550,00
350	3132	930	2.912.760,00
TOTALE			6.110.940,00

Per completare la rete e raggiungere ogni singola utenza saranno necessari ulteriori rami di collegamento, di diametro inferiore. Rifacendosi ancora una volta allo studio precedentemente citato, per la valutazione di questi collegamenti si è scelto cautelativamente l'utilizzo di un'unica tipologia di tubo di diametro superiore (150mm) rispetto all'ipotetica necessità in modo da ottenere una previsione di investimento difficile da sfiorare in fase di realizzazione.

Per la rete secondaria è stata prevista una lunghezza complessiva di 7583 m che, con un costo specifico di 517 €/m comporta la spesa di ulteriori € 3.920.411,00 per un totale di €10.031.351,00

A questo punto restano da aggiungere al conto i costi relativi alle sottostazioni di scambio termico posizionate presso le utenze, ai punti di ispezione ed agli allacciamenti. Per fornire un'indicazione di massima a riguardo ci si rifà allo studio realizzato dal GSE nel dicembre 2015 ed intitolato "Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente" nel quale tali costi sono valutati tramite analisi della struttura dei costi di altre reti esistenti e stimati pari al 30% dell'investimento per la realizzazione della rete, il che significa ulteriori €3.009.405,30 per un totale di €13.040.756,30.

"Costruita" la rete restano da tenere in considerazione i costi variabili, ossia il personale impiegato nella manutenzione e le relative spese, l'acquisto di energia elettrica per le pompe di circolazione e di calore per alimentare le utenze servite.

Per quanto riguarda la manutenzione, essa non riguarda né il termovalorizzatore (non rientra nelle competenze del progetto) né le tubazioni, bensì le sottostazioni di utenza, le caldaie ausiliarie ed eventualmente il sistema di accumulo.

Rifacendosi nuovamente allo studio del GSE citato sopra, tali spese ammontano mediamente a:

- 1,9 euro/MWh per i costi di gestione e manutenzione della rete;
- 1,6 euro/MWh per i costi di pompaggio;
- 3 euro/MWh per i costi O&M delle caldaie integrative.

Il che nel nostro caso significa circa €378.057,50 per tutti i casi, considerando che le minori spese di manutenzione delle caldaie nel caso con accumulo sono compensati dalle spese di manutenzione dell'accumulo stesso.

Aggiungendo le perdite di carico ulteriori introdotte dal sistema di accumulo si aggiungono al conto ulteriori 182,97 MWh, per i quali nell'ipotesi di prelevare l'energia direttamente dalla produzione del termovalorizzatore, si può stimare una spesa di €11.000,00.

Ottenuti questi dati si può valutare il costo di produzione dell'unità energetica.

## LCOE – Levelized Cost Of Energy

Per calcolare il costo del calore nei due casi bisogna tener presente che il sistema di accumulo consente di assolvere la totalità della domanda tramite l'energia fornita dal termovalorizzatore, a meno di picchi straordinari o di guasti. Ciò non vale invece nel caso senza accumulo, per il quale stando ai calcoli precedenti si riuscirebbe ad ottenere dal termovalorizzatore solo 52700 MWh di energia utile (corrispondente a 57970 MWh considerato un surplus del 10% per tener conto delle perdite di rete), e sarebbero necessari ulteriori 25202 MWh (comprensivi di perdite) per pareggiare la domanda.

Per determinare il costo dell'energia sono inoltre necessarie alcune assunzioni dal momento che la struttura dei costi appena descritta presenta un'incertezza intrinseca nei parametri di costo di acquisto del calore dalle due fonti. Si è dunque scelto di analizzare una serie di casi mantenendo fisso un valore e facendo variare l'altro, valutando il costo risultante nei due casi.

Si è ipotizzata una vita utile dell'impianto di 30 anni (anche se la voce di costo principale, la rete di tubazioni coibentate, dovrebbe assicurare almeno 10 anni di più), con un tasso di attualizzazione del 5%.

I dati utilizzati nei due casi sono i seguenti:

	SENZA ACCUMULO	PTES	TTES
Costo Investimento [€]	13040756,3	13425569,3	14423256,3
Calore Da TV* [MWh]	57970	83172,7	83172,7
Calore Da Caldaie [MWh]	25202	0	0
Costi Variabili Totali [€]	378057,5	389057,5	389057,5
Calore Utile Venduto	75611,5	75611,5	75611,5

\*nell'ipotesi di sfruttare il termovalorizzatore oltre i 10MW di richiesta termica

Si è quindi applicata la formula semplificata per il calcolo del LCOE, ossia:

$$LCOE = \frac{\left( \frac{a}{1 - (1 + a)^{-n}} \right) \cdot I + C_{MWh,TV} \cdot E_{TV} + C_{MWh,cald} \cdot E_{cald} + C_{var,tot}}{E_{tot}}$$

Dove:

- a = Tasso di attualizzazione;
- I = Costo d'investimento;
- $C_{MWh,TV}$  e  $C_{MWh,cald}$  = Costo del MWh rispettivamente da termovalorizzatore e caldaia;

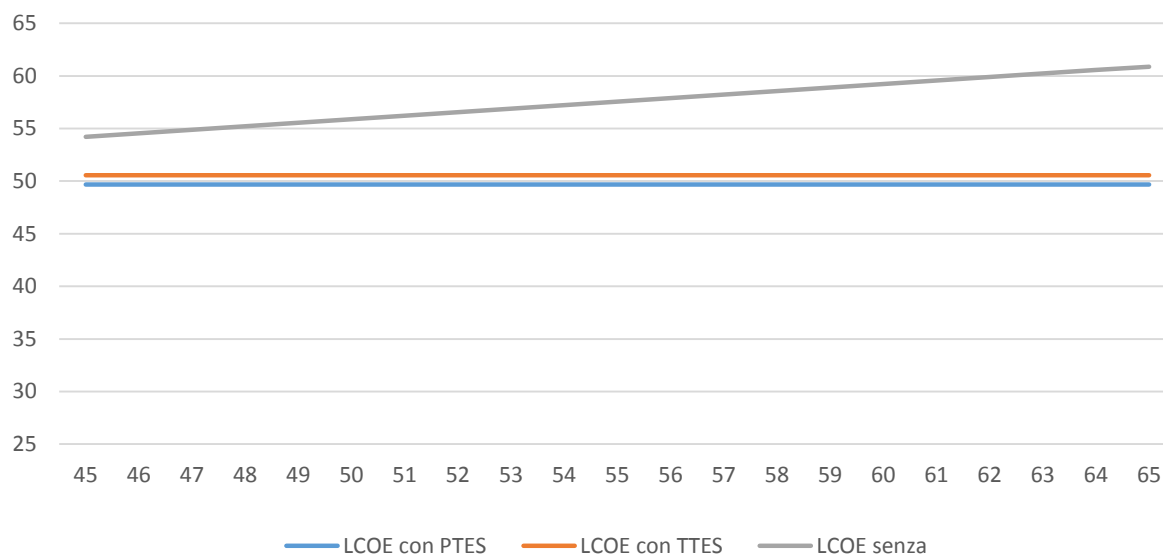
- $E_{TV}$  e  $E_{cald}$  = Energia assorbita rispettivamente da termovalorizzatore e caldaia;
- $C_{var,tot}$  = Costi variabili totali;
- $E_{tot}$  = Energia complessivamente venduta

In una prima ipotesi si è fissato il costo del calore assorbito da termovalorizzatore pari a 30€/MWh che significa una maggiorazione di oltre il 100% rispetto al costo di produzione, e si è fatto variare il prezzo dell'energia termica da caldaie tra 46 e 65 €/MWh. I risultati ottenuti sono i seguenti:

Prezzo da caldaie [€]	LCOE con PTES [€]	LCOE con TTES [€]	LCOE senza accumulo [€]
45.00	49.70	50.55	54.22
46.00	49.70	50.55	54.55
47.00	49.70	50.55	54.89
48.00	49.70	50.55	55.22
49.00	49.70	50.55	55.55
50.00	49.70	50.55	55.89
51.00	49.70	50.55	56.22
52.00	49.70	50.55	56.55
53.00	49.70	50.55	56.89
54.00	49.70	50.55	57.22
55.00	49.70	50.55	57.55
56.00	49.70	50.55	57.89
57.00	49.70	50.55	58.22
58.00	49.70	50.55	58.55
59.00	49.70	50.55	58.89
60.00	49.70	50.55	59.22
61.00	49.70	50.55	59.55
62.00	49.70	50.55	59.89
63.00	49.70	50.55	60.22
64.00	49.70	50.55	60.55
65.00	49.70	50.55	60.89

Si noti che a causa dell'ipotesi per la quale in presenza di accumulo il calore proviene esclusivamente dal termovalorizzatore, il relativo LCOE non varia con il prezzo del calore da caldaia, mentre in assenza di accumulo cresce linearmente.

## LCOE



Tenendo invece fisso il costo del MWh da caldaia al valore di €55 e facendo variare il costo del MWh tra €15 (pressoché irraggiungibile a meno di corposi incentivi derivanti dal raggiungimento di certificazione CAR) e €54, al di sopra del quale non avrebbe senso l'utilizzo del termovalorizzatore, si ottiene quanto segue:

Prezzo da TV [€]	LCOE con PTES [€]	LCOE con TTES [€]	LCOE senza accumulo [€]
15	33.20	34.05	46.05
16	34.30	35.15	46.82
17	35.40	36.25	47.59
18	36.50	37.35	48.35
19	37.60	38.45	49.12
20	38.70	39.55	49.89
21	39.80	40.65	50.65
22	40.90	41.75	51.42
23	42.00	42.85	52.19
24	43.10	43.95	52.95

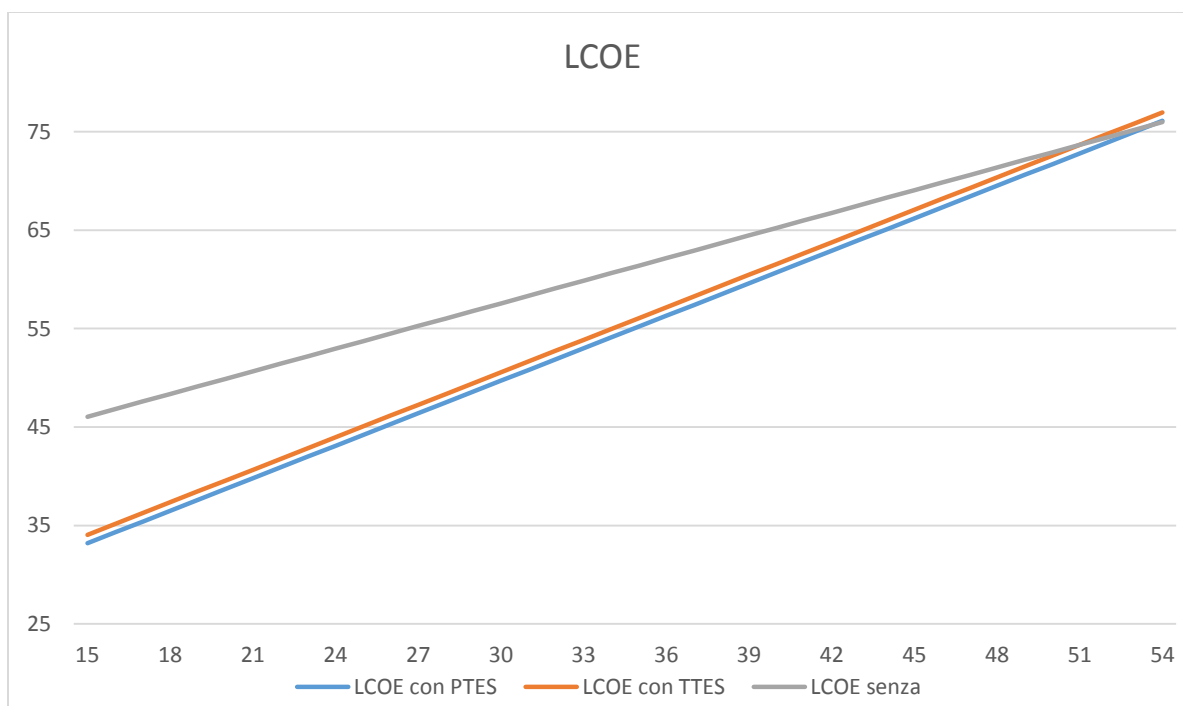
Prezzo da TV [€]	LCOE con PTES [€]	LCOE con TTES [€]	LCOE senza accumulo [€]
25	44.20	45.05	53.72
26	45.30	46.15	54.49
27	46.40	47.25	55.25
28	47.50	48.35	56.02
29	48.60	49.45	56.79
30	49.70	50.55	57.55
31	50.80	51.65	58.32
32	51.90	52.75	59.09
33	53.00	53.85	59.85
34	54.10	54.95	60.62

Prezzo da TV [€]	LCOE con PTES [€]	LCOE con TTES [€]	LCOE senza accumulo [€]
35	55.20	56.05	61.39
36	56.30	57.15	62.15
37	57.40	58.25	62.92
38	58.50	59.35	63.69
39	59.60	60.45	64.45
40	60.70	61.55	65.22
41	61.80	62.65	65.99
42	62.90	63.75	66.75
43	64.00	64.85	67.52
44	65.10	65.95	68.29

Prezzo da TV [€]	LCOE con PTES [€]	LCOE con TTES [€]	LCOE senza accumulo [€]
45	66.20	67.05	69.05
46	67.30	68.15	69.82
47	68.40	69.25	70.59
48	69.50	70.35	71.35
49	70.60	71.45	72.12
50	71.70	72.55	72.89
51	72.80	73.65	73.65
52	73.90	74.75	74.42
53	75.00	75.85	75.19
54	76.10	76.95	75.95

Pertanto con queste ipotesi la soluzione con accumulo risulterà conveniente rispetto alle altre solo nel caso in cui il prezzo di vendita del calore da parte del termovalorizzatore superi €51 nel caso con TTES ed €53 nel caso con PTES.

L'andamento del costo del calore è rappresentato nella figura successiva:





Prendendo come validi i prezzi ora utilizzati come valori di riferimento (30€/MWh per il calore proveniente dal termovalorizzatore e 55€/MWh per le caldaie ausiliarie) il costo dell'unità energetica vale dunque:

- €57,55 nel caso senza accumulo,
- €50,55 nel caso con accumulo di tipo TTES,
- €49,70 nel caso con accumulo di tipo PTES.

Che saranno i valori base per la costruzione della tariffa di vendita all'utente finale.

## Costi all'utente

Per poter determinare una tariffa che, risultando appetibile al cliente finale, permetta di raggiungere il numero di allacciamenti previsto per questo progetto è necessaria una conoscenza precisa della spesa attuale dei clienti potenzialmente coinvolti.

Trattandosi di utenze di tipo civile è prevista per essi una tariffazione comprensiva di accise basata su diverse componenti di prezzo, alcune fisse per punto di raccolta, altre dipendenti dalle componenti installate (gruppi di misura, spese di trasporto ed oneri vari), altre ancora proporzionali al consumo di gas naturale ed infine una componente di natura fiscale. A causa della dipendenza del costo finale realizzato da componenti fisse la cui incidenza cala al crescere dei consumi, non è possibile determinare un costo di riferimento per il MWh che si adatti a tutte le tipologie di utenza. Inoltre la componente principale necessario a determinare la tariffa, cioè il prezzo del gas, non ha un prezzo fisso ma viene negoziato giorno per giorno. Per le utenze del terziario o di luoghi pubblici può essere considerato attendibile il prezzo valutato precedentemente per le caldaie ausiliarie, seppure molto basso in quanto calcolato in un periodo particolarmente favorevole per quanto riguarda il prezzo del gas e su un impianto di grandi dimensioni che può beneficiare di tariffe agevolate. Ad esso (56,10 €/MWh) andrà aggiunta la quota di ammortamento relativa all'acquisto della caldaia (circa 100.000 €/MW<sub>installato</sub>).

Le utenze del settore residenziale risultano invece meno favorite da questi meccanismi e il prezzo medio registrato analizzando bollette di utenze di tipo residenziale nello stesso periodo è stato di 63,22€/MWh al quale vanno aggiunte la manutenzione della caldaia e la quota di ammortamento relativa all'acquisto della stessa.

A causa della sensibile differenza tra le tariffe delle due tipologie di utenze sarà necessario produrre le tariffe corrispondenti anche per il calore proveniente dalla rete. A causa della dipendenza dei prezzi dal costo della materia prima sarà necessario agganciare i due valori tra loro, aggiornando periodicamente le tariffe in funzione dei risultati delle contrattazioni del gas al punto di scambio virtuale.

Sulla base delle valutazioni appena portate avanti, i possibili prezzi di vendita medi del calore potrebbe essere di 72€/MWh per i consumatori domestici e di 63€/MWh per i non domestici. A causa della grande varietà di utenze allacciate sarebbe opportuno realizzare una tariffa a scaglioni in base alla richiesta annua, tuttavia a causa della difficile valutazione dei costi attuali e viste le ipotesi cautelative prodotte si può comunque attribuire a questo risultato un valore indicativo.

Ipotizzando tali tariffe, è possibile calcolare un prezzo di vendita medio ponderato valutando i consumi dei vari settori. Nell'anno d'analisi il carico totale assorbito da utenze del settore residenziale è stato di 20597,1MWh mentre il carico totale erogato agli altri punti di raccolta è ammontato a 55034,2MWh, pertanto il prezzo medio del MWh con la tale struttura di domanda e di costo sarebbe stato di €65,45.

Fatto ciò si possono condurre le valutazioni economiche del caso ipotizzando quest'ultimo come prezzo unico di vendita, onde evitare di dover distinguere la produzione destinata agli utenti domestici da quella al terziario.

## Indicatori di performance economica

Per valutare la convenienza del progetto nel suo complesso e definire se la realizzazione e l'utilizzo degli impianti d'accumulo di cui in precedenza possono fornire valore aggiunto alla rete, si sono analizzati diversi indicatori economici il cui significato ed i cui risultati sono spiegati caso per caso.

Al fine di fornire risultati più realistici si è ipotizzato di raggiungere il totale delle utenze analizzate in 5 anni con un tasso di crescita lineare nel tempo.

### PB (Payback time)

Si tratta di un metodo di valutazione "statico", ossia non in grado di tener conto della variazione di valore del denaro del tempo. Fornisce un'indicazione riguardo il tempo necessario per recuperare quanto investito in un progetto e si calcola come rapporto tra il costo d'investimento iniziale e la disponibilità da esso generata annualmente, dunque:

$$PB = \frac{I_0}{D}$$

Nei casi di nostra analisi (senza accumulo, con PTES, con TTES),  $I_0$  vale rispettivamente:

Costo d'Investimento [€]		
Senza accumulo	TTES	PTES
13.040.756,30	14.423.256,30	13.425.569,30

Mentre la disponibilità annua a regime vale, nel caso senza accumulo:

$$D = p \times E_{\text{venduta}} - (c_{\text{cald}} \times E_{\text{cald}} + c_{\text{TV}} \times E_{\text{TV}}) - c_{\text{var}}$$

$$D = 63,27 \times 75611,5 - (55 \times 25202,7 + 30 \times 57970,9) = \text{€}1.445.439,68$$

E nei due casi con accumulo:

$$D = p \times E_{\text{venduta}} - c_{\text{TV}} \times E_{\text{TV}} - c_{\text{var}}$$

$$D = 63,27 \times 75611,5 - 30 \times 83172,7 = \text{€}2.064.534,18$$

Con:

- $p$  = prezzo di vendita,
- $c_{\text{cald}}$  e  $c_{\text{TV}}$  costi d'acquisto del calore da caldaie e termovalorizzatore rispettivamente,
- $E_{\text{cald}}$  ed  $E_{\text{TV}}$  le relative quantità acquistate

- $E_{venduta}$  la quantità fornita al consumatore finale
- $c_{var}$  costi cosiddetti variabili, quali manutenzioni ecc.

Si ottengono i seguenti risultati:

$$PB_{no\ acc} = 11,022 \text{ anni}$$

$$PB_{TTES} = 8,986 \text{ anni}$$

$$PB_{PTES} = 8,503 \text{ anni}$$

Pertanto, grazie alla capacità di ridurre la spesa totale per l'approvvigionamento del calore, le soluzioni con accumulo sembrerebbero in grado di ridurre il tempo di recupero dell'investimento nonostante comportino maggiori costi di realizzazione. Per verificare ciò saranno necessarie risposte concordanti dall'analisi degli indicatori dinamici, per i quali gli esborsi immediati assumono peso maggiore e i guadagni differiti contano meno.

ROI (Return On Investment)

Detto anche tasso di redditività, è un metodo statico che mira a determinare quanto rende il capitale impiegato per finanziare un determinato investimento tenendo conto della svalutazione anno per anno delle varie immobilizzazioni.

Si calcola secondo:

$$ROI = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{D_i - A_i}{n}}{I_0} = \frac{\bar{U}}{I_0}$$

Dove:

- $i$  è l'anno di utilizzo,
- $n$  è la vita utile dell'impianto,
- $A_i$  è la quota d'ammortamento per l' $i$ -esimo anno
- $\bar{U}$  è l'utile medio annuo.

Nei casi di nostro interesse quest'indicatore vale:

$$ROI_{no\ acc} = 2,325$$

$$ROI_{TTES} = 3,294$$

$$ROI_{PTES} = 3,613$$

## VAN (Valore Attuale Netto)

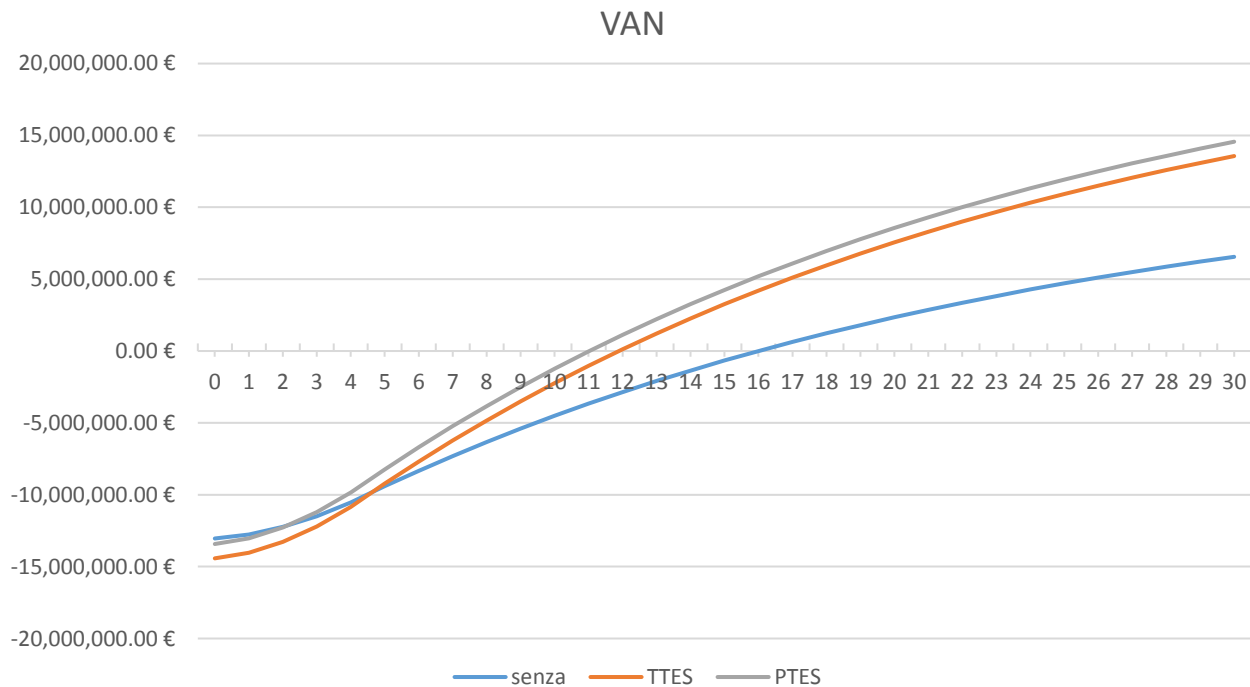
Si tratta stavolta di un metodo dinamico, in grado cioè di tener conto del valore attuale delle somme di denaro scambiate nel tempo. Permette di valutare la convenienza di un investimento sia in termini assoluti che per confronto con altri possibili investimenti definendo il valore monetario ad oggi generabile dall'investimento in questione. Qualora si ottenesse un VAN negativo la realizzazione del progetto distruggerà ricchezza anziché crearla e l'investimento potrà essere considerato economicamente non sostenibile.

Il calcolo di questo indicatore consiste nel sottrarre l'ammontare dell'investimento iniziale ai flussi di cassa attualizzati anno per anno, ossia:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{D_i}{(1+a)^i} - I_0$$

Dove  $a$  è il tasso di attualizzazione, imposto al 5% e la vita utile dell'impianto è fissata a 30 anni. Gli altri simboli contenuti nell'espressione mantengono il significato dei casi precedenti.

L'andamento risultante è rappresentato dalla figura seguente:



Che conferma le indicazioni ottenute dall'indicatore "PB" riguardo il recupero più rapido dell'investimento da parte delle soluzioni con accumulo.

I risultati ottenuti a fine vita nei tre casi sono:

$$VAN_{no\ acc} = € 6.553.989,69$$

$$VAN_{TTES} = € 13.564.091,39$$

$$VAN_{PTES} = € 14.561.778,39$$

#### TIR (Tasso Interno di Redditività)

Si tratta di un indicatore basato sul concetto di Valore Attuale Netto appena esposto, dunque un metodo dinamico. Consiste nel valutare il valore del tasso di attualizzazione ( $a$ ) tale per cui i flussi di cassa attualizzati in ingresso eguagliano i flussi attualizzati in uscita (e quindi  $VAN = 0$ ), in altre parole, il valore limite oltre il quale non si ha convenienza nel realizzare l'investimento. Qualora si ottenesse un TIR inferiore rispetto al tasso di attualizzazione reale avremo che il VAN del progetto sarà certamente negativo.

Nel contesto del settore energetico generalmente si considera promettente un investimento il cui TIR superi la soglia dell'8%.

Ognuno dei tre casi ha superato questa valutazione con esito positivo, a conferma della particolare convenienza del teleriscaldamento in presenza di fonti di calore di recupero, in particolare:

$$TIR_{no\ acc} = 8,522\%$$

$$TIR_{TTES} = 11,116\%$$

$$TIR_{PTES} = 11,909\%$$

#### IP (indice di Profittabilità)

Si tratta del rapporto tra benefici e costi di un progetto, che costituisce una misura della profittabilità relativa dell'investimento. È particolarmente indicato per confrontare iniziative di diversa natura o entità per determinare quale tra esse possa essere la più remunerativa. In particolare, qualora un'impresa possieda una limitata disponibilità di capitale ed un portafoglio di progetti aventi tutti VAN positivo, l'indice di profittabilità permetterebbe di classificare i progetti indicandone l'ordine di scelta.

Si definisce:

$$IP = \frac{VAN}{I_0}$$

E nei soliti tre casi vale:

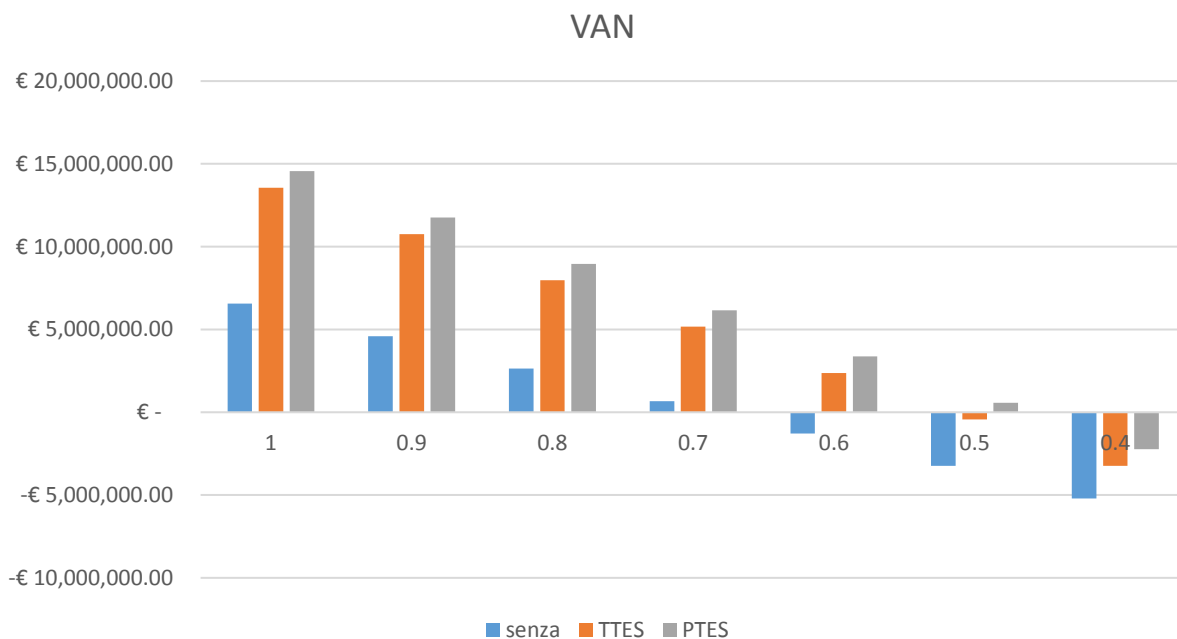
$$IP_{no\ acc} = \frac{6.553.989,69}{13.040.756,30} = 0,5026$$

$$IP_{TTES} = \frac{13.564.091,39}{14.423.256,30} = 0,9404$$

$$IP_{PTES} = \frac{14.561.778,39}{13.473.926,30} = 1,0846$$

Si sono infine analizzati alcuni scenari nei quali, una volta realizzato l'impianto, non si dovesse riscontrare l'adesione prevista da parte dei potenziali utenti e si operi a carico parziale.

Per tali casi si è calcolato il VAN e si è verificato fino a che tasso di copertura l'investimento risulterebbe comunque vantaggioso. I risultati sono illustrati nel grafico seguente, dove in ascissa è riportata la domanda effettiva in rapporto alla prevista ed in ordinata il VAN nel tal caso:



Nel caso senza accumulo il Van si annulla quando il volume degli scambi si attesta al 66,55% del previsto, nel caso TTES al 51,54% e con PTES invece al 47,97%.

In conclusione, dal punto di vista puramente economico è ragionevole pensare che l'inserimento di un impianto d'accumulo possa apportare un valore aggiunto alla rete in termini economici e che la soluzione più interessante sia quella con accumulo di tipo PTES, in quanto a parità di performance prevede un costo di realizzazione stimato inferiore rispetto alla soluzione TTES.

Nel successivo capitolo l'analisi sarà invece incentrata sulle conseguenze dell'utilizzo di un sistema del genere sulle emissioni di gas serra in atmosfera e sull'energia primaria consumata.



## Analisi di sostenibilità ambientale

### Emissioni in atmosfera

Per valutare l'impatto che la realizzazione di una rete di teleriscaldamento e di un sistema di accumulo permettono di evitare è necessario studiare i processi di generazione attraverso i quali viene prodotta l'energia destinata allo stoccaggio. La componente fondamentale di questo sistema è la linea 3 dell'inceneritore di san Lazzaro, la quale è munita di tutti gli attacchi necessari per essere collegata ad una rete di TLR ed è predisposta al funzionamento in assetto cogenerativo tramite un sistema di spillamenti che le permette di rendere disponibili 26 MW di potenza termica arrestando l'espansione del vapore a 5 bar. Portando il sistema a lavorare in configurazione cogenerativa, il minor salto entalpico tra inizio e fine espansione penalizza la generazione elettrica permettendo l'erogazione di soli 4,8 MW a fronte degli 11,15 MW realizzati normalmente.

Allo stato attuale, tale linea è in grado di erogare una potenza elettrica di 17,7 MW con una durata di funzionamento dichiarata di 7800 ore/anno, per una totale produzione annua di 154077 MWh. Sottraendo il consumo derivante dagli ausiliari, la cui potenza è di poco superiore ad 1 MW, la produzione elettrica netta vale 145203 MWh/anno.

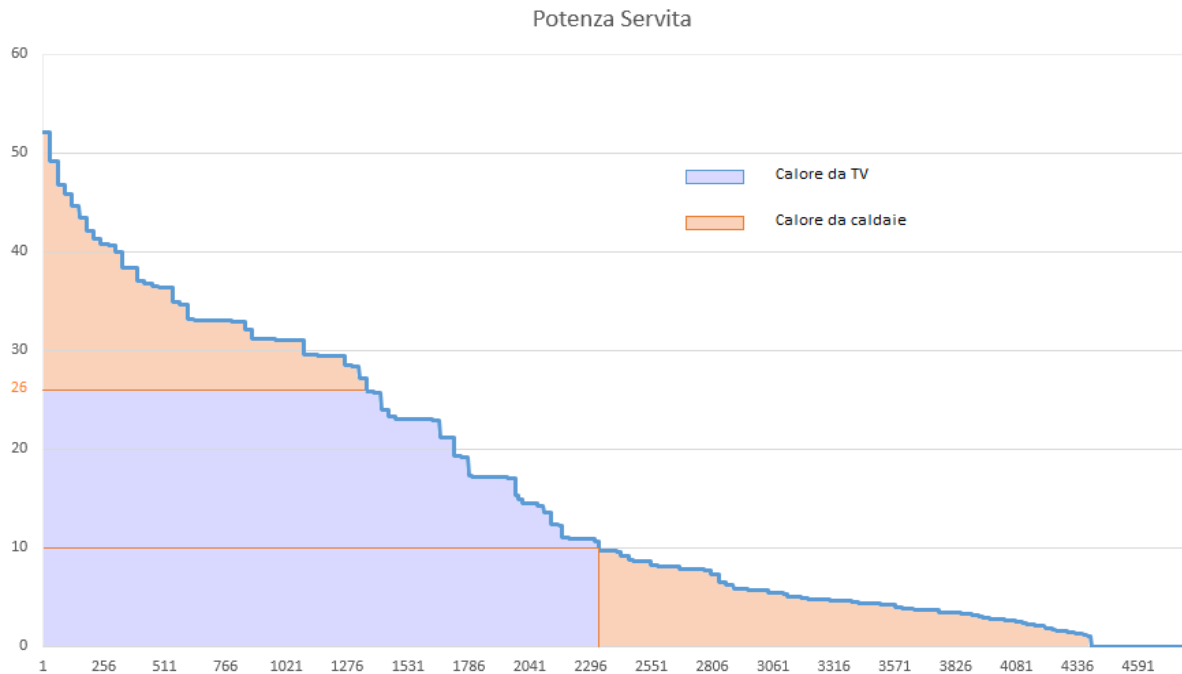
Per calcolare la differenza tra le odierne emissioni e quelle relative ad un ipotetico futuro con rete di teleriscaldamento, si sono utilizzati coefficienti specifici che tengono conto del consumo di energia primaria e delle emissioni specifiche per la produzione di 1 kWh elettrico nel parco nazionale e per 1 kWh termico nel sistema di caldaie sostituito. Essi sono:

- Rendimento delle caldaie sostituite:  $\eta = 80\%$
- Emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> equivalente per unità di energia termica prodotta: 0,252 kg/kWh<sub>termico</sub>
- Emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> equivalente per unità di energia elettrica prodotta: 0,491 kg/kWh<sub>elettrico</sub>
- Consumi specifici di energia primaria: 1,94 kWh<sub>primaria</sub>/kWh<sub>elettrico</sub>

L'indicatore utilizzato per queste valutazioni è la quantità annualmente emessa in termini di CO<sub>2</sub> equivalente, unità di misura che permette di sintetizzare i calcoli assegnando ad ogni inquinante un peso specifico dipendente dall'effetto serra generato da quest'ultimo in rapporto all'impatto della stessa quantità di CO<sub>2</sub> e quindi di considerare la totalità di questi gas in un unico calcolo.

Le quote risultanti avranno anche un valore economico, dal momento che esiste una piattaforma di scambio entro la quale è possibile cederle secondo prezzi negoziati giorno per giorno. Il valor medio realizzato nelle prime 14 aste del 2017 è stato di 5,12 €/t<sub>CO2</sub>.

Ipotizziamo, in assenza di sistema di accumulo, di utilizzare l'energia proveniente dal termovalorizzatore per gestire i soli carichi superiori a 10MW, fornendo al sistema la quantità di energia evidenziata in azzurro nella curva di figura ed utilizzando caldaie ausiliarie per gestire le parti lasciate scoperte (area rossa).



Si ottiene un impiego complessivo del termovalorizzatore in configurazione cogenerativa per un totale di 2330 ore/anno, pari a  $2330 \times (11,15 - 4,8) = 14795,5$  MWh sottratti alla produzione elettrica.

Sulla base di questi dati, l'utilizzo della linea 3 del termovalorizzatore determina un aumento delle emissioni in ambiente pari al prodotto tra mancata produzione ed emissioni elettriche specifiche, pari a:

$$\Delta\text{CO}_2 = 14795,5 \times 0,491 = 7264,6 \text{ t/a}$$

Dovute all'approvvigionamento dalla rete dell'energia mancante, con rendimento considerato pari a quello del mix energetico nazionale.

Per quanto riguarda le linee 1 e 2 invece, il problema è più complesso in quanto al momento della realizzazione non era stato ipotizzato un collegamento con reti di trasporto calore pertanto le macchine per la conversione dell'energia sono esercite con turbine non predisposte per spillamenti. Ciò implica che

l'approvvigionamento di calore possa essere realizzato previa un rinnovo del parco macchine oppure servendosi direttamente del vapore destinato alla generazione di potenza, disponibile a 380°C e 42 bar, il che annullerebbe la produzione elettrica di tali linee e comporterebbe una perdita exergetica notevole visti i livelli termici coinvolti. Tale vapore potrebbe essere tenuto in considerazione per casi di necessità estrema, come il fuori servizio di un altro sistema di produzione del calore all'interno della rete. In tal modo si potrebbe evitare di dimensionare le caldaie di integrazione e riserva per il 110-120% del picco termico.

Rinunciare all'utilizzo per fini elettrici delle linee 1 e 2 ha quindi un impatto molto maggiore in proporzione ai benefici rispetto alla linea 3. Esse sono infatti in grado di produrre ciascuna mediamente 50 MWh/giorno di energia elettrica grazie ai 3 MW di potenza installata ciascuna.

L'impatto di un'ora di utilizzo del vapore per fini termici ammonterebbe a 6MWh di energia elettrica spesa per fornire 10MWh termici, il che significa una spesa in termini di CO<sub>2</sub> per reintegrare la produzione pari a:

$$\Delta\text{CO}_2 = 6 \times 0,491 = 2,95 \text{ t/h}$$

Che in rapporto all'energia termica prodotta risultano pari a 0,295 t/MWh<sub>th</sub>, contro le 0,12 t/MWh<sub>th</sub> che si ottengono svolgendo lo stesso calcolo per la linea 3.

Per quanto riguarda il pozzo geotermico, non trattandosi di una struttura effettivamente realizzata ma ancora in fase progettuale, le informazioni disponibili sono passibili di modifiche nel corso dell'avanzamento dei lavori, pertanto i risultati ottenuti sono da interpretarsi come indicativi dell'impatto potenziale e non come valori definitivi. Stando ai dati ottenuti dal dipartimento di geoscienze, il pozzo dovrebbe assicurare una potenza termica di picco di circa 4 MW sotto forma di acqua ad 80°C con una portata di 40 l/s. Essa sarà prelevata da una profondità di 2500 m e rigettata ad una seconda falda posta circa 1000 m più in alto, il che rende necessario l'utilizzo di pompe in grado di garantire al fluido la prevalenza necessaria per vincere le perdite, utilizzando energia elettrica in quantità non trascurabile.

Mentre l'energia termica prelevata dal pozzo ed immessa nella rete è considerata fonte rinnovabile, e quindi non imputabile di consumi di energia primaria ed emissioni di gas serra, l'energia elettrica spesa per il pompaggio, a meno che non venga scalata dalla produzione del termovalorizzatore, introduce consumi di energia primaria ed emissioni di CO<sub>2</sub> che devono essere calcolate sui corrispondenti dati imputabili al sistema elettrico nazionale. Stime realizzate dal dott. Agostini nella propria tesi indicano un consumo di energia elettrica pari ad 853 MWh/a che corrispondono ad una quantità di CO<sub>2</sub> stimabile in:

$$\Delta CO_2 = 853 \times 0,491 = 418,8 \text{ t/a}$$

Applicando queste informazioni al caso di nostro interesse è possibile realizzare un bilancio in termini di TEP risparmiate e di CO<sub>2</sub> evitata sia nel caso di rete “tradizionale” che nel caso con accumulo, ottenendo un ulteriore strumento per la valutazione della bontà delle soluzioni proposte e per la scelta della migliore al loro interno. Ipotizziamo dunque l’utilizzo della linea 3 del termovalorizzatore come sorgente principale e di caldaie ausiliarie per la gestione della restante parte della curva di domanda, quindi analizziamo i due casi:

Come già visto in precedenza, lo spillamento del vapore dalla turbina comporta una riduzione della produzione elettrica per il reintegro della quale è necessario affidarsi a sistemi tradizionali, i quali comportano emissioni di CO<sub>2</sub> supplementari per un totale di circa 7265 tonnellate l’anno. Di contro ciò permette agli utenti del TLR di spegnere le proprie caldaie per un totale di 26 MW di potenza installata, cosa che nell’arco dell’anno di indagine (2013) avrebbe permesso di risparmiare 30199,91 MWh di energia termica (calcolata come integrale della curva di durata nell’area di utilizzo del calore da termovalorizzatore rappresentata nella figura precedente).

Ipotizzando un rendimento medio di 0,8 per le caldaie sostituite ed emissioni specifiche di 0,252 kg di CO<sub>2</sub> per kWh termico prodotto si ottiene un risparmio pari a:

$$CO_{2,evitata} = \frac{30199,91 \times 0,252}{0,8} = 9512,97 \text{ t/a}$$

Pertanto il risultato netto ottenuto sotto queste ipotesi ammonterebbe a:

$$CO_{2,evitata,tot} = 9512,97 - 7264,6 = 2248,4 \text{ t/a}$$

Consideriamo ora l’ipotesi di rete munita di accumulo.

L’aggiunta di un TES permette di acquistare calore dal termovalorizzatore per molte più ore rispetto al caso precedente. Per poter assolvere alla totalità della domanda saranno necessarie almeno

$$\frac{E_{TV}}{P} = \frac{83172,7}{26} = 3198,95 \text{ h}$$

Dove con E<sub>TV</sub> si è indicata l’energia richiesta dalla rete (comprensiva di perdite) e con P la potenza disponibile dal termovalorizzatore.

Incrementando questo dato del 10% per cautela nei confronti di inefficienze di ogni genere si ottiene richiesta per 3520 ore il che implica la sottrazione di 22352,0 MWh/a alla produzione elettrica e l'emissione di:

$$\Delta CO_2 = 22352,0 \times 0,491 = 10974,83 \text{ t/a}$$

Inoltre saranno necessarie spese supplementari per gli ausiliari deputati a vincere le perdite di carico introdotte dal sistema. Tali spese sono di natura elettrica pertanto, a meno di detrarre le spese dalla quota di energia elettrica rinnovabile fornita dal termovalorizzatore, le emissioni specifiche ammonteranno a 0,491 kg/kWh.

La potenza richiesta agli ausiliari secondo i dati relativi alle macchine disponibili sul mercato vale 37kW per pompa impiegata e l'impiego dipende dalla richiesta termica in quanto essa comporta una certa portata. Si stima che ogni pompa possa fornire un totale di 7,5MW per cui analizzando la curva di durata si ottiene un utilizzo totale di 4945 ore equivalenti, pari a:

$$E_{ausiliari} = 4945 \times 37 = 182965kWh = 182,97MWh$$

Cui corrispondono emissioni in atmosfera pari a:

$$\Delta CO_2 = 182,97 \times 0,491 = 89,84 \text{ t/a}$$

L'utilizzo di un sistema di stoccaggio delle dimensioni precedentemente previste (caso 1) consente però al termovalorizzatore di prendersi carico della quota delle caldaie fornendo il calore necessario all'assolvimento totale della domanda, dunque ulteriori 45411,1 MWh che comportano un risparmio in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> pari a:

$$CO_{2,evitata} = \frac{45411,1 \times 0,252}{0,8} = 14304,5 \text{ t/a}$$

Che si andranno a sommare al risparmio calcolato in precedenza generando una riduzione di emissioni totale annua pari a

$$CO_{2,evitata} = 14304,5 + 9513,0 - 89,8 - 10974,8 = 12752,9 \text{ t/a}$$

Valorizzando questi risultati al prezzo medio di vendita sopra citato si ottengono i seguenti ricavi, rispettivamente nei casi senza e con accumulo:

$$R_{senza} = 2248,4 \times 5,12 = 11.511,81€/a$$

$$R_{con} = 12752,9 \times 5,12 = 65.294,85€/a$$

### Consumo di energia primaria

Dal punto di vista dell'energia primaria risparmiata, come anticipato in precedenza il consumo specifico di energia primaria per la produzione di energia elettrica vale  $1,94 \text{ kWh}_{\text{primaria}}/\text{kWh}_{\text{elettrico}}$  mentre per l'energia termica vale  $1,25 \text{ kWh}_{\text{primaria}}/\text{kWh}_{\text{termico}}$ , essendo il rendimento fissato a 0,8.

Per convenzione, trattandosi di energia primaria, i risultati ottenuti sono stati convertiti in tonnellate equivalenti di petrolio (TEP), secondo un fattore di conversione pari a 0,086 TEP/MWh.

Partendo dal caso senza accumulo ciò significa:

- Una spesa supplementare di  $14795,5 \times 1,94 \times 0,086 = 2468,5$  TEP per compensare la mancata produzione elettrica;
- Un risparmio di  $30199,91 \times 1,25 \times 0,086 = 3246,5$  TEP al lato termico.

Dunque un risultato netto di circa 778 TEP risparmiate.

Per quanto riguarda il caso con accumulo invece si hanno:

- Una spesa supplementare di  $22542,5 \times 1,94 \times 0,086 = 3761,0$  TEP per compensare la mancata produzione elettrica;
- Una spesa supplementare di  $182,97 \times 1,94 \times 0,086 = 30,53$  TEP per il funzionamento degli ausiliari;
- Un risparmio di  $(30199,91 + 45411,1) \times 1,25 \times 0,086 = 8128,2$  TEP al lato termico.

Per un risparmio totale netto di 4336,6 TEP.

Valorizzando questi risultati al prezzo medio dei TEE del 2016 si ottiene un ricavo supplementare pari a:

$$R_{\text{senza}} = 778 \times 151,46 = 117.835,88 \text{ €/a}$$

$$R_{\text{con}} = 4336 \times 151,46 = 656.730,56 \text{ €/a}$$

Che andrebbero moltiplicati per 3,6 qualora si raggiungesse la certificazione CAR.

Si è volontariamente scelto di escludere sia questo risultato che quello relativo alla CO<sub>2</sub> evitata dalle precedenti valutazioni economiche sia per l'incertezza relativa all'effettivo perdurare nel tempo delle attuali politiche di incentivazione che per conservare un ulteriore margine di sicurezza.

## CONCLUSIONE

Riprendendo il lavoro svolto dai colleghi che prima di me hanno portato il loro contributo al progetto per la realizzazione della rete di teleriscaldamento di cui si è fin qui parlato, l'obiettivo di questa tesi era di approfondire le analisi economiche tramite l'individuazione di una tariffa per la vendita del calore che fosse competitiva con le tecnologie concorrenti e che garantisse un ritorno economico all'investimento. La volontà di realizzare un lavoro propositivo e la curiosità nei confronti di un settore di nicchia come quello dell'accumulo termico ha spostato il focus verso questi argomenti, integrandoli nelle analisi e permettendo di costruire un modello con il quale si possano confrontare diversi potenziali scenari per ottenere previsioni sulle relative performance economiche al variare di parametri quali il tasso di sconto, i prezzi di vendita e acquisto (da più fonti) del calore, la penetrazione della tecnologia ed altri.

Si sono inoltre valutate le conseguenze dei vari scenari su due indicatori significativi dal punto di vista ambientale, quali le emissioni di gas serra ed il consumo di energia primaria, con le quali è stato possibile definire se il progetto comportasse effettivamente conseguenze positive sull'ambiente e di quantificarle.

L'utilizzo di questi modelli ha permesso di ottenere risultati sulla base dei quali si possono trarre le seguenti conclusioni:

- Grazie all'alimentazione da calore di scarto, la rete ipotizzata risulta un investimento promettente sia dal punto di vista puramente economico che per quanto riguarda l'impatto sull'ambiente anche nell'ipotesi che ha conseguito i risultati peggiori tra gli scenari analizzati.
- L'inserimento di un sistema d'accumulo termico giornaliero consente di abbattere la quota di calore da parte di sistemi integrativi tradizionali, abbassando le spese di approvvigionamento di più del 20% e riducendo il tempo previsto per il ritorno dell'investimento.
- Esso permette inoltre di ottenere una diminuzione nei consumi di energia primaria e nelle emissioni in ambiente più di cinque volte e mezzo superiore rispetto a quanto ottenuto in assenza di accumulo.
- All'interno della rosa delle tecnologie analizzate, il sistema di tipo PTES ha conseguito i risultati migliori in quanto a parità di benefici richiede costi di investimento inferiori. Di contro esso richiede molto più spazio per esser realizzato rispetto al sistema concorrente (TTES) anche se, contrariamente a quest'ultimo, una volta conclusa l'opera ed interrata la vasca tale spazio potrebbe essere nuovamente sfruttato in quanto calpestabile.

Alla luce di ciò, la mia opinione è che valutazioni di questo tipo debbano essere portate avanti implementandole con l'ausilio di metodi di indagine più approfonditi, allargando la finestra d'indagine, estendendo il ragionamento alla produzione di ACS o di freddo per mezzo di sistemi ad assorbimento, e magari valutando l'adozione di sistemi innovativi di gestione dei flussi di calore e di ulteriori fonti di approvvigionamento rinnovabili.

Così facendo sarà possibile realizzare una smart grid all'avanguardia, versatile ed efficiente, adatta a servire un'area che costituisce il cuore della ricerca e dell'innovazione della città di Padova ed in grado di porsi come modello da imitare per chiunque pianifichi interventi di questo genere in futuro.







## RINGRAZIAMENTI

Desidero esprimere riconoscenza a tutti coloro che hanno contribuito a portare a termine la stesura di questa tesi:

Ringrazio il professor Lorenzoni, per la sua infinita disponibilità ed i preziosi consigli, Francesco Franzin, per avermi permesso di beneficiare del suo lavoro, il dott. Fabio Minchio, Francesco Baido, Matteo Borgato e Sandro Sarto per aver contribuito al reperimento di dati fondamentali per lo sviluppo di questo progetto.

La realizzazione di questo lavoro coincide anche con la chiusura di un percorso impegnativo, stimolante, ricco di soddisfazioni ma anche di amarezze da cui ricavare ulteriori insegnamenti. Niente di tutto questo sarebbe stato possibile senza il sostegno prezioso e costante di chi ha condiviso con me questo cammino.

Ringrazio i miei genitori per la pazienza, l'appoggio e l'affetto che non mi hanno mai fatto mancare.

Ringrazio mio fratello Alberto, per essere sempre stato il mio modello ed il mio migliore amico, e mia cugina Anna, perché siamo cresciuti insieme senza crescere mai.

Ringrazio la nonna per essere il nostro punto di riferimento, per avere sempre la parola giusta, perché è la nonna Gianna e non serve aggiungere altro.

Ringrazio Valentina, perché non potevo chiedere di meglio.

Ringrazio i miei compagni di viaggio Pietro, Matteo, Simone, Emanuele, Matteo, Giacomo, Andrea, Enrico e Filippo, per i nostri 15 anni.

Ringrazio Andrea, Francesco, Matteo, Valerio, Manlio, Alessandro, Sara, Gianmarco, Chiara, Simone, Lorenzo e Pietro, per aver condiviso con me sacrifici e soddisfazioni.

Ringrazio il Team, perché eravamo nella stessa barca e non abbiamo mai smesso di remare insieme.



## BIBLIOGRAFIA

- Turin – towards a smart energy city; G. Fracastoro, A. Poggio; 2012.
- Analysis of large thermal energy storage for solar district heating; M. Guadalfajara, M. A. Lozano, L. M. Serra; 2014.
- Economic efficiency of mobile latent heat storages; M. Deckert, R. Scholz, S. Binder, A. Hornung; 2014.
- Energy Storage Systems – Storage of Thermal Energy; O. Ercan Ataer; 2012.
- Experimental results of a 10 kW high temperature thermochemical storage reactor based on calcium hydroxide; M. Schmidt, C. Szczukowski, C. Roßkopf, M. Linder, A. Wörner; 2014.
- Heat recovery from a thermal energy storage based on the  $Ca(OH)_2/CaO$  cycle; M.N. Azpiazu, J.M. Morquillas, A. Vazquez; 2003.
- Innovative Phase Change Material (PCM) for heat storage for industrial applications; F. Kenfacka, M. Bauer; 2014.
- Modellazione di sistemi di accumulo termico per impianti solari; M.L. Musa; 2010.
- Numerical analysis of a medium scale latent energy storage unit for district heating systems; F. Colella, A. Sciacovelli, V. Verda; 2012.
- Sequential management of optimally-designed thermal storage tanks for multi-energy district boilers M. Labidi, J. Eynard, O. Faugeroux, S. Grieu; 2014.
- Spatial distribution of thermal energy storage systems in urban areas connected to district heating for grid balancing; A. Bachmaiera, S. Narmsaraa, J.B. Eggersa, S. Herkela; 2015.
- Studio per un sistema di teleriscaldamento dimensionato sulla domanda termica effettiva; F. Franzin; 2016.
- L'accumulo dell'energia termica: Stato dell'arte e studio di sistemi e soluzioni per la media temperatura; A. Rubin; 2013.
- Utilizzo di calore refluo come fonte termica per il teleriscaldamento: Studio di fattibilità a Padova in ottica Smart City; S. Agostini; 2015.
- Analisi tecnico/economica degli impianti di servizio: Sviluppo di modelli di costo dei componenti e progettazione integrata degli impianti di servizio; G. Mondin; 2011.
- Thermal energy storage for low and medium temperature applications using phase change materials – A review; J. Pereira da Cunha, P. Eames; 2016.

- Thermal energy storage using chloride salts and their eutectics; P. D. Myers, Jr., D. Yogi Goswami; 2016.
- Thermal storage in a MW scale. Molten salt solar thermal pilot facility: Plant description and commissioning experiences; C. Prieto, R. Osuna, A.I. Fernàndez, L. F. Cabeza; 2016.
- Thermal energy storage (TES) for industrial waste heat (IWH) recovery: A review; L. Miró, J. Gasia, L. F. Cabeza; 2016.
- A review of energy storage technologies with a focus on adsorption thermal energy storage processes for heating applications; D. Lefebvre, F.H. Tezel; 2017.
- Adsorption isotherms and kinetics of HFC-404A onto bituminous based granular activated carbon for storage and cooling applications; M. Ghazy, A.A. Askalany, K. Harby, M.S. Ahmed; 2016.
- Adsorption thermal energy storage for cogeneration in industrial batch processes: Experiment, dynamic modeling and system analysis; H. Schreiber, S. Graf, F. Lanzerath, A. Bardow; 2015.
- Description and analysis of adsorption heat storage device; U. Stritih, A. Bombač; 2014.
- Effect of kinetics on the thermal performance of a sorption heat storage reactor; M. Gaeini, H.A. Zondag, C.C.M. Rindt; 2016.
- Experimental study on adsorption characteristics of a water and silica gel based thermal energy storage (TES) system; K. Lim, J. Che, J. Lee; 2017.
- Heat lost or stored: Experimental analysis of adsorption thermal energy storage; H. Schreiber, F. Lanzerath, C. Reinert, C. Grüntgens, A. Bardow; 2016.
- Measurement and analysis of adsorption isotherms of CO<sub>2</sub> on activated carbon; V. K. Singh, E. Anil Kumar; 2016.
- Study of sorption based energy storage system with silica gel for heating application; H. Deshmukh, M.P. Maiya, S. Srinivasa Murthy; 2017.
- Increase of the efficiency of the Neubrandenburg geothermal heating plant through surplus heat storage in summer; J. Zenke, P. Seibt, F. Kabus; 2000.
- Large Energy Storage Systems Handbook; F.S. Barnes, J.G. Levine; 2011.
- State-of-the-art review of aquifer thermal energy storage systems for heating and cooling buildings; H. Paksoy, A.Snijders, L. Stiles; 2008.
- Biomass-fired CHP and heat storage system simulations in existing district heating systems; M. Noussan, G.C. Abdin, A. Poggio, R. Roberto; 2014.
- Experimental study of water heating salt gradient solar pond performance in Iraq; M. T. Chaichan, K.I. Abaas, F.F. Hatem; 2009.

- Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating; T. Nuytten, B. Claessens, K. Paredis, J. Van Bael, D. Six; 2013.
- Next generation of seasonal gravel water thermal energy store – design and operating results from Eggenstein-Leopoldshafen, Germany; R.Marx, D. Bauer, H. Drucek; 2010.
- Heat extraction from a salinity-gradient solar pond using in pond heat exchanger; M.R. Jaefarzadeh; 2006.
- Industrial surplus heat transportation for use in district heating; J.N.W. Chiu, J. Castro Flores, V. Martin, B. Lacarrière; 2016.
- A new type of large-scale thermal energy storage; P.G. Bergana, C.J. Greiner; 2014.
- Primary energy savings through thermal storage in district heating networks; V. Verda, F. Colella; 2011.
- Thermal energy storage technology brief; International Renewable Energy Agency; 2013.
- Solar pond technology K. Goutham, C.S. Krishna; 2013.
- Salinity Gradient Solar Ponds: Theoretical Modelling and Integration with Desalination; I. Alenezi; 2012.
- An innovative approach to heat extraction from a salinity gradient solar pond to enhance overall efficiency; Y. Yaacob; 2013.





## SITOGRAFIA

- [ec.europa.eu/clima/policies](http://ec.europa.eu/clima/policies)
- [ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/)
- [it.calpeda.com](http://it.calpeda.com)
- [www.acegasapsamga.it](http://www.acegasapsamga.it)
- [www.aeeg.it](http://www.aeeg.it)
- [www.agieffe.it](http://www.agieffe.it)
- [www.airu.it](http://www.airu.it)
- [www.atinazionale.org](http://www.atinazionale.org)
- [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)
- [www.caprari.it](http://www.caprari.it)
- [www.cesqa.it](http://www.cesqa.it)
- [www.dlsc.ca](http://www.dlsc.ca)
- [www.ecn.nl](http://www.ecn.nl)
- [www.enel.it](http://www.enel.it)
- [www.estenergy.it](http://www.estenergy.it)
- [www.fire-italia.org](http://www.fire-italia.org)
- [www.gazzettaufficiale.it](http://www.gazzettaufficiale.it)
- [www.gruppoiren.it](http://www.gruppoiren.it)
- [www.gse.it](http://www.gse.it)
- [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [www.irenenergia.it](http://www.irenenergia.it)
- [www.itw.uni-stuttgart.de](http://www.itw.uni-stuttgart.de)
- [www.leap.polimi.it](http://www.leap.polimi.it)
- [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)
- [www.nordtex.it](http://www.nordtex.it)
- [www.pd.camcom.it](http://www.pd.camcom.it)
- [www.regione.piemonte.it](http://www.regione.piemonte.it)
- [www.sardegnaricerche.it](http://www.sardegnaricerche.it)
- [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)
- [www.sicc-italia.com](http://www.sicc-italia.com)
- [www.snam.it](http://www.snam.it)
- [www.solar-district-heating.eu](http://www.solar-district-heating.eu)