

Titolo:	Caso studio
Data:	Marzo 2014
Descrizione:	Integrazione di impianti solari distribuiti a servizio della rete di teleriscaldamento del gestore ASTEM Gestioni di Lodi.
Autore:	Riccardo Borsatti – riccardo.borsatti@polimi.it
Co-autore:	Marco Calderoni – marco.calderoni@polimi.it
Lingua:	Italiano
Versione:	1.2

Sommario

1	Introduzione.....	2
2	Descrizione della rete di teleriscaldamento (TLR) di ASTEM.....	5
3	Impianti solari proposti.....	9
4	Benefici dell'impianto.....	10
5	Aspetto economico	13
6	Ipotesi di edificio con VAN >0	16

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 misura crescente, da impianti combinati per il riscaldamento degli ambienti e da impianti di grande taglia per la produzione di acqua calda sanitaria di utenze collettive.

Sotto il profilo tecnico si tratta di impianti più estesi e non sempre standardizzabili come i sistemi per acqua calda sanitaria per utenze monofamiliari. 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.

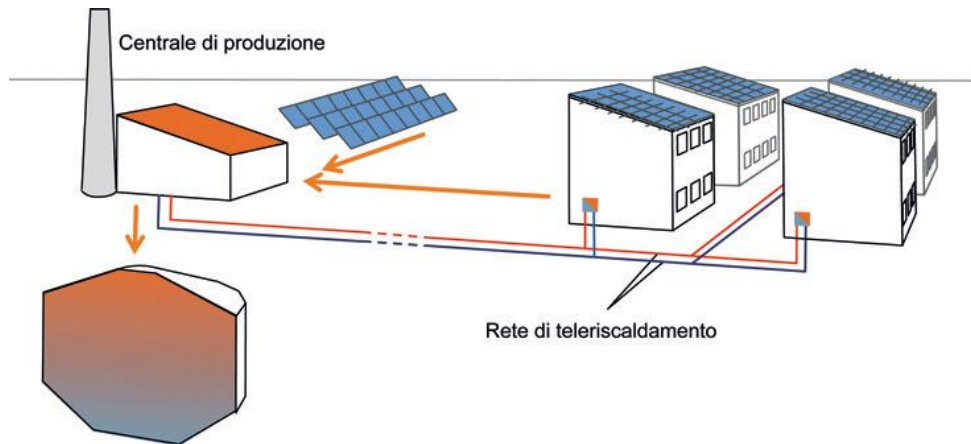


Figura 1-1 Impianto solare centralizzato in rete di teleriscaldamento (fonte: Solites, www.solites.de)

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.

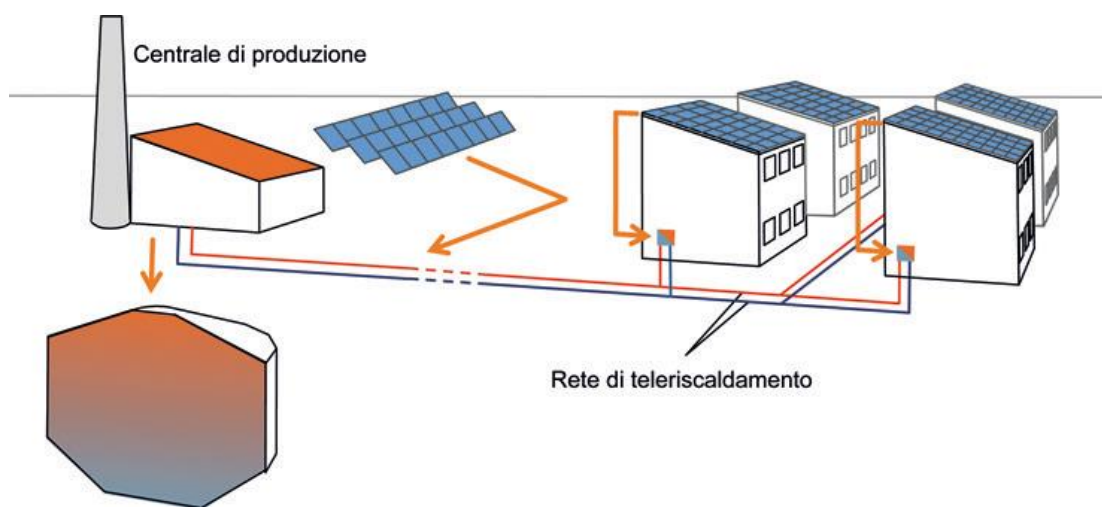


Figura 1-2 Impianto solare distribuito in rete di teleriscaldamento (fonte: Solites, www.solites.de)

1.2.2 La terza via: impianti collettivi su edifici collegati a reti di teleriscaldamento

Molte reti di teleriscaldamento presentano rami periferici che servono utenze distanti dalle dorsali principali. Se in inverno le grandi quantità di calore richieste per il riscaldamento ambienti giustificano l'allacciamento di simili utenze, in regime estivo esse possono risultare onerose per il gestore, soprattutto se solo poche di esse richiedono calore per l'acqua sanitaria: le dispersioni di rete lungo i rami periferici risultano incidere molto rispetto alla poca energia venduta. L'utilizzo di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria installati direttamente in prossimità di tali utenze può contribuire a ridurre di molto l'entità di questo problema, se i campi solare vengono dimensionati per una copertura estiva particolarmente elevata, permettendo di fatto lo spegnimento quasi totale del ramo periferico di rete.

Il dimensionamento e la progettazione dell'impianto sono da eseguire con la massima cura, per garantire la maggiore copertura solare possibile, ma prevenire al contempo un eventuale surriscaldamento durante il periodo estivo.

La tabella riporta i parametri dimensionali di massima utilizzati per gli impianti di riscaldamento solare di grandi dimensioni. Per ottenere percentuali di copertura del fabbisogno estivo particolarmente vicine al 100 % (in modo da poter spegnere il ramo periferico di rete, tranne in condizioni brutto tempo particolarmente prolungato) i valori di superficie solare pro capite sotto indicati possono essere leggermente aumentati, a fronte di calcoli dedicati.

	Impianti solari di grandi dimensioni con accumulo giornaliero
Superficie dei collettori	0.6 – 1.1 m ² per persona
Volume di accumulo	50 – 100 l/m ²
Risparmio energetico	600 – 900 kWh/(m ² a)
Risparmio energetico relativo al fabbisogno di ACS (su base annua)	60 - 80%

Tabella 1-1 Parametri dimensionali di massima per gli impianti di riscaldamento solare di grandi dimensioni

I requisiti e i presupposti per l'installazione e il congruo esercizio di un impianto solare di grandi dimensioni si possono così sintetizzare:

- impianto termico centralizzato (riscaldamento ambienti e sistema di distribuzione ACS);
- sufficiente superficie del tetto a disposizione (poche ombre, buon orientamento, eventuale ingombro di altri dispositivi);
- disponibilità di spazio per il serbatoio di accumulo all'interno o in prossimità dell'impianto;
- sistema di produzione ACS ben bilanciato.

Per i grandi impianti sono state sviluppate negli ultimi anni una serie di innovazioni nella tecnologia dei collettori e degli accumuli. I collettori per impianti medi e grandi vengono di preferenza integrati in tetti possibilmente inclinati. Attualmente per gli impianti di grandi dimensioni vengono impiegati moduli di collettori anch'essi di grandi dimensioni da montare con facilità sulle travi del tetto, andando a sostituire il convenzionale manto di copertura. Sono in commercio anche interi tetti-collettore, che possono essere posati direttamente sull'edificio e contengono anche tutte le tubature interne predisposte. Grazie al principio di funzionamento "low-flow", per cui i collettori lavorano con una quota globale di flusso di volume del liquido di $13-16 \text{ l}/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$, è possibile mantenere ridotta la sezione delle tubature quindi anche il costo. Di conseguenza il collegamento tra i singoli moduli deve essere realizzato in maniera affidabile per assicurare la giusta massa di distribuzione del flusso in ognuno dei moduli.

2 Descrizione della rete di teleriscaldamento (TLR) di ASTEM

2.1 Lunghezza

La rete di distribuzione del teleriscaldamento di ASTEM si estende per circa **12,5 km** (lunghezza dello scavo) nel comune di Lodi. Il diametro delle condotte è compreso tra il DN 300 in uscita dalla centrale e i diametri minimi come DN 40 per gli allacciamenti delle utenze più piccole e delle zone più ramificate.

2.2 Impianti di generazione

Il fabbisogno di energia termica è fornito da un sistema composto da un impianto cogenerativo da 4 MW, caldaie e gas naturale che complessivamente erogano 29 MW e da un impianto cogenerativo alimentato a

biomasse da 4 MW. La potenza complessiva installata è di circa 37 MW termici.

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.

	U.M.	INVERNO	ESTATE
T_{mandata} (media)	°C	115	85
T_{ritorno} (media)	°C	65	65
Portata (nominale)	m ³ /h	150	25
Portata (max)	m ³ /h	370	-

Tabella 2-1 Caratteristiche termiche della rete, portate e temperature

2.4 Profilo di partenza

Lo studio in oggetto nasce dall'ipotesi di scollegare alcuni tratti della rete attuale, specialmente i tratti terminali di un ramo, in modo da ridurre significativamente le dispersioni termiche delle tubazioni e al tempo stesso garantire una copertura solare vicina al 100% nella stagione estiva.

A questo proposito sono state individuate insieme ad ASTEM le utenze interessate, come mostrato in figura:

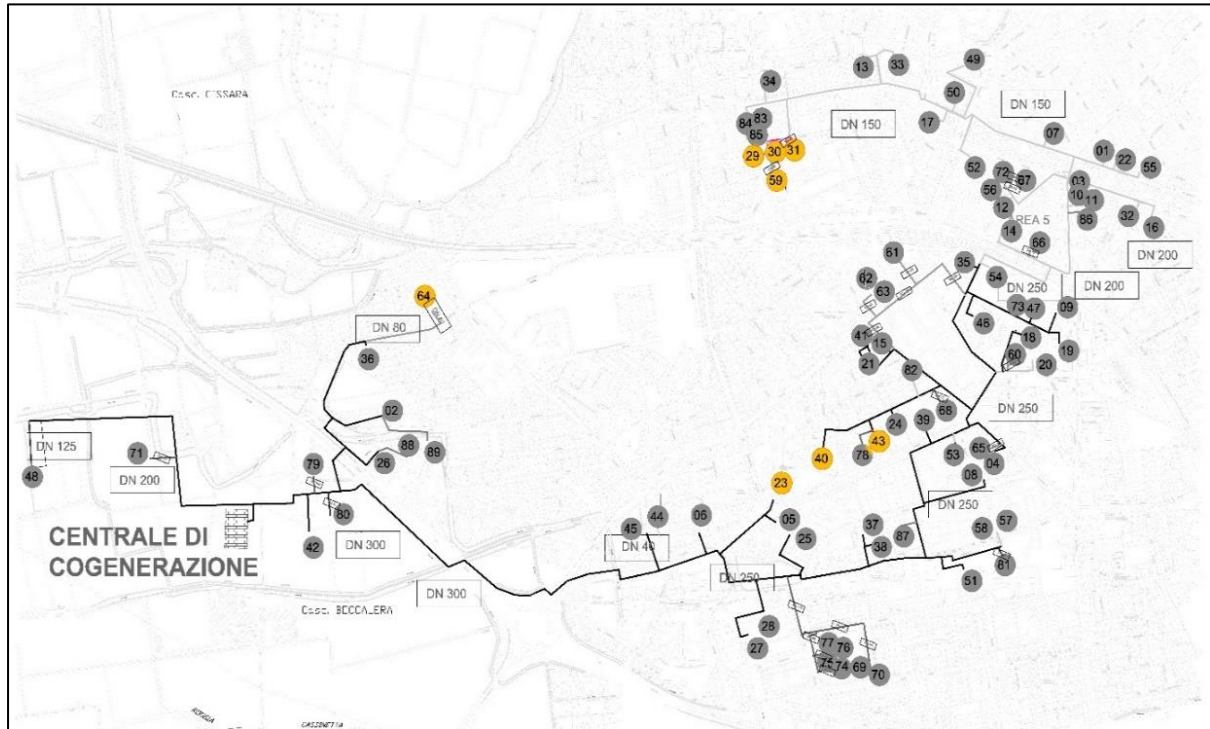


Figura 2-1 Rete di TLR di Lodi, con evidenziate le utenze oggetto dello studio

Nonostante il profilo di consumo differisca a seconda della tipologia di utenza (in quanto negli edifici individuati sono presenti asili, condomini, spogliatoi, ...), per quanto riguarda la stagione estiva è possibile ipotizzare un prelievo pressoché costante di calore dalla rete, in quanto dovuto solamente al consumo di acqua calda per usi sanitari.

Si riportano nella tabella sottostante i fabbisogni delle utenze interessate¹:

¹ Il numero identificativo dell'utenza corrisponde a quello inviato da ASTEM come "elenco utenze attuali TLR"

UTENZA	TIPOLOGIA UTENZA	FABBISOGNO ACS 15/04 - 15/10
64	Condominio residenziale	36 MWh
23	Condominio residenziale	42 MWh
40	Scuola materna + nido	7 MWh
43	Spogliatoio	6 MWh
29	Condominio residenziale	12 MWh
30	Condominio residenziale	17 MWh
31	Condominio residenziale	33 MWh
59	Condominio residenziale	21 MWh

Tabella 2-2 Fabbisogno ACS estivo per utenza

La tabella successiva riporta i fabbisogni aggregati degli edifici allacciati ad uno stesso ramo della rete:

UTENZA	TIPOLOGIA UTENZA	FABBISOGNO ACS 15/04 - 15/10
64	Condominio residenziale	36 MWh
23	Condominio residenziale	42 MWh
40+43	Scuola + spogliatoio	13 MWh
29+30+31+59	Condomini residenziali	83 MWh

Tabella 2-3 Fabbisogno ACS estivo per ramo

Il fabbisogno estivo delle utenze interessate nel corso dell'ultimo anno risulta pari a 174 MWh (dato fornito da ASTEM).

3 Impianti solari proposti

3.1 Scelte progettuali operate

Dal momento che l'obiettivo è quello di raggiungere una copertura solare vicina al 100% in estate, la scelta progettuale studiata riguarda l'installazione di diversi campi solari termici posizionati in copertura, tenendo conto del fatto che alcuni sono tetti piani mentre altri a falde; nel secondo caso l'inclinazione ottimale è di 30°.



Figura 3-1 Impianto installato su tetto a falde

(fonte: www.solarge.org)



Figura 3-2 Sezione dell'impianto installata su tetto piano

(fonte: SOLID, www.solid.at)

Al pari dei collettori posizionati a terra, per i pannelli solari installati su tetti piani, può essere necessario disporre più file parallele, prendendo in tal caso in considerazione le cosiddette *aree di rispetto*; questo per evitare il rischio di mutuo ombreggiamento tra le file stesse. 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 angoli di inclinazione intorno ai 30°, 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 m² di collettori installati, una superficie occupata lorda compresa tra 2,5 m² e 3,5 m².

La figura sottostante mostra un esempio di calcolo in Danimarca in cui:

- *optimum tilt* indica l'angolo di inclinazione ottimale;

- *losses due to shadows* presenta la diminuzione percentuale di resa, rispetto al valore massimo, dovuta all'ombreggiamento reciproco tra le file;
- sull'asse delle ascisse, infine, viene riportato il rapporto tra la distanza tra le file e l'altezza di un singolo collettore.

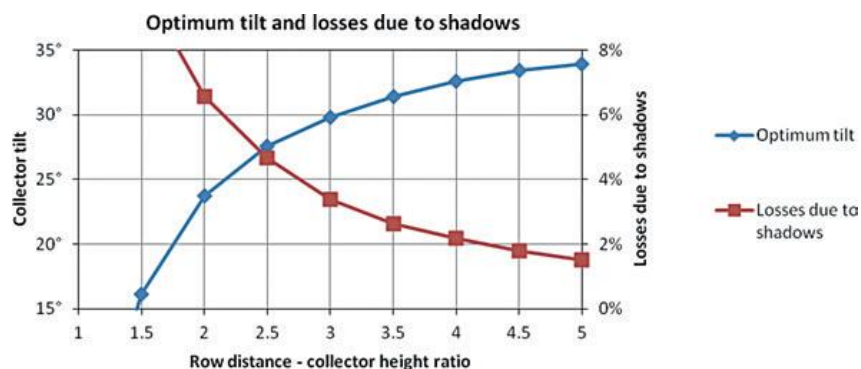


Figura 3-3 Angolo di inclinazione ottimale e perdite energetiche per ombreggiamento reciproco tra file in un esempio in Danimarca (fonte: Solar District Heating Guidelines, www.solar-district-heating.eu)

Ai campi solari saranno affiancati dei serbatoi di accumulo posizionati in linea di massima nelle già esistenti centrali termiche.

3.2 Integrazione della rete TLR

L'integrazione dell'impianto solare termico avviene mediante uno scambiatore di calore posizionato direttamente presso l'utenza interessata.

4 Benefici dell'impianto

In questa sezione sono presentati i risultati delle simulazioni fatte mediante il software di simulazione T*Sol Expert, per ogni utenza.

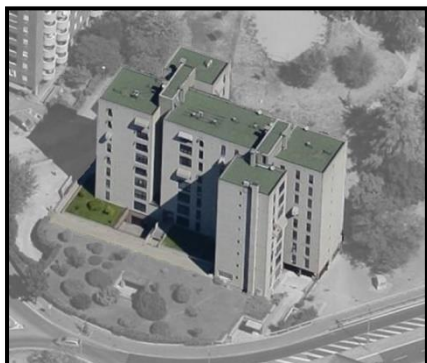
4.1 Energia solare prodotta, efficienza, copertura solare

Nelle tabelle sottostanti si riassumono i risultati partendo dal fabbisogno di energia per acqua sanitaria (su base annua), con una portata degli impianti solari ipotizzata pari a $40 \text{ l}/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$, sia per quanto riguarda l'efficienza energetica del sistema, che per l'energia prodotta e la percentuale di copertura solare.

Vista l'impossibilità di raggiungere frazioni solari prossime al 100% nel periodo 15/04-15/10, si è proposto ad ASTEM di ridurre il periodo estivo nel quale si desidera tenere tendenzialmente spenta la rete di teleriscaldamento, limitandolo ai giorni compresi tra il 15/05 e il 15/09.

Nelle figure sottostanti sono presentati tutti i tratti di rete che si è ipotizzato di scollegare con indicazione di:

- ID: numero dell'edificio corrispondente alla numerazione delle utenze fornite da ASTEM
- A_{coll} : superficie netta dei collettori solari
- V_{acc} : volume del serbatoio di accumulo
- ACS: fabbisogno di acqua calda sanitaria annua
- SF: solar fraction o copertura solare nel periodo indicato



				15/05-15/09	01/01-31/12
ID	A_{coll}	V_{acc}	ACS	SF	SF
[#]	[m ²]	[m ³]	[MWh]	[%]	[%]
23	140	6	105	92.1	52.6



				15/05-15/09	01/01-31/12
ID	A_{coll}	V_{acc}	ACS	SF	SF
[#]	[m ²]	[m ³]	[MWh]	[%]	[%]
29	50	3	32	96.1	58.7
30	70	3.5	41	95.9	60.4
31	120	6	93	93.1	51.7
59	75	5	62	92.5	52.5



				15/05-15/09	01/01-31/12
ID	A_{coll}	V_{acc}	ACS	SF	SF
[#]	[m ²]	[m ³]	[MWh]	[%]	[%]
40	50	4	38	95.1	48.6
43	30	2.5	18	96.8	60.5



				15/05-15/09	01/01-31/12
ID	A_{coll}	V_{acc}	ACS	SF	SF
[#]	[m ²]	[m ³]	[MWh]	[%]	[%]
64	160	11	99	94.9	50.9

4.2 Energia totale risparmiata

È stata condotta un'ulteriore analisi sull'energia totale effettivamente risparmiata, tenendo conto del fabbisogno di acqua calda sanitaria e dell'energia "di backup" fornita dalla rete di teleriscaldamento. In particolare il risparmio è stato quantificato sommando il fabbisogno estivo di ACS delle utenze alle dispersioni di rete "evitate" grazie all'utilizzo dell'energia proveniente dai collettori solari. Queste ultime sono state stimate moltiplicando la lunghezza del tratto considerato per le dispersioni termiche lineari (utilizzando le tabelle per tubazioni preisolate tipo PREMANT di Brugg). La temperatura del terreno è una componente non indifferente nel calcolo delle dispersioni; per questo sono stati presi i valori U di dispersione termica lineare della tabella

del produttore (calcolata con $T_{\text{terr}}=10^{\circ}\text{C}$) e sono stati ricalcolati con $T=15^{\circ}\text{C}$, applicando anche un coefficiente che tenesse conto della caduta prestazionale nel tempo.

I risultati sono riportati nella tabella:

UTENZA	Fabbisogno estivo 15/05-15/09	Energia fornita TLR	Energia totale risparmiata
[#]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
64	29.7	2.4	51.8
23	62.1	3.9	82.7
40+43	12.1	0.6	45.9
29+30+31+59	26.5	1.5	49.6

Tabella 4-1 Energia totale risparmiata per ogni ramo interessato

4.3 Criticità

Una criticità di questo studio riguarda la necessità di installare serbatoi di accumulo solare con volumi compresi fino a 11 m^3 ; ciò potrebbe essere difficoltoso in ambito residenziale per carenza di spazi impiantistici adeguati. E' comunque sempre possibile ridurre la superficie di collettori, e di conseguenza il volume d'accumulo, a patto di accettare periodi più brevi di totale copertura del fabbisogno da solare termico.

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;
- 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.

5.1 Stima di massima dell'investimento

Per valutare correttamente gli aspetti economici e poter redigere un primo business plan, sono state fornite delle indicazioni, riassunte per comodità in tabella:

Dato	Ipotesi	Valore	Note
Costo campi solari	Superficie inferiore a 50 m ²	850 €/m ²	Comprende pannelli, sottostruttura, tubazioni di collegamento tra i pannelli, collegamento con la centrale termica, serbatoio, installazione
Costo campi solari	Superficie compresa tra 50 e 100 m ²	800 €/m ²	Comprende pannelli, sottostruttura, tubazioni di collegamento tra i pannelli, collegamento con la centrale termica, serbatoio, installazione
Costo campi solari	Superficie maggiore di 100 m ²	750 €/m ²	Comprende pannelli, sottostruttura, tubazioni di collegamento tra i pannelli, collegamento con la centrale termica, serbatoio, installazione
Vita utile impianto solare	-	20 a	Per calcolo pay-back
Conto Energia Termico	Superficie inferiore a 50 m ²	170 €/m ²	Basato sulla superficie di collettore. Tale importo è riconosciuto ogni anno, per 2 anni.
Conto Energia Termico	Superficie maggiore di 50 m ²	55 €/m ²	Basato sulla superficie di collettore. Tale importo è riconosciuto ogni anno, per 5 anni.

Tabella 5-1 Dati economici relativi ad impianti solari termici

5.1.1 Ramo utenza 23

Per la prima utenza considerata i valori sono i seguenti:

Investimento complessivo	€	105.000
Costi di gestione annuali	€	168
Costi di manutenzione annuali	€	1.680
Incentivo complessivo	€	38.500
Valore Attuale Netto (VAN)	€	-71.000
Tasso Interno di Rendimento (TIR)	%	-11,2
Payback	a	>20

Tabella 5-2 Risultati economici Utenza 23

5.1.2 Ramo utenze 40 e 43

Investimento complessivo	€	65.500
Costi di gestione annuali	€	96
Costi di manutenzione annuali	€	960
Incentivo complessivo	€	23.950
Valore Attuale Netto (VAN)	€	-26.000
Tasso Interno di Rendimento (TIR)	%	-1,2
Payback	a	>20

Tabella 5-3 Risultati economici Utenze 40 e 43

5.1.3 Ramo utenze 29,30,31 e 59

Investimento complessivo	€	246.000
Costi di gestione annuali	€	378
Costi di manutenzione annuali	€	3.780
Incentivo complessivo	€	86.625
Valore Attuale Netto (VAN)	€	-189.000
Tasso Interno di Rendimento (TIR)	%	-25,7
Payback	a	>20

Tabella 5-4 Risultati economici Utenze 29,30,31 e 59

5.1.4 Ramo utenza 64

Investimento complessivo	€	120.000
Costi di gestione annuali	€	192
Costi di manutenzione annuali	€	1.920
Incentivo complessivo	€	44.000
Valore Attuale Netto (VAN)	€	-87.000
Tasso Interno di Rendimento (TIR)	%	-15,4
Payback	a	>20

Tabella 5-5 Risultati economici Utenza 64

A complemento dei dati numerici è necessario sottolineare come i costi di investimento siano di difficile quantificazione, poiché soggetti a numerose incertezze relative al tipo di prodotto scelto, allo stato del tetto e alla disponibilità di spazi per la componentistica solare, all'esperienza dell'installatore. La stima presentata in questo studio è cautelativa.

I risultati dei calcoli economici qui presentati dipendono fortemente dalle condizioni al contorno. Nel caso di ASTEM Gestioni la produzione di calore in estate è coperta integralmente tramite impianti cogenerativi o alimentati da fonti rinnovabili, quindi a costi relativamente contenuti. In condizioni diverse (ad esempio con un costo di produzione del calore più elevato) gli indicatori economici migliorerebbero.

6 Ipotesi di edificio con VAN >0

E' stato infine valutato un caso teorico che consenta di ottenere risultati economici più appetibili. Si è ipotizzato un ramo di rete di lunghezza pari a 1,5 km, che serva utenze allacciate per il solo riscaldamento invernale. L'eventuale allacciamento di un nuovo edificio, situato alla periferia del ramo in oggetto, che preveda la fornitura di calore sia per riscaldamento ambienti, sia per acqua sanitaria, si configurerebbe come segue (come input sono stati utilizzati i dati di fabbisogno e di superficie del campo solare dell'edificio 23; è stato ipotizzata una tubazione DN 200).



Investimento complessivo	€	105.000
Costi di gestione annuali	€	168
Costi di manutenzione annuali	€	1.680
Incentivo complessivo	€	38.500
Valore Attuale Netto (VAN)	€	22.000
Tasso Interno di Rendimento (TIR)	%	9,8
Payback	a	9

Tabella 6-1 Risultati economici per edificio con VAN >0

