



**GUIDA ALL'INTEGRAZIONE
ARCHITETTONICA
DELLE INSTALLAZIONI SOLARI NEGLI EDIFICI
(SOLARE TERMICO E FOTOVOLTAICO)**



Obiettivo Cooperazione territoriale europea
Objectif Coopération territoriale européenne
2007 - 2013



Programma ALCOTRA Alpi latine cooperazione transfrontaliera Italia - Francia



La presente pubblicazione nasce dal progetto PERSIL (PERformance Solari e Industria Locale), sviluppato nell'ambito del programma ALCOTRA di cooperazione transfrontaliera Italia-Francia, e vuole essere uno strumento utile a committenti, tecnici ed imprese, per orientarsi sugli aspetti fondamentali riguardanti le scelte architettoniche, di progettazione, di esecuzione, di prestazione e costi degli impianti fotovoltaici e solari termici.

Ci auguriamo che questo breve documento possa essere di reale aiuto a coloro che devono affrontare, con scelta consapevole, l'applicazione delle tecnologie solari, pur senza essere tecnici specialisti del comparto.

Con l'occasione si ringraziano tutti coloro che hanno collaborato alla stesura della presente pubblicazione, in particolare gli ingegneri Giulio Cerino, Luca Degiorgis, Marco Simonetti e Filippo Spertino (Politecnico di Torino).

Unione Industriale di Torino



CAPITOLO I

LA RADIAZIONE SOLARE

SOMMARIO

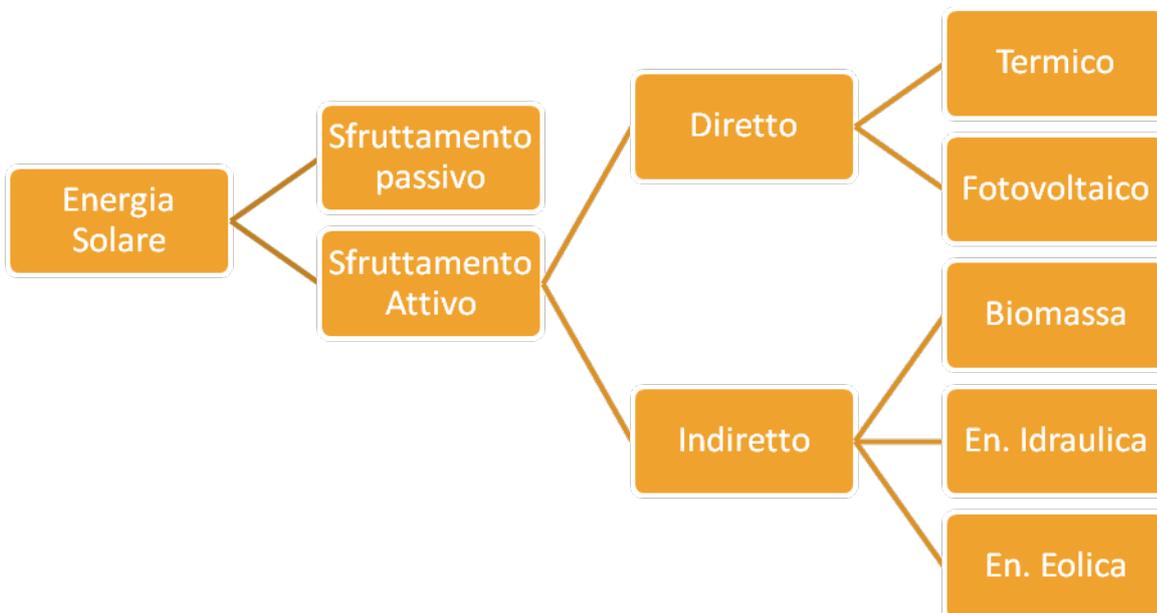
1. La fonte solare.....	1
1.1 Radiazione elettromagnetica	1
1.2 Concetto di massa d'aria.....	3
1.3 Aleatorietà disponibilità energetica.....	3
2. identificazione del sito	8
2.1 Posizione geografica	8
2.2 Orientamento e Tilt.....	8
3. La radiazione solare in 10 località della Provincia di Torino nel biennio 2009-2010.....	11

1 LA FONTE SOLARE

1.1 RADIAZIONE ELETTROMAGNETICA

La radiazione elettromagnetica rappresenta il motore del funzionamento degli impianti solari, ad essa è riconducibile la presenza della maggior parte delle fonti di energia rinnovabile; possiamo infatti ricondurre direttamente alla radiazione solare la disponibilità di biomassa e la generazione del vento. Risulta inoltre necessaria quale fonte di energia negli impianti solari fotovoltaici e solari termodinamici.

I metodi di sfruttamento attivo¹ della conversione dell'energia solare in energia utile in forma termica ed elettrica sono riassunti nello schema seguente:

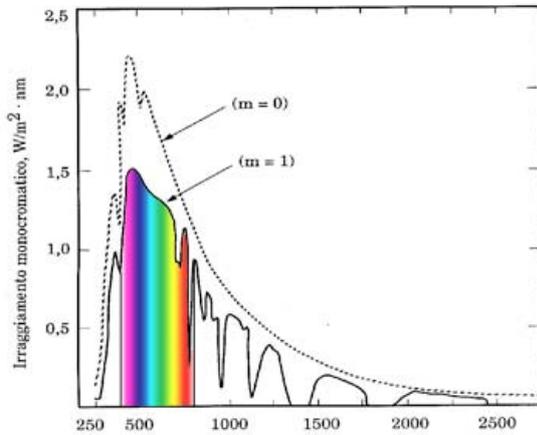


Per capire l'entità della fonte solare basti pensare che la quota di energia proveniente dal Sole che ogni anno investe in nostro Pianeta è quantificabile all'incirca in 120.000 TW/anno (**8000** volte il fabbisogno energetico annuo mondiale), circa ogni 1 ora la superficie terrestre viene investita da una energia pari al fabbisogno energetico annuo mondiale.

“La radiazione solare (globale) che arriva sulla superficie terrestre è formata dalla componente proveniente direttamente dal disco solare e dalla sua corona (diretta) e dalla componente che viene diffusa dall'atmosfera terrestre (diffusa)”.

¹ Con sfruttamento attivo si intendono tutti quei sistemi che necessitano di un impianto per la conversione e distribuzione dell'energia in forma utile termica o elettrica.

Lo spettro elettromagnetico λ della radiazione solare (in figura) risulta compreso fra $0,25 \mu\text{m}$ e $2,5 \mu\text{m}$ e trasporta una potenza, misurata all'esterno dell'atmosfera terrestre, pari 1367 W/m^2 , valore noto con il nome di **Costante solare (extra atmosferica)**.

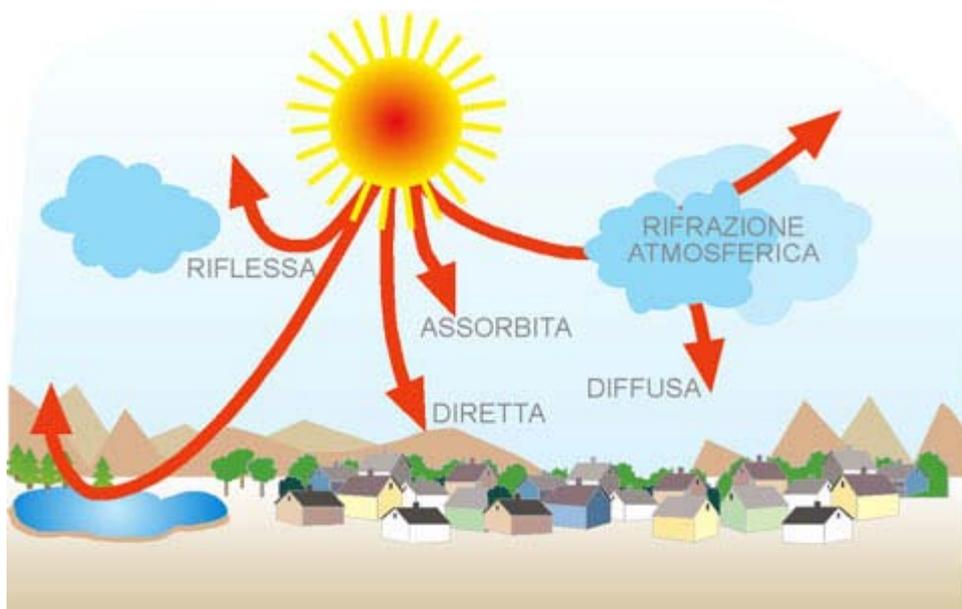


La radiazione, attraversando l'atmosfera, è soggetta ad alcuni fenomeni ottici dovuti alla presenza di gas e vapori, una quota di energia è quindi direttamente riflessa, in parte è assorbita dallo strato di ozono presente, la quota rimanente giunge direttamente al suolo (radiazione diretta circa 27%) e in parte i raggi vengono deviati lungo il loro percorso, giungendo anch'essi ma secondo differenti direzioni

(radiazione diffusa).

L'insieme di radiazione diretta e diffusa permette quindi di valutare la radiazione a livello terrestre, nota con il nome di radiazione globale; nelle giornate di cielo sereno e assenza di foschia, la potenza incidente a livello terrestre sul piano orizzontale risulta pari a circa 1000 W/m^2 .

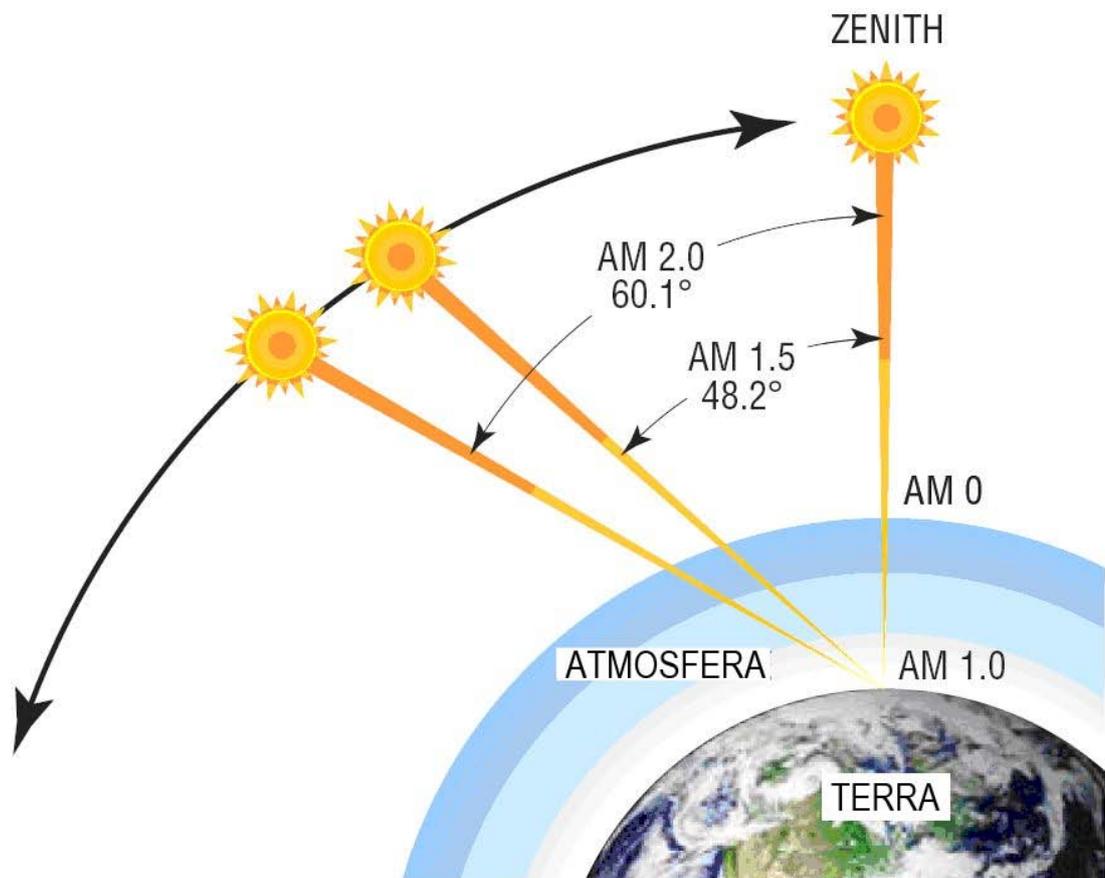
Alla quantità di energia ottenuta andrà poi sommata la quantità di energia riflessa dal terreno circostante, valutata attraverso il fattore di albedo della superficie. Elevati fattori di albedo indicano superficie con maggiore riflessione della radiazione (neve) mentre nel caso di superficie boscosa o cittadina la quantità di energia riflessa risulta invece inferiore.



1.2 CONCETTO DI MASSA D'ARIA

La definizione della Massa d'Aria (Air Mass – AM) permette di valutare la perdita di energia della radiazione prima di raggiungere il suolo.

La radiazione solare, per giungere al suolo terrestre, deve attraversare una massa d'aria atmosferica che è minima quando il sole è allo Zenit e che aumenta via via che il sole si abbassa sull'orizzonte. Si indica con AM0 (Air Mass 0) la densità di radiazione solare oltre l'atmosfera ($1,353 \text{ kW/m}^2$). Si indica con AM1 lo spessore dell'atmosfera quando i raggi incidono perpendicolarmente, la densità di radiazione solare associata è quella recepita al suolo terrestre a mezzogiorno, in una giornata perfettamente serena (1 kW/m^2). Il valore AM1,5 corrisponde al valore utilizzato nei test.



1.3 ALEATORIETÀ DISPONIBILITÀ ENERGETICA

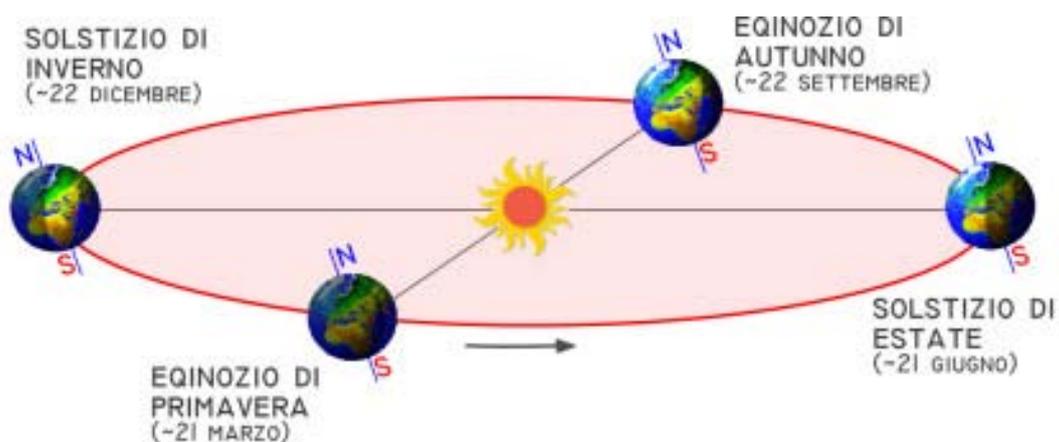
Alcune considerazioni vanno fatte in merito all'aleatorietà della radiazione incidente, infatti per molte fonti rinnovabili quali solare termico, eolico, fotovoltaico, maree e moto ondoso è facile notare come la disponibilità della fonte non sia sempre presente ma vari secondo periodi definiti e secondo particolari condizioni, nel nostro caso vanno infatti considerati i cicli naturali stagionali, i cicli giorno-notte, entrambi variabili in funzione della posizione geografica (latitudine e

longitudine), mentre di più difficile previsione risultano le condizioni metereologiche, che molto incidono sulla producibilità degli impianti.

POSIZIONE DEL SOLE DURANTE L'ANNO

In funzione dell'inclinazione dell'asse terrestre e della rotazione, lo spessore dello strato atmosferico attraversato dalla radiazione solare varia, in base all'ora del giorno e ai mesi, lungo tutto l'anno, variando quindi la quota di radiazione che riesce a raggiungere il suolo, e l'angolo di incidenza dei raggi sulla superficie terrestre.

L'inclinazione dell'asse di rotazione terrestre (23.5° rispetto alla perpendicolare al piano dell'orbita della Terra intorno al Sole) determina le stagioni: nei mesi estivi l'emisfero nord è inclinato verso il sole consentendo una minore perdita di energia, poiché i raggi attraversano perpendicolarmente l'atmosfera e incidono con un angolo migliore sulla superficie terrestre, mentre nei mesi invernali, il Sole presenta un'altezza media sull'orizzonte minore, ciò comporta un minore irraggiamento a causa del maggiore strato di atmosfera da percorrere e un angolo di incidenza minore della radiazione a livello terrestre.



POSIZIONE DEL SOLE DURANTE IL GIORNO

A differenti ore del giorno, la posizione del Sole rispetto alla Terra varia, e di conseguenza variano sia lo strato di atmosfera percorsa che l'angolo di incidenza della radiazione a livello del suolo.

Maggiore risulta lo spessore di tale strato, minore sarà l'energia contenuta nella radiazione incidente, in seguito al maggiore assorbimento e riflessione da parte dei gas contenuti nello strato atmosferico.

Di questo ce ne accorgiamo quotidianamente, infatti durante le ore centrali della giornata quando i raggi incidono perpendicolarmente al suolo la radiazione risulta nettamente maggiore rispetto alle prime ore del mattino e alla sera.

CONDIZIONI METEOROLOGICHE

La presenza o meno della radiazione solare è facilmente riconducibile infatti alla presenza o meno di nuvole nel cielo. La potenza della radiazione a livello del suolo varia tra massimi di circa 1200 W/m² fino a valori dell'ordine di 50 W/m².

CARTE SOLARI

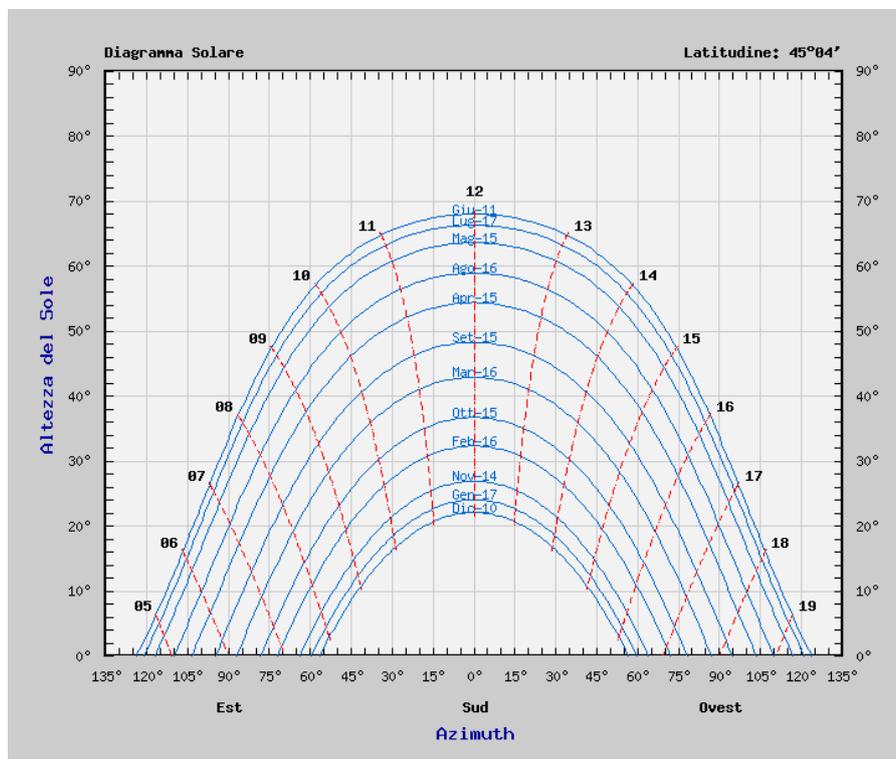
Per meglio evidenziare il percorso del Sole nella volta celeste e valutare così le caratteristiche del sito interessato si ricorre alle carte solari. Esistono differenti tipi di carte, di più rapida lettura risultano le carte solari in coordinate cartesiane, in cui si evidenzia il percorso che il Sole compie mediamente nei dodici mesi dell'anno, evidenziando l'altezza raggiunta rispetto all'orizzonte e l'esposizione con la quale viene vista la stella rispetto al Sud.

Con 0° di esposizione viene indicato il Sud, poiché risulta l'esposizione ottimale in cui il Sole raggiunge la sua massima altezza mentre l'altezza solare viene anch'essa espressa in gradi valutando l'angolo formato fra il Sole e l'orizzonte geografico (a cui è assegnato il valore 0°).

Attraverso le carte è in alcuni casi evidenziabile inoltre l'orizzonte orografico disegnato dall'ambiente circostante, dovuto alla particolare morfologia del territorio e agli ostacoli che possono comportare ombreggiamenti all'impianto (quali edifici, alberi, ecc..).

Ciascuna carta risulta quindi caratteristica peculiare del sito oggetto di studio, poiché funzione della posizione geografica (latitudine, longitudine, altitudine) e delle particolari condizioni dell'ambiente.

Si riporta in figura un esempio di carta solare relativa alla latitudine della città di Torino:



Tali carte sono ricavabili in funzione delle coordinate geografiche della località, mediante l'utilizzo di tools on-line e software. L'utilizzo di questi strumenti permette inoltre di valutare l'ombreggiamento e l'interferenza causato dall'orografia propria di ogni sito e dall'eventuale presenza di ostacoli propri dell'ambiente circostante (case, alberi). Per l'analisi dell'orizzonte è necessario effettuare per il sito oggetto di studio la valutazione del profilo dell'orizzonte mediante misure con teodolite e inclinometro.

Attraverso programmi di analisi è così facilmente calcolabile la quota di energia incidente persa a causa degli ombreggiamenti.

Attraverso l'analisi della radiazione incidente sulla superficie terrestre lungo l'arco dell'anno, e quindi valutando statisticamente l'incidenza delle condizioni meteorologiche è stato possibile ricavare carte geografiche riportanti la quota di energia solare che ogni anno incide su un m² di superficie.

Nelle immagini seguenti si riportano le carte relative all'energia incidente su superfici captanti orizzontali e superfici con inclinazione ottimale (rispetto all'orizzontale), in funzione della latitudine del luogo di installazione esiste infatti un particolare angolo di inclinazione della superficie captante che rende massima la quota di energia assorbita lungo l'intero arco dell'anno².

² L'analisi della valutazione dell'angolo ottimo è effettuata nel capitolo seguente.

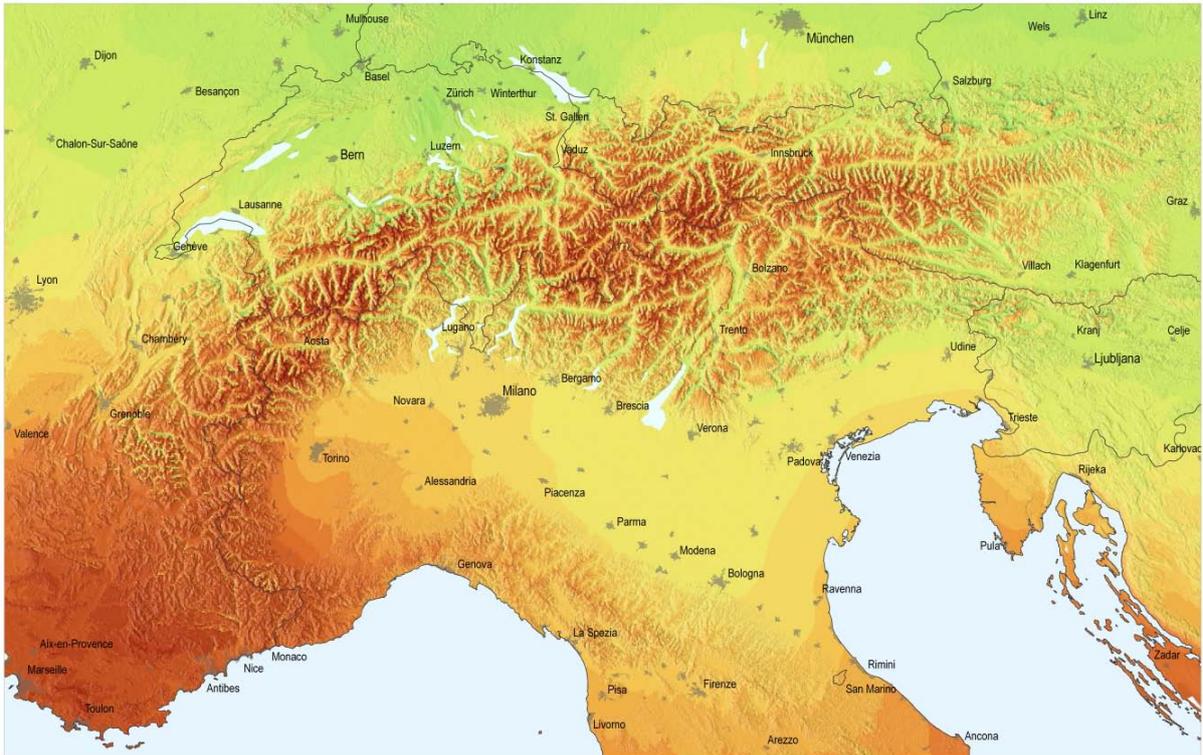
Yearly sum of global irradiation [kWh/m²]



Radiazione incidente sul piano orizzontale



Radiazione incidente sul piano orientato con inclinazione ottimale



Radiazione incidente sul piano orientato con inclinazione ottimale, particolare relativo al Nord Italia

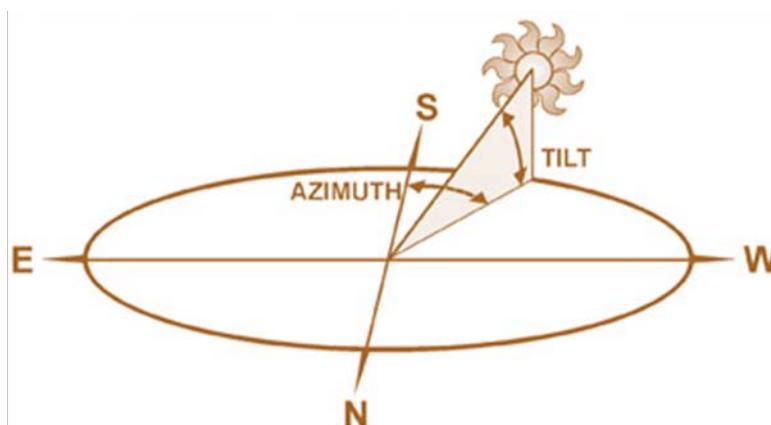
2 IDENTIFICAZIONE DEL SITO

2.1 POSIZIONE GEOGRAFICA

Come valutato in precedenza, la posizione geografica in termini di latitudine e longitudine permette di stabilire, in assenza di ombreggiamenti, la quantità di energia che nell'anno incide sulla superficie del collettore.

2.2 ORIENTAMENTO E TILT

Due parametri per lo studio dell'energia incidente su una superficie sono l'angolo di tilt e l'orientamento (o azimuth).



AZIMUTH O ANGOLO DI ORIENTAMENTO (β)

Indica l'angolo, misurato in gradi, che si forma fra la retta normale alla superficie captante, nel nostro caso il collettore solare, e la direzione del Sud.

Con angolo pari a 0° di orientamento si intendono quindi superfici orientate a Sud, angoli positivi indicano orientamenti verso Ovest, fino ad un massimo di +90° per collettori orientati a Ovest; angoli negativi indicano esposizioni verso Est, fino ad un massimo di -90°.

Nella scelta dell'esposizione, in caso di tetti con orientamento della falda Est-Ovest è in genere preferibile l'orientamento verso Ovest, poiché nelle ore pomeridiane è in genere meno frequente la presenza di foschia (ciò può non essere vero in zone montane caratterizzate da forte evaporazione e condensazione) e le temperature ambientali risultano inoltre più elevate.

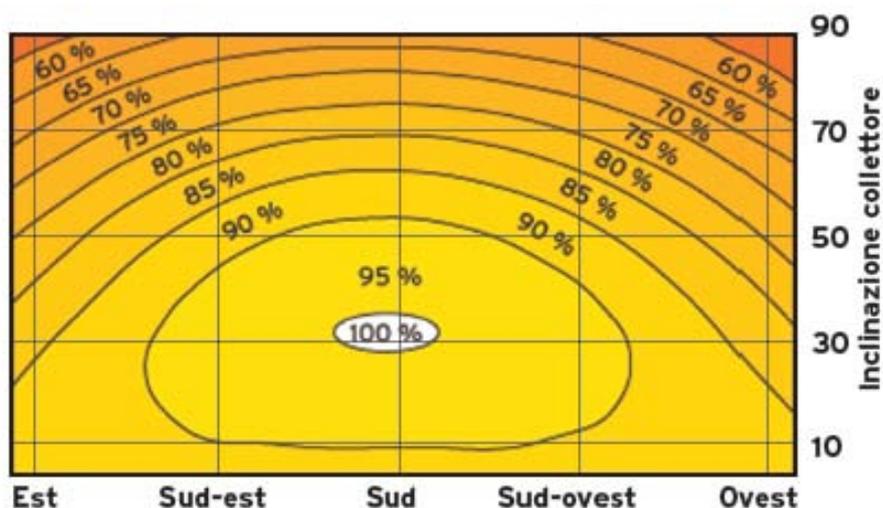
ANGOLO DI TILT (γ)

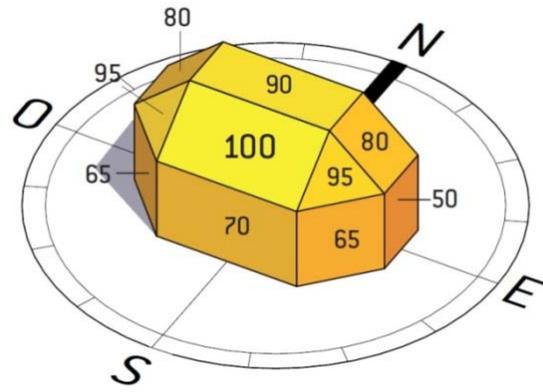
L'angolo di tilt indica l'inclinazione che la retta normale alla superficie captante presenta rispetto al piano orizzontale, preso come riferimento e pari a 0°.

Variando l'angolo di tilt cambia quindi l'angolo con cui i raggi solare incidono sul collettore, è quindi possibile variare la quota media della radiazione annuale incidente sul collettore secondo i valori riportati nelle due carte illustrate precedentemente (superfici con inclinazione piana e ottimale).

Per latitudini di circa 45° (Nord Italia) elevati angoli di tilt (circa 45°) comportano uno sfruttamento maggiore della radiazione nei mesi invernali, in cui il Sole presenta altezza minore sull'orizzonte, angoli di circa 33° comportano la massimizzazione dell'energia incidente nel periodo di tutto l'anno (in genere definito come angolo ottimale di inclinazione) mentre inclinazioni di circa 20-25° risultano utili nelle installazioni a servizio di stabilimenti balneari estivi.

Posto come indice di riferimento pari a 100 la superficie con esposizione Sud (0°) e angolo di tilt 30° è possibile, attraverso il grafico e l'immagine seguente, calcolare rapidamente la "perdita" di energia lungo l'intero arco dell'anno causata da differenti esposizioni e inclinazioni del collettore.





3 LA RADIAZIONE SOLARE IN 10 LOCALITÀ DELLA PROVINCIA DI TORINO NEL BIENNIO 2009-2010

Considerando il biennio 2009-2010, sono state individuate nella Provincia di Torino, con criterio geografico e di interesse produttivo, *10 stazioni meteorologiche dell'ARPA-Piemonte*, dotate di piranometro per la misura della radiazione globale sul piano orizzontale.

Le misure effettuate sul piano orizzontale sono state riportate al *piano inclinato*, ritenuto di *particolare interesse applicativo*, e precisamente di 25° (tipico per l'inclinazione della *falda di un tetto*) con orientamento a Sud. La procedura di riporto seguita è quella esposta nella *norma UNI 8477* del 1983.

Nella città di Torino sono state incluse le stazioni meteorologiche di Via della Consolata (centro città, 290 m s.l.m.) e di Via Reiss Romoli (periferia, 270 m). Nella cintura di Torino sono state considerate tre stazioni: Avigliana a Ovest (340 m); Pino Torinese a Est (circa 600 m); Bauducchi a Sud (230 m). A Ovest, nel territorio della valle di Susa sono stati scelti due comuni: Bardonecchia (località Pranudin a circa 2000 m) nell'alta valle; Borgone nella bassa valle (circa 400 m). A Nord di Torino nella zona del Canavese, sono stati considerati due comuni: Caselle (300 m) e Candia (230 m). Infine, la stazione di Carmagnola (230 m) è stata determinata come rappresentativa della zona Sud della Provincia di Torino.

Dall'esame delle tabelle di radiazione del biennio, risulta che il 2010 è stato decisamente meno favorevole per la radiazione annuale del 2009, infatti in 8 località su 10 si registrano diminuzioni comprese tra il 5 % e il 9 % con frequenza maggiore nel campo del 6-7 %. Solo la stazione di Carmagnola non registra variazioni apprezzabili e quella di Torino in Via della Consolata una modesta diminuzione del 2-3 %, compatibile con l'incertezza di misura valutata pari al ± 3 %.

La sensibile diminuzione di radiazione del 2010 è concentrata essenzialmente nei mesi di *Febbraio, Maggio, Giugno e Ottobre* con variazioni fino al 30 %. Si nota che le riduzioni più penalizzanti in kWh/m² nel 2010 sono nei mesi di Maggio e Giugno, mentre se si considerano le riduzioni in percentuale, le si trovano nei mesi di Febbraio e Ottobre. Ovviamente, tra i due tipi di riduzione, sono più importanti le riduzioni energetiche in kWh/m².

D'altra parte, in tutte le stazioni meteo si è registrato un notevole aumento di radiazione nel mese di Aprile con variazioni sempre superiori al 30 % sul piano inclinato.

Come ci si poteva aspettare dall'altitudine elevata, la stazione di *Bardonecchia* risulta caratterizzata dalla massima radiazione (oltre 1550 kWh/m² sull'orizzontale e circa 1850 kWh/m² sul piano inclinato nel 2009). Tuttavia, il sito della bassa valle Susa (Borgone) è penalizzato dall'ombra proiettata dalle montagne circostanti e si attesta agli ultimi posti.

Anche le stazioni di *Caselle, Pino Torinese e Bauducchi* nell'anno 2009 risultano particolarmente favorevoli per la radiazione annua sul piano orizzontale (oltre 1400 kWh/m²): se questo valore viene riportato al piano inclinato di 25° a Sud, si superano i 1600 kWh/m². Nella stazione di

Bauducchi i numeri della radiazione sul piano orizzontale e sul piano inclinato sono molto simili a quelli della stazione di Pino Torinese (vicinanza geografica).

La stazione di *Carmagnola* presenta una *climatologia molto particolare* nel senso che, pur con il medesimo valore di radiazione annuale nel biennio, quella del 2009 frutta il *nono* posto e quella del 2010 frutta il *secondo* posto.

Passando alle stazioni di Torino in Via della Consolata e Via Reiss Romoli, il fatto più eclatante è che nel 2009 la stazione nella zona periferica (Reiss Romoli) registra una radiazione sensibilmente maggiore di quella nella zona centrale (Consolata), mentre nel 2010 i valori sono sostanzialmente equivalenti e livellati sul basso. In particolare, nel 2009 sono stati misurati sul piano orizzontale oltre 1350 kWh/m² in periferia e poco meno di 1300 kWh/m² nel centro storico, ma nel 2010 entrambe le stazioni convergono su un valore prossimo a 1270 kWh/m². Pertanto, la radiazione della stazione centrale non subisce variazioni di rilievo, presumibilmente per l'effetto dell'inquinamento atmosferico che filtra la radiazione diretta e incrementa quella diffusa.

In conclusione, si può affermare che Bardonecchia è il sito con la massima radiazione e la stazione di Torino – centro si colloca per ultima. Il *guadagno rispetto al sito peggiore arriva addirittura al 20 %*. Tralasciando il sito montano di Bardonecchia, tuttavia, i siti migliori (Caselle, Pino Torinese e Bauducchi) *danno un guadagno del 10 % circa* rispetto a Torino – centro.

Avigliana	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Avigliana	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ε _H orizz.	ε _H incl.
gen	1,70	2,86	gen	1,37	2,16	-0,33	-0,70	-19%	-25%
feb	2,80	4,16	feb	2,15	2,98	-0,65	-1,17	-23%	-28%
mar	3,67	4,56	mar	3,06	3,67	-0,62	-0,88	-17%	-19%
apr	3,66	3,88	apr	4,81	5,20	1,15	1,33	31%	34%
mag	5,91	5,88	mag	5,01	4,96	-0,90	-0,91	-15%	-16%
giu	6,71	6,43	giu	5,58	5,36	-1,13	-1,08	-17%	-17%
lug	6,37	6,21	lug	6,46	6,30	0,09	0,09	1%	1%
ago	5,48	5,74	ago	5,43	5,68	-0,05	-0,06	-1%	-1%
set	3,87	4,50	set	4,15	4,87	0,28	0,37	7%	8%
ott	2,89	3,96	ott	2,34	3,07	-0,54	-0,89	-19%	-23%
nov	1,57	2,40	nov	1,55	2,36	-0,02	-0,03	-1%	-1%
dic	1,26	2,12	dic	1,35	2,33	0,09	0,21	7%	10%
anno 2009	1398	1604	anno 2010	1319	1491	-80	-113	-6%	-7%

Bardonecchia	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Bardonecchia	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ϵ_H orizz.	ϵ_H incl.
gen	1,97	3,52	gen	1,72	2,92	-0,25	-0,60	-13%	-17%
feb	3,07	4,68	feb	2,26	3,18	-0,80	-1,51	-26%	-32%
mar	4,24	5,40	mar	3,37	4,11	-0,87	-1,29	-21%	-24%
apr	3,86	4,11	apr	5,29	5,78	1,43	1,67	37%	41%
mag	6,10	6,08	mag	5,86	5,83	-0,24	-0,25	-4%	-4%
giu	7,32	7,02	giu	6,20	5,95	-1,12	-1,07	-15%	-15%
lug	7,62	7,44	lug	7,10	6,93	-0,52	-0,51	-7%	-7%
ago	6,24	6,59	ago	5,99	6,30	-0,25	-0,28	-4%	-4%
set	4,36	5,15	set	4,99	6,03	0,63	0,87	14%	17%
ott	3,57	5,17	ott	2,83	3,87	-0,73	-1,30	-21%	-25%
nov	2,01	3,32	nov	1,68	2,61	-0,33	-0,71	-17%	-21%
dic	1,26	2,12	dic	1,68	3,13	0,42	1,01	33%	48%
anno 2009	1573	1845	anno 2010	1493	1726	-80	-119	-5%	-6%

Bauducchi	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Bauducchi	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ϵ_H orizz.	ϵ_H incl.
gen	1,34	2,07	gen	1,12	1,65	-0,22	-0,43	-17%	-21%
feb	2,71	3,94	feb	1,98	2,66	-0,73	-1,28	-27%	-32%
mar	3,70	4,57	mar	3,02	3,60	-0,68	-0,96	-18%	-21%
apr	3,81	4,04	apr	4,90	5,30	1,08	1,25	28%	31%
mag	6,34	6,31	mag	5,39	5,34	-0,96	-0,97	-15%	-15%
giu	7,01	6,71	giu	6,08	5,82	-0,93	-0,88	-13%	-13%
lug	6,88	6,70	lug	6,94	6,76	0,06	0,06	1%	1%
ago	5,77	6,04	ago	5,84	6,12	0,07	0,08	1%	1%
set	4,14	4,83	set	4,17	4,87	0,03	0,04	1%	1%
ott	2,83	3,83	ott	2,21	2,84	-0,62	-0,99	-22%	-26%
nov	1,10	1,52	nov	1,20	1,69	0,10	0,17	9%	11%
dic	1,10	1,74	dic	1,09	1,72	-0,01	-0,02	-1%	-1%
anno 2009	1425	1593	anno 2010	1340	1474	-85	-118	-6%	-7%

Borgone	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Borgone	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ϵ_H orizz.	ϵ_H incl.
gen	1,68	2,83	gen	1,31	2,03	-0,37	-0,80	-22%	-28%
feb	2,75	4,06	feb	2,18	3,03	-0,57	-1,03	-21%	-25%
mar	3,75	4,66	mar	3,06	3,69	-0,68	-0,98	-18%	-21%
apr	3,47	3,67	apr	4,81	5,21	1,33	1,54	38%	42%
mag	5,82	5,79	mag	5,15	5,11	-0,66	-0,68	-11%	-12%
giu	6,75	6,47	giu	5,48	5,26	-1,27	-1,21	-19%	-19%
lug	6,46	6,30	lug	6,21	6,05	-0,25	-0,25	-4%	-4%
ago	5,43	5,68	ago	5,64	5,91	0,21	0,23	4%	4%
set	3,81	4,41	set	4,16	4,88	0,35	0,47	9%	11%
ott	2,85	3,90	ott	2,33	3,05	-0,52	-0,85	-18%	-22%
nov	1,51	2,29	nov	1,46	2,18	-0,06	-0,11	-4%	-5%
dic	1,06	1,70	dic	1,17	1,92	0,10	0,22	10%	13%
anno 2009	1382	1575	anno 2010	1309	1471	-73	-104	-5%	-7%

Candia	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Candia	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ε_H orizz.	ε_H incl.
gen	1,56	2,57	gen	1,21	1,85	-0,35	-0,72	-22%	-28%
feb	2,60	3,80	feb	2,18	3,04	-0,42	-0,76	-16%	-20%
mar	3,58	4,43	mar	3,07	3,70	-0,51	-0,73	-14%	-16%
apr	3,78	4,02	apr	4,81	5,22	1,04	1,20	27%	30%
mag	6,13	6,11	mag	4,99	4,95	-1,14	-1,16	-19%	-19%
giu	6,82	6,54	giu	5,69	5,46	-1,14	-1,09	-17%	-17%
lug	6,68	6,52	lug	6,67	6,51	-0,02	-0,02	0%	0%
ago	5,71	5,99	ago	5,47	5,73	-0,23	-0,26	-4%	-4%
set	3,92	4,56	set	4,06	4,76	0,14	0,19	4%	4%
ott	2,72	3,68	ott	2,12	2,73	-0,59	-0,95	-22%	-26%
nov	1,20	1,72	nov	1,34	1,96	0,13	0,24	11%	14%
dic	1,17	1,94	dic	1,25	2,11	0,08	0,17	7%	9%
anno 2009	1399	1580	anno 2010	1306	1462	-92	-119	-7%	-8%

Carmagnola	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Carmagnola	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ε_H orizz.	ε_H incl.
gen	1,23	1,85	gen	1,20	1,80	-0,03	-0,05	-2%	-3%
feb	2,22	3,07	feb	2,10	2,86	-0,12	-0,21	-6%	-7%
mar	3,15	3,79	mar	3,16	3,80	0,01	0,01	0%	0%
apr	3,21	3,37	apr	5,06	5,48	1,84	2,11	57%	63%
mag	5,91	5,86	mag	5,63	5,58	-0,28	-0,28	-5%	-5%
giu	7,18	6,86	giu	6,32	6,05	-0,85	-0,81	-12%	-12%
lug	7,10	6,91	lug	6,98	6,80	-0,12	-0,11	-2%	-2%
ago	5,80	6,07	ago	5,80	6,07	0,00	0,00	0%	0%
set	4,15	4,84	set	4,25	4,98	0,10	0,14	2%	3%
ott	2,87	3,89	ott	2,28	2,94	-0,59	-0,95	-21%	-24%
nov	1,17	1,63	nov	1,23	1,74	0,07	0,11	6%	7%
dic	1,19	1,93	dic	1,20	1,94	0,00	0,01	0%	0%
anno 2009	1378	1526	anno 2010	1378	1524	0	-2	0%	0%

Caselle	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Caselle	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ϵ_H orizz.	ϵ_H incl.
gen	1,56	2,57	gen	1,25	1,91	-0,32	-0,66	-20%	-26%
feb	2,64	3,86	feb	2,19	3,05	-0,45	-0,80	-17%	-21%
mar	3,78	4,72	mar	3,09	3,72	-0,69	-0,99	-18%	-21%
apr	3,94	4,19	apr	5,07	5,52	1,14	1,33	29%	32%
mag	6,31	6,29	mag	5,35	5,31	-0,96	-0,98	-15%	-16%
giu	7,13	6,83	giu	5,97	5,73	-1,16	-1,11	-16%	-16%
lug	6,85	6,69	lug	6,80	6,64	-0,05	-0,05	-1%	-1%
ago	5,84	6,14	ago	5,64	5,91	-0,21	-0,23	-4%	-4%
set	3,99	4,66	set	4,19	4,92	0,20	0,26	5%	6%
ott	2,87	3,93	ott	2,19	2,82	-0,68	-1,11	-24%	-28%
nov	1,35	1,98	nov	1,34	1,96	-0,01	-0,02	-1%	-1%
dic	1,15	1,87	dic	1,21	2,01	0,06	0,14	5%	7%
anno 2009	1445	1637	anno 2010	1350	1508	-96	-129	-7%	-8%

Pino T.se	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Pino T.se	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ϵ_H orizz.	ϵ_H incl.
gen	1,67	2,80	gen	1,30	2,01	-0,37	-0,79	-22%	-28%
feb	2,88	4,31	feb	2,17	3,01	-0,71	-1,30	-25%	-30%
mar	3,76	4,69	mar	3,11	3,75	-0,65	-0,94	-17%	-20%
apr	3,79	4,02	apr	4,83	5,24	1,05	1,21	28%	30%
mag	6,24	6,22	mag	5,09	5,05	-1,15	-1,17	-18%	-19%
giu	6,97	6,68	giu	5,96	5,72	-1,01	-0,96	-14%	-14%
lug	6,64	6,48	lug	6,74	6,57	0,10	0,10	1%	2%
ago	5,65	5,93	ago	5,50	5,76	-0,15	-0,17	-3%	-3%
set	4,06	4,75	set	4,08	4,78	0,02	0,02	0%	1%
ott	2,84	3,88	ott	2,22	2,88	-0,62	-1,00	-22%	-26%
nov	1,32	1,93	nov	1,29	1,86	-0,04	-0,07	-3%	-4%
dic	1,25	2,10	dic	1,31	2,22	0,05	0,12	4%	6%
anno 2009	1435	1637	anno 2010	1329	1487	-106	-150	-7%	-9%

Torino Reiss	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Torino Reiss	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ϵ_H orizz.	ϵ_H incl.
gen	1,44	2,30	gen	1,14	1,71	-0,30	-0,59	-21%	-26%
feb	2,50	3,60	feb	2,00	2,73	-0,50	-0,87	-20%	-24%
mar	3,59	4,44	mar	3,07	3,70	-0,52	-0,74	-14%	-17%
apr	3,74	3,97	apr	4,88	5,29	1,14	1,32	30%	33%
mag	5,97	5,94	mag	5,08	5,04	-0,89	-0,90	-15%	-15%
giu	6,74	6,46	giu	5,59	5,36	-1,15	-1,10	-17%	-17%
lug	6,35	6,19	lug	6,16	6,00	-0,20	-0,19	-3%	-3%
ago	5,47	5,72	ago	5,30	5,53	-0,17	-0,19	-3%	-3%
set	3,92	4,56	set	4,13	4,84	0,21	0,28	5%	6%
ott	2,72	3,67	ott	2,17	2,79	-0,55	-0,88	-20%	-24%
nov	1,34	1,96	nov	1,22	1,75	-0,12	-0,21	-9%	-11%
dic	1,16	1,90	dic	1,18	1,94	0,02	0,04	1%	2%
anno 2009	1369	1544	anno 2010	1278	1422	-92	-123	-7%	-8%

Torino Cons.	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	Torino Cons.	H orizz. (kWh/m ²)	H incl. (kWh/m ²)	ΔH orizz. (kWh/m ²)	ΔH incl. (kWh/m ²)	ϵ_H orizz.	ϵ_H incl.
gen	1,42	2,26	gen	1,21	1,85	-0,20	-0,41	-14%	-18%
feb	2,63	3,84	feb	2,02	2,75	-0,61	-1,08	-23%	-28%
mar	3,37	4,11	mar	3,02	3,62	-0,35	-0,49	-10%	-12%
apr	3,43	3,61	apr	4,75	5,14	1,32	1,52	39%	42%
mag	5,49	5,46	mag	4,90	4,86	-0,59	-0,60	-11%	-11%
giu	6,10	5,85	giu	5,58	5,36	-0,52	-0,50	-8%	-8%
lug	6,08	5,92	lug	6,08	5,93	0,01	0,01	0%	0%
ago	5,22	5,45	ago	5,29	5,52	0,06	0,07	1%	1%
set	3,73	4,31	set	4,15	4,87	0,42	0,55	11%	13%
ott	2,76	3,75	ott	2,29	2,98	-0,47	-0,77	-17%	-20%
nov	1,25	1,80	nov	1,31	1,90	0,06	0,10	5%	6%
dic	1,18	1,94	dic	1,30	2,20	0,12	0,26	10%	14%
anno 2009	1300	1470	anno 2010	1277	1430	-23	-40	-2%	-3%

Le immagini di questo capitolo sono tratte da:

Copertina <http://kgeneration.synthasite.com/nature.php>

pag 2.1 immagine a cura degli autori

pag 2.2 <http://www.treccani.it>

pag 3 <http://www.laserfocusworld.com>

pag 4 <http://www.giocomania.org>

pag 6 immagine a cura degli autori

pag 7.1 7.2 7.3 re.jrc.ec.europa.eu/pvgis

pag 8 <https://www.e-education.psu.edu>

pag 9.1 Manuale per i progettisti - Sonnenkraft

pag 9.2 Guide Solaire & Habitat – Persil

Capitolo II

Impianti solari fotovoltaici

SOMMARIO

1.	Introduzione	2
2.	Il sopralluogo sul sito e la producibilità energetica	3
2.1.	Primo caso-studio: l'utente domestico.....	3
2.2.	Secondo caso-studio: l'utente industriale/terziario	6
3.	Il fabbisogno energetico e la scelta dei componenti di impianto	9
3.1.	Primo caso-studio: l'utente domestico.....	9
3.2.	Secondo caso-studio: l'utente industriale/terziario	12
4.	La posa in opera dei componenti di impianto.....	17
4.2.	Primo caso-studio: l'utente domestico.....	17
4.2.	Secondo caso-studio: l'utente industriale/terziario	21
5.	La valutazione economica dell'investimento per l'impianto FV	23
5.1.	Primo caso-studio: l'utente domestico.....	23
5.2.	Secondo caso-studio: l'utente industriale/terziario	25
6.	Galleria fotografica di un impianto integrato in edificio (BIPV)	26
7.	Glossario.....	28
8.	Bibliografia	34

1. Introduzione

Il primo passo per realizzare un *buon* impianto FotoVoltaico (FV) consiste nell'effettuare un *sopralluogo dettagliato* sul sito nel quale si intende realizzare l'opera, allo scopo di determinare una stima della produzione energetica annuale con la superficie utilizzabile, in relazione agli eventuali ostacoli vicini, rispetto a tutta quella disponibile.

Il secondo passo è la scelta dei moduli FV e dell'inverter per connessione alla rete, in modo tale da rispettare i vincoli tecnici di corretto accoppiamento tra generatore FV ed inverter; poi, i cavi e le protezioni sono scelti come componenti di corredo.

Il terzo passo riguarda la posa in opera della struttura di sostegno, sulla quale vengono fissati i moduli FV, e delle canaline per i cavi necessari per collegare il generatore FV all'inverter e l'inverter alla rete. Si completa con l'installazione dei quadri generali sul lato DC e sul lato AC.

Il quarto passo comprende la valutazione economica dell'investimento a partire dal costo di installazione, comprensivo dei componenti, della progettazione e della posa in opera, per continuare con i flussi di cassa nel corso degli anni (incentivo, vendita dell'energia, risparmio, costo di esercizio e manutenzione) fino alla fine della vita operativa.

Questi quattro passi sono sviluppati per quanto riguarda due casi-studio applicativi, che si concludono con l'effettiva realizzazione degli impianti fotovoltaici.

La prima applicazione è rivolta a un utente di tipo residenziale (condominio), con l'obiettivo di soddisfare il fabbisogno energetico del contatore condominiale degli usi comuni.

Nella seconda applicazione si tratta di un utente del settore terziario (palestra), il cui tetto in lamiera è del tutto simile a quello di un capannone industriale. In tal caso, l'esigenza è quella di sfruttare il più possibile la superficie disponibile, senza tener conto del consumo energetico della palestra.

2. Il sopralluogo sul sito e la producibilità energetica

Concentrando l'attenzione sull'integrazione architettonica, si presentano *due casi-studio* relativi a un utente *domestico* e a un utente *industriale/terziario*. Il sopralluogo permette di evidenziare eventuali ostacoli vicini che riducono la superficie effettivamente utilizzabile rispetto alla superficie a disposizione. Inoltre, è facile determinare con un software gratuito il potenziale di produzione energetica annuale.

2.1. Primo caso-studio: l'utente domestico

Nel *primo caso-studio* si tratta del tetto di un edificio di civile abitazione (*condominio*): le falde disponibili sono *cinque*, data la particolare geometria del tetto. Chi effettua il sopralluogo deve acquisire informazioni circa la *struttura* del tetto: in questo caso, essa è di cemento armato sulla quale sono disposti listelli di legno che servono per la corretta posa dei coppi. Tra i listelli sono inseriti pannelli di isolante termico.

Naturalmente, non tutte le falde sono egualmente esposte al sole e un'immagine satellitare come quella fornita da Google-Earth (disponibile anche sul sito PVGIS del centro di ricerca JRC dell'Unione Europea per la valutazione di prima approssimazione del potenziale solare fotovoltaico) permette di individuare la migliore esposizione al sole.

In primo luogo, bisogna calcolare l'inclinazione del tetto con una normale *livella a bolla*: qui la tangente trigonometrica risulta di 0,53 corrispondente a un angolo di "tilt" (inclinazione rispetto all'orizzontale) di 28° circa. Delle 5 falde *una sola è ottimamente esposta a Sud*, un'altra ha un'esposizione soddisfacente (40° verso Ovest), mentre la terza non è economicamente accettabile, perché presenta una riduzione di produzione di più del 20% rispetto alla migliore (Figura 1).

Dopo aver chiarito come sia fatto il tetto, è necessario valutare la presenza di ostacoli vicini come, per es., comignoli, antenne per le telecomunicazioni, barriere architettoniche, apparecchi di condizionamento dell'aria. Nel caso specifico, risultano due tipi di ostacoli: i più evidenti sono comignoli che servono sia per i gas di scarico del sistema di riscaldamento (questi danno *problemi di sporczia* per i moduli fotovoltaici) sia per dare l'opportuna aerazione alle scale interne del condominio. Nella falda ottimale il comignolo presente al centro è, per fortuna, solo di aerazione, ma bisogna tener conto dell'*oblò* di illuminazione della mansarda dell'appartamento dell'ultimo piano: ciò influirà sulla disposizione finale dei moduli FV (Figura 2).

Inoltre, anche dalle immagini del PVGIS, c'è un edificio circostante nella zona Sud-Est che risulta, con 6 piani fuori terra, più alto del condominio sotto esame: infatti, le ombre dell'edificio in basso a destra risultano più lunghe di quelle proiettate dal condominio. Nel seguito sono presentate le valutazioni energetiche ricavate dal PVGIS (Figura 1-a;-b;-c).

Figura 1-a. Ipotesi di installazione sulla falda migliore del tetto; *orientazione*: Sud con 5° verso Ovest; *inclinazione*: 28° rispetto all'orizzontale. Produzione attesa in un anno: 1140 kWh/kW_p dal sito "PVGIS".

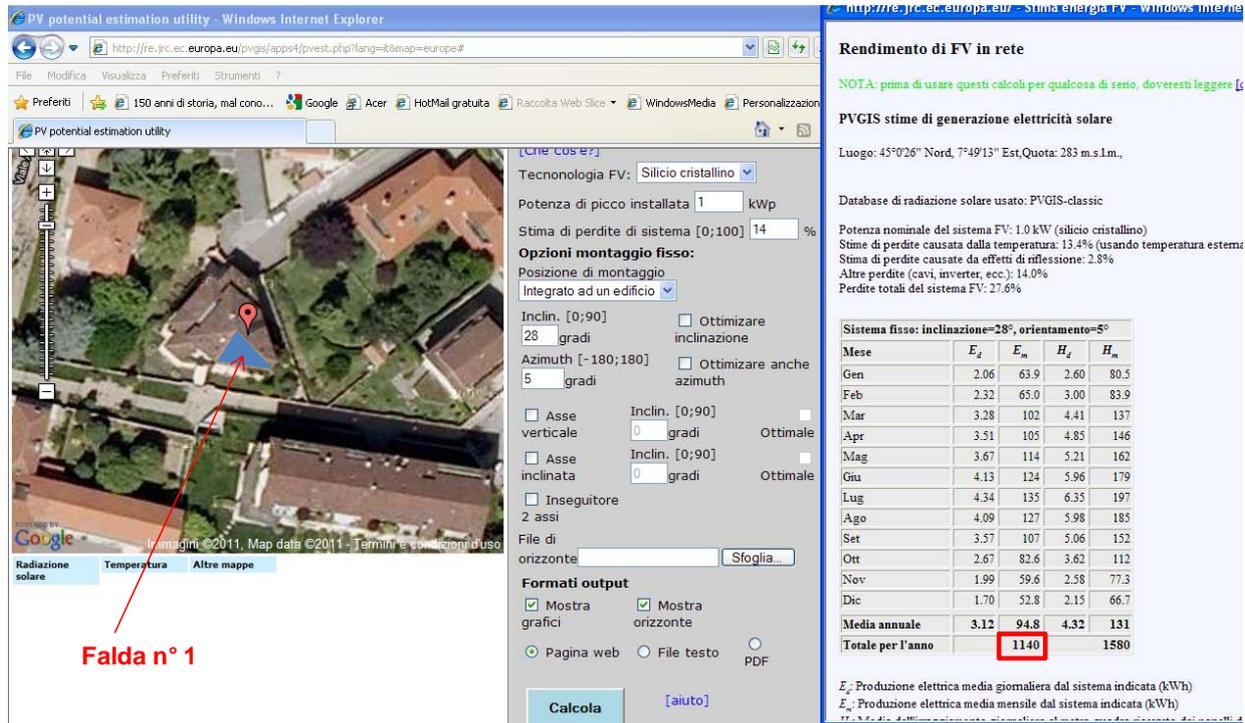


Figura 1-b. Ipotesi di installazione sulla 2ª falda sfruttabile del tetto; *orientazione*: Sud con 40° verso Ovest; *inclinazione*: 28° rispetto all'orizzontale. Produzione attesa in un anno: 1090 kWh/kW_p.

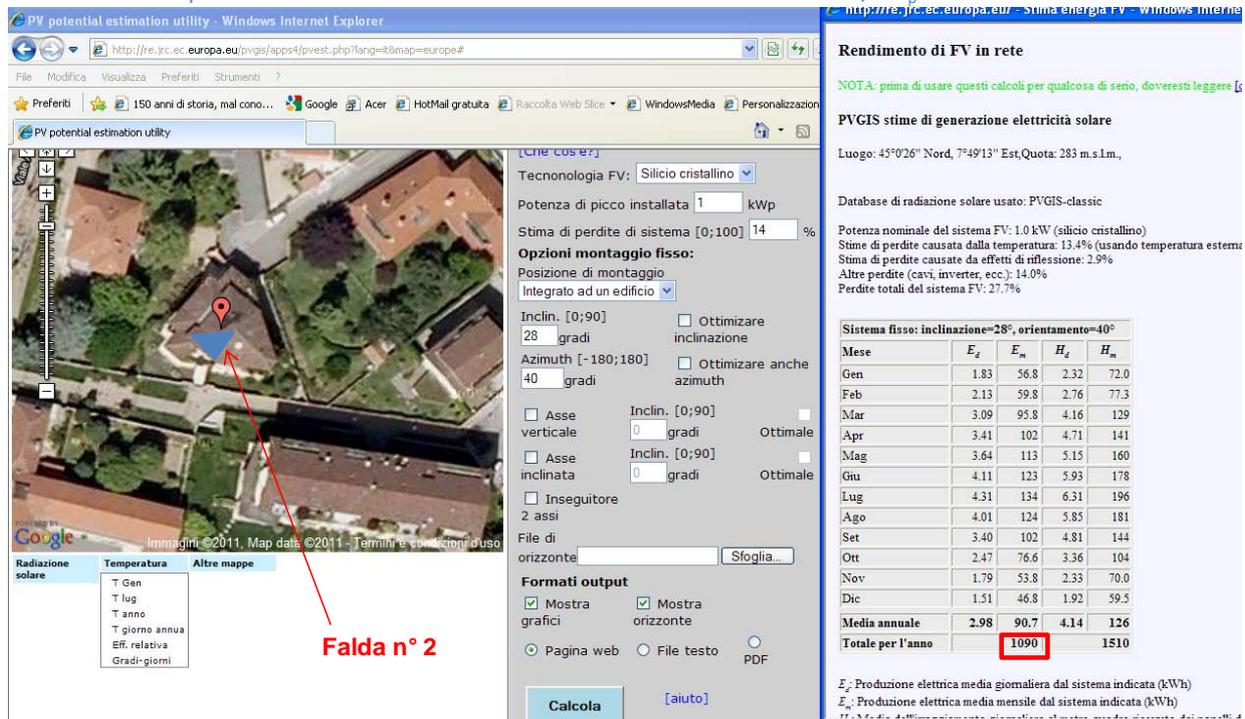


Figura 1-c. Ipotesi di installazione sulla terza falda sfruttabile del tetto; *orientazione*: Est (-105° rispetto al Sud); *inclinazione*: 28° rispetto all'orizzontale. Produzione attesa in un anno: 875 kWh/kW_p.

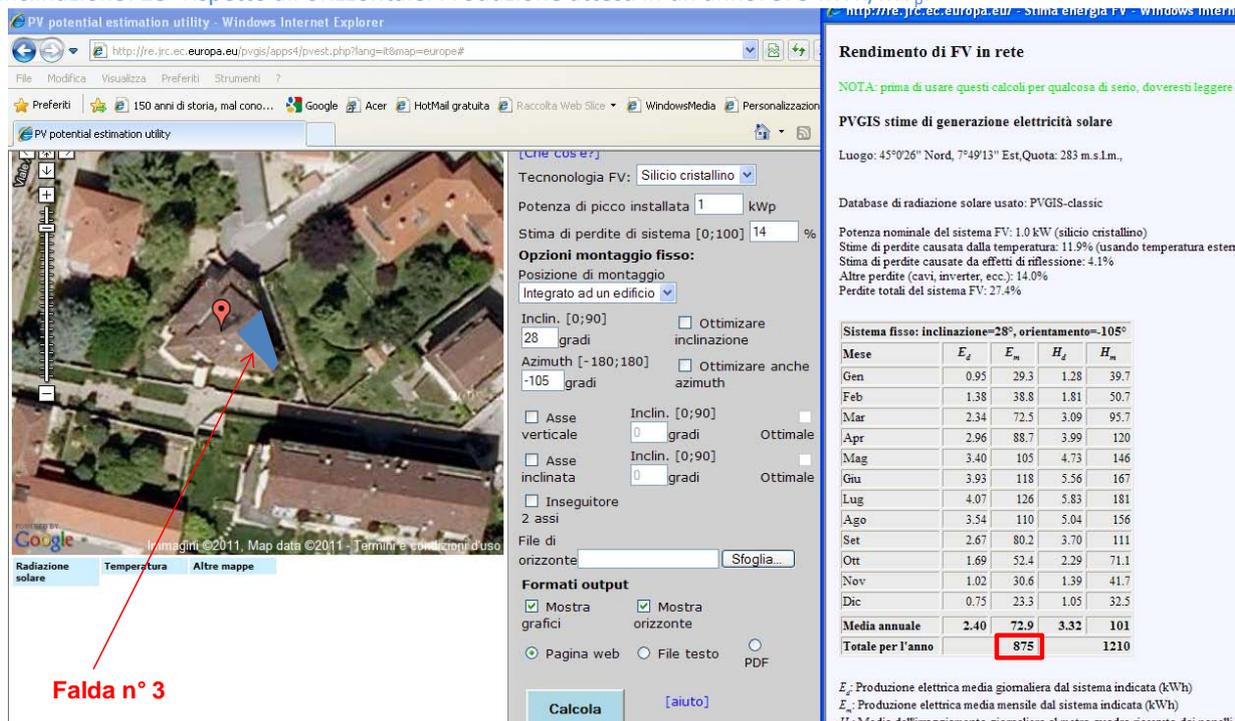


Figura 1 – Risultati dell'applicazione del software PVGIS per l'utente residenziale



Figura 2 - Vista dall'alto della falda a Sud (parte centrale) con l'oblò della mansarda

A questo punto, dopo aver stabilito quale falda del tetto sia la più vantaggiosa, si prova a disporre i moduli FV su di essa, tenendo conto della presenza dell'oblò. Come anticipazione della scelta del modulo, si opta per una tecnologia a massimo rendimento, si ottiene un numero di moduli da posare pari a 12 con le relative dimensioni geometriche (Figura 3 con lo spazio vuoto tra il modulo 2 e il modulo 12 per l'oblò).

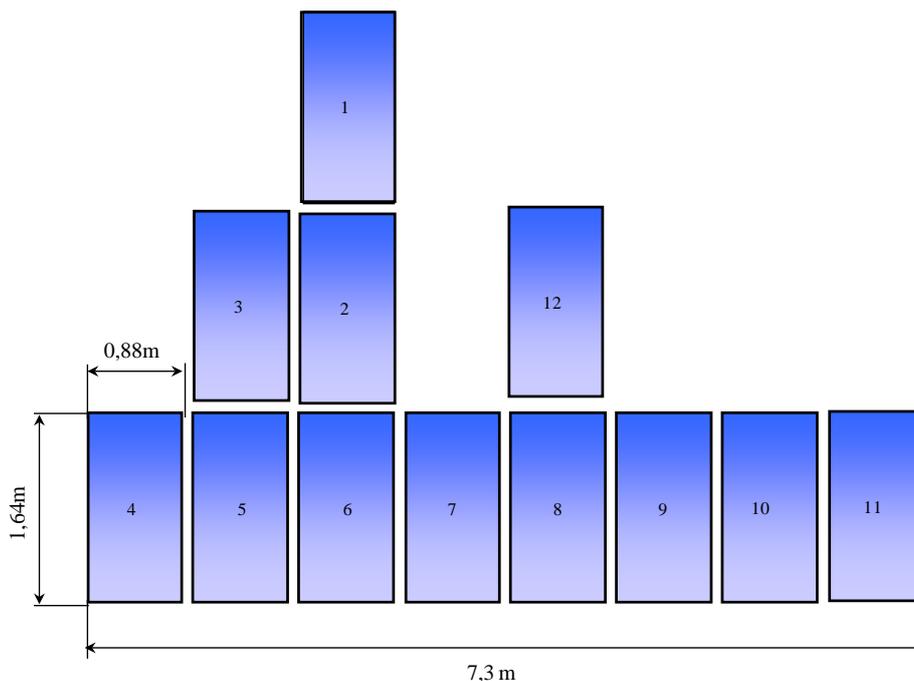


Figura 3 – Disposizione di prima approssimazione dei moduli FV sulla falda del tetto rivolta a Sud

2.2. Secondo caso-studio: l'utente industriale/terziario

Nel *secondo caso-studio* si considera una palestra all'interno di una struttura con copertura metallica a due falde (Figura 4). La falda più favorevole all'installazione dell'impianto fotovoltaico è quella rivolta a Sud-Est (Figura 5). Al fine di ottimizzare la produzione energetica, quindi, il campo FV sarà posizionato sulla falda meglio esposta, con orientazione "Sud a 15° verso Est" ed inclinazione di "9° rispetto all'orizzontale". La falda ha forma rettangolare con lato lungo di circa 35 m e lato corto di circa 12 m.

Per questo impianto si potrà scegliere la modalità di posa del generatore FV *parzialmente integrato*, con i moduli posati sulla copertura esistente, mediante struttura di supporto costituita da binari in alluminio ancorati al tetto mediante staffe. Tale scelta è determinata dai costi installativi più bassi e dalle condizioni di miglior ventilazione con cui si troverebbero a funzionare i moduli FV rispetto alla soluzione integrata, ottenendo una efficienza di conversione energetica più elevata.



Figura 4 - Prospetto Sud della palestra comunale di Condove (per gentile concessione del Comune di Condove)

Facendo un'anticipazione sulla scelta della tecnologia dei moduli, il campo fotovoltaico, disposto sulla falda Sud del tetto, sarà formato da un totale di 180 moduli in silicio policristallino (230 W_p), raggruppati in tre array (Figura 6). I moduli sono ordinati in 9 file (sul lato corto) da 20 moduli (sul lato lungo), le file sono distanziate a gruppi di tre per permettere il passaggio di personale addestrato per effettuare interventi di manutenzione (pulizia, sostituzione di moduli o di cavi,...).

Usando il software PVGIS del JRC dell'Unione Europea, si stima una produzione annuale di 1070 kWh/kW_p (Figura 7). Dal sopralluogo non sono state riscontrate ombre causate da edifici vicini e quindi la valutazione del PVGIS è realistica.



Figura 5 - Veduta aerea della palestra comunale di Condove

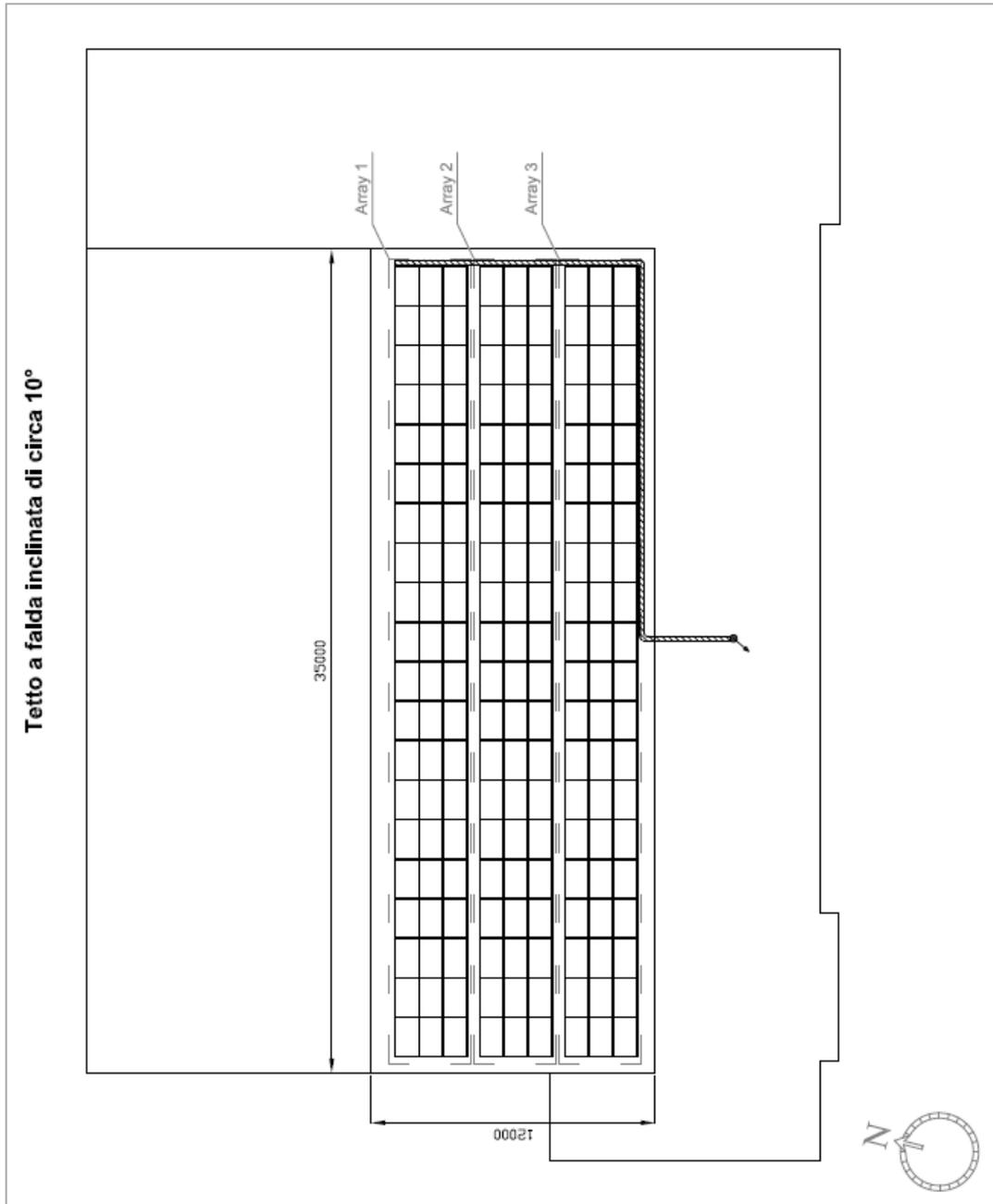


Figura 6 – Disposizione dei moduli in 3 array per la palestra

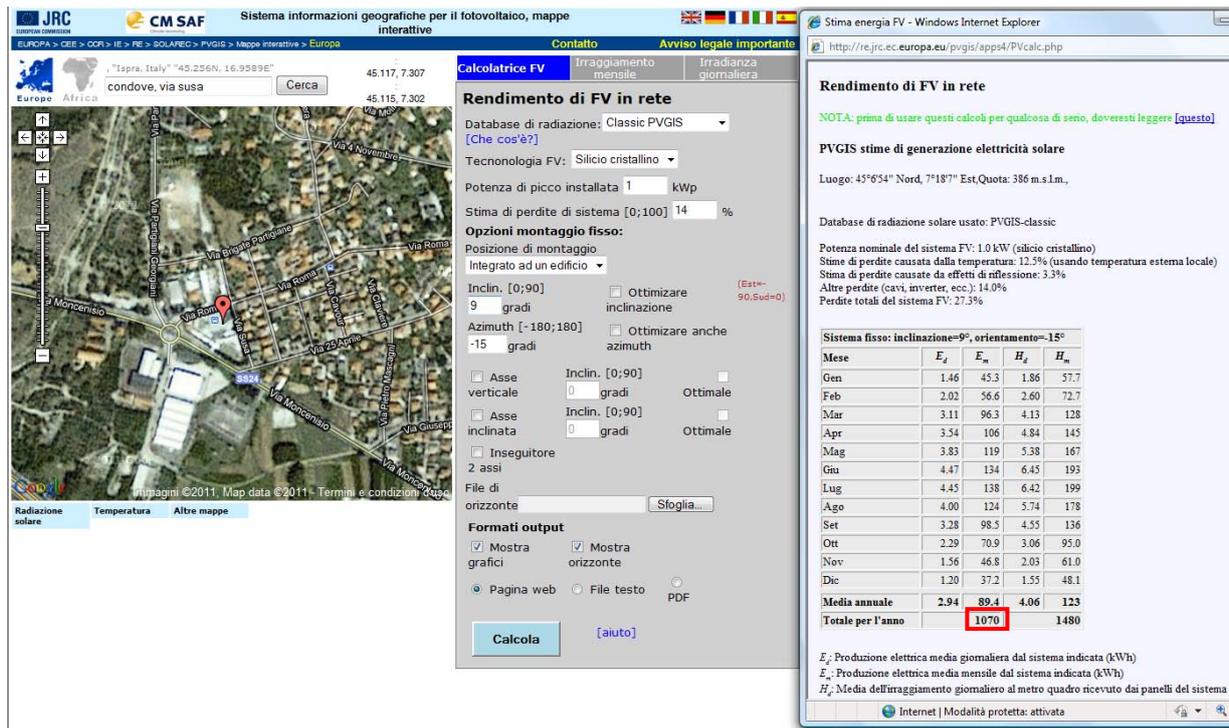


Figura 7 – Risultati dell'applicazione del software PVGIS per l'utente industriale/terziario

3. Il fabbisogno energetico e la scelta dei componenti di impianto

Nella definizione della taglia dell'impianto fotovoltaico possono influire più fattori: il *fabbisogno energetico* dei carichi dell'utente, la *superficie* disponibile per la posa dei moduli, il *capitale finanziario* e altri vincoli tecnico-economici come la *dichiarazione di officina elettrica*, obbligatoria oltre i 20 kW_p di potenza nominale, con i conseguenti obblighi fiscali per l'elettricità prodotta.

3.1. Primo caso-studio: l'utente domestico

Nel primo esempio che si sta approfondendo, il vincolo è quello di produrre col fotovoltaico l'energia elettrica misurata nell'anno dal contatore degli usi comuni condominiali (essenzialmente, illuminazione continua delle scale interne cieche, illuminazione notturna degli ingressi, ascensore da 6 persone, cancello elettrico per garage). Per stabilire quanto sia il fabbisogno energetico annuale, è sufficiente consultare 6 bollette bimestrali consecutive: si scopre che esso supera certamente 3000 kWh/anno. Perciò, considerando la producibilità ottimale di 1140 kWh/kW_p per la falda n° 1, si scopre che è necessario installare una potenza nominale compresa tra 2 e 3 kW_p.

Assumendo un *criterio di espansione futura* del numero di moduli FV sul tetto, per l'alimentazione di alcuni appartamenti del condominio, si deduce che è preferibile scegliere moduli fotovoltaici di elevato rendimento per minimizzare l'occupazione di superficie. Ciò significa che, in tal caso, *prevalde l'obiettivo di massimizzare le prestazioni* piuttosto che il rapporto prestazioni/costi. La scelta cade sulla tecnologia dell'etero-giunzione di *silicio monocristallino* e *silicio amorfo*, caratterizzata da efficienze superiori al 16 % e da un coefficiente di perdita termica ridotto (-0,3%/°C) rispetto al silicio monocristallino convenzionale (Tabella 1). Naturalmente, il costo dei moduli è sensibilmente superiore a quello dei moduli cristallini convenzionali.

Per l'inverter da connettere alla rete, fino alla soglia di 20 kW_p, è preferibile l'uso di *macchine senza trasformatore*, per massimizzare il rendimento di conversione, e che abbiano tensioni di inseguimento della massima potenza (Maximum Power Point Tracker, MPPT) sufficientemente elevate per ridurre la corrente, a parità di potenza. Così si riduce anche il numero di stringhe in parallelo. Con ciò, si ottiene *maggiore semplicità di installazione e maggiore affidabilità di esercizio*, risparmiando anche sulla posa dei cavi. Per es., usando sezioni di 4 mm² con *isolamento in gomma*, si possono usare interruttori di manovra senza alcun relè di protezione contro le sovracorrenti (sovraccarico e corto-circuito) *fino a cinque stringhe in parallelo*.

Tabella 1 – Dati tecnici dei moduli fotovoltaici, dal libro F. Spertino, R. Carelli, “Impianti fotovoltaici di piccola taglia”, CLUT, Torino, 2008

Modulo HIP 230HDE1	<-- Inserire modello		
Potenza nominale P _m	230 Wp		Input
Tolleranza	"+10% / -5%"		Input
Lunghezza	1,61 m		Input
Larghezza	0,861 m		Input
Superficie	1,386 m ²		Output
Efficienza	16,6%		Output
Peso	17 kg _f		Input
Lato cella	150 mm		Input
N° celle	60		Input
Corrente di corto circuito I _{sc}	7,22 A		Input
Tensione a circuito aperto Voc	42,3 V		Input
Corrente nel punto di potenza massima I _m	6,71 A		Input
Tensione nel punto di potenza massima V _m	34,3 V		Input
Coefficiente termico di P _m	-0,30% /°C		Input
Coefficiente termico di I _{sc}	0,00167 A/°C		Input
Coefficiente termico di Voc	-0,108 V/°C		Input
Fill Factor FF	75,3%		Output
Carico meccanico	12,3 kg _f /m ²		Output

In linea di principio, in condizioni di esposizione al sole ottimale, la *potenza nominale dell'inverter deve essere praticamente pari a quella del generatore FV* (in tal caso tra 2 e 3 kW_p). La scelta definitiva del numero di moduli FV (tra 11 e 12) va fatta tenendo conto dei vincoli presenti (*superficie utile* togliendo il raggio di azione dell'ombra del comignolo, *numero massimo di moduli FV in serie* che determinano la massima tensione accettabile dall'inverter).

La decisione di installare 11 moduli mette d'accordo entrambi i vincoli, quello posto dall'*ombra proiettata degli ostacoli* vicini e quello della *massima tensione compatibile con l'inverter*, con l'ulteriore vantaggio di non eccedere il fabbisogno energetico. Infatti, con 12 moduli in serie il numero di stringhe in parallelo salirebbe a 2 e la tensione quasi si dimezzerebbe, per non superare il limite massimo dell'inverter.

Lo svantaggio consiste nel *sovradimensionamento dell'inverter* (3 kW per un generatore da 2,5 kW_p), che comporta un maggiore esborso economico. Ma ciò incide poco sul costo dell'impianto FV, perché il costo dell'inverter non supera il 10% del costo totale e un sovradimensionamento del 20% per l'inverter significa meno del 2% in più sul totale di investimento.

Naturalmente, si devono anche soddisfare i vincoli sulle *tensioni minima e massima* compatibili con l'inverter *nel funzionamento in MPP*, sulla *massima tensione a vuoto* e sulla *massima corrente nel funzionamento in MPP*.

Il superamento delle verifiche è legato alla stima delle possibili temperature estreme di esercizio dei moduli FV che sono comprese tra -10 °C e +75 °C. Particolare cautela è consigliabile *nel caso di integrazione architettonica per la stima della temperatura massima di esercizio*, vista la minore ventilazione dei moduli FV rispetto all'installazione in campo aperto. Perciò, si considera *come picco massimo il valore di +75 °C*

(Tabella 2) invece del più usuale +70 °C. D'altra parte, poco probabile è la temperatura di -10 °C, per i moduli integrati su un tetto, che corrisponderebbe a temperature dell'aria abbondantemente sotto zero (-20 °C; -30 °C).

Tabella 2 – Accoppiamento ottimale moduli FV ed inverter, dal libro F. Spertino, R. Carelli, “Impianti fotovoltaici di piccola taglia”, CLUT, Torino, 2008

Inverter SB 3000TL-20-IT	<--- Inserire modello			
Potenza nominale Pac	3000 VA		Input	
range MPPT (V)	125	440	Input	
Tensione massima Vdc	550 V		Input	
Corrente massima Idc	17 A		Input	
Efficienza Europea	96,3%		Input	
Tensione di rete Vac	230V-50Hz		Input	
Fattore di potenza PF	1		Input	
Contributo alla corrente di corto circuito	22 A		Input	
Array fotovoltaico				
N° totale di moduli	11		Input	
N° di moduli / stringa	11		Input	
N° di stringhe	1		Output	
Potenza totale array Pm(a) tot	2530 Wp		Output	
Superficie totale	15 m ²		Output	
Peso totale	187 kg		Output	
Tensione nominale di stringa Vn	377 V		Output	
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	465 V		Output	
Tensione minima Vn (+75 °C)	318 V		Output	OK
Tensione massima Vn (-10°C)	419 V		Output	OK
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	507 V		Output	OK
Corrente massima In (+75°C)	7 A		Output	OK
Rapporto Pinv / Pm tot (0.95-1.05)	118,6%		Output	Sovradim

I componenti di corredo sono i *cavi* e le *protezioni*. Per i cavi bisogna considerare due fattori: le *correnti da portare* e le *lunghezze da percorrere*.

Le correnti di normale funzionamento e le sovracorrenti sul lato DC sono dello stesso ordine di grandezza (con differenze del 10% circa) e non superano 10 A in ciascuna stringa (qui ce n'è una sola). Dal punto di vista delle correnti sarebbero sufficienti le *sezioni di 4 mm² dei cavi di cui sono dotati i moduli*, ma, poiché le lunghezze da percorrere possono essere di qualche decina di metri, un aumento di sezione è fortemente consigliato (per es., 6 mm²) per contenere le perdite energetiche entro l'1-2%.

D'altra parte, sul lato AC le sovracorrenti sono molto superiori alle correnti di normale funzionamento, come accade negli impianti elettrici tradizionali. Perciò, si ricorre a sezioni maggiori rispetto a prima, a meno che le distanze da percorrere siano minori, fatto tipico quando gli *inverter sono posti vicino al quadro generale di rete*. Ovviamente, essendo presente la rete che è assimilabile a un generatore di tensione, i cavi non sono mai auto-protetti e si preferisce ricorrere ai relè magneto-termici piuttosto che ai fusibili.

Lo *schema elettrico* è un utile elaborato grafico che evidenzia i componenti presenti (moduli FV, inverter, cavi, protezioni e contatore dell'energia) e le loro mutue connessioni realizzate con i conduttori attivi e il conduttore di protezione. I conduttori attivi sono ricoperti con l'isolamento di colore rosso/nero per il polo positivo/negativo in corrente continua e di colore marrone/grigio/nero/blu per le fasi e il neutro in corrente alternata, invece il conduttore di protezione PE ha l'isolamento col caratteristico colore giallo/verde. La Figura 8 presenta lo schema elettrico nella versione completa con tutti i conduttori attivi anziché lo schema "*unifilare*" in cui è rappresentato un solo conduttore attivo.

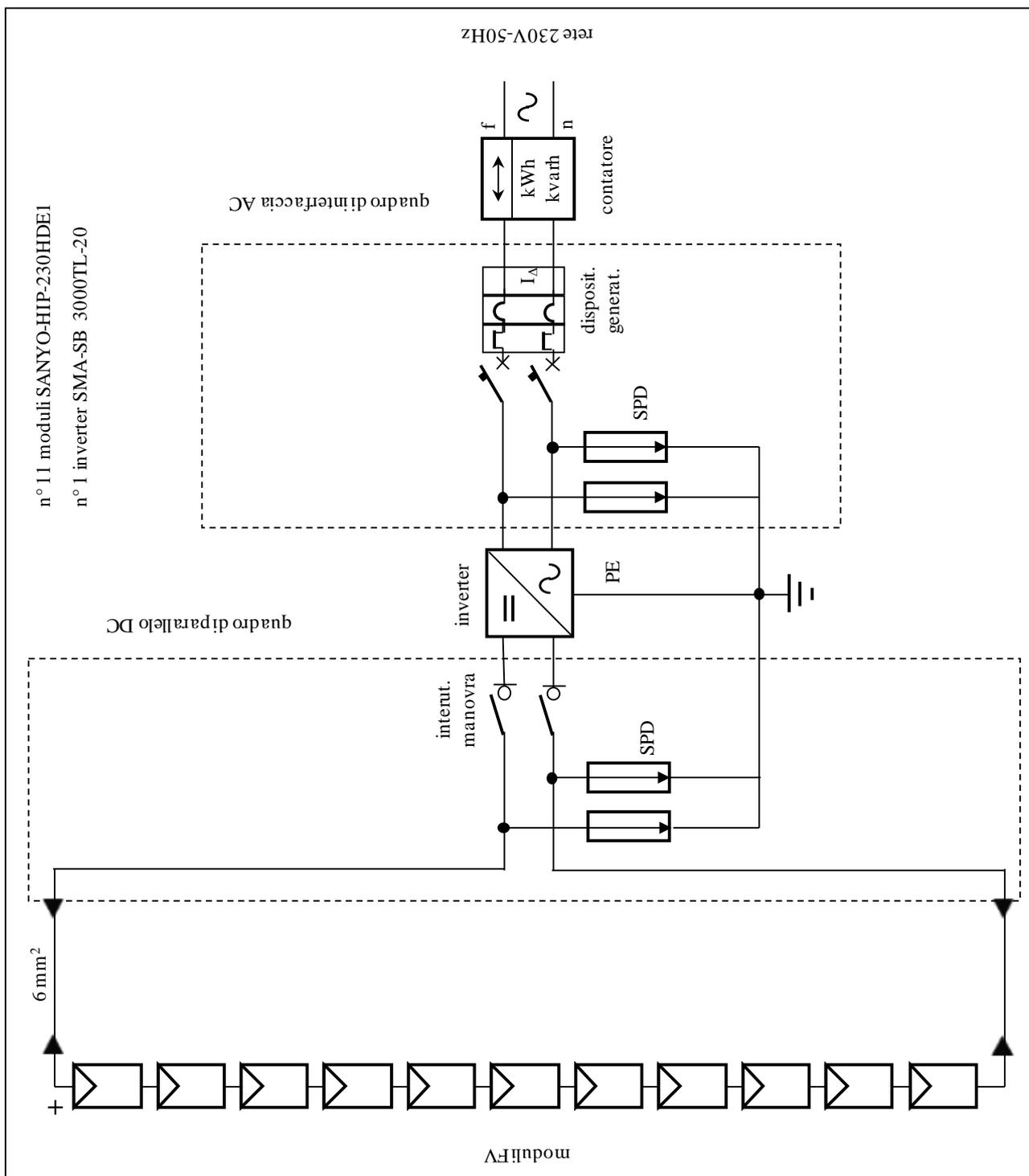


Figura 8 – Schema elettrico dell’impianto FV per l’utente residenziale

3.2. Secondo caso-studio: l’utente industriale/terziario

Nel secondo *caso-studio*, caratterizzato da potenza e quindi investimento sensibilmente superiore, il rapporto prestazioni/costi è stato massimizzato considerando moduli con 60 celle in silicio policristallino (soluzione di compromesso con efficienze del 14% e costi decisamente inferiori al primo caso-studio).

La disposizione dei moduli è stata ipotizzata col criterio di miglior sfruttamento dello spazio disponibile, in considerazione degli spazi necessari per lo svolgimento in condizioni di sicurezza delle attività di

installazione, manutenzione sugli impianti, e degli spazi necessari a minimizzare i fenomeni di ombra in condizioni di sole basso.

Per ragioni di semplicità nella configurazione delle protezioni, ciascun array del campo fotovoltaico è costituito dal parallelo di 3 stringhe da 20 moduli collegati in serie (60 moduli/array). Le tre stringhe dell'array sono connesse, mediante il quadro in corrente continua, all'inverter trifase di potenza pari a 12,5 kVA. In Tabella 3 sono raccolti i dati tecnici relativi ai moduli dell'array e al corrispondente inverter con le verifiche tecniche già introdotte nel primo caso-studio.

D'altra parte, la scelta di un unico inverter centralizzato (con singolo MPPT) significherebbe la connessione in parallelo di $N_p = 9$ stringhe con la conseguenza dell'uso dei fusibili di protezione dei cavi di stringa contro il guasto di corto-circuito tra polo positivo e negativo ovvero il doppio guasto a terra. In ciascuno dei due casi (equivalenti dal punto di vista elettrico), il cavo di stringa è chiamato a sopportare la sollecitazione termica di $(N_p - 1) = 8$ volte la corrente di corto circuito di una stringa, proveniente dalle altre $N_p - 1$ stringhe. Inoltre, la presenza di un numero elevato di fusibili (18, due per stringa e quindi uno per ogni polo) fa diminuire l'affidabilità di questa opzione rispetto alla configurazione con 3 inverter, in cui non sono presenti fusibili ma solo interruttori di manovra.

In sintesi, tenendo conto anche della maggiore disponibilità che offrono tre inverter rispetto a uno solo (è molto minore la probabilità che tutti e 3 gli inverter siano contemporaneamente indisponibili con conseguente mancata produzione), si opta per la scelta della conversione DC-AC di tipo distribuito piuttosto che concentrato.

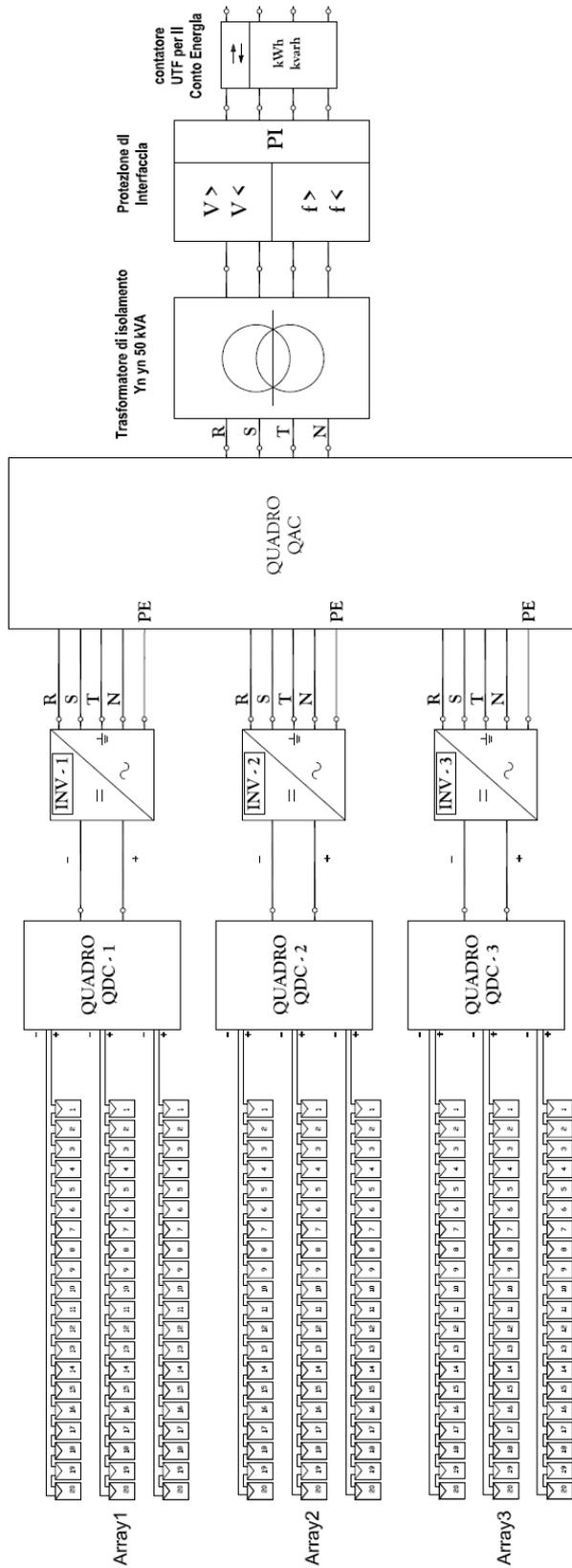
La potenza nominale dell'inverter è inferiore alla potenza di picco dell'array FV di circa il 10%: ciò è accettabile in questo caso rispetto al primo, perché nel secondo caso-studio l'inclinazione dei moduli FV è inferiore ai 10° con la conseguente impossibilità di raggiungere l'irraggiamento STC. Tale valore può, invece, essere raggiunto nel primo caso-studio che presenta un'inclinazione vicina a quella ottimale. Il campo fotovoltaico è, pertanto, costituito da 3 array da $13,8 \text{ kW}_p$ con una potenza totale pari a $41,4 \text{ kW}_p$.

Il relativo schema elettrico, presentato in Figura 9, evidenzia la presenza del trasformatore di isolamento, obbligatorio con potenza superiore a 20 kW_p , e la protezione centralizzata all'interfaccia con la rete con i relè di sovra/sotto-tensione e di sovra/sotto-frequenza.

Data la maggiore complicazione rispetto all'impianto dell'utente residenziale, si preferisce, in questo secondo caso, aggiungere il lay-out del locale inverter, cioè la dislocazione di componenti quali quadri elettrici sia in corrente continua sia in corrente alternata, oltre ai già citati trasformatore e protezioni (Figura 10).

Tabella 3 – Accoppiamento ottimale tra array FV da 13,8 kW_p ed inverter

Modulo Si-policristallino 230 Wp	
Potenza nominale P _m	230 Wp
Tolleranza	"+3% / -3%"
Lunghezza	1,64 m
Larghezza	1 m
Superficie	1,640 m ²
Efficienza	14,0%
Peso	23,5 kg
Lato cella	156 mm
N° celle	60
Corrente di corto circuito I _{sc}	8,55 A
Tensione a circuito aperto V _{oc}	36,7 V
Corrente nel punto di potenza massima I _m	7,95 A
Tensione nel punto di potenza massima V _m	29 V
Coefficiente termico di P _m	-0,43% /°C
Coefficiente termico di I _{sc}	0,00257 A/°C
Coefficiente termico di V _{oc}	-0,12111 V/°C
Fill Factor FF	73,3%
Inverter trifase da 12,5kW	
Potenza nominale P _{ac}	12500 VA
range MPPT (V)	445 750
Tensione massima V _{dc}	900 V
Corrente massima I _{dc}	36 A
Efficienza Europea	97,3%
Tensione di rete V _{ac}	400V/230V-50Hz
Fattore di potenza PF	1
Array fotovoltaico	
N° totale di moduli	60
N° di moduli / stringa	20
N° di stringhe	3
Potenza totale array P _{m(a) tot}	13800 Wp
Superficie totale	98 m ²
Peso totale	1410 kg
Tensione nominale di stringa V _n	580 V
Tensione nominale a vuoto V _{oc} (di stringa)	734 V
Tensione minima V _n (+75 °C)	459 V
Tensione massima V _n (-10 °C)	665 V
Tensione massima a vuoto V _{oc} (-10 °C)	819 V
Corrente massima I _n (+75°C, 1100 W/m ²)	26,7 A
Rapporto P_{inv} / P_{m tot} (0.9-1.0)	90,6%



I quadri QDC possono essere omessi, se gli inverter sono dotati di sezionatori sotto carico sul lato corrente continua e sono dotati di scaricatori SPD.

Il sistema è costituito da un totale di 180 moduli al silicio policristallino (230 Wp), per una potenza complessiva di 41,4 kWp. I moduli sono distribuiti su 3 array, ciascuno costituito dal parallelo di 3 stringhe da 20 moduli collegati in serie (60 moduli)

- Inverter tipo trifase senza trasformatore
360-750V DC / 400V AC 50 Hz, S=12500VA

Figura 9 – Schema elettrico dell'impianto FV per l'utente industriale/terziario

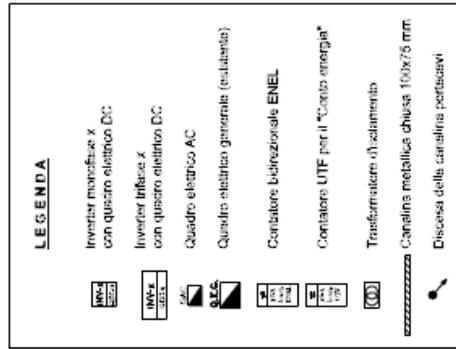
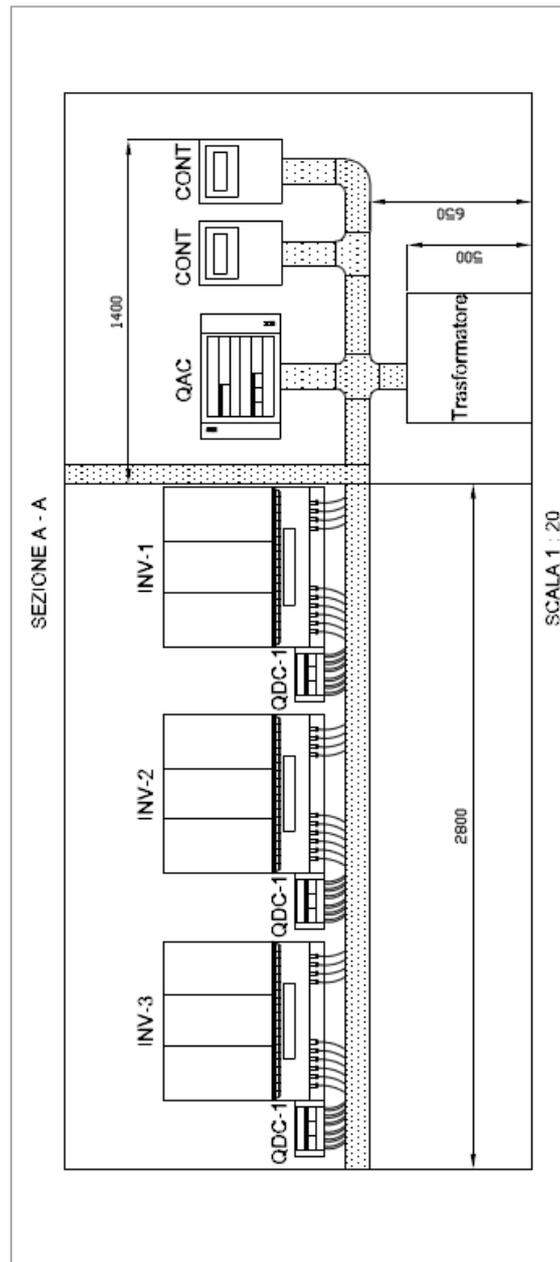


Figura 10 – Lay-out del locale inverter per l'impianto industriale/terziario

4. La posa in opera dei componenti di impianto

In questo paragrafo si affronta la posa in opera per i due casi-studio, con particolare attenzione al primo caso, in cui si deve fissare la struttura di supporto dei moduli FV a un tetto in coppi. Nel secondo caso, la posa è più facile poiché si tratta di fissare la struttura su una lamiera grecata.

4.2. Primo caso-studio: l'utente domestico

Il primo intervento avviene sul tetto, dopo aver montato gli opportuni *ponteggi* per operare agevolmente. Questi ponteggi possono essere omessi se la struttura di ancoraggio dei moduli FV viene posizionata sulla parte superiore della falda, in modo tale da evitare di dover lavorare vicino al bordo della falda con un possibile rischio. È questa la soluzione impiegata che permette di annullare il costo del ponteggio nel caso preso da esempio.

Dopo aver momentaneamente rimosso i coppi in corrispondenza della zona dove sarà fissata la staffa di acciaio zincato, si inserisce un blocco di legno in modo che sia solidale con i listelli del tetto; a questo blocco viene fissata la citata staffa che trova la sua sede tra un coppo e quello adiacente, come si può vedere in Figura 11. Nell'esecuzione di questo lavoro, una piccola parte del pannello di isolamento termico viene rimossa; i coppi sono, quindi, risistemati nella posizione iniziale.

L'operazione di montaggio dei binari di alluminio sulle staffe di acciaio si conclude tenendo conto della presenza degli elementi di "disturbo" come il comignolo e l'oblò (Figura 12). Ora i moduli FV possono essere imbullonati negli appositi fori sul telaio ("frame") di alluminio oppure bloccati con graffe che "mordono" sul frame (Figura 13).

L'installatore si pone il problema se collegare o meno la struttura metallica all'impianto di terra del condominio per la *protezione contro i contatti indiretti* (dovuti a guasti sugli apparecchi elettrici). Nel caso di collegamento a terra, si considera la struttura una *massa estranea* alla stregua dell'impianto di riscaldamento realizzato con radiatori in ghisa, nel secondo caso si considera la struttura elettricamente isolata dal potenziale di terra. Per decidere tra le due alternative, si misura la resistenza verso terra: il valore è superiore a qualche centinaio di kilohm (prevedibile, data la superficie di solo 15 m²), ciò toglie il dubbio di dover collegare a terra la struttura di sostegno dei moduli FV.

Altro motivo per collegare a terra la struttura è la *protezione contro le sovratensioni atmosferiche* per fulminazione diretta, ma nell'edificio non esiste "parafulmine" (Lightning Protection System, LPS), perché lo si ritiene auto-protetto.



Figura 11 – Particolare di una staffa di ancoraggio ai listelli del tetto (vista frontale a sx e vista dall'alto a dx)



Figura 12 – Vista dei binari della struttura di fissaggio dei moduli fotovoltaici



Figura 13 – Vista dei binari della struttura di fissaggio con alcuni dei moduli fotovoltaici



Figura 14 – Particolare con tutti gli 11 moduli FV (i primi 5 in primo piano e gli altri 6 in secondo piano)

Il lavoro successivo consiste nella *connessione elettrica* dei moduli tra loro (Figura 14). La soluzione migliore sarebbe quella di intrecciare tra di loro i conduttori positivo e negativo, per ridurre il flusso magnetico, concatenato col generatore FV, che si genera in caso di sovratensioni atmosferiche indirette, ma ciò risulta poco pratico. Pertanto, come compromesso tra praticità di installazione e rischio di sovratensioni, si effettua la connessione cercando di ridurre la superficie abbracciata (Figura 15).

L'interruzione della continuità geometrica dei moduli FV (resa necessaria dalla presenza dell'oblò), pur non essendo ottimale come effetto estetico, ha il pregio di aumentare la capacità di dispersione del calore che si genera durante il funzionamento sotto la luce solare. Si può affermare, in generale, che è *opportuno interrompere la continuità della disposizione geometrica dei moduli per ridurre le perdite energetiche legate al riscaldamento dei moduli FV*.

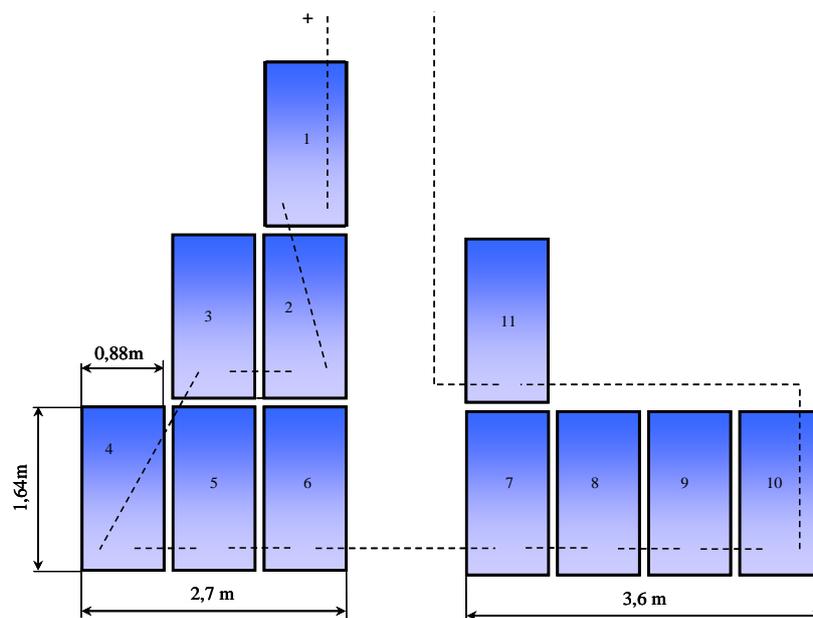


Figura 15 – Disposizione finale dei moduli FV sulla falda del tetto rivolta a Sud

Un ulteriore problema pratico da affrontare è quello della connessione elettrica dal tetto alla cantina. Nel far passare il polo positivo e il polo negativo del generatore in un'apposita canalina fino al cavedio predisposto nella scala interna a ogni piano del condominio, si sfrutta un passaggio-cavi, realizzato per la vicina antenna satellitare, e si inserisce un cavo, di sezione opportuna, *bipolare schermato* per evitare possibili disturbi al segnale satellitare. Si percorrono i 4 piani fuori-terra del condominio nel cavedio già citato e si arriva al piano interrato, dove si trovano le cantine e il quadro elettrico generale dei carichi del condominio. Il *locale inverter*, infatti, deve essere *fresco e aerato*, come accade effettivamente. A breve distanza dall'inverter, sullo stesso muro del quadro generale, si fissano sia il quadro lato DC del generatore FV sia il quadro lato AC. Nel quadro lato DC (Figura 16) si inseriscono l'interruttore di manovra rotativo (a sinistra) per sezionare sotto carico l'unica stringa di 11 moduli FV e gli scaricatori di sovratensione (a destra). Nel quadro lato AC (Figura 17) si inseriscono l'interruttore magneto-termico-differenziale a bassa sensibilità (a sinistra) e gli scaricatori di sovratensione (a destra). Infine, la Figura 18 presenta l'aspetto estetico dell'inverter per la connessione alla rete.



Figura 16 – Quadro sul lato DC con interruttore di manovra (blu) e scaricatori di sovratensione (bianco/gialli)



Figura 17 – Quadro sul lato AC con interruttore magneto-termico-differenziale (bianco/nero/rosso) e scaricatori di sovratensione (bianco/blu)



Figura 18 – L’inverter senza trasformatore da 3000 W

4.2. Secondo caso-studio: l’utente industriale/terziario

Se si considera il *secondo caso-studio*, il problema del fissaggio della struttura di supporto dei moduli al tetto è qui semplificato dalla presenza della lamiera grecata. Quest’ultima, se risulta già collegata all’impianto di terra, pone di fatto a terra la struttura metallica ed anche i telai dei moduli FV.

Inoltre, con una superficie occupata di circa 300 m², il numero totale di stringhe cresce da 1 a 9 (18 conduttori comprendendo il polo positivo e il polo negativo) e si predispongono delle canaline metalliche per la posa dei cavi al suo interno.

La Figura 19 evidenzia un *errore di posa in opera* rispetto al progetto, nel senso che le 9 file di moduli FV sul lato corto non sono distanziate tra loro. Perciò, non è possibile l’accesso del personale per la manutenzione e risulta peggiorata la possibilità di smaltimento del calore prodotto dai moduli. È, quindi, molto importante ripristinare, in corso d’opera, le opportune distanze tra loro dei 3 gruppi di 3 file. Nella stessa figura si notano anche le *opere temporanee per garantire sicuri parapetti* per gli installatori che lavorano sul tetto in lamiera grecata.

Ora, si pone la necessità di scegliere tra *l’installazione dei quadri di parallelo stringhe nel tetto* stesso e *l’installazione dei medesimi quadri nel locale degli inverter*.

I *vantaggi di installare i quadri sul tetto* consistono nel ridurre il numero di conduttori che scendono dal tetto al locale inverter e nella *possibilità di effettuare il sezionamento del lato DC a monte del locale inverter*, come richiedono i Vigili del Fuoco (VVF) in caso di intervento all’interno di un locale pubblico. A questo proposito, si ricorda che la Circolare n° 5158 del 26/3/2010 dei VVF fornisce le prescrizioni per la realizzazione di impianti FV nelle attività soggette al controllo dei VVF, ai sensi del DM 16/2/1982. In particolare, nell’impianto FV deve essere previsto un *dispositivo di sezionamento sotto carico*, azionabile da comando remoto, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, in modo da mettere in sicurezza ogni parte dell’impianto elettrico all’interno del compartimento antincendio, anche per quanto concerne il generatore FV.

Gli svantaggi consistono nell’esposizione diretta al sole dei quadri col conseguente riscaldamento e nella necessità di inserire nel locale inverter pulsanti di “sezionamento da remoto” del lato DC.

Chiaramente, il *vantaggio della disposizione sul tetto sarebbe massimo nel caso di un unico inverter centralizzato* che sarebbe alimentato da 9 stringhe in parallelo. In tal caso, il quadro di parallelo stringhe

dovrebbe, tuttavia, smaltire una *maggiore potenza termica* e dovrebbe essere equipaggiato con delle protezioni contro le sovracorrenti di corto-circuito che potrebbero, alla peggio, arrivare a $(N_p-1) = 8$ volte la corrente di corto-circuito di una stringa.

Nel caso in questione, non si effettua il sezionamento del lato DC a monte del locale inverter, tuttavia, i quadri di parallelo stringhe sono disposti all'interno di un *vano tecnico con idonee caratteristiche di resistenza al fuoco*. Il vano tecnico fa parte di un compartimento antincendio: tutto ciò soddisfa quanto richiesto dai VVF. La Figura 20 mostra il locale con gli inverter (a), i quadri di parallelo stringhe (b), i quadri di parallelo con la rete (c) ed, infine, il trasformatore di isolamento (d).



Figura 19 – I moduli FV dopo la posa sul tetto della palestra (per gentile concessione del Comune di Condove)

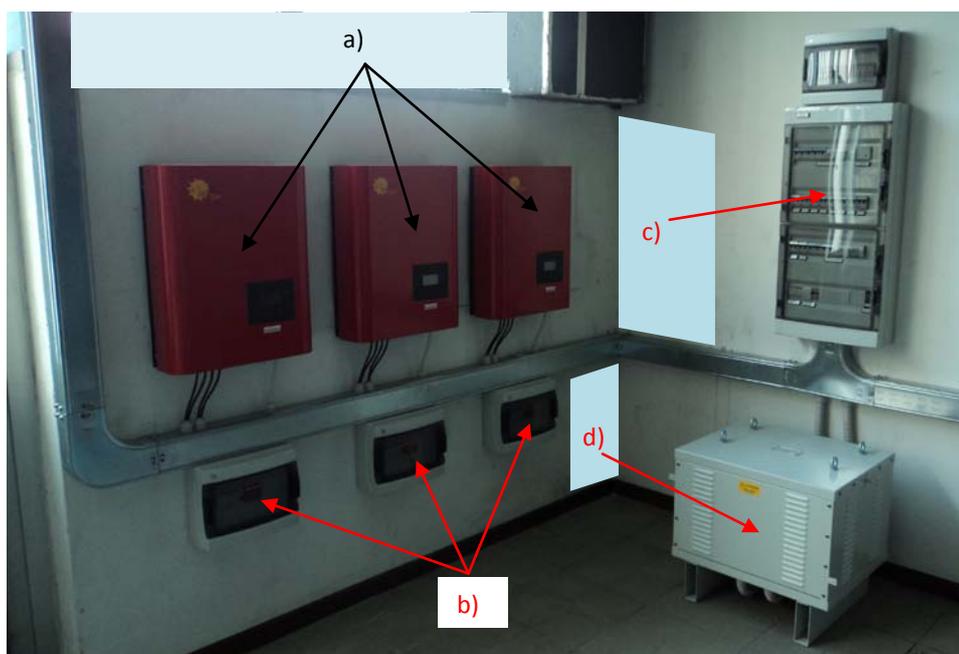


Figura 20 – Il vano tecnico con gli inverter, i quadri di parallelo stringhe, di parallelo rete e il trasformatore (per gentile concessione del Comune di Condove)

5. La valutazione economica dell'investimento per l'impianto FV

La valutazione economica dell'investimento si compone di varie tabelle, a partire dall'elenco dettagliato delle voci di costo, per continuare con la raccolta dei flussi di cassa, previsti durante la vita dell'impianto e quindi dell'investimento, secondo il metodo del Valore Attuale Netto (VAN). I costi di installazione sono in continua diminuzione da 3000-5000 €/kW_p del 2009 a 2000-4000 €/kW_p del 2011. Anche con il conto energia attuale, i tempi di azzeramento del VAN restano compresi in 7-12 anni, a seconda della potenza e del sito dell'impianto, mentre il VAN a fine investimento può superare il 100 % del costo di installazione.

5.1. Primo caso-studio: l'utente domestico

Le voci di costo più importanti sono i moduli fotovoltaici (50%-60% del totale), l'inverter (8%-10%), l'installazione (10%-15%), la progettazione e le pratiche burocratiche (globalmente 5%-10%). In questo caso la struttura di sostegno dei moduli (sistema di fissaggio) incide poco, perché non si realizza una "vera" integrazione architettonica; la Tabella 4 fornisce i vari costi che si riferiscono al periodo settembre-novembre 2009. Il costo di installazione ammonta a circa 5000 €/kW_p (inclusa IVA 10 %).

La teoria economica dell'attualizzazione (VAN) prevede che i flussi di cassa futuri siano "attualizzati", cioè riportati all'istante dell'esborso iniziale ("tempo zero"), mediante il tasso di attualizzazione ovvero la "performance" di un investimento di analoga durata e rischio. Nel caso del fotovoltaico, data la lunga durata e il basso rischio, si assume un tasso di attualizzazione abbastanza basso, per es., del 3 % (si pensi al rendimento di un "titolo di stato tedesco" a 25 anni). Bisogna sottolineare che, usando il metodo del VAN, il flusso di cassa attualizzato (costante in moneta corrente) è in progressiva riduzione ed ha un peso relativo ridimensionato dopo i primi 11 anni (circa il 70 % del flusso di cassa iniziale).

L'incentivo in conto energia è dato in euro al kilowattora ed, in questo caso con i valori del 2009 per un impianto fino a 3 kW parzialmente integrato su un edificio, esso è pari a 0,431 €/kWh. Oltre all'incentivo su tutta l'energia prodotta dall'impianto FV, è possibile anche sfruttare nuovamente questa energia o consumandola nel momento stesso in cui è prodotta oppure vendendola alla rete ad un prezzo di circa 0,1 €/kWh. Il bilancio energetico giornaliero tra l'energia acquistata, l'energia venduta e il risparmio è rappresentato in modo schematico nella Figura 21. L'energia consumata nel momento stesso in cui è prodotta genera un risparmio sull'energia che, altrimenti, sarebbe acquistata dal distributore dell'elettricità a circa 0,16 €/kWh. Perciò, il problema consiste nel valutare quanta energia prodotta viene immediatamente consumata e quanta energia viene venduta alla rete. In prima approssimazione, si può dire che 1/3 cioè il 33% viene risparmiata e 2/3 cioè il 67% viene venduta al distributore. Evidentemente, dal punto di vista economico, sarebbe stato meglio auto-consumare e quindi risparmiare il 100%.

Tabella 4 – Voci di costo per l'installazione di un impianto fotovoltaico da 2,5 kW

Descrizione	Quantità	Prezzo unitario(€)	Imponibile(€)
Moduli fotovoltaici HIP230HDE1	11	653,20	7185,20
Inverter SB 3000TL-20-IT	1	1065,12	1065,12
Quadro DC, interruttore manovra + SPD	1	171,08	171,08
Morsetti MC	20	3,57	71,40
Cavo solare, lunghezza (m)	30	0,74	22,20
Sistema di fissaggio HaWi Midi	1	254,16	254,16
Data Logger SMA	1	211,18	211,18
Trasporto	1	201,00	201,00
Quadro AC, interruttore autom.+ installazione	1	1400,00	1400,00
Progettazione preliminare ed esecutiva	1	450,00	450,00
Pratiche ENEL, TERNA, GSE	1	450,00	450,00
Totale senza IVA			11481,34
Totale con IVA 10%			12629,47

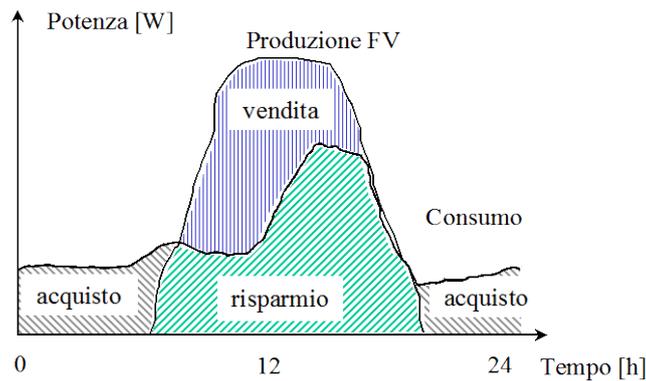


Figura 21 – Scambio di energia tra impianto FV e rete in una utenza residenziale

Non si considera la diminuzione di produzione energetica a causa dell'invecchiamento (circa -0,5 %/anno), poiché si trascura anche il prevedibile aumento di entrambi i prezzi di acquisto e di vendita alla rete. Inoltre, non bisogna dimenticare che un qualsiasi impianto di produzione di elettricità genera costi di "esercizio" (funzionamento) e di manutenzione, in inglese O&M (Operation&Mainenance): questi si esprimono in percentuale del costo di installazione iniziale e si valutano nella misura dell'1% all'anno per un impianto fisso senza inseguimento del percorso apparente del Sole. In essi si includono anche i costi per la sostituzione dell'inverter una volta nei 25 anni di vita garantiti, i costi per la manutenzione dei moduli FV e dei contatori di energia.

In conclusione, ricordando che il VAN con segno positivo (qui dopo 10 anni) dà il via libera all'investimento, si può esprimere il grado di convenienza dell'investimento con il rapporto tra il "VAN finale a 25 anni" e il "costo di installazione". In questo caso tale rapporto vale il 76 % ovvero i ricavi attualizzati ammontano al 176% del costo di investimento (Tabella 5).

Tabella 5 – I flussi di cassa del VAN per un impianto fotovoltaico da 2,5 kW

	verde: input		rosso: output			
	anno	F. cassa	F. cassa actual.	VAN	energia annua (Torino da sito PVGIS)	
costo installazione	0	-5000	-5000	-5000		1140 kWh/kW
ricavi energia	1	578,13	561,29	-4438,71		
	2	578,13	544,94	-3893,77	tariffa conto energia (su edificio fino a 3 kW)	
	3	578,13	529,07	-3364,71		0,431 €/kWh
	4	578,13	513,66	-2851,05		
	5	578,13	498,70	-2352,35	tariffa di vendita alla rete	
	6	578,13	484,17	-1868,18		0,10 €/kWh
	7	578,13	470,07	-1398,11		
	8	578,13	456,38	-941,73	tariffa di acquisto dalla rete	
	9	578,13	443,09	-498,65		0,16 €/kWh
	10	578,13	430,18	-68,47		
	11	578,13	417,65	349,19	costo manutenzione (% costo installazione)	
	12	578,13	405,49	754,67		1,0%
	13	578,13	393,68	1148,35		
	14	578,13	382,21	1530,56	tasso d'interesse o di attualizzazione	
	15	578,13	371,08	1901,63		3,0%
	16	578,13	360,27	2261,90		
	17	578,13	349,78	2611,68		
	18	578,13	339,59	2951,27		
	19	578,13	329,70	3280,97		
	20	578,13	320,09	3601,06		
	21	86,79	46,65	3647,71		
	22	86,79	45,29	3693,00		
	23	86,79	43,97	3736,98		
	24	86,79	42,69	3779,67		
	25	86,79	41,45	3821,12		
VAN (25 anni)		€3.821,12	VAN finale/costo install.	76%		

5.2. Secondo caso-studio: l'utente industriale/terziario

Nel secondo caso si abbassano sia i costi di installazione, data la maggiore potenza, sia l'incentivo secondo lo schema del conto energia che premia di più gli impianti domestici.

Tenendo conto che l'impianto del 2° caso-studio viene installato nel 2010, il costo di installazione è di circa 3500 €/kW_p, (esclusa IVA 10%), come si può ricavare dalla Tabella 6. Inoltre, l'incentivo, per un parzialmente integrato con una potenza superiore a 20 kW_p, vale 0,384 €/kWh; il tasso di attualizzazione è stato aumentato al 3,5 % per la maggiore propensione al rischio di un investitore diverso da una famiglia.

Per l'utente industriale/terziario, i risultati economici sono migliori, perché il VAN si annulla dopo 8 anni e il rapporto tra "VAN finale a 25 anni" e "costo di installazione" vale il 106 % ovvero i ricavi attualizzati ammontano al 206% del costo di investimento (Tabella 7).

Tabella 6 – Voci di costo per l'installazione di un impianto fotovoltaico da 41,4 kW

DESCRIZIONE	Prezzo unitario	Quantità totale	Importo totale
Fornitura e posa in opera, compreso il sistema di fissaggio dei moduli FV con i relativi collegamenti, dei pannelli fotovoltaici per complessivi 41,4 kW _p , realizzato con moduli da 230 W _p in silicio policristallino	€ 89.792,00	1	€ 89.792,00
Fornitura e posa in opera, compresi tutti gli accessori ed i relativi collegamenti, di inverter trifase senza trasformatore 360-750V DC / 400V AC, 50Hz, S = 12500VA con caratteristiche tecniche specificate	€ 7.727,00	3	€ 23.181,00
Fornitura e posa in opera, compresi tutti gli accessori ed i relativi collegamenti, di quadri elettrici DC, di quadri elettrici AC, di interfaccia con la rete, di pulsante di sgancio dell'interruttore generale, del trasformatore, dell'impianto FV da 41,4 kW _p della Palestra Comunale	€29.901,00	1	€ 29.901,00
TOTALE			€ 142.874,00

Tabella 7 – I flussi di cassa del VAN per un impianto fotovoltaico da 41,4 kW

	verde: input	rosso: output		
anno	F. cassa	F. cassa actual.	VAN	energia annua (Torino da sito PVGIS)
costo installazione	0	-3500	-3500	-3500
ricavi energia	1	493,57	476,88	-3023,12
	2	493,57	460,75	-2562,37
	3	493,57	445,17	-2117,20
	4	493,57	430,12	-1687,08
	5	493,57	415,57	-1271,51
	6	493,57	401,52	-870,00
	7	493,57	387,94	-482,06
	8	493,57	374,82	-107,23
	9	493,57	362,15	254,91
	10	493,57	349,90	604,81
	11	493,57	338,07	942,88
	12	493,57	326,64	1269,51
	13	493,57	315,59	1585,10
	14	493,57	304,92	1890,02
	15	493,57	294,61	2184,63
	16	493,57	284,64	2469,27
	17	493,57	275,02	2744,29
	18	493,57	265,72	3010,01
	19	493,57	256,73	3266,74
	20	493,57	248,05	3514,79
	21	82,69	40,15	3554,94
	22	82,69	38,79	3593,73
	23	82,69	37,48	3631,22
	24	82,69	36,21	3667,43
	25	82,69	34,99	3702,42
VAN (25 anni)		€ 3.702,42	VAN finale/costo install.	106%

6. Galleria fotografica di un impianto integrato in edificio (BIPV)

Si presentano alcune fotografie relative a un impianto FV del Politecnico di Torino da circa 30 kW_p, installato su lucernario con moduli FV speciali vetro-vetro per integrazione architettonica. In particolare, si possono osservare particolari del lucernario, del passaggio cavi e del vano tecnico che ospita i quadri di parallelo stringhe, i due inverter, il contatore dell'energia prodotta e la protezione di interfaccia con la rete.



Figura 22 – Il tetto in lamiera grecata con il lucernario fotovoltaico del Politecnico di Torino



Figura 23 – Particolare del passaggio dei cavi nella canalina metallica per il lucernario fotovoltaico



Figura 24 – I quadri di parallelo stringhe nel vano tecnico che ospita gli inverter



Figura 25 – La disposizione dei 2 inverter nel vano tecnico con il PC per il monitoraggio



Figura 26 – Vista del contatore dell'energia prodotta (sx) e della protezione di interfaccia con la rete (dx)

7. Glossario

Albedo

Riflessione della luce solare prodotta dall'ambiente circostante (notevole con la neve).

Angolo di inclinazione (o tilt)

Angolo di inclinazione del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale.

Angolo di orientazione (o di azimuth)

Angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica misura lo scostamento del piano dell'impianto rispetto all'orientazione verso Sud (per l'emisfero boreale). Valori positivi indicano un'orientazione verso Ovest, mentre valori negativi indicano orientazioni verso Est.

Array FV

Si veda l'espressione "Campo fotovoltaico".

BIPV (Building-Integrated Photovoltaics - Fotovoltaici integrati nell'edilizia)

Tutte le applicazioni del fotovoltaico progettate per essere integrate nelle costruzioni architettoniche (pannellature per facciate, balaustre, vetrate, coperture, ecc.).

BOS (Balance of System - Bilancio del Sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici. Fanno parte del cosiddetto BOS i diodi di bypass e di blocco, il regolatore della carica e della scarica della batteria, le batterie, gli inverter (per le utenze c.a.) e l'insieme dei cablaggi elettrici e delle derivazioni.

Campo fotovoltaico

Insieme di moduli fotovoltaici, connessi elettricamente tra loro e installati meccanicamente nella loro sede di funzionamento.

Campo ad inseguimento

Campo fotovoltaico costituito da moduli disposti su strutture di sostegno mobili che seguono automaticamente il movimento del sole. Il movimento d'inseguimento può avvenire su un solo asse (normalmente E-O), oppure su entrambi.

CdTe

Formula chimica del Tellururo di Cadmio, costituente principale dei moduli fotovoltaici a film sottile omonimi. La tecnologia è analoga a quella del CIS (v.).

Cella a multigiunzione verticale

Cella composta da differenti materiali semiconduttori disposti a strati, uno sull'altro, e che permettono alle differenti porzioni di spettro solare di essere convertite a differenti profondità, aumentando con ciò l'efficienza totale di conversione della luce incidente. Viene anche definita come Split Spectrum cell o VMJ (Vertical Multijunction Junction).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale a semiconduttore che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare. Si tratta di un diodo con grande superficie di giunzione che, se esposto alla radiazione solare, si comporta come un generatore di corrente elettrica, di valore proporzionale alla radiazione incidente.

CIS/CIGS

Sigla convenzionale del di-Seleniuro di Indio e Rame (CIS), composto semiconduttore policristallino che viene spesso arricchito con Gallio (CIGS) per aumentarne l'efficienza e la tensione di circuito aperto Voc. Una cella di CIS o CIGS viene realizzata utilizzando come substrato del vetro (di 2-3 mm di spessore) su cui viene depositato un sottile strato di molibdeno (circa 0,5 μm), che costituisce il contatto posteriore. Successivamente viene depositato il materiale assorbitore (CIS o CIGS) con uno spessore di 2-3 μm . La giunzione è realizzata unendo al materiale assorbitore uno strato tampone o "buffer" di CdS (Solfuro di Cadmio, spessore di 0,05-0,07 μm), quasi interamente trasparente alla luce visibile e infrarossa. Infine, viene depositato l'ultimo film di ZnO (Ossido di Zinco, circa 2 μm di spessore), materiale trasparente e buon conduttore, che costituisce il contatto frontale della cella. Durante un unico processo, possono essere realizzate più celle sullo stesso substrato.

Collegamento in parallelo

Collegamento di componenti elettrici tale per cui ai loro capi viene applicata la stessa differenza di potenziale e le rispettive correnti si sommano.

Collegamento in serie

Collegamento di componenti elettrici attraversati dalla stessa corrente e con tensioni che si sommano.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella (T_c): $25^\circ \pm 2^\circ \text{C}$;
- Irraggiamento: 1000 W/m^2 , con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM = 1,5).

Contatti elettrici

Elementi conduttori che stabiliscono o interrompono la continuità di un circuito elettrico. Nella cella fotovoltaica i contatti sono realizzati in materiale altamente conduttivo (per es., argento) e con una configurazione a griglia formata da fingers e busbars, in modo da oscurare il meno possibile la cella stessa.

Cos ϕ , fattore di potenza

In una linea c.a. non sempre le sinusoidi di tensione e corrente sono in fase; normalmente invece si osserva un certo sfasamento, dovuto alla presenza di effetti induttivi e capacitivi principalmente dovuti ai carichi. Quando il coseno dell'angolo di fase tra V e I (cos ϕ) uguale a 1 non vi è sfasamento; viceversa, quando tale valore è uguale a 0 si dice che tensione e corrente sono in quadratura ($\phi = 90^\circ$), col risultato di non aver trasferimento di potenza fruibile sulla linea. Valori compresi tra 0 e 1 indicano sfasamenti più o meno accentuati.

Curva I-V

Grafico che, in un dispositivo fotovoltaico, indica la curva caratteristica della corrente in funzione della tensione.

Convertitore CC/CA ovvero DC/AC (inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata (CA o in inglese AC) della corrente continua (CC o in inglese DC) prodotta dal generatore fotovoltaico.

Coefficiente termico della corrente di cortocircuito (α)

Il coefficiente termico della corrente di cortocircuito di un modulo fotovoltaico indica di quanto varia la corrente di cortocircuito con la temperatura delle celle a partire dalle condizioni STC (1000 W/m^2 e 25°C).

Coefficiente termico della tensione a vuoto (β)

Il coefficiente termico della tensione a vuoto di un modulo fotovoltaico indica di quanto varia la tensione a vuoto con la temperatura delle celle a partire dalle condizioni STC (1000 W/m^2 e 25°C).

Conversione fotovoltaica

Fenomeno secondo il quale un dispositivo elettronico a stato solido (cella fotovoltaica a semiconduttore) genera corrente elettrica a partire da radiazione solare incidente.

Dispositivo fotovoltaico

Cella, modulo, pannello, stringa o campo fotovoltaico.

Diodo o raddrizzatore o interruttore unidirezionale

Elemento elettronico, fornito di anodo e catodo, che permette alla corrente elettrica di fluire in una sola direzione.

Diodo di blocco

Diodo che evita il fluire di correnti inverse verso il generatore fotovoltaico, in particolari condizioni di funzionamento o di guasto.

Diodo di bypass

Diodo che permette alla corrente di trovare un percorso parallelo ad un modulo o ad un gruppo di celle di un modulo, nel caso in cui questi si trovino a funzionare da carico con tensione inversa per guasti o effetti di ombatura.

Efficienza europea di un inverter (%)

Rendimento del convertitore CC/CA (DC/AC) per effetti resistivi, di conduzione e di commutazione degli interruttori elettronici, magnetici e di alimentazione dei circuiti di controllo, mediato con pesi differenti a seconda del livello della potenza in uscita rispetto quella nominale.

Efficienza nominale di un modulo FV (%)

Rapporto tra la potenza nominale del modulo FV e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la cornice.

EVA (Etilene-Vinile-Acetano)

Materiale plastico utilizzato per la costruzione dei pannelli, che costituisce l'involucro entro cui vengono collocate le celle fotovoltaiche, collegate fra loro in serie (tranne rare eccezioni). L'EVA viene fuso a una temperatura di 150 °C per mezzo di forni sotto vuoto, allo scopo di sigillare il vetro frontale con le celle e le celle con il vetro posteriore o il tedlar.

Fattore di riempimento della curva I-V (%)

In un dispositivo fotovoltaico corrisponde al rapporto fra la potenza massima e il prodotto ottenuto moltiplicando la tensione a circuito aperto per la corrente di corto circuito.

Fill factor (FF)

V. Fattore di riempimento

Film sottile (Thin film)

Prodotto della tecnologia che sfrutta la deposizione di un sottilissimo strato (pochissimi micrometri) di materiale semiconduttore per la realizzazione di moduli o celle fotovoltaiche.

Finestra di MPPT (Maximum Power Point Tracker)

Intervallo di tensione d'ingresso di un MPPT entro cui esso è in grado di svolgere la ricerca del punto di massima potenza sulla curva tensione-corrente dell'array fotovoltaico.

GaAs

L'arseniuro di Gallio è un semiconduttore usato per celle solari ad alto rendimento.

Generatore Fotovoltaico

Si veda l'espressione "Campo fotovoltaico".

Giunzione

È il confine fra regioni di semiconduttore aventi "drogaggi" opposti (p ed n). Se la giunzione è realizzata fra regioni dello stesso semiconduttore, essa è detta "omo-giunzione"; se invece è realizzata fra regioni di semiconduttori differenti è detta "etero-giunzione".

Grid - connected

Sistema fotovoltaico connesso alla rete di distribuzione elettrica.

HIT (Heterojunction Intrinsic Thin-layer) Eterogiunzione con strato sottile intrinseco

Celle FV bifacciali costituite da uno strato ultrasottile di silicio amorfo depositato su un substrato di silicio monocristallino ad alto rendimento.

Inseguitore del punto di massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad una rete in corrente alternata.

Irraggiamento solare (W/m^2)

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria.

Inverter

Si veda l'espressione "convertitore CC/CA".

Maximum Power Point Tracker (MPPT)

Si veda l'espressione "inseguitore del punto di massima potenza".

Modulo fotovoltaico

Insieme di celle fotovoltaiche collegate tra loro in serie o in parallelo, così da ottenere valori di tensione e corrente adatti ai comuni impieghi, quali la carica di una batteria. Nel modulo le celle sono protette dagli agenti atmosferici da un vetro sul lato frontale e da materiali isolanti e plastici sul lato posteriore.

Net metering

Conteggio dell'energia prodotta da un impianto FV e immessa nella rete elettrica comune in rapporto con la quantità di energia normalmente utilizzata dall'utente finale. Il termine indica in generale il sistema utilizzato dagli impianti FV non isolati, che immettono direttamente la corrente elettrica prodotta nella rete elettrica comune.

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature - Temperatura nominale di lavoro della cella)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo quando viene esposto ad un irraggiamento di $800 W/m^2$, una temperatura ambiente di $20\text{ }^\circ\text{C}$, una velocità del vento di 1 m/s , essendo elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio, in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta. Poiché all'aumentare della temperatura del modulo la resa diminuisce, più la NOCT si allontana dalla temperatura ambiente, più l'energia che viene effettivamente prodotta diminuisce.

Protezioni di interfaccia

Sistema di protezioni in grado di agire sul dispositivo di interfaccia scollegando l'impianto FV dalla rete. Le protezioni di sopra/sotto tensione e di sopra/sotto frequenza intervengono a seguito di malfunzionamenti della rete che non consentono il normale esercizio degli inverter in parallelo ad essa.

Potenza nominale o di picco o di targa (W_p)

Potenza elettrica (espressa in W_p) prodotta da un generatore fotovoltaico misurata in condizioni standard di funzionamento (irraggiamento di $1.000 W/m^2$ e temperatura $25\text{ }^\circ\text{C}$).

Piranometro

Strumento, basato su un sensore a termopila, che viene utilizzato per la misurazione dell'irraggiamento solare globale su un piano di captazione, orizzontale o obliquo.

Radiazione diffusa

Parte della radiazione solare ricevuta da tutte le direzioni, dopo la riflessione e la dispersione da parte dell'atmosfera, da un pannello solare (superficie di captazione).

Radiazione diretta

Parte della radiazione solare che colpisce direttamente, con uno specifico angolo d'incidenza, la superficie di un pannello solare (superficie di captazione).

Radiazione globale

È l'insieme della radiazione diretta, della radiazione diffusa e dell'albedo.

Radiazione riflessa

Si veda il termine albedo.

Radiazione solare (kWh/m²)

Energia elettromagnetica che viene emessa dal sole in seguito ai processi di fusione nucleare che in esso avvengono. La radiazione solare (o energia) al suolo viene misurata in kWh/m² ed è l'integrale dell'irraggiamento solare su un periodo di tempo specificato.

Resa energetica finale dell'impianto FV Y_f (ore/giorno o hd^{-1})

È quella porzione di energia giornaliera netta in uscita dall'intero impianto fotovoltaico che è stata fornita per ogni kW_p installato del generatore fotovoltaico. Rappresenta il numero di ore al giorno per cui il generatore FV dovrebbe funzionare alla sua potenza nominale per eguagliare l'energia netta rilevata al carico.

Resa energetica di riferimento Y_r (ore/giorno o hd^{-1})

È ricavata dividendo la radiazione totale giornaliera sul piano dei moduli per l'irraggiamento in condizioni standard. Rappresenta il numero di ore al giorno per cui la radiazione solare dovrebbe essere al livello dell'irraggiamento di riferimento per apportare la stessa energia incidente monitorata sul piano dei moduli.

Rapporto di Prestazione ($R_p = Y_f / Y_r$)

Indica l'effetto complessivo delle perdite sulla potenza nominale di uscita del generatore fotovoltaico, dovute alla temperatura dei moduli, allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, alle inefficienze o guasti dei componenti del sistema.

Scatola di giunzione (o cassetta di terminazione)

Contenitore a tenuta stagna, costruito normalmente in materiale plastico, fissato sul retro di un modulo fotovoltaico e contenente la morsettiera per il collegamento elettrico del polo positivo e del polo negativo e dei diodi di by-pass.

Silicio (Si)

Elemento chimico semiconduttore, non presente in natura allo stato libero, di colore grigio usato per costruire celle fotovoltaiche.

Silicio amorfo

Tipo di silicio che non ha struttura cristallina. È usato per la costruzione di celle fotovoltaiche di spessore anche un centinaio di volte inferiore a quello delle tradizionali celle in silicio cristallino per deposizione di film sottili.

Solarimetro

Strumento, basato su sensori al silicio, utilizzato per la misurazione dell'irraggiamento solare su un piano di captazione.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

8. Bibliografia

- [1] F. Califano, V. Silvestrini, G. Vitale, “La Progettazione di Sistemi Fotovoltaici”, Liguori, Napoli, 1988.
- [2] A. Abete, F. Spertino, “Generatori e Impianti Fotovoltaici”, Dip. Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, Celid, Torino, 2001.
- [3] F. Groppi, C. Zuccaro, “Impianti Solari Fotovoltaici a Norme CEI: Guida per Progettisti e Installatori”, Ed. Delfino, Segrate (MI), 2005.
- [4] N. Aste, “Il Fotovoltaico in Architettura: l’Integrazione Edilizia dei Sistemi per la Generazione di Elettricità Solare”, Gruppo Editoriale Esselibri Simone, Napoli, 2005.
- [5] F. Groppi, “Il Fotovoltaico per Tutti: Manuale Pratico per Esperti e meno Esperti”, Ed. Delfino, Segrate (MI), 2005.
- [6] Autori vari tra cui M. Grosso, G.V. Fracastoro, F. Spertino, “Sistemi Solari Fotovoltaici e Termici: Strumenti per il Progettista”, Celid, Torino, 2006.
- [6] F. Spertino, R. Carelli, “Impianti Fotovoltaici di piccola taglia: alcuni impieghi tipici del fotovoltaico in agricoltura e in edilizia”, CLUT, Torino, 2008.
- [7] Sito web del PVGIS: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

CAPITOLO III

IMPIANTI SOLARI TERMICI

SOMMARIO

1. Prefazione	1
1.1 Definizioni	1
2. Aspetti tecnici della progettazione	3
2.1 Le fasi della progettazione	3
2.2 Criteri di realizzazione	4
3. Impianto solare termico.....	5
3.1 Schema di funzionamento	5
3.2 Utilizzi.....	5
4. Il collettore	10
4.1 Il collettore solare piano vetrato	11
4.2 Collettori sottovuoto.....	15
5. Bilancio termico di un collettore.....	18
5.1 Concetto di efficienza	18
5.2 Efficienza del collettore.....	19
5.3 Confronto fra collettori	20
6. Il circuito idraulico.....	22
7. Scambiatore di calore E ACCUMULO	23
8. Integrazione architettonica e esempi di posa.....	23
8.1 Montaggio classico su strutture a copertura piana	24
8.2 Montaggio su tetti a coppi	25
8.3 Integrazione con FINESTRE DA TETTO e solare fotovoltaico	27
8.4 Impianti che realizzano la copertura	27

8.5 Installazione in facciata	28
8.6 Particolari installazioni in ambiente alpino	28
9. Mercato del solare termico.....	31
9.1 Mercato europeo	31
10. Esempio di dimensionamento	33
10.1 STIMA del fabbisogno di acqua calda	33
10.2 Stima della superficie dei collettori	33
10.3 Stima del volume serbatoio	34
10.4 Nomogramma	34
11. Impianto solare termico a Torino – 100 m ²	35
11.1 Descrizione	35
11.2 Aspetti innovativi dell’impianto.....	36
12. Normativa italiana.....	38

1 PREFAZIONE

Il presente manuale intende fornire una sintesi delle tecnologie e dei sistemi solari termici attualmente presenti sul mercato.

Il documento fornisce le basi relative alla radiazione solare, indaga le componenti per la realizzazione di un impianto solare termico, illustra alcune scelte impiantistiche possibili, e indica alcuni criteri per la progettazione.

1.1 DEFINIZIONI

Si riportano alcune definizioni, tratte e integrate dagli autori sulla base di quanto riportato nel documento “ISPESL Raccolta R – edizione 2009”.

RADIAZIONE DIRETTA

Parte di radiazione che raggiunge direttamente la superficie del collettore solare

RADIAZIONE DIFFUSA

Parte di radiazione che raggiunge indirettamente la superficie del collettore solare

IRRAGGIAMENTO GLOBALE

Radiazione che raggiunge complessivamente la superficie del collettore solare

COLLETTORE SOLARE

Il componente più conosciuto dell'impianto, è il collettore installato sopra la copertura, o a terra.

Il collettore solare è un dispositivo che ha lo scopo di captare la radiazione solare e trasformarla in energia termica trasportata da un fluido termovettore. Ci sono diverse tipologie di collettori solari, che differiscono nell'aspetto e nei componenti: collettori piani vetrati e non vetrati, a tubi sottovuoto. I collettori si possono categorizzare per tecnologia costruttiva e per livelli di temperatura operante:

- A bassa temperatura (40 - 90 °C)
 - Piani (vetrati, non vetrati);
 - a tubi sottovuoto;
- A media temperatura (60 - 250 °C)
 - a tubi di calore (heat pipes) e sottovuoto con bassa concentrazione;
- Ad alta temperatura (> 250 °C)

- a concentrazione;
- Ad aria

GENERATORE SOLARE

Costituito da uno o più collettori solari che alimentano l'impianto nonché dalle tubazioni di collegamento del circuito primario.

POTENZA NOMINALE DEL GENERATORE SOLARE

Quantità massima di calore prodotta nell'unità di tempo nel generatore solare, espressa in kW e riferita all'irraggiamento globale del sole (G) a cui è soggetto il generatore solare in relazione al luogo di installazione ed in condizioni di massima efficienza, dichiarata dal progettista.

FLUIDO TERMOVETTORE

Fluido utilizzato per trasferire l'energia termica dal Generatore solare all'impianto di utilizzazione.

Deve essere garantita la compatibilità del liquido con il circuito solare. Negli impianti per la produzione di acqua calda sanitaria, è vietato l'uso di sostanze pericolose, alla temperatura massima raggiungibile nelle condizioni di esercizio, sia allo stato liquido che a quello di vapore.

TEMPERATURA DI STAGNAZIONE DEL CIRCUITO PRIMARIO

E' la massima temperatura del fluido termovettore presente nel collettore che, in assenza di prelievo di energia da parte dell'impianto utilizzatore, si raggiunge all'equilibrio dell'energia termica dispersa dal pannello solare con l'energia termica captata dallo stesso. Il valore della temperatura di stagnazione deve essere dichiarato dal costruttore del collettore solare.

CIRCUITO SOLARE

L'insieme dei circuiti idraulici, dei componenti, delle apparecchiature, dei circuiti elettrici di controllo e attuazione progettati e realizzati per assorbire la radiazione solare e convertirla in energia termica per renderla disponibile a uno o più circuiti utilizzatori.

TEMPERATURA MASSIMA AMMISSIBILE DEL CIRCUITO SOLARE

Temperatura massima raggiungibile dal fluido termovettore per la quale il circuito solare è progettato. Il progettista deve verificare che i componenti del circuito solare possano sopportare tale temperatura.

IMPIANTO SOLARE

Per impianto solare si intende un circuito solare, alimentato da un generatore solare.

IMPIANTO UTILIZZATORE

L'insieme dei circuiti idraulici, dei componenti, delle apparecchiature, dei circuiti elettrici di controllo ecc.. che a seguito di scambio termico con l'impianto solare, viene utilizzato per il riscaldamento degli ambienti, per la produzione di acqua calda sanitaria, e per altri usi tecnologici del calore.

SISTEMA DI SCAMBIO TERMICO

E' costituito da uno scambiatore di calore, o da un bollitore dotato di scambiatore interno o esterno, atto a trasferire il calore dall'impianto solare all'impianto utilizzatore.

In questo manuale si tratteranno le applicazioni in ambito residenziale, limitando quindi la descrizione agli impianti e alle tecnologie funzionanti a bassa e media temperatura, con qualche riferimento ad applicazioni di impianti ad aria.

2 ASPETTI TECNICI DELLA PROGETTAZIONE

L'elemento più importante per il dimensionamento è la definizione del fabbisogno di acqua calda, in riferimento al quale si determina la dimensione dell'impianto solare, cioè la superficie dei collettori e del volume del serbatoio. I passi successivi sono costituiti dalla definizione della portata e del diametro delle tubature nel circuito del collettore, dalla scelta della pompa di circolazione e dal dimensionamento del vaso di espansione e della valvola di sicurezza.

2.1 LE FASI DELLA PROGETTAZIONE

La corretta progettazione di un impianto solare termico prevede l'analisi di alcuni importanti fattori:

- Analisi del sito attraverso il rilievo in campo e raccolta dei dati relativi a ubicazione geografica, orientamento, inclinazione e eventuali fattori di ombreggiamento da parte del territorio e dell'ambiente circostante.
- Analisi dei fabbisogni energetici dell'utilizzatore.
- Dimensionamento della superficie di captazione.
- Montaggio: facilità di realizzazione dell'impianto, aspetti estetici, possibilità di manutenzione;
- Dimensionamento accumulo di calore: giornaliero, settimanale, spazio necessario e calcoli strutturali;
- Regolazione: ottimizzazione del funzionamento dell'impianto e analisi dei carichi termici, rendendo possibile e funzionale l'integrazione con eventuali altri sistemi di riscaldamento.

- Collegamenti idraulici collettori: analisi del layout delle batterie di collettori (serie-parallelo, metodo *Thichelmann*), definizione del sistema in funzione della portata di fluido (classico 110 l/mq ora, low-flow 20 l/mq ora), installazione di sfiati e disareatori per aria;
- Corrosione: prevenzione della corrosione attraverso l'utilizzo di circuiti monometallici, attenzione alla possibile formazione di correnti galvaniche, prevenzione dell'erosione e deposizione calcarea;
- Analisi Economica: in parallelo agli aspetti tecnici risulta necessaria l'analisi economica in termini di analisi costi-benefici e valutazione del pay-back time.

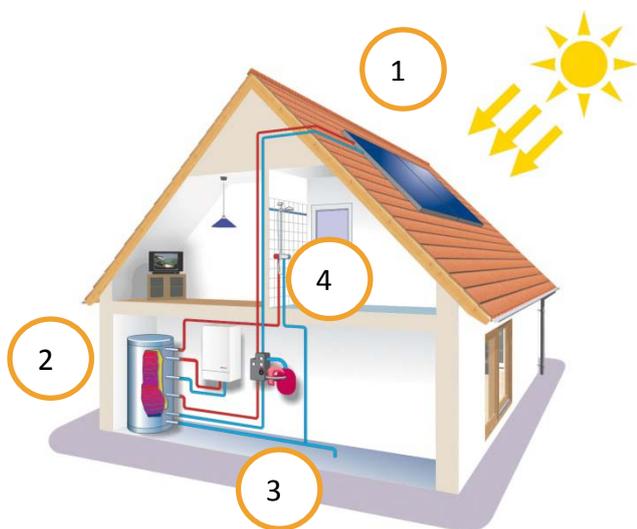
2.2 CRITERI DI REALIZZAZIONE

I criteri più importanti per verificare la possibilità di installazione di un impianto solare sono riportati qui di seguito:

- Esiste un impianto centrale per il riscaldamento dell'acqua sanitaria, oppure si può pensare di installare un impianto simile?
- La superficie del tetto a disposizione è sufficiente?
- Il tetto ha un orientamento adeguato?
- Lo stato del tetto rende possibile l'installazione dei collettori?
- Il tetto lascia la possibilità di accesso ai collettori per una successiva manutenzione?
- Le dimensioni di porte, scale e cantina permettono il trasporto e il passaggio del serbatoio?
- Esistono vincoli architettonici, amministrativi (Soprintendenza Belle Arti, ai Beni Ambientali,)?
- Sono necessari altri permessi per poter installare l'impianto solare?
- Il tetto viene messo in ombra da parti di edificio, alberi o altro?

3 IMPIANTO SOLARE TERMICO

3.1 SCHEMA DI FUNZIONAMENTO



- 1) Il **collettore** (o pannello) **solare**, di colore scuro, trasforma la radiazione solare in calore utile, riscaldando l'acqua o il fluido termovettore che lo attraversa;
- 2) Il serbatoio di accumulo immagazzina l'acqua calda durante il giorno per renderla disponibile al momento del bisogno;
- 3) Collegamento con la rete idrica;
- 4) Utilizzatori: bagni, docce, lavandini.

3.2 UTILIZZI

PRODUZIONE DI ACQUA CALDA SANITARIA (ACS)

L'utilizzo maggiormente diffuso del solare termico riguarda la produzione di acqua calda sanitaria.

Tale produzione presenta il vantaggio di avere una richiesta pressoché costante lungo l'arco dell'anno e di non risentire quindi del forte sfasamento tra domanda ed offerta di energia, tipico dei sistemi ad integrazione al riscaldamento.

L'utilizzo riguarda molteplici settori, gli impianti possono infatti essere installati a servizio di abitazioni singole, condomini, piscine, impianti sportivi e case di cura o ospedali; questi ultimi presentano il forte vantaggio di richiedere elevati volumi di ACS a temperatura non elevata, condizioni ottimali per l'installazione di impianti solari.

L'applicazione maggiormente diffusa del solare termico è per la produzione di acqua calda sanitaria; a favore di questa tipologia impiantistica si esprime anche l'obbligo nazionale per i nuovi edifici riguardo la copertura del 50% del fabbisogno energetico per la produzione di ACS attraverso fonte solare. Questo obbligo è esteso al 60% per la Regione Piemonte.

INTEGRAZIONE AL RISCALDAMENTO (COMBISYSTEM)

Si può prevedere un sistema solare per la produzione di acqua calda sanitaria e integrazione al riscaldamento, soprattutto utile in abitazioni a basso consumo energetico e dotate di impianti a bassa temperatura (pavimenti, pareti, soffitti radianti). In genere l'integrazione agli impianti tradizionali risulta effettuata attraverso il serbatoio di accumulo. Di recente sviluppo risulta

l'integrazione del solare termico in sistemi di teleriscaldamento urbani, permettendo agli impianti di contribuire al riscaldamento di interi quartieri.

Ulteriori considerazioni vanno effettuate nel caso di applicazioni solari termiche ad integrazione del riscaldamento, poiché risulta rilevante il naturale sfasamento esistente fra domanda e offerta energetica, basti pensare come la massima producibilità degli impianti solari termici si abbia nella stagione estiva, infatti la radiazione incidente presenta una potenza maggiore e le ore di illuminazione risultano superiori nell'arco del giorno. Questa maggior produzione non coincide però con la richiesta di energia termica dell'edificio nell'arco dell'anno e risulta addirittura completamente opposta, i maggiori fabbisogni termici sono infatti richiesti nelle stagioni invernali. Da ciò segue la necessità di una progettazione attenta del sistema edificio-impianto e l'utilizzo di simulazioni dinamiche per il calcolo dei carichi termici dell'edificio e della producibilità dell'impianto solare.

RAFFRESCAMENTO SOLARE (SOLAR COOLING)

Il solar cooling permette, attraverso cicli termodinamici ad assorbimento, di realizzare impianti di raffrescamento alimentati dal calore prodotto nei collettori solari termici.

Uno schema di impianto solar cooling è tipicamente composto da un campo di pannelli solari, un serbatoio di accumulo, una unità di controllo, tubazioni e pompe ed una macchina frigorifera alimentata termicamente.

I collettori solari usati per applicazioni solar cooling sono per lo più i collettori ad alta efficienza (con doppio strato trasparente o collettori a tubi sottovuoto) a causa della elevata temperatura (>60°C) richiesta in ingresso dalle macchine frigorifere ad assorbimento.

Il fluido refrigerante prodotto è in genere acqua, ciò permette di semplificare notevolmente l'impianto, non avendo fluidi frigorigeni gassosi. Il fluido refrigerante prodotto permetterà quindi l'alimentazione di sistemi ad acqua o il condizionamento con sistemi ad aria attraverso batterie di scambio termico.

Sono stati sviluppati anche alcuni sistemi per la produzione di ghiaccio, utilizzando l'energia solare.

CALORE DI PROCESSO

L'applicazione degli impianti solari termici per la produzione di calore di processo rappresenta un settore di nicchia, non avendo in questi anni ricevuto lo stesso interesse e sviluppo invece delle applicazioni residenziali.

Il potenziale di crescita risulta però molto ampio, infatti circa il 30% della domanda totale di calore industriale si attesta a livelli di temperatura inferiori dei 100°C¹; tale quota di mercato potrebbe già essere soddisfatta mediante l'utilizzo di pannelli attualmente presenti sul mercato.

Il progetto europeo Solar-Process-Heat studia i possibili campi di applicazione industriale del solare termico, definendo i criteri base per valutare la fattibilità di tali impianti, in termini di fabbisogno annuale di energia e tipologia di fluido necessario alle utenze, in particolare analizza la richiesta di acqua calda richiesta da differenti tipologie di processi industriali e aria calda necessaria a processi di essiccazione.

Nella tabella sottostante vengono riportati alcuni dei processi in cui è possibile integrare la richiesta termica attraverso impianti solari termici e i dati relativi a un'applicazione reale:

Settore	Processi	Temperatura [°C]
Fabbricazione della birra e lavorazione del malto	Bollitura del mosto di malto	100
	Lavaggio delle bottiglie	90
	Raffreddamento	60
	Essiccazione	90
Caseario	Pastorizzazione	62-85
	Sterilizzazione	130-150
Conservazione del cibo	Sterilizzazione	110-125
	Pastorizzazione	<80
	Cottura	70-98
Carne	Lavaggio, sterilizzazione e pulitura	<90
	Cottura	90-100
Vino e bibite	Lavaggio delle bottiglie	60-90
	Raffreddamento	85
Tessile	Lavaggio, candeggio e essiccazione	<90
	Cottura	140-200
Automobilistico	Asciugatura della vernice	160-220
	Sgrassatura	35-55
Cartiero	Cottura della pasta di legno	170-180
	Riscaldamento dell'acqua di alimentazione	<90
	Candeggio	130-150
	Essiccazione	130-160
Conciatura	Umidificazione	165-180
Sughero	Essiccazione, cottura	40-155

Esempio

¹ fonte www.solar-process-heat.eu

Settore industriale e processo: acqua calda per lavaggio cassette frutta e verdura

Temperatura richiesta: 48 °C

Capacità installata: 47,6 kW(68 m²)

Collettori: a tubi sottovuoto con CPC

Calore solare: 552 kWh/m²a

Frazione solare: 50%

Fonte: Kloben



SOLAR DISTRICT HEATING

Negli ultimi 20 anni, in alcuni paesi d'Europa e U.S.A., sono stati realizzati alcuni impianti per l'impiego della tecnologia solare termica quale integrazione alle reti di teleriscaldamento urbano (Solar District Heating). Applicazioni di impianti di solar district heating sono già presenti in Danimarca e Germania. In Italia non vi sono per ora impianti realizzati. Sempre più concreta sembra però l'ipotesi di applicare una forma di incentivazione analoga a quella tuttora presente per il fotovoltaico, mediante l'introduzione del "conto energia termico". In tal caso si assisterebbe anche per l'Italia a un concreto sviluppo di reti di teleriscaldamento integrate dalla fonte solare.

Nella tabella seguente si riportano i dati relativi alle più grandi centrali di Solar District Heating installate a terra (Feb.2010)²

Plant location, Year in operation, Country	Coll.area [m ²]	Nom.power [MW _{th}]	Heat [GWh/a]	Plant type	Load [GWh/a]
Marstal, 1996, DK	18300	12.8	8.5	B/Bio-oil	28
Broager, 2009, DK	10700	7.5	4.5	CHP/NG	24
Gram, 2009, DK	10073	7.0	4.5	CHP/NG	28
Kungälv, 2000, SE	10000	7.0	3.9	B/Wood	100
Brædstrup, 2007, DK	8012	5.6	3.4	CHP/NG	42
Strandby, 2008, DK	8012	5.6	3.5	CHP/NG	21
Tørring, 2009, DK	7284	5.1	3.4*	CHP/NG	28
Sønderborg, 2008, DK	5866	4.1	2.6*	B/Bio-oil	n.a.
Ulsted, 2006, DK	5000	3.5	2.2	B/WP	11
Ærøskøping, 1998, DK	4900	3.4	2.0	B/Straw	14
Graz,Ww Andritz, 2009, AT	3855	2.7	1.6	(DH)	2.7

Legend: B = Boiler; CHP = Combined Heat and Power; DH = District Heat; WP = Wood pellet;

*Calculated

² Fonte Succes factor in solar district heating – CIT Energy Managment



I dati riportati in seguito sono relativi a impianti solari termici realizzati su tetti e coperture a servizio di reti di teleriscaldamento (Feb.2010)³

Plant location, Year in operation, Country	Coll.area [m ²]	Nom.power [MW _{th}]	Heat [GWh/a]	Plant type	Load [GWh/a]
Crailsheim, 2005, DE	7300	5.1	2.1	BTES / HP	4.1
Neckarsulm, 1997, DE	5670	4.0	1.5	BTES / HP	3.0
Graz, AEVG, 2006, AT	5600	4.0	2.2	(DH)	(n.a.)
Friedrichshafen, 1996, DE	4050	2.8	1.4	Buried CWT	3.0
Hamburg; 1996, DE	3000	2.1	0.8	Buried CWT	1.6
Schalkwijk, 2002, NL	2900	2.0	n.a.	Aquifer / HP	n.a
München, 2007, DE	2900	2.0	1.1	Buried CWT / HP	2.3
Graz, BerlinerRing, 2004, AT	2417	1.7	1.0	(HP/DH)	(7.8)
Anneberg, 2002, SE	2400	1.7	0.5	BTES	1.0
Augsburg, 1998, DE	2000	1.4	0.7	BTES	1.0

Legend: Heat = Net solar heat; BTES = Borehole Thermal Energy Storage; HP = Heat Pump;
CWT = Concrete water tank; DH = District Heat;



³ Fonte Succes factor in solar district heating – CIT Energy Managment

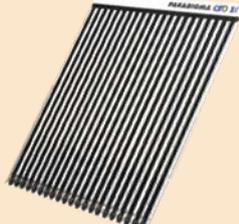
4 IL COLLETTORE

Il collettore solare termico rappresenta il componente in cui avviene la conversione dell'energia solare sotto forma di radiazione elettromagnetica in energia termica immagazzinata dal fluido termovettore e successivamente distribuita alle utenze attraverso lo stesso fluido o un circuito secondario.

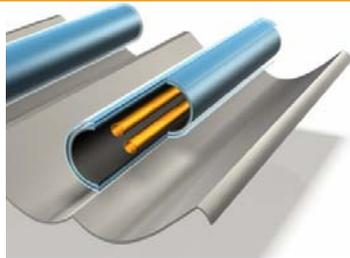
Le caratteristiche dei collettori in termini di materiali utilizzati, struttura e caratteristiche costruttive consentono di individuare 5 tipologie di collettori solari:

- piani scoperti;
- piani vetrati;
- a tubi sottovuoto;
- CPC (compound parabolic concentration).

Nella specchietto seguente vengono riassunte le principali caratteristiche e i campi di applicazione delle differenti tecnologie.

Tipologia Collettori	Immagine	Caratteristiche principali
Collettori piani scoperti		Elevate dispersioni, utilizzo prevalente nella stagione estiva in località balneari e piscine dove la richiesta di energia termica è coincidente con le ore di maggiore disponibilità di radiazione solare. Sono costituiti in genere da materiali plastici, la semplicità di realizzazione permette così di reperire i collettori a costi ridotti.
Collettori piani vetrati		Rappresentano i collettori più comunemente utilizzati. Il vetro selettivo e il telaio in alluminio racchiudono il circuito del fluido termovettore, la membrana captante e lo strato di isolante. Questa tipologia di collettore permette un largo utilizzo e rappresenta la soluzione più diffusa nella maggior parte delle applicazioni residenziali.
Collettori a tubi sottovuoto		Il circuito del fluido termovettore posto all'interno dei tubi è circondato da un'intercapedine in cui è realizzato il vuoto, in questo modo è possibile ridurre a valori quasi trascurabili le perdite per conduzione, con relativo incremento dell'efficienza del collettore. Le migliori performance del modulo permettono quindi l'installazione in climi più rigidi.

Collettori CPC



I collettori CPC (compound parabolic concentration) sfruttano la tecnologia dei collettori a tubi sottovuoto. In aggiunta alle minori perdite per conduzione viene incrementata la radiazione captata dal fluido termovettore, attraverso presenza di una superficie riflettente parabolica.

4.1 IL COLLETTORE SOLARE PIANO VETRATO

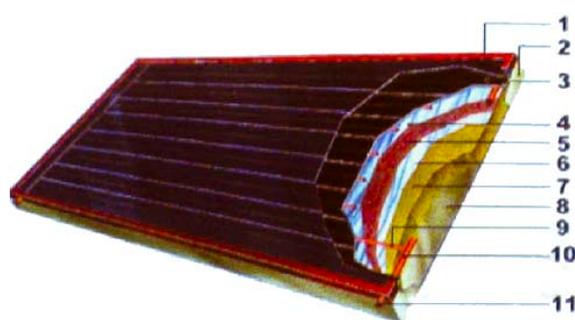
La tecnologia del collettore solare piano vetrato risulta quella di più larga diffusione negli impianti residenziali e di piccola-media taglia, grazie ai costi contenuti e alle buone performance.



La tecnologia del collettore solare piano vetrato risulta quella di più larga diffusione negli impianti residenziali e di piccola-media taglia, grazie ai costi contenuti e alle buone performance.

I sistemi più diffusi utilizzano collettore solari di dimensioni tipiche di circa 1m x 2m (2 m²) si trovano in commercio anche collettori fino a 3 m², mentre per superfici maggiori ci si può affidare a sistemi preassemblati fino a superfici dell'ordine di 15 m².

Visto in sezione il collettore è in genere composto come da schema in figura:



#	Legenda
1	Telaio Metallico
2	Porta sonda
3	Assorbitore
4	1° Foglio riflettente gli IR
5	1° Strato di isolante termico
6	2° Foglio Riflettente gli IR
7	2° strato di isolante termico
8	Scatola di contenimento
9	Tubi Paralleli (Ø 8-12 mm)
10	Collettore Interno
11	Connessioni Idrauliche

Ogni singolo componente presenta importanti caratteristiche ottiche e termiche che permettono di massimizzare la quantità di radiazione solare assorbita e convertirla in energia termica riducendo al minimo le perdite termiche con l'ambiente esterno.

VETRO SELETTIVO

Il primo componente del collettore che si interfaccia con la radiazione solare incidente è il vetro di copertura.

Le lastre utilizzate devono assolvere alcune importanti funzioni strutturali quali la protezione del collettore dalle intemperie, devono garantire la pulizia stessa della lastra sfruttando le

precipitazioni e devono presentare ottime proprietà ottiche. Vengono infatti usati particolari vetri selettivi, caratterizzati da una elevata trasmissione delle radiazioni a onda corta, tipiche della radiazione solare incidente, e basso valore del fattore spettrale di trasmissione delle radiazioni a onda lunga, proprie della radiazione infrarossa (IR).

L'utilizzo di vetri selettivi permette la realizzazione del fenomeno definito "effetto serra", primo necessario al funzionamento dell'impianto, poiché evita che il calore assorbito possa essere rimesso in ambiente.

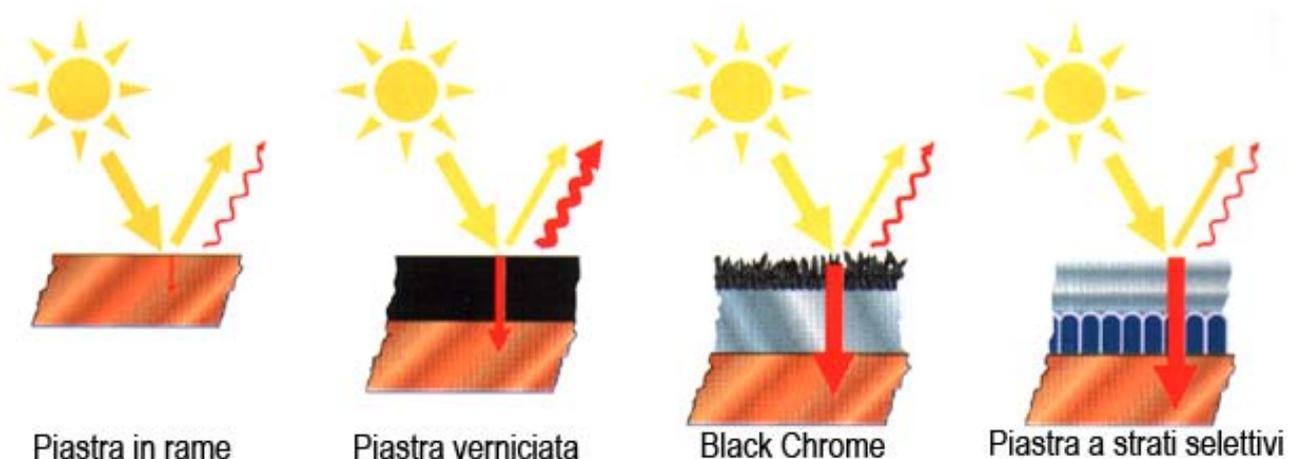
PIASTRA ASSORBENTE A STRATI SELETTIVI

La piastra assorbente rappresenta la zona in cui la radiazione solare elettromagnetica viene assorbita e permette lo scambio termico con il fluido termovettore del collettore.

Tecnologie e materiali differenti caratterizzano lo strato di assorbitore posto all'interno del collettore.

Da membrane piastre più semplici composte semplici lamiere in rame, o lamiere verniciate in nero si passa alle più diffuse lamiere ricoperte da uno strato di cromo nero ("black chrome") o con depositi di strati selettivi; questi ultimi strati presentano ottime proprietà di assorbimento della radiazione, tendendo a massimizzare la quota di radiazione assorbita (90-95%) e minimizzando la radiazione riemessa sotto forma di IR (10-15%).

I migliori collettori attualmente in commercio risultano invece composti da una lamiera metallica su cui è deposto un sottile strato di strato selettivo; la deposizione di questo strato permette di avere caratteristiche di assorbimento della radiazione dell'ordine del 95% e emissività pari a circa il 5%, riducendo ulteriormente le dispersioni del collettore.



ISOLANTE

Tutte le superfici del collettore, ad esclusione della superficie che si interfaccia con la radiazione, risultano ricoperte da uno strato di materiale isolante.

Gli strati di materiali isolanti devono garantire infatti la minor perdita possibile di energia termica del collettore con l'ambiente circostante poiché, soprattutto durante la stagione invernale, il forte gradiente termico fra il fluido termovettore presente nel collettore e l'ambiente esterno potrebbero comportare il malfunzionamento del collettore.

FLUIDO TERMOVETTORE

La scelta del fluido termovettore è vincolata principalmente a due importanti caratteristiche dell'impianto:

- possibilità di raggiungimento di temperature che comportano il congelamento dell'acqua;
- utilizzo del fluido termovettore direttamente come fluido per l'ACS;

Le caratteristiche principali del fluido termovettore sono rappresentate da elevati valori di calore specifico, misurato in $[J/(kg \cdot K)]$, in modo da garantire un elevato assorbimento di energia da parte del fluido. Altra importante caratteristica è rappresentata dalla viscosità, un basso valore di viscosità permette di ridurre le perdite di carico all'interno del circuito e quindi ridurre la quota di energia assorbita dalla pompa per la circolazione del fluido.

Il fluido termovettore non deve inoltre subire modificazioni chimiche nel tempo per non generare corrosione nei materiali utilizzati nell'impianto, avere un costo contenuto e non presentare problemi dal punto di vista ambientale.

ACQUA

Nel caso di impianti in cui non vi è il rischio di congelamento è possibile utilizzare direttamente l'acqua come fluido termovettore; questa scelta permette inoltre di evitare reintegro di additivi, necessari per abbassare il punto di congelamento, e comporta quindi un minore costo in termini economici.

Scelte di questo tipo sono tipicamente effettuate nel caso di collettori piani scoperti e in alcuni casi in sistemi "a secchio" e drain-back, come meglio descritto nel paragrafo seguente.

MISCELE ACQUA+GLICOLE

L'utilizzo di miscele acqua + glicole atossico permette di abbassare il punto di congelamento del fluido per un utilizzo in climi in cui le temperature esterne possono scendere sotto lo $0^{\circ}C$.

Le miscele contengono agenti stabilizzanti e anticorrosivi per i componenti dell'impianto, ma introducono un aumento della viscosità e del coefficiente di dilatazione del fluido con la temperatura ed una riduzione del calore specifico. Devono essere quindi opportunamente calcolate.

ARIA

Particolari installazioni utilizzano aria come fluido termovettore.

I vantaggi sono: il fluido termovettore e l'impianto presenta un minor costo rispetto agli impianti tradizionali; leggerezza; nessun problema legato alla corrosione; assenza di scambiatori di calore e una buona rapidità di risposta.

Di contro, avendo l'aria un valore di calore specifico circa 4 volte inferiore all'acqua, sono necessari elevati volumi di scambio e di canali per il trasporto del calore, peggiore scambio termico, problemi riguardo la possibilità di effettuare accumuli termici e la rapidità di risposta a volte risulta fin troppo rapida. Impianti funzionanti ad aria movimentano inoltre notevoli quantitativi di polvere.

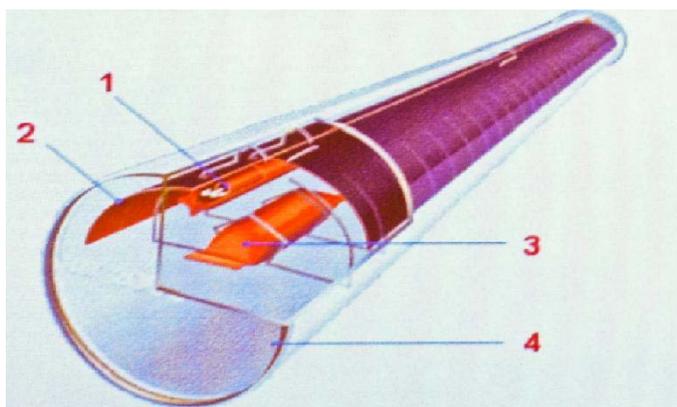
4.2 COLLETTORI SOTTOVUOTO

La tecnologia dei tubi sottovuoto è sfruttata principalmente in 3 differenti tipologie di collettori:

- tubi sottovuoto;
- CPC;
- Heat pipes.

L'aumento dell'efficienza proprio di questa tecnologia è dovuta alla creazione di un'intercapedine in cui viene creato il vuoto; tale intercapedine circonda il tubo in cui è contenuto il fluido termovettore. La presenza dello strato di vuoto permette di separare il circuito del fluido dall'ambiente, eliminando in questo modo la trasmissione del calore per conduzione e convezione.

Visto in sezione il tubo sottovuoto è, nelle tre differenti tipologie, composto da alcuni elementi comuni:



1. Tubicino \varnothing 4-6 mm entro il quale circola il fluido termovettore (diretto o heat-pipe)
2. Assorbitore
3. Sacchetto per rivelazione di ingresso d'aria
4. Tubo di vetro esterno all'interno del quale viene creato il vuoto

COLLETTORE CLASSICO A TUBO SOTTOVUOTO

Analogamente al collettore piano, il tubo sottovuoto risulta composto da alcuni componenti caratteristici:

TUBO IN VETRO

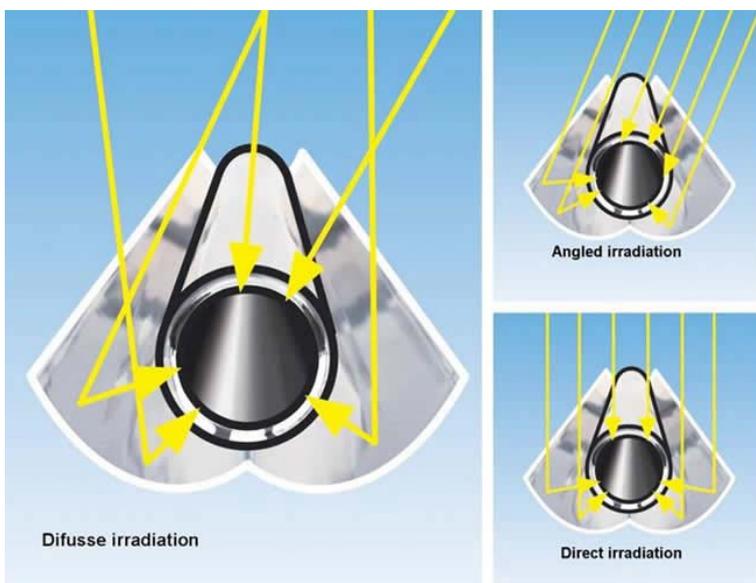
Il tubo in vetro selettivo deve garantire la trasmissione della radiazione solare diretta e diffusa, la selettività del vetro dovrà però impedire l'emissione in atmosfera della radiazione infrarossa emessa dal circuito del fluido termovettore caldo, in modo da garantire l'effetto serra all'interno del collettore.

I due strati di vetro e l'intercapedine di vuoto racchiudono lo strato assorbente in cui l'energia solare viene immagazzinata e ceduta al fluido.

Lo strato assorbente può a seconda dei casi essere depositato nella parete interna del tubo in vetro, in modo da assorbire "a 360°" la radiazione incidente, in altri casi invece risulta presente una piastra piana o curva assorbente alla quale sono saldati i tubicini in cui scorre il fluido termovettore.

COMPOUND PARABOLIC CONCENTRATOR (CPC)

La tecnologia CPC sfrutta il principio per cui lastre di materiale riflettente di forma parabolica permettono di concentrare la radiazione in un punto unico definito fuoco della parabola.



Disponendo piccole parabole sviluppate secondo la lunghezza di ogni tubo si riesce quindi a concentrare verso lo strato di materiale assorbente la radiazione, sia diretta che diffusa.

In queste applicazioni risulta inoltre necessario che lo strato di materiale assorbente venga depositato all'interno della parete del tubo per poter assorbire totalmente la quota di radiazione incidente.

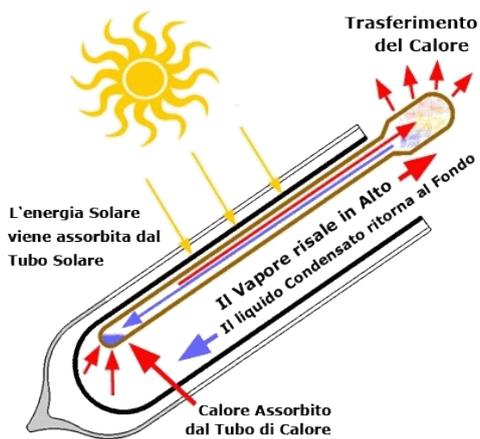
L'utilizzo di collettori a vuoto CPC permette quindi di sfruttare l'ulteriore quota di radiazione che nei collettori a tubi viene persa nello spazio che si crea fra i tubi stessi del collettore.

A parità di area lorda del collettore, si riesce quindi ad aumentare l'area della superficie captante migliorando di conseguenza l'energia prodotta a pari superficie occupata.

COLLETTORE A HEAT-PIPE

L'utilizzo di heat pipe consiste nella realizzazione di un circuito isolato per il fluido termovettore, il fluido (acqua o freon liquido basso bollente) viene portato in depressione per consentire l'evaporazione a temperature dell'ordine di 30°C.





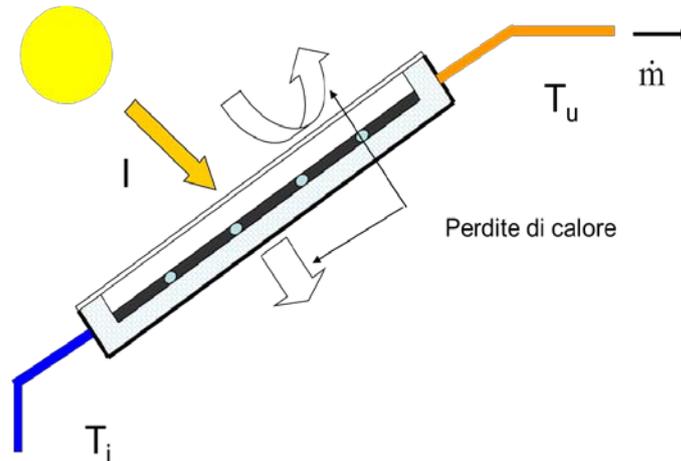
All'interno del circuito del fluido si realizza in questo modo una continua evaporazione e condensazione del liquido in vapore, con la conseguente formazione di moti convettivi che portano il vapore verso la parte più alta del collettore.

Raggiunta la parte superiore del collettore il fluido primario cede calore all'acqua, condensando e portandosi nuovamente nella parte inferiore del circuito.

La tecnologia ad heat-pipe permette il raggiungimento di temperature molto elevate, anche dell'ordine di 200°C, rendendo questo particolare tipo di collettori adatti anche per la produzione di calore a più elevati livelli di temperatura.

5 BILANCIO TERMICO DI UN COLLETTORE

Qualunque sia la tipologia di collettore termico utilizzato (valido quindi anche per i collettori sottovuoto), è possibile effettuare l'analisi del bilancio termico secondo lo schema proposto in figura:



dove:

I = irraggiamento solare;

T_i = temperatura ingresso fluido termovettore;

T_u = temperatura di uscita del fluido termovettore;

\dot{m} = portata di fluido termovettore;

perdite di calore = perdite dovute a dispersioni della superficie trasparente e perdite dell'isolamento.

Effettuando il bilancio termico si ricava che l'energia immagazzinata dal fluido termovettore sarà uguale alla differenza fra l'energia solare incidente e intrappolata dal vetro selettivo nel collettore (\dot{Q}_{sol}) e l'energia dispersa dal collettore stesso (\dot{Q}_{disp}), in formule:

$$\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{disp} = \dot{m} c_p (T_u - T_i)$$

dove:

c_p = calore specifico del fluido termovettore utilizzato;

5.1 CONCETTO DI EFFICIENZA

L'efficienza di un collettore è espressa dal rapporto fra l'energia ceduta al fluido termovettore (energia utile) e l'energia solare incidente I_t sulla superficie del collettore A_c (energia entrante)

$$\eta = \frac{\dot{m}c_p\Delta T}{A_c I_T}$$

dove:

η = efficienza del collettore;

Attraverso il bilancio effettuato precedentemente e esprimendo i due termini:

$$\dot{Q}_{sol} = \tau\alpha A_c I_T;$$

$$\dot{Q}_{disp} = U_L A_c (T_m - T_e);$$

dove:

τ = fattore spettrale di trasmissione della superficie vetrata;

α = fattore spettrale di assorbimento della piastra captante;

U_L = trasmittanza riferita alla superficie del collettore A_c ;

T_m = temperatura media del fluido termovettore;

T_e = temperatura esterna;

I_T = irraggiamento;

si ottiene per il rendimento la seguente formula:

$$\eta = \tau\alpha - U_L \frac{T_m - T_e}{I_T}$$

Che, definiti i parametri caratteristici del collettore analizzato, mette in relazione il rendimento alla temperatura media del fluido termovettore, in funzione dell'irraggiamento e della temperatura esterna, dalla formula è inoltre possibile notare come l'efficienza diminuisca al crescere della temperatura media di funzionamento del collettore, poiché maggiore risulta tale valore maggiori saranno le perdite termiche.

5.2 EFFICIENZA DEL COLLETTORE

Per la caratterizzazione dell'efficienza dei collettori si ricorre alla seguente espressione :

$$\eta = \eta_0 - a_1 x - a_2 x^2 I$$

dove

$$x = \frac{T_m - T_e}{I}$$

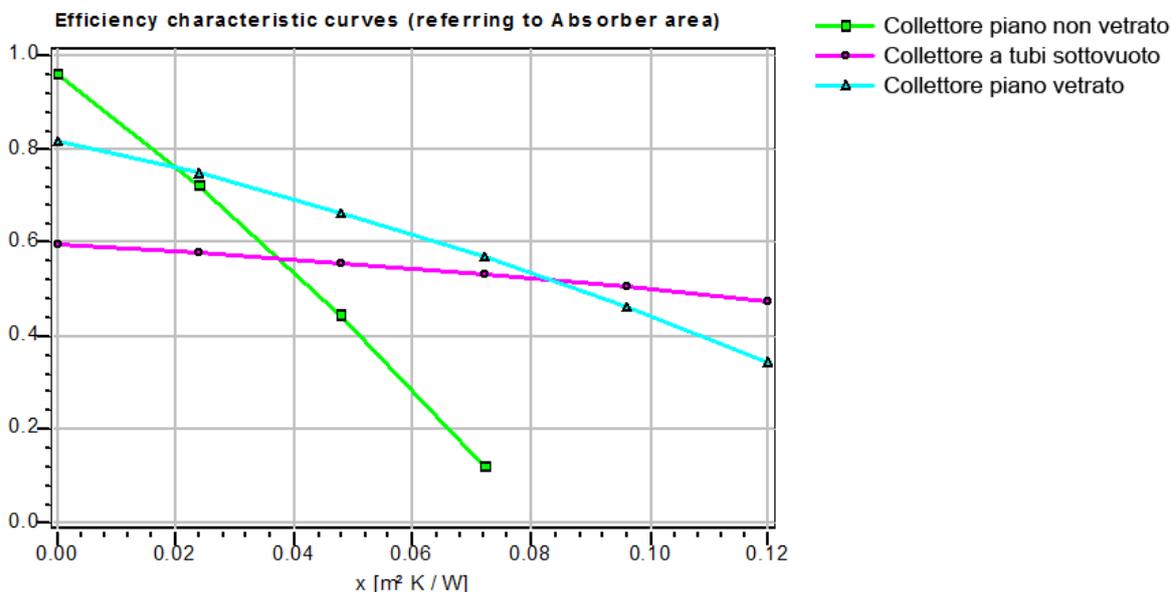
η_0 = fattore di conversione;

a_1 = primo coefficiente di perdita;

a_2 = secondo coefficiente di perdita;

5.3 CONFRONTO FRA COLLETTORI

Applicando la formula a differenti tipologie di collettori, al variare del parametro x , si ricavano i seguenti risultati.

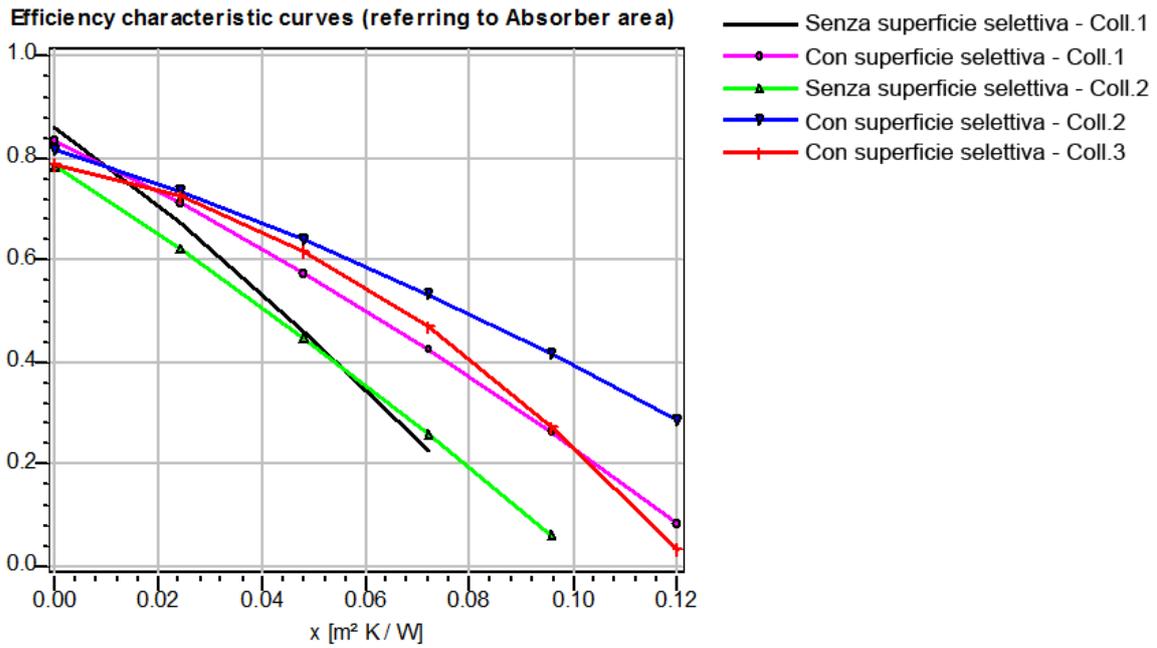


Come è possibile notare l'efficienza risulta elevata per i collettori non vetrati per valori di x molto bassi, riconducibili a casi in cui la differenza di temperatura fra ambiente e fluido risultano trascurabili, in questo caso infatti le perdite termiche risultano trascurabili e le perdite ottiche molto ridotte, non essendo presente infatti la copertura vetrata. L'efficienza di questi collettori tende però a diminuire rapidamente al crescere del valore di x . Infatti l'assenza di isolamento termico comporta una notevole emissione di energia da parte della superficie captante.

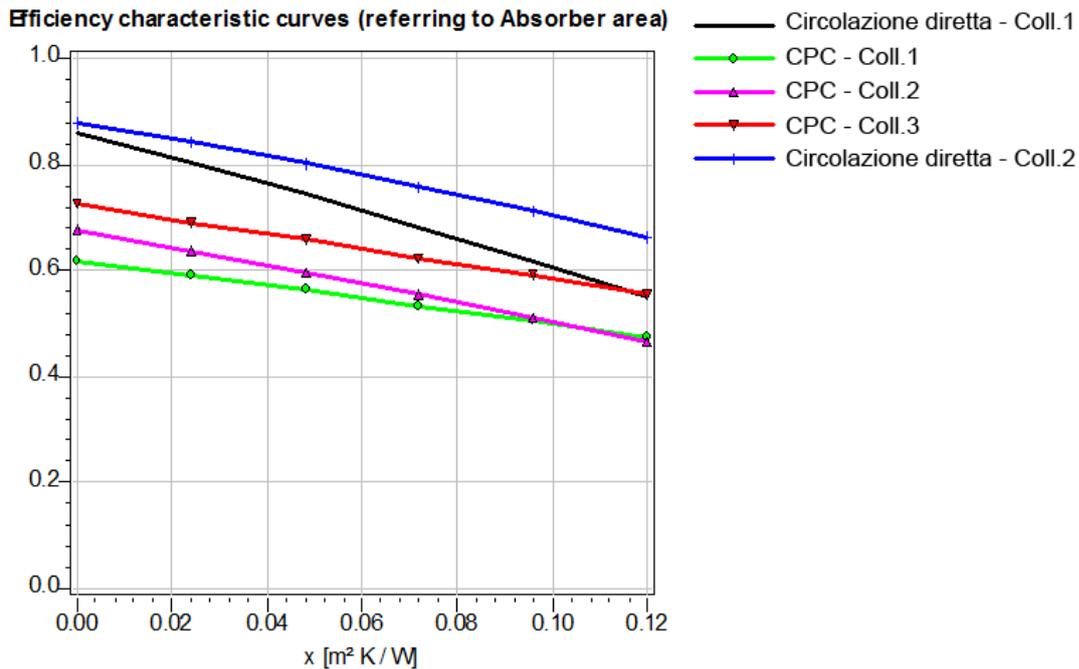
I moduli piani vetrati, grazie alla presenza della copertura vetrata, e delle relative perdite ottiche, presentano efficienze minori per valori bassi di differenze di temperatura fra ambiente e modulo temperatura del fluido termovettore. L'efficienza cala più lentamente al crescere del valore di x , poiché l'isolante e la selettività dei materiali utilizzati comportano una minore incidenza delle perdite termiche.

I moduli sottovuoto, grazie alle ridotte perdite per conduzione e convezione dovute all'intercapedine isolante, realizzata fra ambiente e fluido termovettore, permettono di avere un valore di efficienza quasi costante anche per forti differenze di temperatura fra fluido termovettore e ambiente, confermandone la bontà di funzionamento in climi più rigidi o per alimentare utenze ad alte temperature.

Nel grafico seguente è riportato il confronto fra collettori con superfici selettive e con superfici tradizionali.



Il confronto successivo è effettuato fra collettori a tubi sottovuoto, valutando i rendimenti per collettori con tecnologia CPC e collettori a circolazione diretta.



6 IL CIRCUITO IDRAULICO

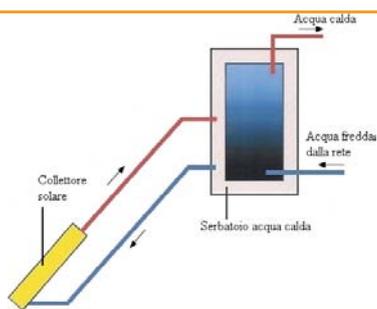
Importanti distinzioni vanno fatte nell'analisi dei circuiti realizzabili per l'utilizzo dei collettori solari termici.

Possono essere infatti realizzati differenti layout di impianto, in relazione agli utilizzi dell'energia termica e alla necessità di dover separare il circuito del fluido termovettore dal circuito dell'ACS o dell'impianto di riscaldamento.

Possiamo quindi distinguere quattro grandi famiglie impiantistiche:

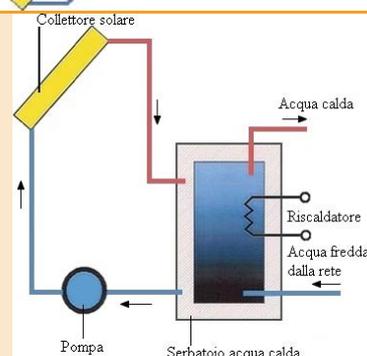
- Sistemi a circolazione naturale di acqua;
- Sistemi a circolazione forzata con miscele antigelo;
- Sistemi "a secchio";
- Sistemi drain – back.

Circolazione naturale



Si sfrutta il principio dei moti convettivi, l'acqua riscaldandosi diminuisce la propria densità e innescando così un moto ascensionale mentre l'acqua più fredda circolando passa all'interno del collettore. Il pannello deve essere posizionato più in basso dell'accumulo.

Circolazione forzata con miscele antigelo



La più utilizzata.

Il moto del fluido termovettore è garantito meccanicamente da una pompa collegata alla centralina di regolazione. All'acqua viene aggiunto un liquido antigelo per prevenire problemi di congelamento nella stagione invernale.

Sistemi a secchio

Utilizzano acqua come fluido termovettore.

La pompa di circolazione si avvia solo quando la temperatura all'interno dei moduli raggiunge la temperatura desiderata, "scaricando" quindi a intervalli l'acqua calda all'interno del serbatoio di accumulo.

Sistemi drain-back

Nella parte superiore serpentina del serbatoio di accumulo è presente uno spazio libero, che serve per accogliere il fluido scaricato automaticamente dal circuito durante i periodi di non

funzionamento. Si evitano problemi di congelamento e stagnazione.

7 SCAMBIATORE DI CALORE E ACCUMULO

Lo scambiatore di calore serve per permettere il passaggio di calore prodotto dall'impianto solare termico e trasportato dal fluido termovettore al sistema di utilizzo finale, costituito da acqua calda sanitaria o acqua di impianto. .

Il serbatoio di accumulo serve per contenere un fluido, generalmente acqua, in cui accumulare il calore ; per renderlo disponibile nei momenti di richiesta. Come precedentemente analizzato infatti, la produzione di energia termica difficilmente avviene nelle ore di richiesta da parte dell'utente..

Al serbatoio è inoltre spesso affidato il compito di interfacciare i due circuiti esistenti: circuito del fluido termovettore e circuito dell'impianto domestico (ACS o riscaldamento), effettuando quindi il la duplice funzione di **accumulo** e **scambiatore termico**.

Nella tabella seguente vengono analizzate e confrontate le differenti tipologie di scambiatori di calore, indicando per ognuna i principali punti di forza.

	Tubi concentrici	Fascio tubiero	Piastre	Serpentino immerso
Coeff. scambio termico	***	***	****	*
Perdite di carico	***	**	*	***
Costo/area	***	****	**	****
Immiscibilità	***	*	****	**
Formazione incrostazioni	***	**	***	*
Facilità pulizia e manut.	***	**	****	**
Compattezza	**	***	****	***
Resistenza alla pressione	****	***	*	**
Resistenza alla temp.	***	***	*	**

8 INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA E ESEMPI DI POSA

Come per altre tecnologie (p.e. solare fotovoltaico) l'installazione dell'impianto solare termico comporta necessariamente l'installazione di alcuni componenti sulla copertura o nell'involucro dell'edificio, portando quindi un possibile impatto visivo dell'installazione, in quanto alcuni componenti risultano "a vista".

Una buona progettazione e installazione impone quindi l'integrazione architettonica dell'impianto nell'edificio, minimizzando quindi l'impatto e rendendo esteticamente piacevole la presenza dei collettori.

Secondo la tipologia edilizia e l'ubicazione dei componenti sarà quindi realizzata l'integrazione architettonica; nei paragrafi seguenti vengono descritti e analizzati i sistemi di posa e installazione più comuni e illustrati alcuni particolari casi di realizzazione in ambiente alpino.

8.1 MONTAGGIO CLASSICO SU STRUTTURE A COPERTURA PIANA

L'installazione su coperture piane viene realizzata mediante strutture di sostegno, ancorate alla copertura stessa o ancorate a piedistalli in cemento, per poter garantire la resistenza al vento.

L'installazione viene in genere effettuata inclinando i moduli secondo l'angolo ottimale, in funzione dell'utilizzo (stagionale/annuale) dell'impianto.

Le strutture vengono assemblate e in seguito ad esse vengono ancorati i moduli (sia singolarmente che moduli preassemblati).

Si riportano nelle foto seguenti alcune fasi dell'installazione.





8.2 MONTAGGIO SU TETTI A COPPI

L'installazione più frequente è realizzata su coperture di edifici residenziali, mono e plurifamiliare.

Nel caso di coperture classiche a coppi esistono differenti tipologie di integrazione:

- struttura ancorata alla copertura;
- integrazione completa nella copertura;
- integrazione a finestra da tetto;
- integrazione a impianti fotovoltaici.

Ognuno dei precedenti casi deve però garantire la complanarità fra copertura esistente e collettore. In Regione Piemonte non sono ammesse inclinazioni dei collettori superiori all'inclinazione del tetto; risulta quindi necessario adattare l'inclinazione della superficie captante all'edificio esistente su cui esso dovrà essere installato, non potendo quindi ottimizzare il tilt in relazione all'utilizzo dello stesso (annuale/stagionale).

STRUTTURA ANCORATA ALLA COPERTURA

Nel caso di ancoraggio della struttura alla copertura, vengono in genere ancorate ai travi del tetto due guide (in acciaio zincato, inox o alluminio).

Ad ogni coppia di profilati viene quindi ancorato il modulo (o la fila di moduli) come da schemi e foto riportate in seguito.



INTEGRAZIONE COMPLETA NELLA COPERTURA

L'integrazione di tipo completo dell'impianto comporta l'inserimento dell'impianto stesso nella copertura.

Al di sotto dei collettori risulterà quindi necessario installare una lamiera per garantire la funzione di impermeabilizzazione del tetto, e il drenaggio in grondaia dell'acqua piovana, oppure sarà devoluta ai collettori stessi la tenuta all'acqua.

L'installazione di faldali in metallo, lungo il perimetro dei collettori completa l'integrazione, rendendo in questo modo l'impianto parte integrante della copertura.



La progettazione integrata della copertura e dell'impianto garantisce una migliore realizzazione dell'opera. Infatti la fase di installazione sarà effettuata in fase di realizzazione della copertura, riducendo il lavoro necessario alla posa dell'impianto e garantendo un'ottima integrazione dello stesso all'interno della copertura.



8.3 INTEGRAZIONE CON FINESTRE DA TETTO E SOLARE FOTOVOLTAICO

Al fine di garantire il minimo impatto dell'impianto, dal punto di vista ottico e paesaggistico, è bene effettuare la posa dei collettori integrandola a finestre e, se presenti, a impianti fotovoltaici.

In questo modo si minimizzano le superfici occupate sulla copertura, rendendo meno evidente l'esistenza dei collettori, come evidenziato dalle foto.



8.4 IMPIANTI CHE REALIZZANO LA COPERTURA

La progettazione di impianti di medie e grosse dimensioni già in fase di progettazione dell'edificio diventa molto utile nel caso in cui vengano realizzate falde interamente solari.

In questo caso l'impianto non andrà a integrarsi con la copertura, in quanto esso stesso svolge le funzioni di copertura, oltre a contribuire al soddisfacimento del fabbisogno termico dell'edificio.

Nelle foto è possibile osservare alcuni fasi dell'installazione e esempi di "falde interamente solari".



8.5 INSTALLAZIONE IN FACCIATA

Di particolare interesse risulta l'installazione dei moduli nella facciata degli edifici.

Dal punto di vista architettonico l'impianto riesce perfettamente ad integrarsi all'interno dell'estetica dell'edificio, come testimonia la foto relativa alla riqualificazione di un ostello situato nella cittadina di Dornbirn in Austria. La superficie dell'impianto è di 112 m².



8.6 PARTICOLARI INSTALLAZIONI IN AMBIENTE ALPINO

Di seguito vengono riportate alcune foto relative a installazioni di impianti su tetti di case in ambiente alpino.

Di seguito si riportano immagini relative a differenti tipologie di copertura, evidenziando anche casi in cui l'integrazione è quasi o del tutto inesistente, per meglio far comprendere l'importanza della progettazione dell'integrazione architettonica della corretta realizzazione dell'impianto.

INTEGRAZIONE COMPLETA SU COPERTURA IN LOSE

Impianti integrati completamente all'interno di coperture in lose:



INTEGRAZIONE COMPLETA SU COPERTURA IN SCANDOLE

Impianti su coperture in legno. La realizzazione di una buona integrazione architettonica è realizzata incassando all'interno della copertura il collettore solare termico.

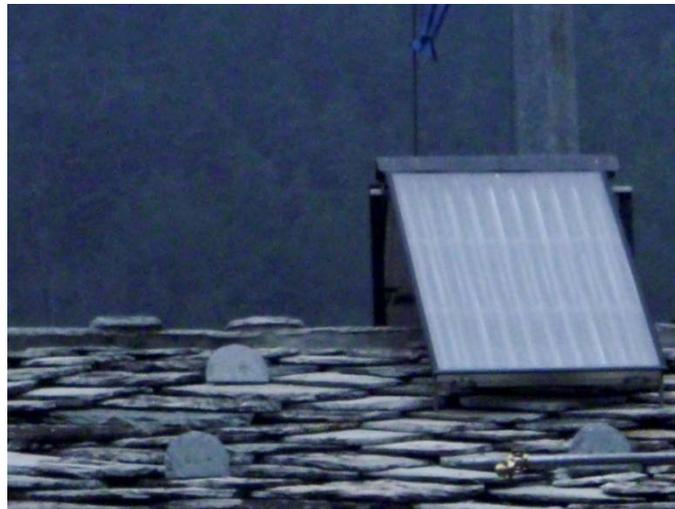


La totale integrazione permette di ridurre al minimo l'impatto visivo. Si riporta inoltre un particolare in cui è possibile notare il punto di raccordo del collettore con il circuito del fluido termovettore.



ASSENZA DI INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA

Nelle foto seguenti si riportano alcuni impianti in cui non risultano in alcun modo rispettati i criteri dell'integrazione estetica ed architettonica dei componenti. Ciò è dovuto principalmente al voler garantire un'ottima producibilità termica, l'impatto realizzato penalizza però fortemente l'opera rendendo decisamente poco piacevole la presenza dei collettori.

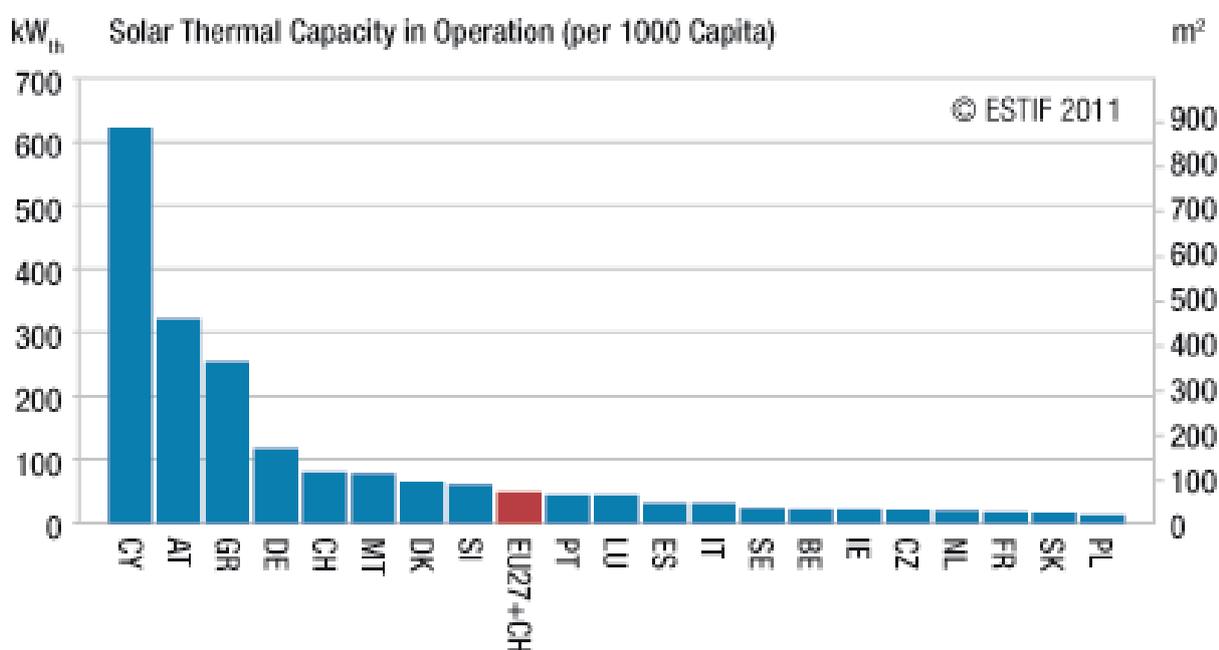


9 MERCATO DEL SOLARE TERMICO

I grafici seguenti mostrano la potenza termica media installata in alcuni stati ogni 1000 abitanti (e relativi m² di superficie solare termica realizzata).

Come possiamo vedere il parco solare termico italiano, nonostante la posizione favorevole del nostro Stato dal punto di vista geografico, risulta abbondantemente inferiore a stati quali Austria (AT) e Germania (DE), caratterizzati da climi più sfavorevoli alla realizzazione di tali impianti. Nonostante ciò la potenza pro capite installata risulta di circa 8 volte superiore a quella italiana nel caso dell'Austria e circa 3 volte superiore nel caso della Germania.

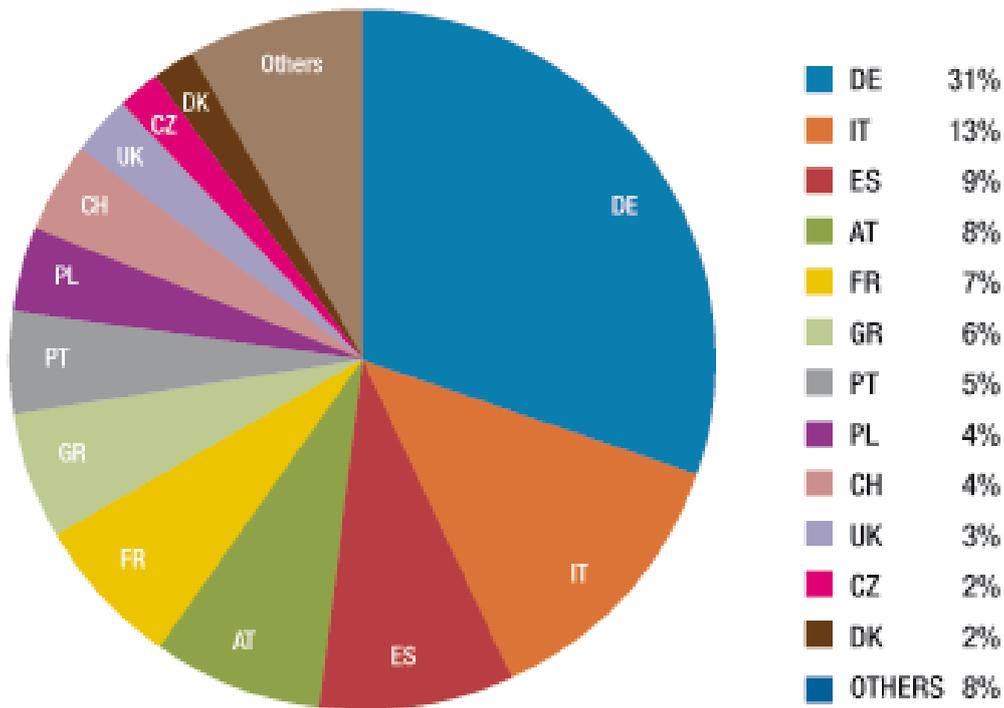
Un buon confronto può essere inoltre realizzato con nazioni mediterranee come la Grecia (GR) anch'essa caratterizzata da una potenza installata pro-capite circa 6 volte superiore alla nostra.



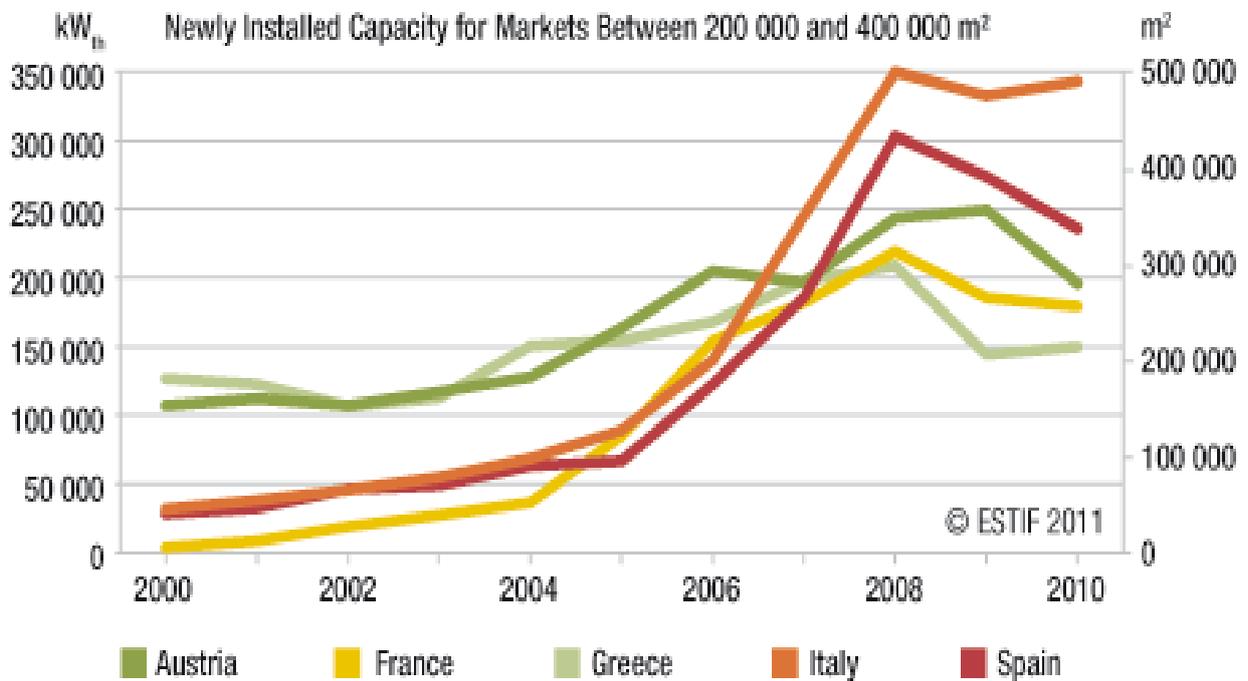
9.1 MERCATO EUROPEO

Il grafico seguente mette a confronto la suddivisione del mercato europeo solare termico. Se la potenza pro-capite installata per l'Italia è ancora bassa possiamo però notare come il nostro Stato rappresenti una delle nazioni in cui il mercato sta avendo un ottimo successo, al secondo posto in Europa secondo solo alla Germania, e nel quale si punta ad avere una costante crescita, come deducibile dal secondo grafico proposto in cui è possibile notare il grande margine di crescita avvenuto negli ultimi anni.

Shares of the European Solar Thermal Market (Newly Installed Capacity)



© ESTIF 2011



10 ESEMPIO DI DIMENSIONAMENTO

10.1 STIMA DEL FABBISOGNO DI ACQUA CALDA

Negli edifici residenziali il fabbisogno termico per la produzione di acqua calda rimane costante nel corso dell'anno. Un'indicazione sul fabbisogno di acqua calda è data dal numero di persone che abitano l'edificio.

Solitamente il consumo giornaliero pro capite di acqua calda a 45 °C viene stimato cifre come segue:

- comfort basso 35 l/(persona/giorno);
- comfort medio 50 l/(persona/giorno);
- comfort alto 75 l/(persona/giorno);

Nel caso si vogliano collegare all'impianto solare anche la lavatrice e la lavastoviglie, il fabbisogno deve essere aumentato di:

- lavatrice 20 l/giorno (1 lavaggio al giorno);
- lavastoviglie 20 l/giorno (1 lavaggio al giorno);

10.2 STIMA DELLA SUPERFICIE DEI COLLETTORI

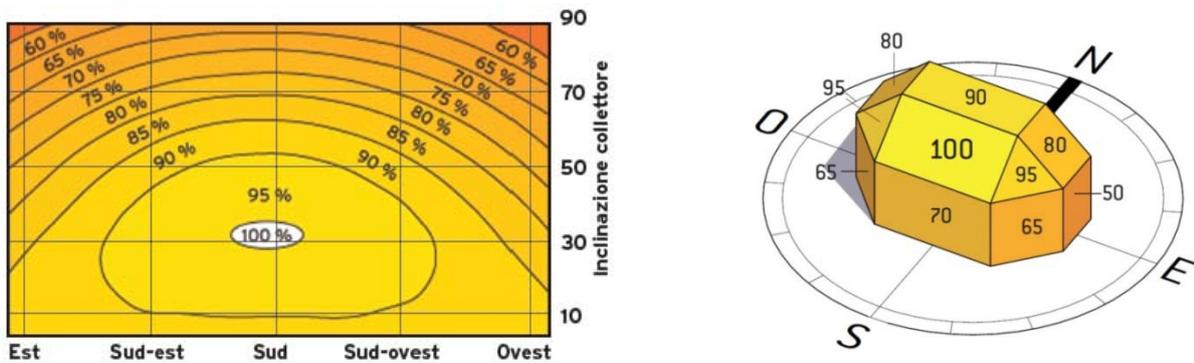
Per una situazione con orientamento ideale si utilizzano i valori di riferimento di seguito riportati per dimensionare la superficie del collettore. Questa viene quindi calcolata in relazione al fabbisogno giornaliero di acqua calda.

Zone in Italia	Valori di riferimento per il dimensionamento	Producibilità ACS
Nord	1,2 m ²	50 l/giorno
Centro	1,0 m ²	50 l/giorno
Sud	0,8 m ²	50 l/giorno

Questi valori di dimensionamento permettono di coprire completamente il fabbisogno durante i mesi estivi, cioè in estate tutta l'acqua calda sanitaria viene riscaldata dall'impianto solare. Calcolato su tutto l'anno, il risparmio energetico ottenuto è di circa 50-70%. I valori di superficie riportati in tabella devono essere ridotti del 30 % nel caso in cui si usino collettori a tubi sottovuoto.

– I valori riportati sono valori indicativi. La superficie reale dei collettori è da calcolare effettivamente sulle dimensioni dei moduli esistenti. Differenze di ±20 % possono sussistere.

Orientamenti diversi da quello ideale riducono la prestazione dell'impianto molto meno di quanto normalmente si pensi. Nella maggior parte dei casi questo può essere compensato da un minimo aumento della superficie dei collettori. Una struttura di supporto per ottenere un migliore orientamento del collettore è, ove possibile, da evitare per motivi estetici. La superficie del collettore calcolata come descritto finora deve essere quindi divisa per il fattore di correzione.



10.3 STIMA DEL VOLUME SERBATOIO

Il serbatoio serve a equilibrare la differenza temporale tra la presenza dell'irraggiamento e l'utilizzo dell'acqua calda. Serbatoi dall'ampio volume permettono di superare periodi anche lunghi di brutto tempo, tuttavia causano anche maggiori dispersioni di calore. Il volume del serbatoio corrisponderà circa a 50 - 100 l/(m² superficie di collettore piano).

Negli impianti con riscaldamento ausiliare integrato nel serbatoio (per esempio un secondo scambiatore di calore oppure una serpentina elettrica) il volume in temperatura, cioè la parte di serbatoio che viene mantenuta sempre alla temperatura desiderata per l'acqua calda, viene sempre calcolato secondo il fabbisogno giornaliero di acqua calda. Dovrebbe aggirarsi sui 20 l/persona.

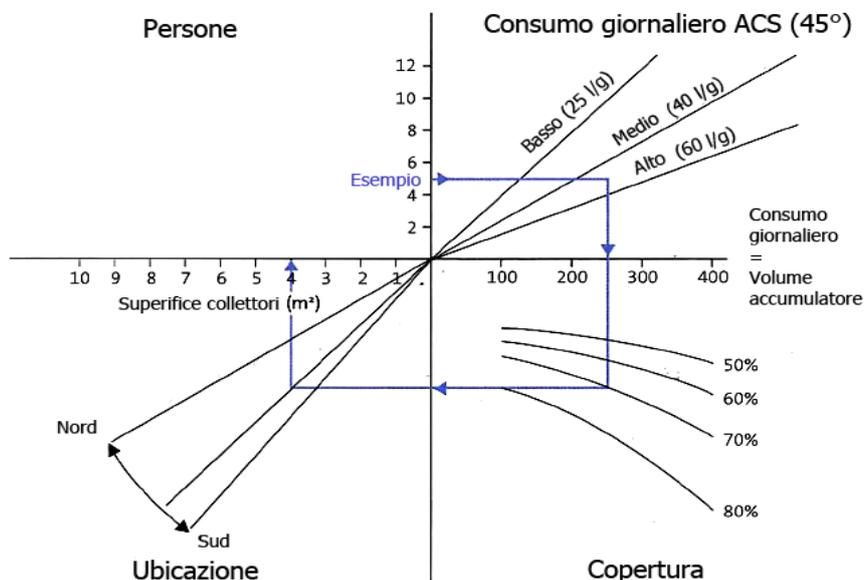
Quando si effettua il dimensionamento di grandi impianti, bisogna calcolare il volume da tenere in temperatura (spesso si tratta di un secondo serbatoio più piccolo) tenendo conto anche della potenza della caldaia.

10.4 NOMOGRAMMA

Un semplice dimensionamento di massima può essere eseguito mediante l'utilizzo di nomogrammi, come quello riportato nella figura seguente.

Noto il numero di persone e la tipologia di consumo giornaliero di ACS si ricava il consumo complessivo di ACS e quindi il volume dell'accumulatore, definita la copertura di energia da fonte solare e la posizione geografica dell'impianto si ottiene così una stima della superficie di collettori necessaria.

L'utilizzo di differenti tipologie di collettori e l'angolo di azimut e tilt propri di ogni località, così come gli eventuali ombreggiamenti presenti andranno ad intaccare la validità della stima effettuata.



11 IMPIANTO SOLARE TERMICO A TORINO – 100 M²

11.1 DESCRIZIONE

Si tratta di un impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria al servizio di un Collegio Universitario, in Torino. L'impianto è stato inserito nel progetto europeo Solarge⁴.

I motivi che hanno condotto alla scelta di installare l'impianto sono numerosi:

- Elevato fabbisogno termico (185 studenti abitano nel collegio);
- Disponibilità di sussidi regionali;
- L'università è situata nei pressi del collegio; entrambi gli enti hanno dimostrato interesse per l'impianto;
- Disponibilità di uno studio approfondito (tesi di laurea).

L'impianto solare termico sarà meta di visite di studio organizzate per studenti e interessati.

EDIFICIO

Tipo di edificio:

collegio universitario

⁴ <http://www.solarge.org/index.php?id=13>

Numero di utenti/appartamenti/piani:	185 ab.
Anno di costruzione:	1961
Superficie riscaldata:	5858 m ²
Consumo di acqua sanitaria:	2150 m ³ /a
Consumo energetico complessivo per riscaldamento dopo l'installazione dell'impianto solare:	92500 kWh/a (acs)

CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO

Anno di costruzione	2007
Tipo di collettori	Collettori piani
Potenza termica	70 kW _{termici}
Superficie di apertura del campo collettori*	101 m ²
Accumulo tampone	4 m ³
Accumulo acs	2 m ³
Potenza complessiva delle caldaie	1096 kW
Sistema di riscaldamento acs	Centralizzato
Sistema di riscaldamento ambienti	Centralizzato

*Superficie di apertura = superficie del vetro frontale

COSTI

Costo complessivo dell'impianto solare	89800 €
Costo/superficie lorda del campo collettori	816 €/m ²
Sussidi	40 %

PRESTAZIONI

Resa energia solare**	50000 kWh/a
Riduzione di energia finale***	60000 kWh/a
Emissioni di CO₂ evitate	13,8 tCO ₂ /a
Garanzia dei risultati solari	sì

** misurata a valle del sebratoio

*** riferita alla resa solare

11.2 ASPETTI INNOVATIVI DELL'IMPIANTO

IMPIANTO LARGE SCALE:

La superficie complessiva dei pannelli di 110 m² è realizzata mediante l'utilizzo di collettori solari di dimensione 7x2 m, per una superficie pari a 14 m² (singolo collettore), l'utilizzo di pannelli pre assemblati consente una maggiore rapidità di installazione e la realizzazione di limitate connessioni idrauliche in cantiere. Il telaio dei pannelli è in legno, permettendo una riduzione del costo e un facile smaltimento a fine vita.



La circolazione del fluido termovettore avviene secondo i principi del Low-flow (15 l/mq h), il circolatore solare è alimentato direttamente da un impianto fotovoltaico dedicato; è presente un sistema di monitoraggio delle prestazioni; i dati istantanei di funzionamento sono visualizzati agli abitanti del collegio tramite un display posto all'ingresso.

INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA COMPLETA

La realizzazione del piano dei collettori è stata effettuata in aderenza alla falda della copertura, riducendo in questo modo la sopraelevazione rispetto al piano originale del tetto.

Un faldale in lamiera è stato inserito fra i collettori e lungo tutto l'aera perimetrale per completare l'integrazione con la copertura di coppi presente.



12 NORMATIVA ITALIANA

La legislazione italiana prevede l'obbligo di installazione di impianti solari termici in edifici pubblici fin dalla Legge 10/91.

I recenti decreti per il contenimento dei consumi negli edifici pubblici (Dlgs 311/2006, in attuazione della direttiva 2002/91/CE), sanciscono l'obbligo del soddisfacimento di una quota non minore del 50% dei fabbisogni energetici per la preparazione di acqua calda sanitaria. In Regione Piemonte l'obbligo è aumentato al 60% (D.G.R. 46-11968).

Le norme vigenti per il calcolo dei fabbisogni energetici sono: UNI 11300-1 e UNI 11300-4 (in fase di inchiesta pubblica), per il calcolo della produzione.

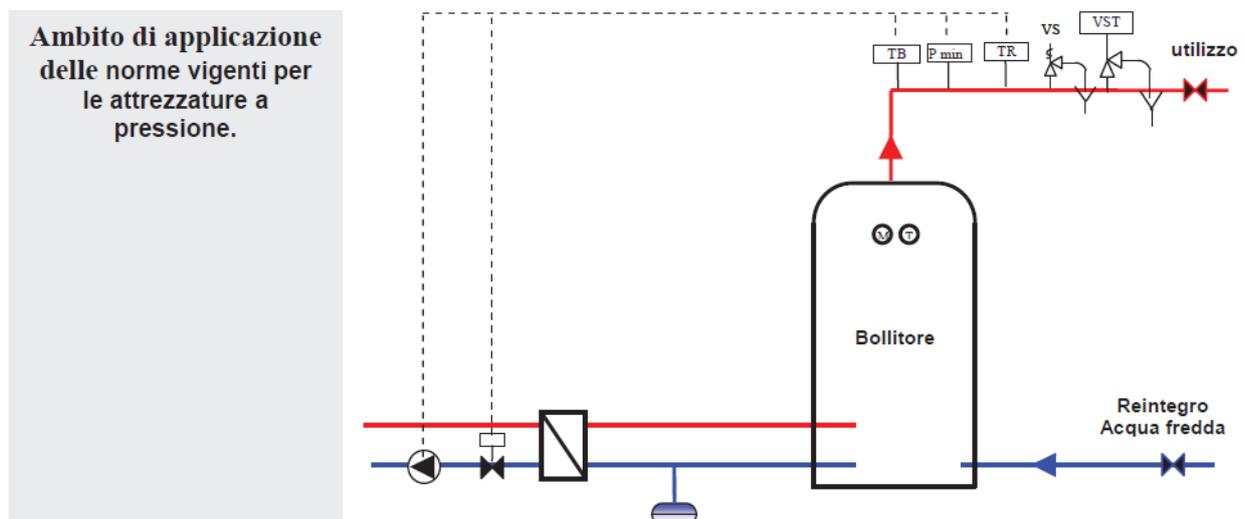
Le prestazioni dei collettori solari termici ed i metodi di misura sono riportati nelle EN 12975-1, 12976-1, 12977-1.

I dati per il calcolo dell'energia incidente sono riportati nella UNI 10349. Si possono utilizzare anche altre sorgenti di dati: Atlante solare ENEA, Atlante Europeo della Radiazione solare, e siti web.

Il calcolo dell'irraggiamento su varie superfici può essere condotto in base a quanto indicato nella norma UNI/TR 11328 (che sostituisce la UNI 8477).

Recentemente anche l'ISPESL si è occupata di impianti solari termici, pubblicando la nuova Raccolta R: regolamentazione tecnica sugli impianti di riscaldamento ad acqua calda, in cui sono inseriti alcuni schemi illustrativi dei sistemi di sicurezza da prevedere negli impianti solari:

Si riporta d'esempio lo schema, fornito nel documento pubblicato da ISPESL, relativo ad un impianto semplice con scambiatore esterno.



Fonti

Le immagini di questo capitolo sono tratte da:

pag 5 www.u-point.it

pag 8 Calore di processo dal sole - Esempi di applicazione sul territorio italiano - Riccardo Battisti

pag 9.1 9.2 9.3 9.4 Solar Heat for Industrial Processes - AEE INTEC

pag 10.1 archiproducts.com

pag 10.2 pss-solar.com

pag 10.3 www.paradigmaitalia.it

pag 11.1 www.energia-oczyszczajne.com.pl

pag 11.2 www.puntosienenergia.it

pag 11.3 immagine a cura degli autori

pag 12.1 Manuale - Instalaciones solares termicas

pag 15.1 Manuale - Instalaciones solares termicas

pag 15.2 i00.i.aliimg.com

pag 16.1 www.jrsolar.co.za

pag 16.2 www.energiealternative.org

pag 18.1 Rielaborazione immagine Prof. Fracastoro

pag 20.1 immagine a cura degli autori

pag 21.1 immagine a cura degli autori

pag 21.2 immagine a cura degli autori

pag 22.1 <http://192.107.92.31> - Usability laboratory

pag 22.2 <http://192.107.92.31> - Usability laboratory

pag 24.1 24.2 foto a cura degli autori

pag 25.1 foto a cura degli autori

pag 26.1 www.alusic.com

pag 26.2 26.3 foto a cura degli autori

pag 27.1 27.2 27.3 27.4 foto a cura degli autori

pag 28.1 28.2 28.3 28.4 foto a cura degli autori

pag 29.1 29.2 29.3 foto a cura degli autori

pag 30.1 30.2 30.3 30.4 foto a cura degli autori

pag 31.1 Solar Thermal Markets in Europe - ESTIF

pag 32.1 32.2 Solar Thermal Markets in Europe - ESTIF

pag 31.1 Solar Thermal Markets in Europe - ESTIF

pag 34.1 Manuale per i progettisti - Sonnenkraft

pag 34.2 Guide Solaire & Habitat - Persil

pag 35.1 immagine a cura degli autori

pag 37.1 37.2 foto a cura degli autori

pag 38.1 Raccolta R - ISPESL