



Titolo:	Caso studio
Data:	20 Maggio 2015
Descrizione:	Integrazione di un impianto solare a servizio di una rete di teleriscaldamento di piccole dimensioni nel centro Italia
Autore:	Matteo Muscherà, matteo.muschera@polimi.it
Co-autore:	Marco Calderoni, marco.calderoni@polimi.it Alice Dénarié, alice.denarie@polimi.it
Lingua:	Italiano
Versione:	1.0

Sommario

1	Introduzione.....	2
2	Descrizione della rete di teleriscaldamento (TLR).....	5
3	Impianto solare proposto	7
4	Benefici dell'impianto	10
5	Aspetto economico	11



1 Introduzione

1.1 Applicazioni del solare termico

Il mercato del solare termico è in larga parte costituito da piccoli sistemi per acqua calda sanitaria (circa il 90%) e, in alcuni casi, anche per riscaldamento degli ambienti. Poco spazio trovano, ad oggi, gli impianti solari termici di grande taglia, nonostante sia stato più volte calcolato un potenziale enorme per l'utilizzo del solare termico in applicazioni speciali, come la produzione di calore di processo a bassa e media temperatura in alcuni settori industriali, il raffrescamento degli ambienti utilizzando macchine ad assorbimento (solar cooling), oltre che al suo impiego nelle reti di teleriscaldamento.

Sotto il profilo tecnico si tratta di impianti più estesi e non sempre standardizzabili come i sistemi per acqua calda sanitaria ad uso residenziale. Per questo motivo necessitano di una progettazione *ad hoc*.

1.2 Il solare termico nelle reti di teleriscaldamento

1.2.1 Impianti centralizzati e distribuiti

L'integrazione di un impianto solare termico in una rete di teleriscaldamento può avvenire secondo due principali modalità: centralizzata e distribuita.

Negli impianti centralizzati, comuni soprattutto in Austria, Danimarca, Germania e Svezia, il campo solare termico, attraverso un suo circuito, è collegato direttamente alla centrale di produzione, dove altre fonti energetiche, come unità cogenerative alimentate a gas o biomassa, contribuiscono a soddisfare il fabbisogno termico della rete. È frequente che impianti di questo tipo siano realizzati e gestiti dallo stesso soggetto che ha la responsabilità anche dell'intera rete di teleriscaldamento, ovvero l'azienda locale che si occupa della gestione dell'energia. Il concetto di impianto centralizzato si riferisce quindi alla connessione idraulica e non alla posizione dei collettori solari che può essere di carattere distribuito.

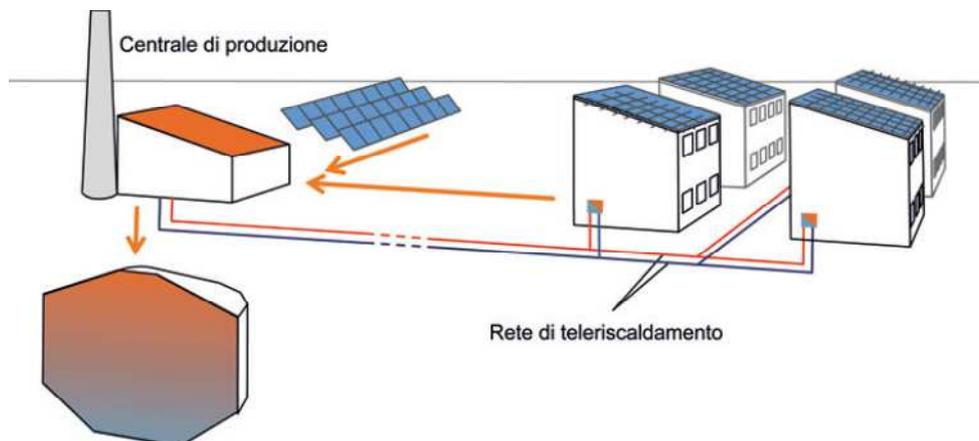


Figura 1-1 Impianto solare centralizzato in rete di teleriscaldamento (fonte: Solites, www.solites.de)

L'impianto si dirà invece *distribuito* quando alimenta la rete di teleriscaldamento senza passare per la centrale termica generale. Negli impianti distribuiti, spesso è la rete stessa che viene utilizzata come accumulo di calore; questo è dovuto al fatto che il solare, nella maggior parte dei casi, fornisce solo una piccola parte della domanda complessiva di calore e il volume di acqua contenuto nella rete è sufficiente ad immagazzinare il calore solare fornito.

È importante sottolineare che la soluzione dell'impianto distribuito, che potrebbe minimizzare le perdite di calore, è però attuabile solo in presenza di valori di pressione e temperatura della rete compatibili con i parametri di funzionamento dell'impianto solare.

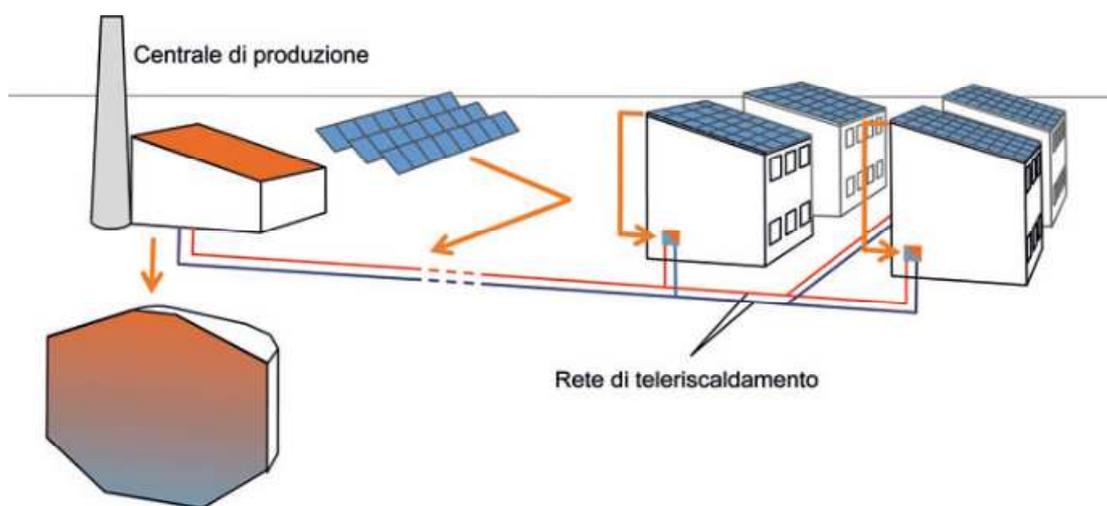


Figura 1-2 Impianto solare distribuito in rete di teleriscaldamento (fonte: Solites, www.solites.de)

1.2.2 Connessione alla rete negli impianti distribuiti

Per gli impianti distribuiti si possono individuare tre principali modalità di connessione con la rete.

La prima è chiamata *alimentazione dal ritorno alla mandata (feed-in return – flow)*: qui l'impianto solare deve operare in modo che la sua portata sia regolata in maniera tale da ottenere la temperatura di mandata della rete. Questa tipologia di integrazione del solare è generalmente accettata dai gestori delle reti, dal momento che non modifica la temperatura di ritorno sulla linea e inoltre il costo della pompa è a carico di chi realizza l'impianto solare.

La seconda modalità, detta *alimentazione dal ritorno al ritorno (feed-in return – return)*, prevede invece che il solare prelevi calore e lo restituisca sulla linea del ritorno; in questo modo si garantiscono le minime temperature di funzionamento per i collettori solari e, di conseguenza, la loro massima efficienza. In questo caso le perdite di carico delle tubazioni e dello scambiatore di calore sono coperte dalle pompe di rete già presenti, e, soprattutto, il circuito solare può lavorare a portata costante. Questa modalità tuttavia può risultare poco favorevole per il gestore della rete, poiché è necessario intervenire sul controllo della portata allo scambiatore di calore proveniente dal circuito solare e anche perché l'aumento della temperatura di ritorno aumenta le dispersioni termiche e può diminuire l'efficienza degli altri generatori di calore alimentati proprio dalla linea di ritorno, tipicamente i cogeneratori.

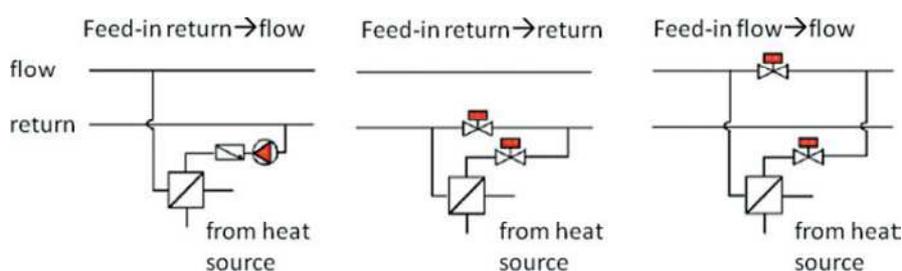


Figura 1-3 Integrazione idraulica del solare termico in una rete di teleriscaldamento (fonte: Solar District Heating)

L' *alimentazione dalla mandata alla mandata (feed-in flow – flow)*, è la terza modalità operativa e anche quella meno utilizzata, in quanto comporta temperature di funzionamento più elevate, peggiorano l'efficienza dei collettori solari termici.



Se la rete viene impiegata come accumulo termico, è evidente che anche la temperatura di ritorno tenderà ad aumentare durante il funzionamento dell'impianto solare. Per garantire un funzionamento efficiente, la temperatura di ritorno deve essere mantenuta più bassa possibile la mattina, prima che il solare cominci ad alimentare la rete. Nel tardo pomeriggio, dato l'incremento della temperatura di ritorno e la diminuzione dell'irraggiamento solare, potrebbe essere necessario effettuare il by-pass dell'impianto solare.

In inverno è fondamentale considerare il fatto che la temperatura di mandata sulla rete possa salire fino a 90 ± 100 °C e anche oltre. Nonostante i collettori solari possano raggiungere queste temperature anche in inverno, per non ridurre troppo l'efficienza di conversione energetica, è consigliabile far funzionare il sistema tra 60 °C e 80 °C. Se questo risulta impossibile, il calore solare può in alcuni casi essere utilizzato direttamente come alimentazione di alcuni edifici.

La fermata di parte della rete per lavori di manutenzione può essere causa di stagnazione dell'impianto solare termico (evaporazione del liquido all'interno dei collettori). Per questo motivo tutti i fermo-impianto dovrebbero essere programmati nel momento in cui non sia prevista integrazione di calore dal solare verso la rete, ovvero quando non ci sia disponibilità della radiazione solare. Un'alternativa è quella di utilizzare accumuli già presenti, in cui scaricare temporaneamente l'energia termica proveniente dai collettori solari.

2 Descrizione della rete di teleriscaldamento (TLR)

2.1 Lunghezza

La rete di distribuzione del teleriscaldamento si estende complessivamente per circa 4,4 km (comprensivi di mandata e ritorno)

2.2 Impianti di generazione

Il sistema di generazione è composto da due caldaie a gas da 1,4 MW (totale 2,8 MW) più un motore alternativo a gas naturale da 0,75 MW. La rete può inoltre beneficiare del recupero termico effettuato da un motore alternativo a biogas di potenza pari a 0,76 MW (non di proprietà della utility).

A completare la panoramica dei sistemi di generazione, in centrale è presente un gruppo frigorifero ad assorbimento da 0,43 MW che alimenta una piccola rete di teleraffrescamento (estesa circa 150 m).



2.3 Temperature e portate

I parametri che maggiormente influenzano il comportamento di un impianto solare all'interno di una rete di teleriscaldamento sono la temperatura di mandata, quella di ritorno e la portata della rete stessa.

Si riportano in tabella le temperature e le portate nominali presenti nella rete di TLR nelle due differenti stagioni termiche e nei momenti di minima e massima richiesta. Si noti che la temperatura di ritorno

	U.M.	INVERNO	ESTATE
T_{mandata}	°C	80	80
T_{ritorno}	°C	65	65
Portata	m ³ /h	var	var

Da notare che la temperatura di ritorno fornita dalla utility sarà fortemente influenzata dall'entità del recupero da biomassa, mentre la temperatura di mandata risentirà del fabbisogno di energia termica dell'assorbitore (per i quali non sono stati forniti dati).

2.4 Profilo di consumo

Il profilo di consumo differisce a seconda della tipologia di utenza (asilo, condominio, palestra...) e della stagione termica.

A titolo esemplificativo, si riporta l'andamento del prelievo dalla rete durante tipiche giornate di funzionamento durante l'anno (inverno ed estate), benché l'elevata variabilità, sia giornaliera, sia stagionale dei dati di monitoraggio renda difficoltosa la definizione di profili tipici.

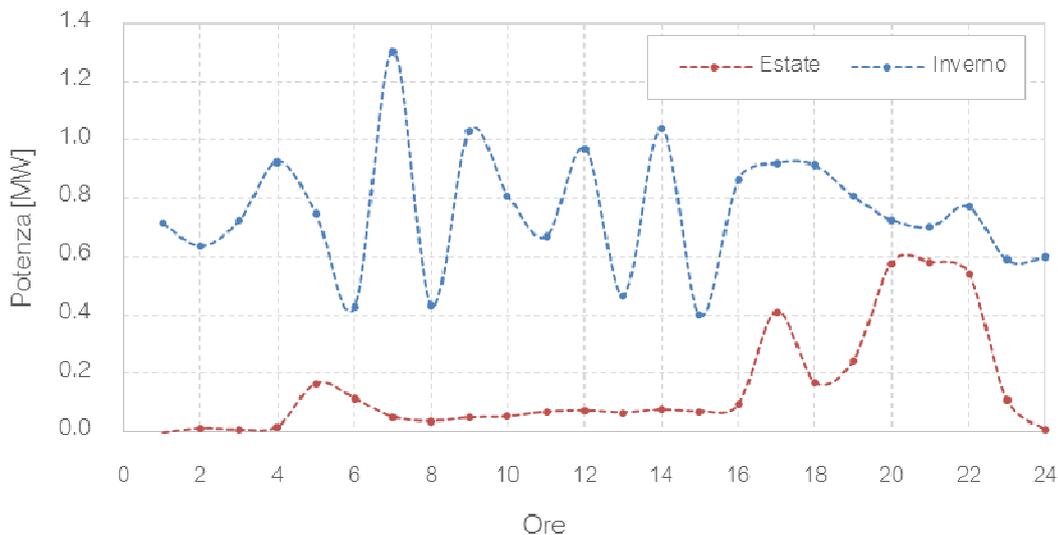


Figura 2-1 Profilo di consumo giornaliero

2.5 Consumo annuo

Il fabbisogno termico annuo della rete di teleriscaldamento nel corso del 2013, risulta pari a 5,8 GWh (dato fornito dalla utility).

3 Impianto solare proposto

3.1 Scelte progettuali operate

Partendo dall'obiettivo di copertura delle perdite di rete nella stagione estiva, viene sviluppata un'ipotesi di integrazione che prevede l'installazione di 1000 m² di collettori. Parte del campo (240 m² lordi) è previsto sulla copertura a falde (v. Fig. 3-1) con inclinazione 14° ed esposizione Est-Ovest, mentre la restante superficie (750 m² lordi) è ipotizzata a terra con esposizione Sud e inclinazione 35°.



Figura 3-1 Identificazione delle aree disponibili.

Il regime di incentivazione considerato è il Conto Energia Termico, il quale permette di applicare gli incentivi ad una superficie lorda massima di collettori pari a 1000 m².

Per immagazzinare l'energia solare in eccedenza rispetto al fabbisogno della rete (condizione che si verifica relativamente di frequente nei mesi più caldi), si è scelto di inserire un accumulo nell'ipotesi di intervento. Tale extra-quota accumulata nel serbatoio può poi essere sfruttata nelle successive ore (tipicamente di sera-notte), quando il fabbisogno torna ad essere preponderante rispetto alla produzione solare. Di non minore importanza è la funzione svolta dall'accumulo per evitare o almeno limitare la stagnazione dei collettori solari, la quale si manifesta in presenza di radiazione solare con concomitante assenza di prelievo da parte dell'utenza. La stagnazione è un fenomeno assolutamente normale negli impianti solari, ma se si verifica troppo di frequente sollecita oltremodo i componenti del campo collettori, riducendone la vita utile. Dunque, i

parametri considerati nel dimensionamento del serbatoio sono:

- Energia trasferita dal serbatoio alla rete
- Numero di giorni di stagnazione durante l'anno

Il miglior compromesso suggerisce l'implementazione di un serbatoio di 70 m³.

3.2 Posizionamento dei collettori

Come sopra menzionato, si prevede di installare parte dei collettori su falda inclinata e parte a terra.



Figura 3-2 Impianto con collettori solari installati a terra (fonte: Riccardo Battisti)

Negli impianti di grande dimensione è fortemente consigliato utilizzare collettori di grande taglia, con superficie di apertura compresa tra 10 m² e 15 m². Questa scelta permette di diminuire in maniera considerevole il numero di collettori, consentendo quindi un risparmio significativo di tubazioni e accessori di collegamento, oltre alla minore manodopera di installazione e alla necessità di successivi interventi di manutenzione.

Per i collettori che saranno installati a terra, è necessario prendere in considerazione le cosiddette *aree di rispetto* per permettere le opportune attività di manutenzione sui collettori. La minima distanza tra una fila e la successiva dipende dall'angolo di inclinazione con cui sono installati i collettori, dalla loro altezza, e anche

dalla latitudine del sito. Alle nostre latitudini e con l'angolo di inclinazione sopra citato, la distanza tra le file deve essere pari ad almeno due volte l'altezza dei collettori. Nella stima dell'ingombro complessivo di un impianto, si può quindi considerare, per ogni m^2 di collettori installati, una superficie occupata lorda compresa tra $2,5 m^2$ e $3,5 m^2$ ($3,5 m^2$ per il presente studio).

3.3 Integrazione della rete TLR

L'integrazione dell'impianto solare termico è diretta sulla tubazione di ritorno alla centrale, attraverso uno scambiatore di calore adeguatamente dimensionato, come mostrato in figura.

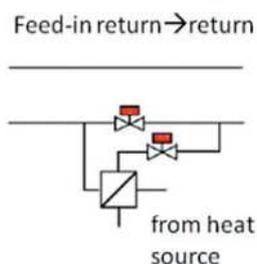


Figura 3-3 Integrazione idraulica del solare termico nella rete di teleriscaldamento dal ritorno al ritorno (fonte: Solar District Heating)

4 Benefici dell'impianto

In questa sezione vengono presentati i risultati delle simulazioni eseguite mediante il software di simulazione in regime dinamico TRNSYS.

4.1 Energia solare prodotta, efficienza, copertura solare

Nella tabella sottostante si riassumono i risultati su base annua, con una portata della rete solare ipotizzata pari a $20 l/h/m^2_{coll}$, sia per quanto riguarda l'efficienza energetica del sistema (η impianto), sia per l'energia prodotta (E_{sol}) e la percentuale di copertura solare (f_{sol}).

E_{sol}	MWh	343
η_{impianto}	%	32
f_{sol}	%	5,9

Figura 4-1 Risultati simulazioni del campo solare

Si ritiene importante precisare che la temperatura di ritorno utilizzata per le simulazioni è misurata a valle del recupero termico da un cogeneratore a biomassa, fattore che tende a peggiorare l'efficienza dell'impianto solare e, di conseguenza, la sua producibilità. Tale temperatura infatti risulta maggiore dell'effettivo ritorno della rete. Se l'impianto solare, in un ipotetico scenario futuro, dovesse avere la priorità sul suddetto recupero da biomassa, i risultati appena presentati subirebbero un significativo incremento.

5 Aspetto economico

Il costo di investimento di un impianto può essere suddiviso in diversi componenti, soprattutto per meglio evidenziare l'importanza delle varie voci di costo. Le principali sotto-voci da considerare sono le seguenti:

- collettori solari, comprensivi di strutture di supporto e tubazioni di collegamento;
- utilizzo di terreno o tetto;
- accumulo (se presente);
- tubazioni di trasmissione tra campo collettori, accumulo e rete (o centrale di produzione);
- fluido antigelo;
- elementi impiantistici quali scambiatori di calore, pompe, vasi di espansione, valvole, dispositivi di sicurezza, regolazione e controllo, ecc.;
- recinzioni, livellamento del terreno, opere edili, ecc.;
- manodopera di installazione (comprensiva di tubazioni);
- dimensionamento, progettazione e ottimizzazione in fase di esercizio.

Vediamo in dettaglio l'analisi economica per il caso di studio in oggetto.

5.1 Stima di massima dell'investimento

In base alle esperienze con impianti solari termici integrati in reti di teleriscaldamento di taglie comparabili realizzati all'estero, il costo di investimento specifico può essere stimato in $200 \div 400 \text{ €/m}^2$ (per collettori installati a terra). Sommando la necessaria quantità di collettori solari, quantificando anche le spese per la posa e messa in opera, il costo ammonta a 350 €/m^2

Nello studio di questo scenario si considera una superficie lorda di 1.000 m², la quale corrisponde a una superficie di apertura di 920 m². Il costo del campo collettori è stimato quindi in 322.000 €.

Il costo del serbatoio di accumulo ipotizzato di 70 m³ è pari a 30.000 €.

La presenza di incentivi nazionali, in particolare del “Conto Energia Termico”, è una voce non trascurabile dell'intero investimento, in quanto sono previsti 55 €/m² annui per ogni m² di collettore solare termico, per un periodo di 5 anni, fino ad un massimo del 65% dell'investimento. Per il caso in esame l'incentivo ammonta quindi a 228.800 € complessivi.

I costi di manutenzione e gestione rappresentano una quota significativa che incide in maniera rilevante sulle prestazioni economiche delle ipotesi di integrazione. In questa sede si tiene conto di una quota pari a 2.500 €/anno comprensiva del costo dell'energia elettrica per gli ausiliari e dei costi di manutenzione ordinaria.

Sulla base dei dati di investimento sopra esposti e di costi di manutenzione e operazione stimati dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, il gestore ha calcolato i risultati economici riportati in tabella.

Investimento complessivo	€	352.000
Incentivo complessivo	€	228.800
Costi O&M	€/anno	2.500
Tempo di ritorno attualizzato	a	11
Tasso interno di rendimento (TIR)	%	5,05

Figura 5-1 Risultati economici per l'ipotesi di intervento