

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Edile / Architettura

Corso di Laurea in Ingegneria dei Sistemi Edilizi



FACCIAE VENTILATE FOTOVOLTAICHE: ANALISI QUALITATIVA DI DATI SPERIMENTALI SU FUNZIONAMENTO ENERGETICO E COMPORTAMENTO TERMICO

Relatore:

Prof. Ing. Paolo RIGONE

Correlatore:

Prof. Arch. Ezio ARLATI

Tesi di laurea di:

Diego PELUSO

Matricola 783499

Anno Accademico 2012/2013





Abstract

L'argomento del presente elaborato è il risultato di uno stage svolto presso l'azienda Energy Glass di Cantù e analizza qualitativamente i dati relativi al monitoraggio dei parametri caratteristici della facciata ventilata fotovoltaica dell'azienda Aderma Locatelli situata a Turate. La facciata è composta da 4 diversi tipi di isolanti e con differenti rivestimenti. In particolare è rivestita da pannelli fotovoltaici, che si differenziano per materiale, per colore e per tipo di cella. Le facciate analizzate sono orientate verso Sud e verso Est. La facciata Sud è monitorata con sensori che rilevano: le temperature dei diversi tipi di pannelli, le temperature dell'intercapedine nelle diverse posizioni, le temperature sia sulla faccia esterna e sia su quella interna dei diversi tipi di isolante, le temperature all'interno della muratura e la velocità dell'aria nell'intercapedine, alla base e alla sommità dell'edificio. L'analisi è stata effettuata in particolare per 3 settimane, rispettivamente nei mesi di novembre 2012, gennaio 2013 e giugno 2013. Sono stati analizzati i dati relativi alla produzione elettrica dei diversi pannelli e sono state elaborate considerazioni su quali soluzioni fossero le più efficienti. Sono stati analizzati i dati riguardanti le diverse temperature e infine sono state svolte considerazioni sulla velocità dell'aria. Purtroppo, essendo ancora il sistema in fase di sviluppo, non sono state poche le difficoltà affrontate, soprattutto a causa di problemi elettrici che hanno impedito il completo monitoraggio della facciata. In particolare, gli scarsi dati rilevati per la velocità dell'aria nell'intercapedine, non hanno permesso di effettuare valutazioni più specifiche sull'effetto della stessa sui pannelli fotovoltaici.



Indice

1	Il fotovoltaico.....	7
1.1	Principio di funzionamento	7
1.2	Celle fotovoltaiche.....	10
1.2.1	Il silicio Cristallino.....	10
1.2.2	Il Silicio Amorfo	11
1.3	Funzionamento cella fotovoltaica	13
1.4	Il modulo fotovoltaico	16
1.5	Il sistema fotovoltaico	19
1.6	Componentistica impianti	20
1.6.1	Il generatore.....	20
1.6.2	Inverter.....	22
1.7	Influenza degli agenti esterni	25
1.7.1	Radiazione solare	25
1.7.2	Ombreggiamento	27
1.7.3	Temperatura	27
1.7.4	Ventilazione	28
1.7.5	Imbrattamento.....	29
1.8	Integrazione edilizia dei sistemi fotovoltaici.....	29
1.8.1	Applicazione indipendente	31
1.8.2	Applicazione per sovrapposizione	31
1.8.3	Applicazione per integrazione	32
2	Pareti ventilate	37



2.1	Comportamento all'acqua.....	37
2.2	Comportamento termoenergetico.....	38
2.3	Isolamento acustico	39
2.4	Modalità di messa in opera	39
2.5	Comportamento al fuoco	40
3	Aderma	41
3.1	Montaggio facciata ventilata.....	43
3.2	Isolanti	51
3.2.1	Sirap	52
3.2.2	Rockwool.....	53
3.2.3	Foamglas	57
3.3	Vetri fotovoltaici.....	60
3.3.1	Vetri fotovoltaici Energy Glass	62
3.3.2	Vetri fotovoltaici System Photonics.....	68
3.3.3	Silicio Amorfo	69
3.4	Lastre Mariotti.....	71
3.5	Inverter.....	72
3.6	Sensori.....	75
4	Produzione energia elettrica	77
4.1	La potenza nominale di picco.....	77
4.2	Dati excel	78
4.2.1	Dal 17 al 23 giugno 2013.....	79
4.2.2	Dal 19 al 25 novembre 2012	84



4.2.3	Dal 21 al 27 gennaio 2013.....	87
5	Sensori di temperatura.....	90
5.1	Dal 21 al 27 Gennaio 2013	90
5.1.1	Differenze temperature T1, T2, T3 e T4 nei diversi giorni della settimana.....	90
5.1.2	Differenze di temperatura dei diversi pannelli fotovoltaici.....	92
5.1.3	Differenze Temperature T2 e T3.....	93
5.2	Dal 17 al 23 Giugno 2013	102
5.2.1	Differenze temperature T1, T2, T3 e T4 nei diversi giorni della settimana.....	102
6	Velocità aria	105
6.1	Comportamento dell'aria nell'intercapedine.....	105
6.2	22 Giugno 2013	105
6.3	20 Giugno 2013	107
6.4	Velocità aria fascia 8.....	109
7	Conclusioni.....	111
7.1	Silicio cristallino e silicio amorfo	111
7.2	Pannelli con fondo chiaro e fondo scuro	111
7.3	Rendimento estivo e invernale pannelli fotovoltaici	111
7.4	Influenza velocità dell'aria nell'intercapedine sui pannelli.....	112



1 Il fotovoltaico

Si rende necessario evidenziare che l'estensore del presente elaborato ha svolto uno stage della durata di cinque mesi presso l'Azienda Energy Glass che si occupa della realizzazione dei vetri strutturali fotovoltaici. La parte riguardante il fotovoltaico riportata nella presente tesi ed in particolare l'analisi della composizione dei vetri strutturali, di cui si tratta nei capitoli successivi, è stata sviluppata nel corso del predetto stage.

1.1 Principio di funzionamento

L'effetto fotovoltaico consiste nella trasformazione diretta e istantanea dell'energia solare in energia elettrica senza l'utilizzo di alcun combustibile. Questo processo è reso possibile grazie alle proprietà fisiche di alcuni particolari elementi definiti, semiconduttori, che opportunamente "drogati" generano elettricità se esposti alla radiazione solare. Per semiconduttore si intende una sostanza elementare o composta, inorganica oppure organica, cristallina, la cui resistività è intermedia tra quella dei metalli (conduttori) e quella degli isolanti. Nei materiali isolanti, gli elettroni di valenza non si possono allontanare dall'atomo; sono cioè bloccati nella banda di valenza e non possono passare nella banda di conduzione. Nei materiali conduttori, gli elettroni di valenza sono liberi di muoversi e il loro movimento, provocato da un campo elettrico, dà origine alla corrente elettrica; le bande di valenza e di conduzione sono sovrapposte. L'elemento di base della tecnologia fotovoltaica è rappresentato dalla cella, una porzione piana di materiale semiconduttore, di spessore estremamente ridotto, circa 0,3 mm e superficie compresa tra i 100 e i 225 cm², cui vengono applicati dei contatti elettrici. Nei materiali semiconduttori, gli elettroni di valenza non si possono muovere, ma è piccola la differenza energetica tra la banda di valenza e quella di conduzione, così gli elettroni possono passare con facilità nella banda di conduzione, ma solo se ricevono energia dall'esterno. L'energia necessaria all'elettrone di un semiconduttore per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione può essere fornita dalla luce (effetto fotoelettrico). Esposta alla luce, la cella è in grado di produrre direttamente energia elettrica in corrente continua, sfruttando il fenomeno fisico dell'interazione delle particelle di energia che

compongono la radiazione solare, i fotoni, con gli elettroni di valenza degli elementi semiconduttori usati per la realizzazione della cella stessa. A seguito dell'effetto fotoelettrico un semiconduttore diventa conduttore, per diventare un generatore elettrico deve ricorrere alla giunzione P-N. Il silicio ha 4 elettroni, se si "doga" con una sostanza che ha 5 elettroni, si rende disponibile un elettrone di conduzione; si forma quindi un eccesso di elettroni e quindi si dice che il silicio è stato drogato negativamente (N). Se si "doga" con una sostanza che ha 3 elettroni invece si ha una mancanza di elettroni che prende il nome di lacuna.; in questo caso si dice che il semiconduttore è drogato positivamente (P).

Silicio drogato

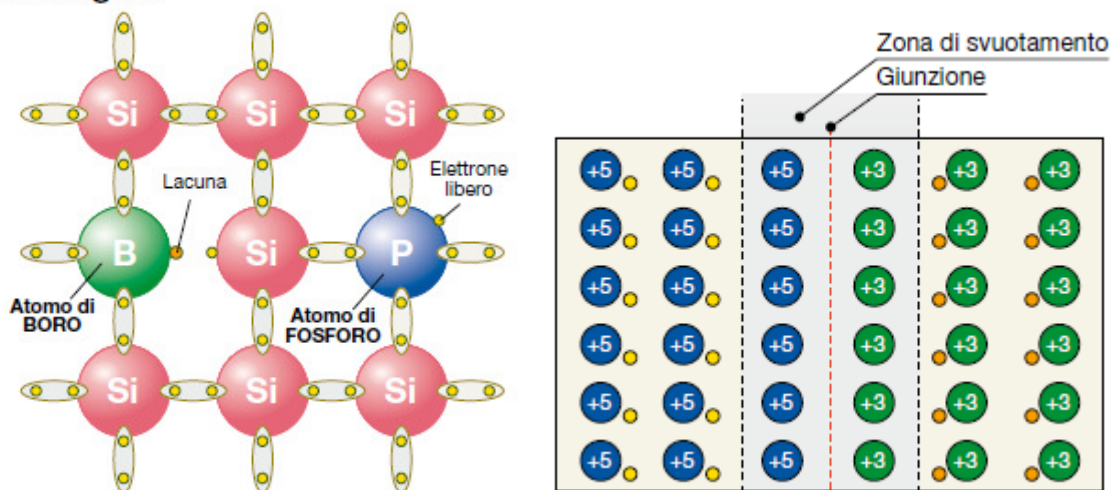


Figura 1.1 La cella fotovoltaica

Se un semiconduttore P viene messo a contatto con un semiconduttore N, si forma la giunzione P-N. La regione tipo N ha un eccesso di elettroni, la regione tipo P ha un eccesso di lacune. Nella giunzione P-N, gli elettroni tendono a diffondersi naturalmente dalla regione ad alta densità di elettroni (N) alla regione a bassa densità di elettroni (P), creando un accumulo di elettroni nella regione P. Un fenomeno simmetrico avviene per le lacune, con un accumulo di carica positiva nella regione N. A ridosso della giunzione si stabilisce un campo elettrico E_i interno alla giunzione, che si

oppone alla ulteriore naturale diffusione delle cariche una volta raggiunta una situazione di equilibrio. Se si applica dall'esterno una tensione U , la giunzione permette il passaggio di corrente in un senso solo, funziona cioè da diodo. Quando la giunzione P-N viene investita dalla luce, questa fornisce agli elettroni l'energia sufficiente per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione; l'elettrone passando nella banda di conduzione determina una lacuna. Le cariche elettriche sono messe in movimento dalla differenza di potenziale presente nella giunzione P-N. Ecco dunque il generatore fotovoltaico: la tensione dovuta alla giunzione P-N mette in movimento le cariche elettriche (corrente) prodotte nel semiconduttore dall'effetto fotoelettrico. La cella fotovoltaica non è altro che una giunzione P-N di silicio. La zona di silicio che contribuisce a fornire la corrente è quella circostante la giunzione P-N; nelle zone lontane si formano le cariche elettriche, ma manca il campo elettrico che le mette in movimento e in buona parte si ricombinano. Importante quindi è la dimensione della cella: maggiore è la superficie e più grande è la corrente.

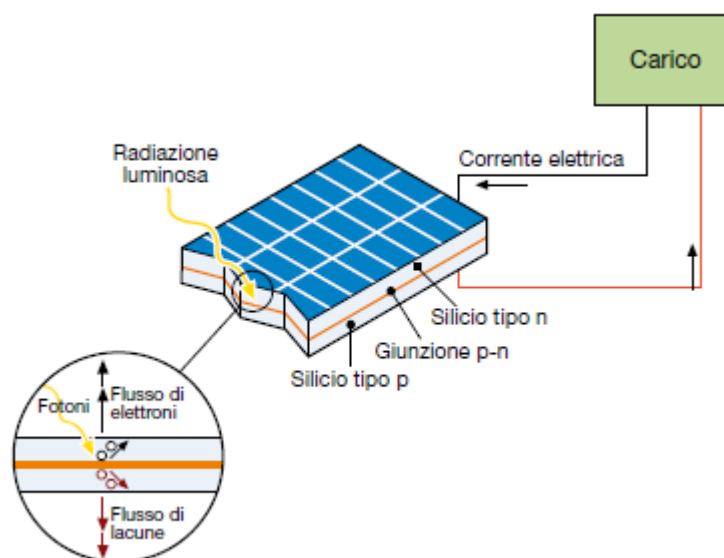


Figura 1.2 Funzionamento della cella fotovoltaica



1.2 Celle fotovoltaiche

1.2.1 Il silicio Cristallino

Il silicio, che rappresenta uno degli elementi più diffusi sulla terra, è il materiale semiconduttore più comunemente impiegato nella realizzazione di celle fotovoltaiche. Offre le migliori prestazioni in termini di rapporto qualità/costo. La sua facile reperibilità, inoltre, ne costituisce un ulteriore incentivo all'utilizzo, anche se si riscontrano ancora costi di produzione piuttosto elevati, associati soprattutto ai trattamenti in fabbrica del materiale. Per essere sfruttato deve essere caratterizzato da un'adeguata struttura molecolare, che può essere monocristallina, policristallina o amorfa, nonché da un elevato grado di purezza, intesa come assenza di sostanze estranee, entrambe proprietà non presenti nell'elemento allo stato grezzo. Le differenti configurazioni molecolari sono determinate dalla disposizione degli atomi dell'elemento: nella struttura monocristallina, gli atomi sono orientati nello stesso verso e legati uniformemente tra loro; in quella policristallina gli atomi si presentano aggregati in piccoli grani monocristallini orientati in modo casuale; nella struttura amorfa, gli atomi sono orientati in modo casuale, come in un liquido, pur conservando le qualità tipiche dei solidi. Si parla di silicio monocristallino se la dimensione in sezione dei grani di cristallo è superiore ai 10 cm; silicio multi cristallino per grani da un 1 mm a 10 cm; silicio policristallino per grani da 1 μm a 1 mm; silicio microcristallino per grani inferiori a 1 μm . La tipica cella fotovoltaica prodotta industrialmente è costituita principalmente da una sottile fetta di silicio mono o poli cristallino, di spessore pari a circa 0,3 mm, di forma circolare o quadrata, con un'area di circa 100-200 cm^2 e peso di alcuni grammi. Durante la prima fase di produzione delle celle viene effettuata sui wafer di base una prima operazione di drogaggio, consistente nella diffusione di atomi di boro al suo interno. Ottenute in questo modo delle fette di tipo p, si pratica su di esse una seconda operazione di diffusione, questa volta con fosforo e per uno strato molto sottile che diviene di tipo n. Le operazioni di diffusione vengono svolte in appositi forni a elevate temperature. In base alla permanenza delle fette di silicio nei forni di diffusione, si regolano la concentrazione e la profondità di penetrazione degli atomi dei droganti. Una volta ottenuta la giunzione p-n, il componente basilare della cella è stato realizzato. A questo punto bisogna disporre elettrodi in



grado di raccogliere e convogliare all'esterno la corrente generata. Vengono allora applicati dei contatti elettrici metallici tramite un processo di serigrafia o di evaporazione sottovuoto. Sulla parte superiore della cella, cioè sullo strato n che verrà esposto alla luce, si colloca una sottile griglia, la cui conformazione è studiata in maniera tale da ottimizzare il rapporto tra la trasparenza alla radiazione incidente e la capacità di raccogliere la corrente elettrica generata, e, inoltre, da ridurre la resistenza all'interfaccia con lo strato semiconduttore. L'altro contatto che viene posizionato sul lato inferiore, non dovendo essere esposto alla radiazione, viene esteso a tutta la superficie della cella. Quest'ultimo collegato con il precedente, realizza un ponte verso un circuito esterno, attraverso il quale fluisce la corrente generata. La faccia anteriore della cella può inoltre essere sottoposta a un particolare trattamento al fine di rendere minima la quantità di luce riflessa e facilitare così l'assorbimento della radiazione solare che sarà poi convertita in elettricità. Questo effetto si ottiene di solito deponendo sulla cella un sottile strato di materiale dielettrico dotato di opportune proprietà ottiche, andando a costituire il cosiddetto ARC (antireflection coating, rivestimento antiriflettente). Generalmente si impiega l'ossido di titanio, al quale viene spesso associato un attacco chimico di microincisione, che conferisce allo strato superficiale della cella una struttura "a piramide". In seguito a questi trattamenti, la cella assume la caratteristica colorazione blu scura o nera, e presenta un coefficiente di assorbimento relativo allo spettro solare molto elevato, prossimo all'unità. L'assorbimento della radiazione può essere ulteriormente aumentato rendendo riflettente il contatto posto sul retro della cella. In questo modo i fotoni che tenderebbero ad attraversare il dispositivo rimbalzano indietro verso gli strati interni. Combinando l'elevata assorbanza anteriore con la riflettanza posteriore si va, in sostanza, a intrappolare la luce incidente, migliorando le prestazioni complessive del dispositivo e compensando il normalmente basso coefficiente di assorbimento del silicio.

1.2.2 Il Silicio Amorfo

Il silicio amorfo differisce sensibilmente nelle caratteristiche strutturali e nelle proprietà elettroniche dal silicio cristallino. Gli atomi di silicio sono aggregati secondo vincoli variabili e spesso incompleti cosicché la struttura della materia si presenta irregolare. L'incorporazione di



atomi di idrogeno nel silicio amorfo migliora notevolmente le qualità ai fini della conversione fotovoltaica. L'idrogeno, infatti, è in grado di determinare gran parte dei legami covalenti non saturati che gli atomi di silicio presentano nella struttura amorfa. In campo fotovoltaico, si utilizza sostanzialmente silicio amorfo idrogenato. L'elevato coefficiente di assorbimento della radiazione solare, il consumo di materiale molto limitato dovuto alla deposizione in film sottili e la relativa economicità dei processi produttivi, fanno del silicio amorfo un materiale particolarmente adatto alla realizzazione di celle fotovoltaiche. A ciò si deve aggiungere la possibilità di fabbricare con un solo processo un intero modulo fotovoltaico di area uguale o anche superiore al metro quadro, eliminando le fasi intermedie di fabbricazione delle celle singole e del loro successivo collegamento elettrico. La configurazione più semplice per la cella al silicio amorfo è del tipo a giunzione singola, differenti. Il primo viene drogato pesantemente con boro ed è quindi di tipo p; il secondo è di tipo intrinseco, cioè contiene solo il numero esatto di elettroni per riempire la banda di valenza e presenta la banda di conduzione vuota; il terzo viene drogato leggermente con fosforo e diviene di tipo n. I 2 strati esterni drogati costituiscono la giunzione a semiconduttore e generano il campo elettrico, mentre lo strato intermedio assolve principalmente alla funzione di assorbitore della radiazione solare. La cella vera e propria è configurata come segue:

- Uno strato di vetro o di materiale trasparente, dotato di buone caratteristiche di trasmissione della radiazione solare;
- Una pellicola sottilissima di materiale conduttore e trasparente, che costituirà il contatto elettrico anteriore e può essere trattato allo scopo di aumentarne il coefficiente di assorbimento e trasmissione della radiazione incidente;
- Stratificazione di silicio amorfo
- Un contatto posteriore formato da un metallo con buone caratteristiche di conduzione elettrica e di riflessione, capace, oltre che fungere da elettrodo, di far rimbalzare indietro verso la cella quella porzione di radiazione che l'ha attraversata senza essere convertita. In alternativa, per la realizzazione di celle semitrasparenti, si può usare una pellicola analoga a quella anteriore.

1.3 Funzionamento cella fotovoltaica

Quando viene investita da un fascio luminoso, e in particolar modo dalla radiazione solare, una cella fotovoltaica diviene un generatore di corrente continua, il cui comportamento può essere descritto attraverso le curve di caratteristica tensione-corrente, che consentono di individuare il punto di esercizio della cella in relazione ai valori di tensione e di intensità di corrente prodotta.

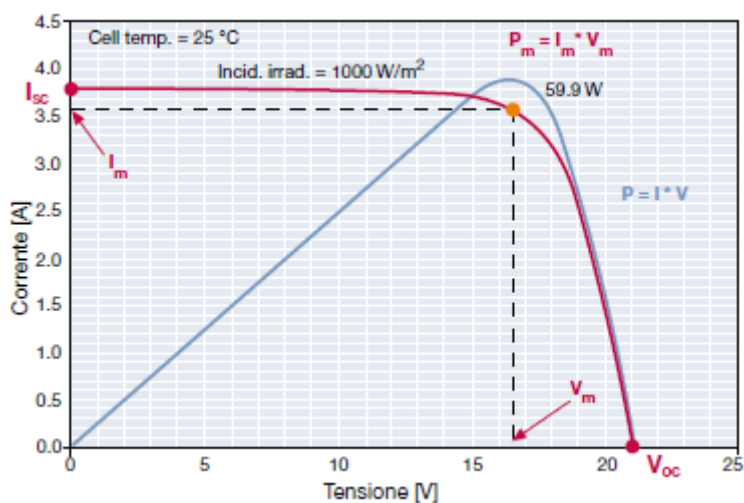


Figura 1.3 Diagramma tensione-corrente

Tali curve sono tracciate tra i 2 valori massimi di intensità di corto circuito I_{sc} e di tensione a circuito aperto V_{oc} e rappresentano il luogo dei punti in cui a una coppia di valori I e V , corrisponde un determinato valore della potenza P erogata. Nelle due condizioni precedenti la potenza elettrica prodotta dal modulo è nulla, mentre in tutte le altre condizioni, all'aumentare della tensione aumenta la potenza prodotta, raggiungendo dapprima il punto di massima potenza (P_m) e poi diminuendo repentinamente in prossimità della tensione a vuoto. Pertanto i dati caratteristici di un modulo fotovoltaico si riassumono in:

- I_{sc} corrente di corto circuito;
- V_{oc} tensione a vuoto;



- P_m potenza massima prodotta in condizioni standard (STC);
- I_m corrente prodotta nel punto di massima potenza;
- V_m tensione nel punto di massima potenza;
- FF fattore di riempimento: è un parametro che determina la forma della curva caratteristica V-I ed e il rapporto tra la potenza massima ed il prodotto ($V_{oc} \times I_{sc}$) della tensione a vuoto per la corrente di corto circuito.

La curva caratteristica di una specifica cella fotovoltaica posta in un particolare contesto dipende, sostanzialmente, da 3 variabili fondamentali: intensità della radiazione incidente su di essa, temperatura alla giunzione e area della cella stessa. Il valore dell'irraggiamento solare influenza l'intensità della corrente di corto circuito della cella in maniera direttamente proporzionale. Al crescere dell'intensità dell'energia elettromagnetica incidente compresa nello spettro di conversione, infatti si verifica parallelamente un aumento del flusso di elettroni da uno strato all'altro della cella. La tensione a vuoto, è influenzata in minima parte dalla radiazione e non dipende dall'estensione della cella, bensì dalle peculiarità del materiale con cui essa è realizzata e dalla temperatura a cui si trova. Si riscontra una relazione di proporzionalità inversa, secondo cui la diminuzione della tensione a vuoto è connessa al crescere della temperatura della cella. Prove di laboratorio, eseguite con differenti condizioni di irraggiamento e temperatura delle celle hanno dimostrato come sussista una relazione praticamente lineare tra l'aumento di temperatura alla giunzione e la diminuzione della tensione, secondo un coefficiente di proporzionalità (definito β). Queste considerazioni valgono per il silicio cristallino, per le celle in silicio amorfo invece, la dipendenza efficienza-temperatura è molto meno accentuata, anzi si potrebbe registrare un aumento di efficienza associato all'aumento di temperatura. La temperatura, condiziona solo leggermente il valore della corrente di corto circuito, mentre la dipendenza della tensione dal livello termico costituisce un parametro da non sottovalutare. L'area della cella, infine, non influenza come si è già visto il valore della tensione, ma esiste invece una sua proporzionalità



diretta con la corrente generata. In condizioni di corto circuito la corrente prodotta è massima mentre in condizioni di circuito aperto è massima la tensione. $P = V \times I$

P è la potenza erogata dalla cella [W]

V è la differenza di potenziale [V]

I è l'intensità della corrente [I]

La potenza aumenta con la tensione, raggiungendo un massimo e diminuendo in prossimità della V_{OC} . La potenza massima estraibile dalla cella in condizioni di illuminazione e temperatura predefinite, viene misurata in W_p (watt di picco). Si è convenuto internazionalmente di fissare, come condizioni di riferimento, una temperatura alla giunzione di $25^\circ C$, un irradianza di $1000 W/m^2$ con incidenza normale rispetto al piano della cella e uno spettro della radiazione solare pari a quello riscontrabile in condizioni di AM 1,5, dato che esprime lo spessore dell'atmosfera. AM 1,5 è il valore medio riscontrabile a una latitudine di 45° . L'insieme di questi 3 parametri individua una particolare situazione, identificata con la sigla STC, cioè standard test conditions, e consente di paragonare tra loro le prestazioni di diversi componenti, indipendentemente dalle specifiche condizioni del sito in cui andranno ad operare. L'efficienza di una cella fotovoltaica può essere definita come il rapporto tra la potenza massima da essa erogata e la radiazione intercettata dalla sua superficie, in determinate condizioni di temperatura e spettro solare. Ne risulta che il suo valore può subire continue variazioni al mutare della situazione al contorno. Per avere dei precisi termini di riferimento si definisce l'efficienza nominale, misurata in STC e data dalla formula: $\eta_{cella} = P_{cella} / (I_{STC} \times A_{cella})$

η_{cella} indica l'efficienza nominale della cella

P_{cella} è la massima potenza erogabile dalla cella in STC [W_p]

I_{STC} indica l'irradianza in standard test conditions, pari a $1000 W/m^2$

A_{cella} rappresenta l'area della cella [m^2]



La potenza della cella in STC viene definita comunemente potenza nominale P_n o anche potenza di picco, in quanto rappresenta, in sostanza, un valore limite superiore. Le normali condizioni operative, infatti, sono generalmente più sfavorevoli di quelle assunte come riferimento. Non tutta l'energia solare che investe la cella viene trasformata in energia elettrica e l'efficienza di conversione varia a seconda del materiale impiegato, ma anche della configurazione del prodotto. Della radiazione incidente sulla superficie esterna, la maggior parte non partecipa alla conversione fotovoltaica, a causa della riflessione verso l'esterno oppure del livello energetico troppo elevato o insufficiente dei fotoni che la compongono. Un altro parametro importante per individuare il livello prestazionale della singola cella è rappresentato dal punto di massima potenza. La massima potenza è data dal prodotto di 2 particolari valori di tensione e intensità di corrente. $P_m = V_m \times I_m$. Tali valori, anche se vi sono prossimi, non coincidono con i valori massimi riscontrabili in quelle condizioni. Il rapporto tra il prodotto di tensione e intensità in corrispondenza del MPP e il prodotto dei valori di tensione a circuito aperto e intensità di corto circuito, misurati nelle stesse condizioni, individua un ulteriore indice qualitativo della cella, definito fattore di riempimento.

$FF = (V_m \times I_m) / (V_{oc} \times I_{sc})$ mette in relazione la Potenza massima estraibile effettivamente dalla cella con la potenza massima ideale, in realtà mai raggiungibile.

1.4 Il modulo fotovoltaico

Nel modulo o pannello fotovoltaico le celle vengono connesse in serie o in parallelo, al fine di ottimizzare la tensione e la corrente adatte per il tipo di utilizzo desiderato. Si ottiene così una struttura unica, contemporaneamente resistente e maneggevole, in grado di garantire molti anni di funzionamento anche in presenza di condizioni climatico-ambientali critiche. Uno dei parametri principali, atti a qualificare le prestazioni del modulo, è rappresentato dall'efficienza nominale di conversione della radiazione solare incidente, ricavabile dall'espressione: $\eta_{mod} = P_{mod} / (I_{STC} \times A_{mod})$

η_{mod} indica l'efficienza nominale del modulo

P_{mod} è la potenza nominale del modulo, misurata in STC [W_p]

I_{STC} indica l'irradianza in standard test conditions, pari a 1000 W/m^2

A_{mod} rappresenta l'area del modulo esposto al sole [m^2]

Se si esprime I_{STC} in kW/m^2 , e si considera che il suo valore è sempre uguale all'unità, si può scrivere semplificando: $P_{mod} = \eta_{mod} \times A_{mod}$

P_{mod} è ancora la potenza nominale del modulo in STC, ma espressa in kW_p .

Il valore dell'efficienza riferito all'intero modulo sia inferiore a quello riscontrabile nelle singole celle di qualche punto percentuale. Ciò è dovuto principalmente agli interstizi tra una cella e l'altra ed alle dispersioni nei collegamenti. Un fattore importante da considerare nell'analisi del modulo è il legame esistente tra η_{mod} e le effettive condizioni operative, come la temperatura delle celle, l'angolo di incidenza e la composizione spettrale della radiazione solare. La potenza e quindi l'efficienza nominale del modulo, vengono definite rispetto alle STC, e quindi relativamente ad una temperatura alla giunzione delle celle di 25°C . Per ogni grado superiore a questo valore, potenza ed efficienza diminuiscono secondo un certo parametro, definito coefficiente di temperatura della potenza γ . Il fenomeno vale anche al contrario, e cioè per ogni grado di temperatura inferiore ai 25° , l'efficienza aumenta del valore di γ . Per i moduli in silicio amorfo l'incremento di temperatura si traduce in un aumento di produttività. Per meglio prevedere le effettive prestazioni del modulo fotovoltaico nelle reali condizioni operative, si introduce il parametro NOCT (normal operating cell temperature), che si definisce come la temperatura delle celle nel modulo quando questo lavora in determinate condizioni scelte in modo da individuare con sufficiente approssimazione una normale condizione operativa media. In questo caso si adotta una irradianza a incidenza normale di $0,8 \text{ kW/m}^2$, uno spettro solare AM 1,5, una temperatura dell'ambiente di 20°C e una velocità del vento superiore a 1 m/s . Per moduli al silicio cristallino si ha che: $t_c = t_a + (\text{NOCT} - 20) \times \gamma / 0,8$

t_c rappresenta la temperatura delle celle [$^\circ\text{C}$]

t_a rappresenta la temperatura dell'ambiente [$^\circ\text{C}$]

I indica il valore dell'irradianza sulla superficie del modulo [kW/m^2]



Il valore della NOCT varia tra 42 e 46°C e viene indicato dal produttore. Un altro parametro che può influenzare le prestazioni del modulo è rappresentato dalla dipendenza del fattore di trasmissione luminosa τ del vetro del pannello dall'angolazione secondo la quale è investito dalla radiazione solare. All'aumentare dell'angolo di incidenza, diminuisce la quota di energia radiante che raggiunge le celle. Il coefficiente correttivo è dato dalla formula: $k_{\theta} = \tau_{\text{eff}} - \tau_n$

k_{θ} rappresenta il fattore di correzione dovuto all'angolo di incidenza della radiazione

τ_{eff} rappresenta la trasmittanza luminosa nelle effettive condizioni di soleggiamento

τ_n rappresenta la trasmittanza luminosa a incidenza normale del vetro

Il valore di k_{θ} dipende dalla posizione reciproca del sole e modulo, al fine di ottenere dati precisi, dovrebbe essere calcolato in relazione ai singoli casi specifici, tenendo conto che è soggetto a continue variazioni, dipendenti dal moto relativo dell'astro. Accettando un certo margine di imprecisione si può assumere che in un contesto quale quello italiano il valore oscilla tra 0,85 e 0,95. Anche la composizione spettrale della radiazione solare si ripercuote sulle prestazioni del modulo, incrementandole o penalizzandole a seconda del "peso" delle varie lunghezze d'onda. La loro efficacia in tal senso viene espressa tramite il parametro QE, tipico del materiale impiegato per le celle, che indica il rapporto, espresso in percentuale, tra il numero di coppie/lacuna generate e il numero di fotoni incidenti sulla regione attiva della cella, relativamente ad ogni lunghezza d'onda.

Poiché l'atmosfera svolge una funzione di filtro selettivo sull'energia solare che la attraversa, si riscontra anche una dipendenza inversamente proporzionale tra corrente generata e massa d'aria AM. Ciò si ripercuote sulla potenza erogata, che a parità di irradianza misurata, è maggiore d'estate, quando cioè, grazie al minore spessore attraversato, sono maggiori le radiazioni appartenenti alla banda del blu. Il coefficiente correttivo è dato da: $k_{\lambda} = \eta_{\lambda\text{eff}} / \eta_{\text{mod}}$

k_{λ} rappresenta il fattore di correzione spettrale



$\eta_{\lambda\text{eff}}$ rappresenta l'efficienza del modulo in condizioni analoghe alle STC per quanto riguarda gli altri parametri, ma con composizione spettrale della radiazione corrispondente a quella delle effettive condizioni operative

η_{mod} rappresenta l'efficienza del modulo in STC, misurata cioè, con una composizione spettrale della radiazione corrispondente a AM 1,5

L'esatta definizione di k_{λ} risulta complessa e difficile, quindi si può paragonare a quello di k_{θ} nelle medesime condizioni operative. L'efficienza del modulo nelle reali condizioni di impiego può essere stimata sommariamente attraverso l'espressione: $\eta_{\text{eff}} = \eta_{\text{mod}} \times k_{\gamma} \times k_{\theta} \times k_{\lambda}$

η_{eff} rappresenta l'effettiva efficienza di conversione del modulo fotovoltaico e gli altri termini hanno il significato precedentemente specificato.

1.5 Il sistema fotovoltaico

I moduli fotovoltaici, connessi tra loro in serie e/o in parallelo a seconda dei valori di intensità e di tensione desiderati, compongono il generatore fotovoltaico. Più moduli vengono collegati elettricamente in serie realizzando la cosiddetta stringa che viene collegata in parallelo con altre analoghe. L'aggregazione delle diverse stringhe costituisce il campo fotovoltaico, sinonimo del generatore. Il parametro principale atto a qualificare un impianto fotovoltaico è rappresentato dalla sua potenza nominale, o potenza di picco, intesa come la potenza che il sistema sarebbe in grado di generare nelle condizioni standard di riferimento, cioè in STC. La potenza nominale dell'impianto è data dalla somma delle potenze nominali dei moduli che la compongono, e cioè:

$$P_{\text{PV}} = \Sigma P_{\text{mod}}$$

P_{PV} esprime la potenza nominale complessiva dell'intero impianto fotovoltaico [kW_p]

P_{mod} rappresenta la potenza nominale del singolo modulo fotovoltaico [W_p]



Per definire la potenza nominale dell'intero impianto fotovoltaico si può anche procedere analogamente a quanto visto precedentemente per la singola cella: $P_{PV} = \eta_{mod} \times A_{PV} \times I_{STC}$

Il rendimento complessivo dell'intero impianto è inferiore a quello del solo generatore, a causa delle perdite di varia natura che si verificano nei diversi componenti.

1.6 Componentistica impianti

Nella classificazione degli elementi costitutivi di un impianto fotovoltaico, è possibile operare una prima suddivisione sommaria in 2 categorie principali, rappresentate dai moduli fotovoltaici da una parte e da tutta la componentistica non fotovoltaica dall'altra. Quest'ultimo raggruppamento viene definito come BOS (balance of system) ed è composto da cavi e quadri elettrici, inverter, batterie di accumulo e regolatori di carica, ma anche dalle strutture di sostegno e di ancoraggio.

1.6.1 Il generatore

Il cuore del sistema è rappresentato dal generatore, o campo fotovoltaico. Esso è costituito dall'insieme dei moduli che convertono in energia elettrica la radiazione solare intercettata, sotto forma di corrente continua. Analogamente a quanto detto per cella e modulo, le caratteristiche del generatore si possono definire attraverso 2 parametri elettrici principali: la potenza nominale, P_{PV} oppure P_n , e cioè la potenza erogata in condizioni standard dall'insieme dei pannelli interconnessi tra loro, e la tensione nominale V_n , cioè la tensione alla quale viene erogata la potenza nominale. La scelta del valore di V_n condiziona in maniera significativa la configurazione dell'impianto, che per tensioni di esercizio basse necessita di una maggiore sezione dei cavi e di organi di manovra più costosi, mentre per tensioni elevate deve prevedere dispositivi di protezione più dispendiosi. I valori desiderati di potenza e tensione si ottengono a seconda del numero e delle modalità di collegamento serie-parallelo dei moduli fotovoltaici. La configurazione tipica del generatore si basa sul collegamento in parallelo di stringhe di moduli, ottenute mettendo in serie un numero opportuno di moduli o di gruppi di moduli connessi in parallelo tra loro. Il collegamento in serie all'interno delle stringhe fornisce il valore voluto di tensione, a



seconda del numero di moduli impiegati, mentre il numero di stringhe collegate in parallelo determina la corrente di lavoro. La combinazione di questi 2 parametri, infine individua la potenza complessiva del campo. Generalmente il parallelo delle stringhe viene generato all'interno dell'inverter.

I cablaggi connettono tra loro le varie parti dell'impianto. Poiché quest'ultimo è pensato e progettato per operare in ambiente esterno nell'arco di un ciclo di vita di circa 25 anni, i cavi devono essere adeguati a resistere a sollecitazioni quali la prolungata esposizione all'azione dei raggi ultravioletti, sbalzi di temperatura, umidità, gelo, ecc. Il retro dei moduli, dove spesso vengono fatti passare i collegamenti, può raggiungere temperature piuttosto elevate, che potrebbero danneggiare le guarnizioni. Nella maggior parte dei casi, i cavi sono dotati di un doppio isolamento, che oltre a evitare problemi di fughe di corrente e contatti diretti e indiretti, deve essere resistente nel tempo all'azione dei raggi UV e degli altri agenti atmosferici.

Le connessioni elettriche nel generatore, devono essere progettate in previsione del loro utilizzo prolungato in ambiente esterno. Devono consentire un agevole e rapida manutenzione dei dispositivi e, quando necessario, l'asportazione e la sostituzione dei moduli.

Durante il periodo di funzionamento del generatore, possono presentarsi particolari situazioni che deviano le condizioni operative da quelle normali, con pericolo di danneggiamento delle apparecchiature. In particolare, una cella connessa in serie ad altre, se smette di lavorare nelle normali condizioni operative, con conseguente diminuzione della corrente prodotta, può dar vita al cosiddetto effetto hot spot. La cella si comporta come un carico, surriscaldandosi. Questa eventualità implica 2 conseguenze: innanzitutto l'intera serie viene condizionata dall'intensità di corrente più bassa con conseguente riduzione dell'efficienza complessiva di tutto l'impianto, in secondo luogo l'aumento di temperatura cui si è accennato può arrivare a rendere inservibile la cella, e quindi l'intero modulo. Alcuni diodi inseriti nell'impianto servono a evitare questi e altri inconvenienti.



Come già detto il campo fotovoltaico, è un generatore di elettricità in corrente continua, la cui caratteristica tensione-corrente varia in continuazione in relazione soprattutto alle condizioni di irraggiamento solare e temperatura dei moduli. I carichi applicati presentano nella pratica caratteristiche più omogenee nel tempo e richiedono elettricità in corrente alternata a un valore costante della tensione in uscita dal generatore stesso. Per il corretto funzionamento dell'impianto, diviene dunque necessario ricorrere ad un apparecchiatura capace di stabilizzarne e ottimizzarne le prestazioni. Si impiega quindi un sistema di controllo e condizionamento della potenza, composto da regolatore di carica. Inverter e dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza.

In ogni istante in cui il generatore fotovoltaico è operativo, esiste un particolare punto della caratteristica tensione-corrente che corrisponde alla massima potenza estraibile in quel momento, in relazione alle condizioni di soleggiamento e temperatura dei moduli. Naturalmente, questo punto continua a variare nel tempo, influenzando sulla produttività dell'impianto. Allo scopo di massimizzare il rendimento di conversione, l'impianto è dotato di un dispositivo detto inseguitore del punto di massima potenza, o MPPT (maximum power point tracker), che consente, per l'appunto, di estrarre sempre dal campo fotovoltaico la massima potenza. Questa apparecchiatura elettronica di interfaccia, posta tra il generatore fotovoltaico e l'inverter variando il suo punto di lavoro, fa in modo che il generatore fotovoltaico veda sempre ai suoi capi un carico ottimale per cedere la massima potenza. In sostanza, tramite il MPPT viene variata leggermente la tensione in ingresso all'inverter a intervalli temporali ravvicinati. Se la potenza generata aumenta, la variazione avviene nel senso della precedente, altrimenti in senso contrario, fino ad incontrare il punto ottimale cercato. L'inseguitore del punto di massima potenza è sempre presente negli impianti connessi alla rete, nei quali si trova integrato nell'involucro dell'inverter.

1.6.2 Inverter

L'inverter è un convertitore di corrente continua-corrente alternata, atto a trasformare l'energia proveniente dai moduli fotovoltaici in maniera tale da ottenere energia utile, alla tensione ed alla



frequenza desiderate. I valori di tensione e frequenza in uscita dal dispositivo, devono essere compatibili con la rete elettrica cui il sistema fotovoltaico è collegato. La taglia dell'inverter si può misurare attraverso la massima potenza elettrica in ingresso, lato corrente continua, oppure attraverso la massima potenza in uscita, lato corrente alternata. Generalmente, tra le 2 si preferisce usare la seconda, visto che rappresenta la massima produttività effettiva ottenibile. In alternativa si può fare riferimento alla potenza nominale dell'inverter. Fino a potenze in uscita intorno ai 6 kW, l'inverter è in genere un apparecchiatura monofase, atta ad essere collegata in parallelo alla rete monofase, oppure ad una delle singole fasi della rete trifase nel caso di utilizzo di più unità. Per potenze superiori, che possono arrivare a diverse centinaia di kW, l'inverter è rappresentato da una macchina trifase.

Analogamente ad altri componenti del sistema fotovoltaico, anche l'inverter è caratterizzato da una propria efficienza. Questa efficienza non è costante, ma dipende dalle condizioni operative in cui l'apparecchio lavora ed è definita, istante per istante, dalla: $\eta_{\text{inverter}} = P_{\text{out}} / P_{\text{in}}$

η_{inverter} rappresenta l'efficienza del dispositivo

P_{out} indica la potenza elettrica in uscita di corrente alternata [w]

P_{in} indica la potenza elettrica in ingresso in corrente continua [w]

Generalmente η_{inverter} è maggiore del 90%, purchè la potenza proveniente dal generatore fotovoltaico sia superiore al 10% della sua potenza nominale, cioè per $P_{\text{in}} / P_n > 0,1$

Oltre all'alto rendimento di conversione da corrente continua a corrente alternata, i requisiti che sono generalmente richiesti ad un inverter per applicazioni fotovoltaiche sono:

- basso consumo in assenza di carico
- bassa distorsione armonica
- dimensioni e peso limitati
- elevata affidabilità



Altri parametri tecnici caratteristici dell'inverter sono:

- La potenza massima d'ingresso è la massima potenza in corrente continua, misurata in watt o kilowatt, a seconda della taglia dell'inverter, tollerata da quest'ultimo in entrata. Rappresenta il valore limite che può essere prodotto dalla sezione del generatore fotovoltaico connessa al dispositivo, oltre il quale non si ha aumento della produzione elettrica.
- La potenza massima d'uscita rappresenta la massima potenza in corrente alternata, misurata in watt o in kilowatt, che l'inverter può erogare, in seguito alla conversione dell'energia proveniente dalla sezione del generatore fotovoltaico ad esso collegata.
- La potenza nominale dell'inverter, in uscita o in entrata, è la potenza, in watt o kilowatt, che l'apparecchio è in grado di erogare o assorbire in determinate condizioni di riferimento per un intervallo indefinito di tempo.
- L'inverter raccoglie una o più stringhe di moduli, ciascuna delle quali non può superare un valore limite di tensione, che rappresenta la massima tensione d'ingresso, espressa in volt.
- La finestra di tensione è l'intervallo compreso tra il valore di tensione minimo e quello massimo entro cui l'inverter è in grado di effettuare la ricerca del punto di massima potenza del generatore fotovoltaico. Per il corretto funzionamento dell'impianto ed una conversione della potenza con rendimento accettabile, la tensione del punto di massima potenza delle stringhe di moduli collegate all'apparecchio si deve mantenere entro questo range.
- La corrente massima in ingresso è un valore limite dell'intensità di corrente, espressa in ampere, proveniente, complessivamente, da tutte le stringhe che confluiscono nell'inverter.



1.7 Influenza degli agenti esterni

1.7.1 Radiazione solare

Le prestazioni di un sistema fotovoltaico dipendono dalla radiazione luminosa che lo investe. La cella fotovoltaica, e quindi l'intero impianto, convertono tutta la radiazione elettromagnetica appartenente a un determinato intervallo dello spettro solare, indipendentemente dal fatto che si tratti, nel caso di irraggiamento solare, di componente diretta o diffusa. A meno che il cielo non sia completamente buio, allora, i moduli fotovoltaici lavorano anche se posti in ombra, convertendo quella porzione di radiazione che li investe. La quantità di radiazione solare intercettata da una qualsiasi superficie esposta in ambiente esterno dipende dal sito cui ci si riferisce, dalle caratteristiche climatiche locali e dalla disposizione spaziale della superficie stessa, definita dalla sua inclinazione rispetto al piano orizzontale e dal suo orientamento rispetto al semiasse Sud. La capacità di raccogliere un irraggiamento più o meno marcato è influenzata, oltre che dai dati generali di soleggiamento di un particolare contesto, dal modo in cui il sole e la volta celeste vedono l'area in oggetto. In linea del tutto generale si può affermare che la radiazione raccolta è direttamente proporzionale all'area apparente della superficie rispetto alla sorgente radiante. Quest'ultimo fattore muta il proprio valore in continuazione a causa del moto apparente del sole intorno alla terra. Una delle disposizioni generalmente consigliate per i sistemi di captazione dell'energia solare è quella che corrisponde all'orientamento verso sud e all'inclinazione pari all'angolo di latitudine del sito. La configurazione che comporta la maggior quantità di energia intercettata nel corso dell'anno corrisponde all'orientamento verso il sud esatto, ma abbinato a un'inclinazione pari all'angolo di latitudine diminuito di un certo numero di gradi, il cui ammontare dipende dal contesto climatico della località in oggetto.

I parametri geometrici utili a individuare la disposizione spaziale di una superficie, e quindi atti a definirne le modalità d'installazione desiderate sono:

- Φ , latitudine del sito, viene definito come l'angolo formato dalla retta congiungente il sito considerato con il centro della terra e dal piano equatoriale.

- γ , angolo di azimut superficiale del piano su cui si calcola l'irraggiamento solare, esprime l'angolo formato dalla proiezione sull'orizzontale della normale alla superficie in oggetto con il semiasse Sud.
- ψ , angolo di inclinazione della superficie in oggetto, indica l'angolo formato dalla superficie con il piano orizzontale, vale 0° per una disposizione orizzontale e 90° per una disposizione verticale.

In funzione dell'irraggiamento incidente sulle celle fotovoltaiche, la caratteristica V-I delle stesse si modifica.

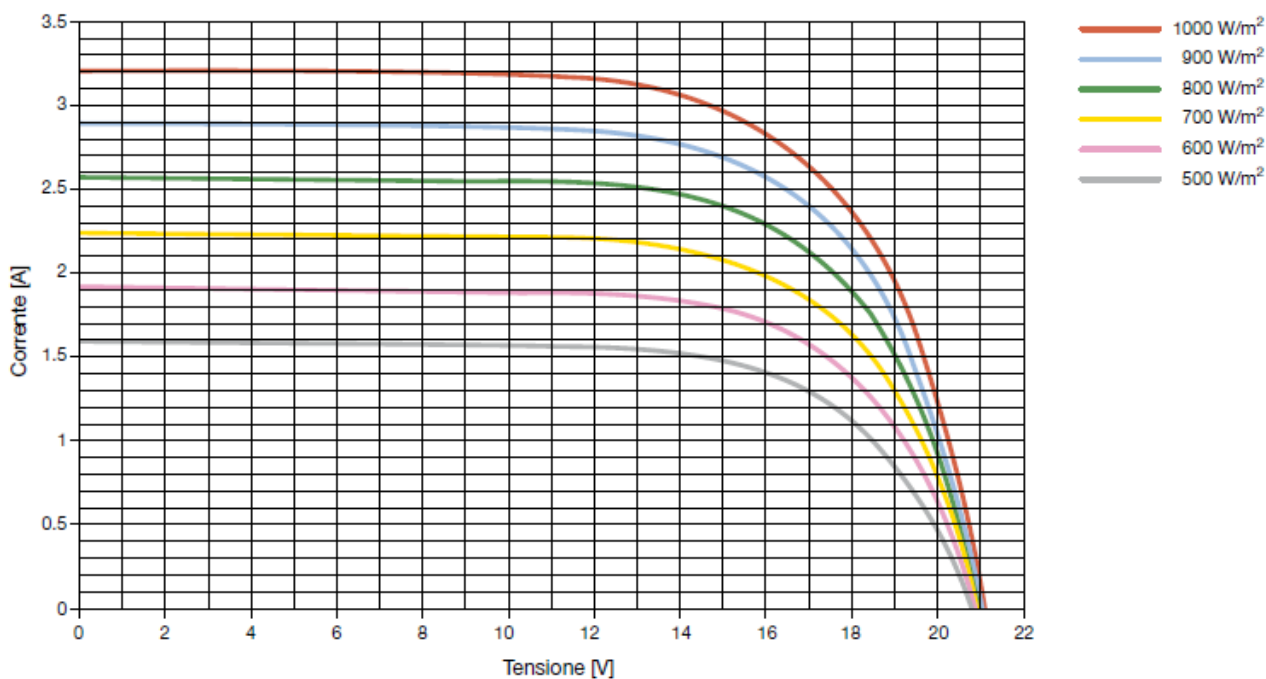


Figura 1.4 Curva tensione-corrente in funzione dell'irraggiamento

Al diminuire dell'irraggiamento diminuisce proporzionalmente la corrente fotovoltaica generata, mentre la variazione della tensione a vuoto è minima. L'efficienza di conversione non è, di fatto, influenzata dalla variazione dell'irraggiamento entro il range di normale funzionamento delle celle, il che significa che l'efficienza di conversione è la stessa sia in una giornata serena che nuvolosa. La



minor potenza prodotta con cielo nuvoloso è riconducibile pertanto, non ad una diminuzione dell'efficienza, ma ad una ridotta produzione di corrente per minor irraggiamento.

1.7.2 Ombreggiamento

Le ostruzioni totali o parziali alla luce del sole influiscono sulla produzione di energia fotovoltaica nella misura in cui riducono la radiazione globale incidente sulle celle. Minore è la radiazione captata, minore sarà l'energia elettrica generata dalla sua conversione. L'intero campo fotovoltaico fornisce una prestazione ottimale se è illuminato in maniera uniforme, mentre ombreggiamenti anche parziali o minuscoli rispetto all'intera area possono causare diminuzioni di rendimento molto superiori a quella imputabile alla sola riduzione della luce incidente complessivamente. In una serie di generatori la differenza del potenziale agli estremi è data dalla somma di quella delle singole unità, mentre l'intensità della corrente è uguale a quella del generatore più debole. La cella fotovoltaica meno illuminata influenza l'intero modulo, che a sua volta inibisce il rendimento dell'intera stringa di cui fa parte, e quindi dell'intero impianto. Raramente si può verificare l'effetto hot spot che può arrivare a danneggiare la cella e l'intero modulo in maniera irreparabile. Bisogna ridurre il più possibile i fenomeni di ombreggiamento sui moduli. In fase di progetto conviene applicare dei criteri di verifica che consentano di prevedere gli effetti delle eventuali ostruzioni circostanti l'area interessata dall'installazione. Il metodo più efficace è quello di studiare, attraverso i dati di geometria solare relativi al sito in specifico, le ombre proiettate sulle superfici in oggetto. Uno studio attendibile dovrebbe basarsi su di un'analisi rispetto ai giorni medi mensili, in modo da fornire un quadro della situazione estensibile all'intero arco dell'anno.

1.7.3 Temperatura

Nella progettazione dell'impianto fotovoltaico vanno considerati gli sbalzi termici e le temperature di lavoro cui saranno soggetti i moduli durante il loro ciclo di vita, e quindi nel corso dei vari mesi e delle varie stagioni. Al crescere della temperatura, diminuisce contemporaneamente l'efficienza fotovoltaica, ma temperature troppo elevate possono danneggiare, anche irreparabilmente, le



celle e i contatti elettrici. Se i pannelli non possono disperdere liberamente la frazione termica della radiazione intercettata, la loro temperatura può superare di parecchie decine di gradi quella dell'ambiente esterno. E' bene disporre i moduli in maniera tale che possano beneficiare di un certo grado di ventilazione, anche sulla superficie posteriore. Si può determinare la temperatura di lavoro del modulo e quindi delle celle attraverso i parametri della NOCT, dell'irradianza solare e della temperatura dell'aria dell'ambiente esterno. Il primo viene fornito, generalmente, dai produttori dei componenti, il secondo può essere rilevato sul posto o ricavato da formule, il terzo può essere misurato direttamente o previsto attraverso apposite procedure di calcolo. Riferendosi ai moduli in silicio cristallino, la perdita di energia per effetto della temperatura varia dal 6% (zone fredde) all'11% (zone molto calde), per moduli con un adeguata ventilazione sul retro. Per moduli integrati nella struttura edilizia, dove non è possibile garantire un'adeguata ventilazione alla superficie posteriore degli stessi, la perdita media può essere stimata in circa il 12% con valori che possono superare il 15% in zone molto calde.

1.7.4 Ventilazione

La presenza o meno di vento e correnti d'aria in prossimità dei moduli fotovoltaici deve essere comunque tenuta in considerazione in fase di progetto, per le applicazioni di tipo meccanico ed energetico che comporta. L'azione del vento, che si considera si manifesti sotto forma di carico statico distribuito esercitato in senso normale alla superficie interessata, può manifestarsi come pressione o depressione, a seconda della direzione di provenienza. Si deve verificare che tanto i pannelli quanto le relative strutture di supporto siano dotati di caratteristiche meccaniche idonee a contrastare l'effetto dei fenomeni eolici, in relazione alla zona in cui viene realizzata l'installazione e alla sua configurazione geometrico-spaziale. La presenza di movimenti d'aria, è generalmente associata all'aumento dello scambio termico per convezione tra le superfici lambite e l'ambiente circostante. Al fine di ottimizzare le prestazioni dell'impianto, si dovrebbe controllare per quanto possibile questi tipi di fenomeni. Nel caso di moduli contenenti celle in silicio cristallino, la ventilazione contribuisce a mantenere relativamente bassa la temperatura operativa, aumentando l'efficienza di conversione. Quindi per applicazioni nell'involucro edilizio conviene



sempre lasciare un intercapedine di retro ventilazione tra il laminato e la superficie sottostante, in modo da favorire la convezione naturale. Se si impiegano moduli in silicio amorfo, invece, può risultare più efficace la strategia contraria.

1.7.5 Imbrattamento

Un'ulteriore causa di riduzione di produttività di un impianto fotovoltaico può essere rappresentata dal deposito di elementi di varia natura che vadano a imbrattare il rivestimento vetrato dei moduli, diminuendone più o meno significativamente il coefficiente di trasmissione della radiazione solare. Uno dei fattori più comuni, praticamente inevitabile a livello urbano, è rappresentato dall'inquinamento atmosferico, o meglio dall'insieme di pulviscolo e prodotti di combustione presenti nell'atmosfera. Lo stratificarsi di tali sostanze sui moduli causa una diminuzione dell'efficienza complessiva che può arrivare anche al 10% del totale. Ciononostante, per la maggior parte delle applicazioni non è economicamente consigliabile ricorrere al lavaggio periodico delle superfici vetrate, in quanto le precipitazioni locali dovrebbero garantire un sufficiente livello di pulizia, o comunque la spesa dovuta alla manutenzione sarebbe superiore. Altri elementi di disturbo possono essere individuati nella caduta di fogliame o nell'accumulo di neve sui pannelli, evenienze difficilmente governabili. L'influenza di questi elementi diminuisce all'aumentare dell'inclinazione della superficie dei pannelli, che favorisce il deflusso dei depositi di vario genere.

1.8 Integrazione edilizia dei sistemi fotovoltaici

Uno dei campi in cui lo sfruttamento della fonte solare offre prospettive di sviluppo più incoraggianti è quello dell'integrazione architettonica. Questo tipo di applicazione, infatti, consente l'utilizzo di territorio già occupato dalle costruzioni, il risparmio sulle strutture di supporto, la sostituzione di componenti edilizi tradizionali come elementi di copertura o di facciata, la possibilità di sfruttare in loco l'energia prodotta evitando perdite di distribuzione. Tutto questo si traduce in una notevole riduzione dei costi, cui va aggiunto anche l'impatto ambientale



evitato tramite l'inserimento in un contesto già sfruttato per altri fini. Una corretta installazione deve seguire alcune regole fondamentali, e cioè:

- si deve ottimizzare l'energia sostenibile;
- i componenti solari devono essere pensati per inserirsi ed integrarsi il più possibile nell'organismo architettonico, in termini di prestazioni non solo di tipo energetico ma anche di tipo tecnologico-edilizio;
- l'aspetto estetico delle realizzazioni deve essere particolarmente curato per favorirne la visibilità e l'accettabilità;
- bisogna perseguire il massimo vantaggio possibile dal punto di vista economico.

Particolarmente complessa è l'installazione dei pannelli, che devono soddisfare una serie di esigenze fondamentali sia per il corretto funzionamento degli impianti, che per lo svolgimento di funzioni di elementi d'involucro. Dal punto di vista energetico i pannelli devono essere in grado di captare la massima porzione di radiazione solare nell'arco dell'anno, devono consentire il maggior parallelismo possibile tra produzione energetica e fabbisogno dell'utenza di destinazione, devono essere in grado di lavorare nelle condizioni più favorevoli. Tutto ciò implica un accurato lavoro di valutazione preventiva delle caratteristiche climatiche del sito e della loro adeguatezza alle differenti opzioni possibili per gli impianti di studio. Requisiti primari sono l'orientamento ottimale, la migliore inclinazione rispetto all'orizzontale secondo cui posizionare i pannelli, nonché l'assenza o la scarsa influenza di ostruzioni alla luce solare. Una volta selezionate le superfici dei fabbricati che possono essere interessate dalle installazioni, bisogna dunque operare una stima tanto della radiazione totale incidente su di esse, quanto degli eventuali fenomeni di ostruzione alla luce del sole dovuti al contesto. E' questo il caso dei contesti densamente urbanizzati, all'interno dei quali gli impianti solari possono essere seriamente penalizzati dalla presenza di costruzioni circostanti o di altri elementi come pali della luce o alberi. E' necessario eseguire analisi dettagliate, capaci di individuare sullo stesso edificio quali sono le superfici che presentano le caratteristiche più appropriate all'integrazione.



1.8.1 Applicazione indipendente

Si parla di applicazione indipendente sull'edificio quando quest'ultimo serve solo da supporto, i pannelli fotovoltaici non svolgono nessuna funzione di chiusura rispetto all'organismo edilizio e la loro disposizione non è condizionata dalla morfologia dell'involucro. Si tratta di una tipologia di collocazione che trova luogo in genere sulle coperture piane e più raramente sulle facciate. Questa tipologia si discosta molto dal concetto di integrazione architettonica, tuttavia rappresenta la tecnica più rapida, semplice ed economica. Per quanto riguarda le strutture di supporto, di solito si ricorre a sistemi di profilati metallici a montanti e traversi, fissati a piastre o plinti di sostegno. Le prescrizioni cui sottostare sono relativamente poche, e si limitano più che altro alla verifica della tenuta alla spinta del vento e all'azione degli altri agenti meteorologici e all'accertamento della compatibilità tra involucro dell'edificio sottostante e strutture di fissaggio e ancoraggio dei pannelli. Essendo svincolati dalla morfologia dell'edificio i pannelli possono essere disposti con maggiore libertà rispetto alle altre tipologie applicative.

1.8.2 Applicazione per sovrapposizione

Secondo questo metodo di installazione, i moduli solari vengono collocati tramite apposita struttura sopra l'involucro dell'edificio, a poca distanza da esso e in modo da adattarsi alla configurazione della superficie di chiusura che funge da supporto. Utilizzata soprattutto su coperture a falda e facciate. Dal punto di vista della captazione della radiazione importante è la configurazione dell'edificio che influenza l'orientamento e l'inclinazione dei pannelli. I pannelli sovrapposti non vanno a sostituire elementi o subsistemi tradizionali, ma ricoprono semplicemente delle superfici già dotate delle necessarie caratteristiche di tenuta, impermeabilizzazione e coibentazione. Una prestazione addizionale è quella della protezione dai raggi solari e dalla pioggia battente che i moduli possono esercitare rispetto agli spazi o agli elementi sottostanti.



1.8.3 Applicazione per integrazione

In questa applicazione rientrano quelle tecnologie di installazione dei moduli fotovoltaici che vedono questi inserirsi completamente nell'organismo edilizio, svolgendo, oltre a quelle strettamente energetiche, anche alcune o tutte le funzioni riferibili a elementi e sub sistemi di chiusura o schermatura. Si parla di integrazione complementare quando il pannello solare costituisce lo strato più esterno della chiusura dell'edificio e svolge, per quanto riguarda le prestazioni di tipo architettonico, principalmente la funzione di impermeabilizzazione e tenuta all'aria, ed eventualmente uno strato sottostante e indipendente svolge quella di isolamento termico. Si definisce integrazione totale la modalità secondo cui il pannello stesso funge da chiusura esterna, assolvendone tutte le funzioni. Per quanto riguarda la maggior parte delle installazioni per integrazione, i pannelli impiegati non sono quelli standard ma vengono studiati appositamente e realizzati per il loro impiego architettonico. Gli interventi appartenenti a questa categoria possono riguardare qualsiasi superficie dell'involucro edilizio e generalmente vengono eseguiti nel caso di progettazione ex novo della costruzione, oppure quando essa sia sottoposta a consistenti lavori di manutenzione straordinaria o di riqualificazione.

Coperture inclinate: per installazioni integrate nelle coperture inclinate, si può ricorrere a diversi tipi di componenti, che vanno dai pannelli accostati e sigillati nei punti di giunzione, alle tegole fotovoltaiche. Tramite questi prodotti si possono sostituire i manti di copertura tradizionali in tutto o in parte. E' possibile applicarli a delle porzioni limitate del tetto, oppure su tutta la sua estensione, a seconda delle esigenze progettuali.



Figura 1.5 Copertura Uffici Villa Zarri (fonte Energy Glass)

Coperture piane: generalmente sulle coperture piane si fa uso di tipologie applicative di tipo indipendente, cui si può ricorrere in qualsiasi momento della vita dell'edificio e che comportano opere e spese limitate. Esistono prodotti specifici destinati all'installazione su superfici orizzontali, ma il loro impiego può rilevarsi penalizzante ai fini della produttività energetica, in quanto l'inclinazione dell'area di captazione si discosta da quella ottimale. In alternativa, si può ricorrere a prodotti che comprendono strutture di sostegno, moduli solari e rivestimento-impermeabilizzazione del solaio di copertura in un unico sistema, adatto tanto a nuove realizzazioni quanto a operazioni di ristrutturazione e riqualificazione energetica. Un'altra possibilità è rappresentata da coperture a dente di sega, in cui vengono ricavati dei lucernari con vetrate semitrasparenti contenenti le celle fotovoltaiche. In questo modo si può utilizzare il lato degli shed esposto a Sud, senza pericolo di surriscaldamento degli ambienti interni. Le celle, oltre a convertire la radiazione incidente, limitano infatti il guadagno solare, fungendo da elementi ombreggianti.



Figura 1.6 Copertura centro benessere (GR) (fonte Energy Glass)



Figura 1.7 Copertura Camping Jesolo International (fonte Energy Glass)



Figura 1.8 Ristorante Belvedere (AL) (fonte Energy Glass)

Facciate: Per quanto riguarda lo sviluppo dei sistemi tecnologici d'integrazione, le facciate fotovoltaiche costituiscono un settore applicativo privilegiato, che può beneficiare tanto di sistemi costruttivi consolidati (facciata continua, vetro strutturale, facciata ventilata) riadattati, quanto di sistemi progettati appositamente, in cui funzione energetica ed edilizia sono strettamente interconnesse. Più adatte alle latitudini settentrionali per la maggiore attitudine a sfruttare la radiazione relativamente a percorsi solari bassi rispetto all'orizzonte, le applicazioni sulle pareti

perimetrali hanno un forte impatto visivo e vengono apprezzate anche per il loro ruolo nel processo di pubblicazione e diffusione dello sfruttamento della fonte solare in architettura.



Figura 1.9 Altra sede regione Lombardia (fonte Energy Glass)

Figura 1.10 Oversea building Chioggia (fonte Energy Glass)

Elementi d'involucro accessori o speciali: una casistica applicativa non secondaria è rappresentata da tutte quelle installazioni in cui, anche se non si sostituiscono elementi d'involucro tradizionali, quest'ultimo viene tuttavia integrato dai moduli solari che ne migliorano le prestazioni. Un esempio classico si può riscontrare nei brise-soleil fotovoltaici, che, intercettando la radiazione solare, svolgono parallelamente a quella elettrica la funzione di ombreggiamento dell'edificio. Altre possibilità sono rappresentate da pensiline e tettoie realizzate con pannelli solari di vario tipo, per esempio opachi o a trasparenza variabile.



Figura 1.11 Residenza privata VR (fonte Energy Glass)

Figura 1.12 Amministrazione provinciale SV (fonte Energy Glass)



2 Pareti ventilate

La “parete ventilata” può essere definita anche come parete opaca di facciata, il cui rivestimento esterno è costituito da elementi di varia fattura, ma sempre messi in opera a secco, tramite dispositivi di sospensione e di fissaggio di tipo meccanico o chimico-meccanico, ed il cui lato nascosto rimane separato dal fronte di parete retrostante, sul quale si trova in genere un pannello termoisolante non idrofilo ovvero un freno all’acqua e quindi un isolante idrofilo, tramite un intercapedine sottile e comunque di spessore sufficiente per interrompere la continuità fisica tra il rivestimento esterno e gli strati della parete, e per consentire una circolazione d’aria. Le pareti ventilate sono progettate e realizzate per dar luogo, nell’intercapedine, ad un sicuro flusso d’aria ascendente, azionato generalmente dalla prevalenza naturale dovuta al gradiente termico tra la temperatura in intercapedine e quella dell’aria in ingresso nella stessa, detta “effetto camino”, e la cui portata viene regolata in funzione delle condizioni ambientali esterne rispetto a obiettivi che, nella stagione calda, sono di riduzione delle rientrate di calore mentre, nella stagione fredda, riguardano il controllo delle perdite energetiche, dei flussi e dei tassi di vapor d’acqua e delle formazioni gelive in intercapedine e sul piano di facciata. Esistono anche pareti micro ventilate e pseudo ventilate che, pur avendo valenze architettoniche e comportamenti qualitativamente simili alle prime, non si prestano al controllo e alla regolazione dei flussi d’aria in intercapedine a seconda delle necessità stagionali o giornaliere, e quindi affidano maggiormente le proprie prestazioni termiche allo strato isolante che necessita di un dimensionamento più generoso.

Oltre che nelle architetture di nuova costruzione i rivestimenti a parete ventilata possono trovare valido impiego negli interventi di ristrutturazione di edifici esistenti e, in particolare, di quelli che necessitano di riqualificazione architettonica ed energetica.

2.1 Comportamento all’acqua

I rivestimenti di facciata di tipo ventilato possiedono una naturale propensione a proteggere efficacemente l’edificio contro le azioni combinate di pioggia e vento. Le modalità di vincolo del



rivestimento e la presenza dietro al medesimo di una intercapedine ventilata consentono infatti di neutralizzare gli effetti degli spruzzi, delle sferzate d'acqua e dei conseguenti ruscellamenti sul piano di facciata mantenendo all'asciutto l'isolante termico e la contro-parete interna. Questo porta a vantaggi in termini di durabilità della parete e di efficienza energetica della stessa nel periodo di riscaldamento. Intermini prestazionali le pareti ventilate esprimono una minore sensibilità all'acqua battente rispetto alle pareti convenzionali, il che rende le prime più indicate per l'esposizione a forti piogge battenti e quindi per l'impiego, duraturo e con minore probabilità di insorgenza di difetti e patologie. La circolazione d'aria dietro al rivestimento di facciata favorisce altresì la rapida e completa evaporazione dell'acqua in costruzione in eccesso nonché la cessione all'ambiente esterno, sempre per evaporazione, del vapore acqueo prodotto negli ambienti interni e che, qualora non vi siano barriere al vapore, tende a raggiungere l'ambiente esterno attraverso le porosità dei materiali da costruzione. Nella scelta progettuale del tipo di rivestimento ventilato e del suo sistema di vincolo alle strutture dell'edificio è necessario considerare che ai comportamenti favorevoli sopra richiamati non devono contrapporsi debolezze per quanto concerne la resistenza al vento e alla grandine, anche per intensità di questi agenti meteorici di valore statisticamente eccezionale.

2.2 Comportamento termoenergetico

Guardando al comportamento termo energetico delle pareti ventilate diversi sono i fattori di sicuro vantaggio:

- Il primo è costituito dalla possibilità di ridurre, nella stagione calda, il carico termico sull'edificio. Ciò grazie alla parziale riflessione della radiazione solare incidente sulla facciata da parte del rivestimento ed alla ventilazione dell'intercapedine. La riflessione risulta massima con rivestimenti d'elevata riflettanza. L'effetto della ventilazione diviene massimo quando questa riesce ad essere efficiente sull'intera facciata;



- Il secondo è la possibilità di realizzare un isolamento termico sostanzialmente omogeneo e continuo, facilmente raccordabile alle linee di imposta dei telai delle chiusure trasparenti per il totale controllo dei ponti termici sui vari fronti di facciata;
- Il terzo è la possibilità d'aumentare lo spessore dell'isolamento termico senza per questo incontrare rilevanti difficoltà tecniche o incrementi di costo. L'isolante infatti avvolge e protegge l'edificio come fosse un cappotto ma senza essere tuttavia esposto agli agenti atmosferici e senza dover fare da supporto al rivestimento, come a qualsivoglia altro elemento di facciata. Questo minimizza i disperdimenti, privilegiando l'accumulo termico e comprime ai minimi termini il fabbisogno energetico molto favorevole anche ai fini del comfort negli ambienti interni e caratteristico degli edifici di tipo iper-isolato.

2.3 Isolamento acustico

I rivestimenti delle pareti ventilate favoriscono la riflessione dei rumori esterni; i loro giunti di accostamento, l'intercapedine e l'isolamento termico determinano un significativo assorbimento acustico.

2.4 Modalità di messa in opera

Le pareti ventilate vengono messe in opera "a secco" ossia mediante operazioni di montaggio meccanico integrate, in taluni sistemi, da incollaggi e sigillature con resine. Ciò le rende compatibili sia con le strutture e murature di supporto tradizionali sia con le strutture di supporto innovative realizzate anch'esse, in tutto o in parte, "a secco". Le pareti ventilate sono normalmente posate dal basso verso l'alto e, purché l'intero procedimento costruttivo sia adeguatamente organizzato, esse possono essere allestite e rifinite ai piani più bassi quando la costruzione dei piani superiori è ancora in corso. La finitura dell'edificio dal basso verso l'alto può dare luogo a sensibili riduzioni dei tempi e anche dei costi di costruzione, e diviene una scelta pressoché obbligata per la costruzione di edifici alti, ma anche per edifici di media altezza.



2.5 Comportamento al fuoco

E' necessario che la totalità dei componenti della sottostruttura, del sistema di rivestimento esterno e di contro tamponamento interno possieda adeguate caratteristiche di resistenza e reazione al fuoco. Nell'applicazione a facciata ventilata, l'incombustibilità dell'isolante (Euroclasse A1) è particolarmente importante poiché le correnti d'aria che si generano all'interno dell'intercapedine possono facilitare la rapida propagazione di fumo e fiamme.

3 Aderma

Nel 2009 Aderma Locatelli ha sviluppato un progetto di riqualificazione edilizia, proponendo l'aggiunta di un involucro ventilato ad alta efficienza energetica, atto a minimizzare la dispersione energetica ed a massimizzare il prelievo dell'energia rinnovabile con la captazione dell'irraggiamento, per mezzo di pannelli solari fotovoltaici e termici posizionati sulle facciate sud ed est.



Figura 3.1 Aderma facciata Sud (2009)

Figura 3.2 Aderma facciata 2009 Est (2009)

Nella fase di cantiere, all'involucro esistente, caratterizzato da pannelli di calcestruzzo armato prefabbricati molto dispersivi dal punto di vista termico, è stata sovrapposta una serie di strati aggiuntivi a formare la facciata ventilata che si appoggia all'esistente supporto murario: sono stati applicati 4 tipi di isolante termico dello spessore di 10 cm, ai quali è stata sovrapposta la sottostruttura in acciaio ancorata ai pannelli prefabbricati atta a sostenere il paramento esterno,

formando così l'intercapedine d'aria per la ventilazione. Il paramento esterno risulta costituito in parte da pannelli sandwich neutri di ceramica laminare di spessore 7,5 mm, per il resto da pannelli solari fotovoltaici di ben 5 tipi, diversi per la composizione dei materiali del sandwich di supporto, nonché per il tipo di celle fotovoltaiche o per avere lo strato captante amorfo. La messa in opera ha determinato una serie di campi verticali di facciata ventilata ove ciascuna risulta munita di un pacchetto di strati ventilati diversi per composizione. Sono adiacenti ma isolate tra loro per evitare interferenze indesiderate tra i comportamenti termici di ciascun pacchetto: l'apparato di monitoraggio viene installato in ciascuna delle sezioni di facciata ventilata che costituiscono le alternative tecnologiche di pacchetto oggetto di misura delle prestazioni.

La facciata ventilata è monitorata con diversi sensori che rilevano la temperatura dei pannelli e dell'intercapedine, la velocità dell'aria alla base e in sommità, e la produzione di energia elettrica. Gli scopi principali di questa facciata, sono quelli di sperimentare l'interazione tra il comportamento termico delle facciate ventilate e la dinamica dell'efficienza delle celle fotovoltaiche in funzione della variazione di temperatura, e inoltre si raccolgono dati atti a comprendere le opportunità di integrazione tra sistemi attivi e passivi nella produzione di energia da fonti rinnovabili, nonché l'influenza sul comfort interno.



Figura 3.3 Aderma facciata ventilata fotovoltaica



Monitoraggio ed elaborazione dei dati

L'apparato di monitoraggio è stato completamente modellato in forma digitale in ogni sua singola componente. La «visualizzazione e gestione dei dati» è garantita da una centrale di controllo remoto (*wireless*) allocata nell'intercapedine unitamente ad un *cluster* di sensori collegati in un circuito di registrazione e trasmissione dati. Il tutto è alimentato da due circuiti elettrici separati, che comunicano i dati rilevati attraverso le rispettive sottoreti gestite da un sistema (EERP.C.) dedicato. I dati registrano il reale comportamento termico e fluidodinamico dell'involucro nelle intercapedini ventilare in opera, grazie a sensori posti a più altezze, per rilevare il flusso convettivo e stimare così la quantità di calore scambiata. L'analisi dei dati mira a fornire indicazioni sui fattori che possono essere oggetto sia di miglior sfruttamento energetico, sia di diminuzione complessiva dei costi di produzione dei materiali e di costruzione degli assemblaggi in pacchetti.

3.1 Montaggio facciata ventilata

Il montaggio della facciata ventilata comporta inizialmente la foratura del muro nei punti indicati nella tavola dei prospetti e l'inserimento di tasselli ad ancoraggio meccanico in acciaio, necessari per poter successivamente agganciare i montanti. Vengono fissati sia i tasselli portanti, sia quelli di controventatura.



Figura 3.4 Tasselli di controvento ad ancoraggio meccanico

Figura 3.5 Tasselli portanti ad ancoraggio meccanico

Conclusa questa operazione, si montano i pannelli isolanti sull'intera facciata e si chiude il foro, prodotto negli stessi dai tasselli in acciaio, con della schiuma apposita (figura 3.6). Gli isolanti presenti sulla facciata sud sono di 4 tipi differenti e ognuno occupa un'area specifica. In facciata sud (figura 3.7), a partire da sinistra verso destra, sono montati i seguenti pannelli: in bianco il Sirap, in nero il Rockwool, in giallo il Rockwool e in nero il Foamglas. In facciata Est invece si ripetono solo 2 tipi di isolanti, il Foamglas e il Sirap. Nei paragrafi seguenti verranno spiegate più in dettaglio le caratteristiche dei singoli isolanti.



Figura 3.6 Riempimento foro con schiuma poliuretanic

Figura 3.7 Isolanti

Una volta montati tutti gli isolanti, vengono tagliate quelle aree degli stessi nelle quali non erano stati inseriti i sensori necessari al rilevamento della temperatura T3 sulla faccia interna dell'isolante (figura 3.8). In seguito all'installazione dei sensori sulla muratura esterna, la superficie di isolante rimossa verrà reinserita e sigillata con della schiuma isolante, così da non perdere le sue caratteristiche di coibentazione (figura 3.9).



Figura 3.8 Sensore T3 dietro isolante

Figura 3.9 Inserimento isolante tagliato

Una volta montati tutti i montanti, si inseriscono nell'intercapedine i vari sensori. Il sensore T2 che misura la temperatura all'esterno dell'isolante, il sensore T0 che misura la temperatura dell'intercapedine, il sensore VA che misura la velocità dell'aria, il sensore F che misura il flusso d'aria, il sensore EL che misura la produzione elettrica. Successivamente vengono montate le diverse lastre presenti in facciata. Nella parte inferiore dell'edificio sono applicate le lastre Mariotti, che sono state appositamente fresate, sia superiormente che inferiormente, in modo da poter essere appese ai traversi in alluminio. Ogni lastra viene agganciata prima inferiormente, inserendo la fresatura della lastra nella guida del traverso e poi superiormente agganciando la lastra al traverso tramite un gancio in acciaio inox.

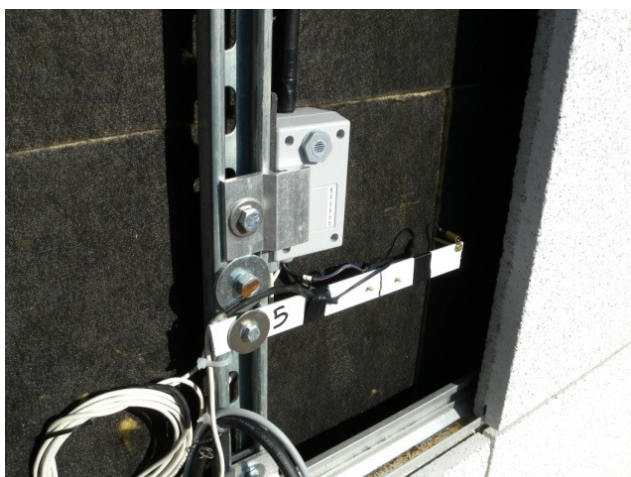


Figura 3.10 Sensori dietro lastra Mariotti



Figura 3.11 Gancio in acciaio per fissare le lastre

Per quanto riguarda sia le lastre Laminam che quelle fotovoltaiche, System Photonics ed Energy Glass, sono stati creati da Aderma, degli appositi tubolari in alluminio anodizzato che nella parte inferiore hanno anch'essi una fresatura in modo da poter essere agganciati al traverso inferiore, mentre nella parte superiore del tubolare, non è presente la fresatura, in quanto il gancio in acciaio inox viene inserito direttamente nel tubolare. Per ogni pannello vengono utilizzati 2

tubolari. Bisogna grattare l'area di incollaggio e la barra in alluminio con un tampone abrasivo, poi dopo aver pulito entrambe le superfici, si verniciano la lastra e i tubolari con Sika primer, si posa il nastro biadesivo sul tubolare in alluminio, si stende il Sika panel e si incollano le 2 superfici. Infine vengono incollati i sensori che rilevano la temperatura T1 sul retro del pannello.

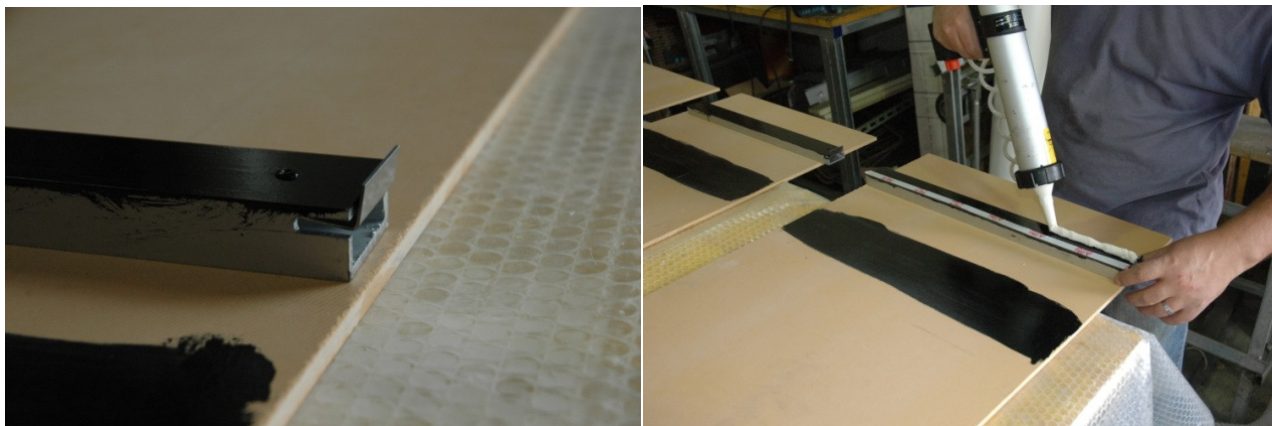


Figura 3.12 Fresatura tubolari

Figura 3.13 Incollaggio tubolare alla lastra Laminam



Figura 3.14 Pannello fotovoltaico

Figura 3.15 Sensore T1

Di seguito sono riportate le stratigrafie, sia in sezione verticale che in sezione orizzontale, della parete ventilata sia con il rivestimento dei pannelli, sia con il rivestimento delle lastre Mariotti.

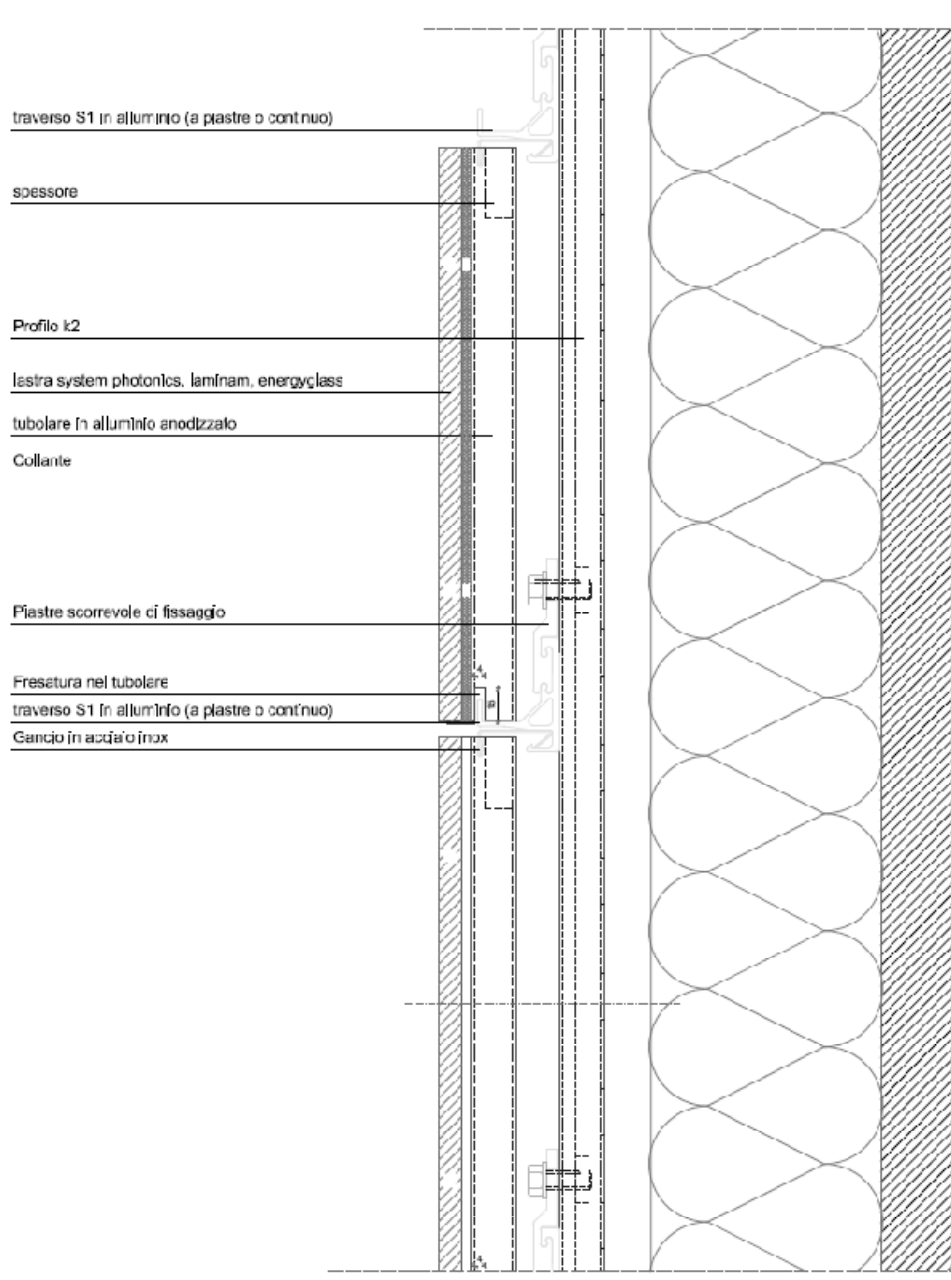


Figura 3.16 Stratigrafia sezione verticale pannelli fotovoltaici

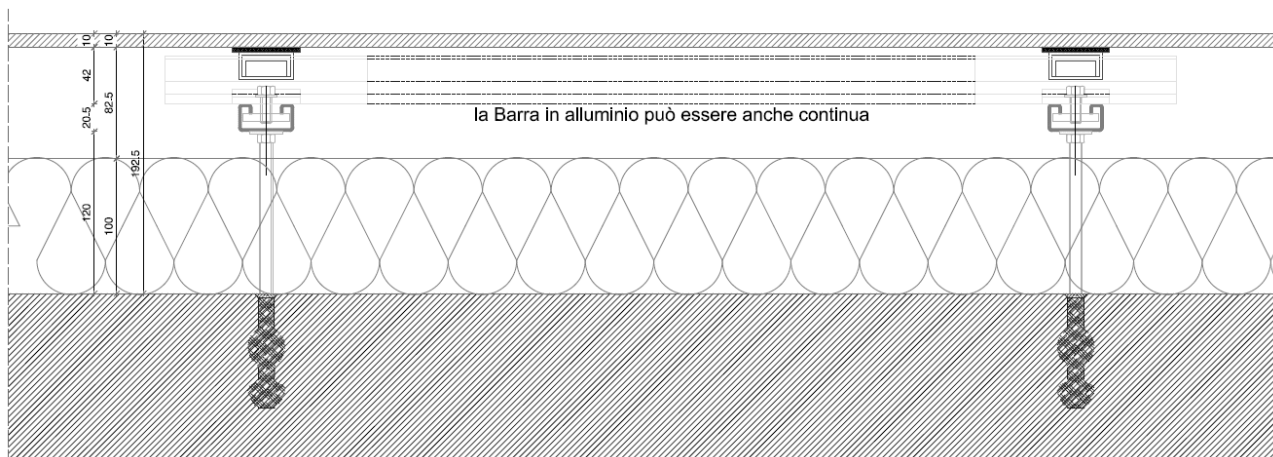


Figura 3.17 Stratigrafia sezione orizzontale pannelli fotovoltaici

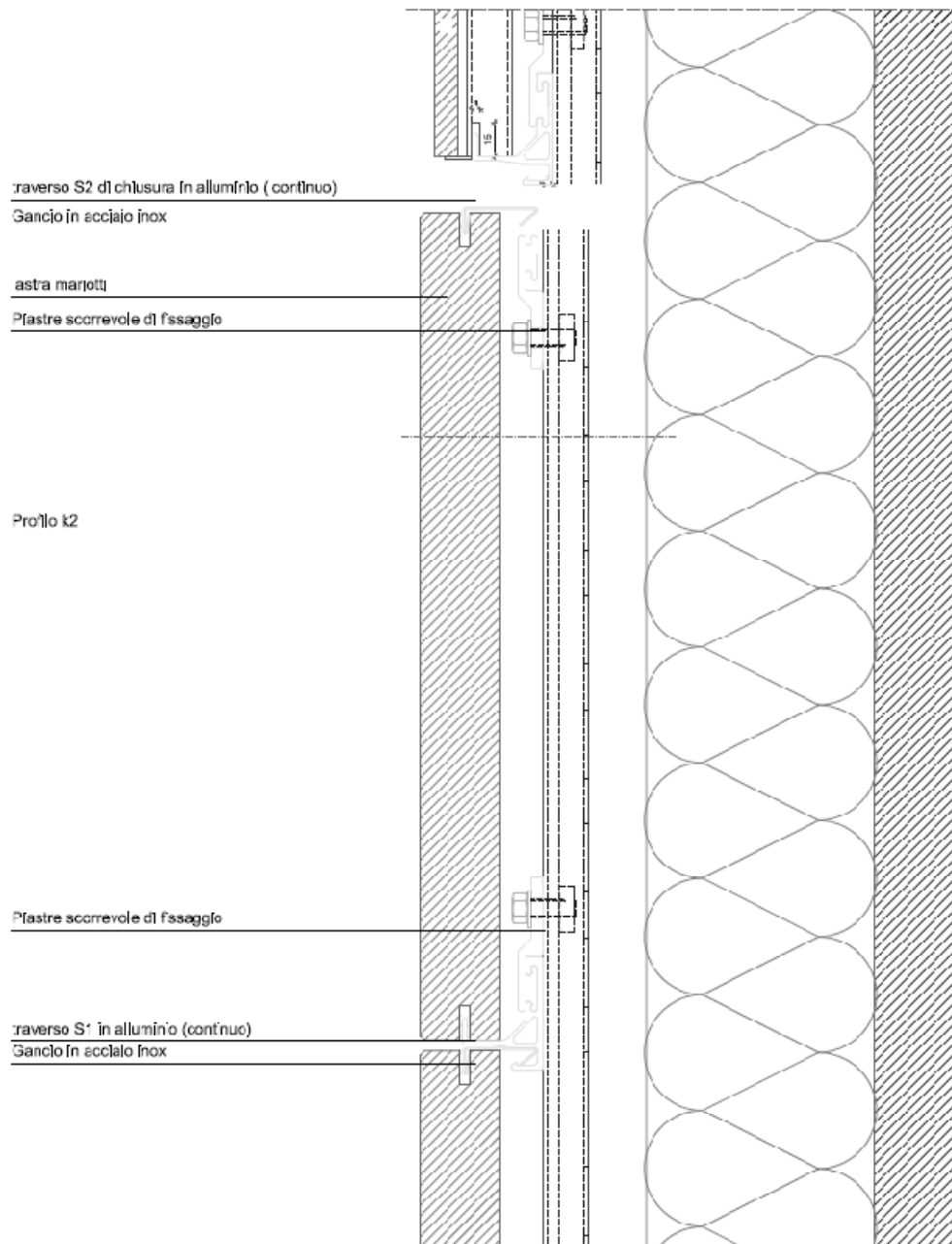


Figura 3.18 Stratigrafia sezione verticale lastre Mariotti



Figura 3.19 Stratigrafia sezione orizzontale lastre Mariotti

3.2 Isolanti

Come descritto in precedenza e come si evince dalla figura 3.20, partendo da sinistra, sulla facciata sud sono applicati 4 tipi differenti di isolamenti termici, Sirap, Rockwool di due tipi diversi e Foamglas, mentre sulla facciata est vengono usati solo 2 di questi isolanti, Foamglas e Sirap. Gli isolanti hanno tutti spessore pari a 10 cm.



Figura 3.20 Facciata Aderma isolanti

3.2.1 Sirap

L'isolante Sirap è stato utilizzato, come detto in precedenza, sia in facciata Sud che in facciata Est. E' formato da lastre isolanti in polistirene espanso estruso a celle chiuse, prodotte con CO₂, con reazione al fuoco in Euroclasse E, con marcatura CE conformi alla Norma UNI EN 13164. L'isolante utilizzato è il Gematherm, XC3, sono lastre con superficie liscia con pelle impermeabile, ottimo per la coibentazione di tetti, pareti e intercapedini.

Caratteristiche tecniche	XC 3										
Finitura superficiale	liscia con pelle										
Conducibilità termica dichiarata λ_D a 10° C con invecchiamento a 25 anni	<table border="1"> <tr><td>mm. 20*</td><td>0,036</td></tr> <tr><td>mm. 30-60</td><td>0,035</td></tr> <tr><td>mm. 80-100</td><td>0,036</td></tr> <tr><td>mm. 120-140</td><td>0,038</td></tr> </table>	mm. 20*	0,036	mm. 30-60	0,035	mm. 80-100	0,036	mm. 120-140	0,038		
mm. 20*	0,036										
mm. 30-60	0,035										
mm. 80-100	0,036										
mm. 120-140	0,038										
Resistenza alla compressione R_c 10% deformazione max	<table border="1"> <tr><td>CS(10) 250*</td></tr> <tr><td>CS(10) 300**</td></tr> </table>	CS(10) 250*	CS(10) 300**								
CS(10) 250*											
CS(10) 300**											
Carico di compressione per sollecitazioni continue (Creep-test) 2% deformazione max a 50 anni	<table border="1"> <tr><td>CC (2/1,5/50)</td></tr> <tr><td>106**</td></tr> </table>	CC (2/1,5/50)	106**								
CC (2/1,5/50)											
106**											
Assorbimento d'acqua su lastra intera in immersione dopo 28 gg	WL (T) 0,7										
Assorbimento d'acqua per diffusione	<table border="1"> <tr><td>WD (V) 5*</td></tr> <tr><td>WD (V) 3**</td></tr> </table>	WD (V) 5*	WD (V) 3**								
WD (V) 5*											
WD (V) 3**											
Resistenza alla diffusione μ del vapore acqueo	200										
Resistenza al gelo-disgelo	FT 2										
Reazione al fuoco	E										
		Dimensioni	XC 3								
		Lunghezza mm	<table border="1"> <tr><td>1250 (± 5)</td></tr> <tr><td>2500 (± 10)</td></tr> <tr><td>2900 (± 10)</td></tr> </table>	1250 (± 5)	2500 (± 10)	2900 (± 10)					
1250 (± 5)											
2500 (± 10)											
2900 (± 10)											
		Larghezza mm	<table border="1"> <tr><td>600 (± 3)</td></tr> </table>	600 (± 3)							
600 (± 3)											
		Spessori mm	<table border="1"> <tr><td>20 ÷ 40 (± 2)</td></tr> <tr><td>50 ÷ 140 (± 3)</td></tr> </table>	20 ÷ 40 (± 2)	50 ÷ 140 (± 3)						
20 ÷ 40 (± 2)											
50 ÷ 140 (± 3)											
		Sagomatura bordi	I - L - D								

Figura 3.21 Scheda tecnica isolante Sirap XC3

3.2.2 Rockwool

L'isolante Rockwool è stato applicato per riempire 2 strati diversi come detto precedentemente. Nella figura 3.22, l'isolante con il velo vetro più scuro è l'Airrock HD FB1 di spessore 10 cm, mentre quello nella figura 3.23 è formato da un doppio isolante da 4+6 cm, Ventirock Duo sp.6 cm e Rockalm 211 sp.4 cm installati con il secondo aderente alla muratura e il primo con il lato ad alta densità rivolto verso l'esterno.



Figura 3.22 Airrock HD FB1

Figura 3.23 Ventirock Duo

Airrock HD FB1 è un pannello rigido in lana di roccia a media densità, rivestito su un lato con velo minerale nero, avente funzione estetica, per l'isolamento termico e acustico di dimensioni 1000x600 mm.

ROCKWOOL®										
Dati tecnici	Simbolo	Valore	Unità di misura	Norma						
Classe di reazione al fuoco	-	A1	-	UNI EN 13501-1						
Conduktività termica dichiarata	λ_D	0,035	W/(mK)	UNI EN 12667, 12939						
Coefficiente di resistenza alla diffusione di vapore acqueo	μ	1	-	UNI EN 12086						
Calore specifico	C_p	1030	J/(kgK)	UNI EN 12524						
Densità	ρ	70	kg/m ³	UNI EN 1602						
Spessore e R_D										
Spessore [mm]	40	50	60	70	80	90	100	120	140	160
Resistenza termica R_D [m ² K/W]	1,10	1,40	1,70	2,00	2,25	2,55	2,85	3,40	4,00	4,55

Figura 3.24 Scheda tecnica Airrock HD FB1



Ventirock duo è un pannello rigido in lana di roccia non rivestito a doppia densità, per l'isolamento termico, acustico e la sicurezza in caso di incendio di dimensioni 1000x600 mm.

Proprietà:

- Comportamento al fuoco: il pannello, incombustibile, non contribuisce all'incendio e, se viene esposto a fiamme libere, non genera né fumo né gocce. Ventirock Duo aiuta a prevenire la propagazione del fuoco, aspetto essenziale in presenza di un'intercapedine ventilata.
- Resistenza alle intemperie: grazie alla presenza di una crosta superficiale più densa, il pannello Ventirock Duo resiste all'azione dell'acqua piovana e del vento, non essendo soggetto a fenomeni di sfibramento.
- Facilità di installazione: la doppia densità del prodotto ne assicura resistenza (crosta superficiale del pannello) e flessibilità (strato inferiore del pannello), rendendone facile e agevole la posa.
- Assorbimento acustico: la struttura a celle aperte della lana di roccia contribuisce significativamente al miglioramento delle prestazioni fono isolanti della parete in cui il pannello viene installato.
- Prestazioni termiche: il prodotto, disponibile in un'ampia gamma di spessori (fino a 200 mm), grazie al valore di conducibilità consente di realizzare chiusure ad elevata resistenza termica, garantendo un ottimo comfort abitativo invernale ed estivo.
- Permeabilità al vapore: il pannello, grazie ad un valore di μ pari a 1, consente di realizzare pacchetti di chiusura "traspiranti".
- Stabilità all'umidità: le prestazioni del pannello non sono influenzate dalle condizioni igrometriche dell'ambiente.

DATI TECNICI

Classe di reazione al fuoco	A1	UNI EN 13501-1
Coefficiente di resistenza alla diffusione di vapore acqueo	$\mu = 1$	UNI EN 12086
Calore specifico	$C_p = 1030 \text{ J/(kg}\cdot\text{K)}$	UNI EN 12524
Conduttività termica dichiarata	$\lambda_D = 0,035 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$	UNI EN 12667, 12939
Densità nominale	$\rho_a = 70 \text{ circa (115/40) kg/m}^3$	UNI EN 1602
Coefficiente di dilatazione termica lineare	$2 \times 10^{-6} \text{ 1}^\circ\text{C}$	

Figura 3.25 Scheda tecnica Ventirock Duo

Rockalm 211 è un pannello semirigido in lana di roccia non rivestito a densità medio-bassa, per l'isolamento termico ed acustico di dimensioni 1200x600 mm.

ROCKWOOL®										
Dati tecnici	Simbolo	Valore	Unità di misura	Norma						
Classe di reazione al fuoco	-	A1	-	UNI EN 13501-1						
Conduttività termica dichiarata	λ_D	0,035	W/[mK]	UNI EN 12667, 12939						
Coefficiente di resistenza alla diffusione di vapore acqueo	μ	1	-	UNI EN 12086						
Calore specifico	C_p	1030	J/[kgK]	UNI EN 12524						
Densità	ρ	40	kg/m ³	UNI EN 1602						
Prove acustiche di laboratorio		SI								
Attestato di compatibilità ambientale		SI								
Spessore e R_D										
Spessore [mm]	40	50	60	70	80	90	100	120	140	160
Resistenza termica R_D [m ² K/W]	1,10	1,40	1,70	2,00	2,25	2,55	2,85	3,40	4,00	4,55

Figura 3.26 Scheda tecnica Rockalm 211

3.2.3 Foamglas

Foamglas si compone di vetro cellulare, cioè di milioni di minuscole cellule di vetro piene d'aria che gli conferiscono un elevato potere isolante in relazione al calore. La barriera contro il vapore è integrata nella struttura del materiale. Foamglas è impermeabile all'acqua e al vapore, non assorbe alcuna umidità e si dimostra resistente alla pressione anche sul lungo periodo. A queste qualità bisogna aggiungere anche i vantaggi del vetro: non combustibile, stabilità dimensionale, resistenza agli acidi e a roditori e insetti. E' esente da sostanze tossiche per l'ambiente ed è utilizzabile su quasi ogni tipo di facciata.





	W+F
Dimensioni in mm	
Lunghezza 300, Larghezza 450	
Lunghezza 600, Larghezza 450	
Lunghezza 600, Larghezza 600	40-140 mm
Densità	< 100 kg/m ³
Conduttività termica λ _D (EN ISO 10456)	0,038 W/mK
Resistenza alla compressione Resistenza alla compressione media ²⁾ Fractile 2,5% ²⁾ Fractile 7,5% ⁴⁾ costrizione di compressione ammissibile sotto carico nominale – sicurezza strutturale ²⁾ – efficienza funzionale ⁴⁾	
Coefficiente di dilatazione lineare	9 x 10 ⁻⁶ /K
Calore specifico	0,84 kJ/kgK
Diffusività termica	4,4 x 10 ⁻⁷ m ² /sec.
Modulo d'elasticità (si riferisce alla costrizione di compressione)	
Campi di applicazione	Applicazioni senza sollecitazioni meccaniche: Facciate Isolamento interno (dietro ad un rivestimento in muratura o a delle costruzioni a montanti)

Figura 3.27 Scheda tecnica Foamglas



Vantaggi del sistema FOAMGLAS®

Qualità: Sistema basato su materiali altamente pregiati. Garanzia di qualità grazie a controlli sistematici in cantiere e a una consulenza professionale.

Economicità: Massima conservazione del valore e costi di manutenzione minimi grazie alla durevolezza elevata. Produzione di energia solare rinnovabile grazie al futuristico sistema per facciate solari.

Durevolezza: Protezione termica e igrometrica ottimale per generazioni.

Sicurezza: Il sistema di isolamento incollato in maniera compatta impedisce i danni dell'umidità in seguito a formazione di condensa e infiltrazioni d'acqua. Il vetro cellulare impedisce la propagazione degli incendi e non sviluppa prodotti di fusione combustibili né fumi densi o gas tossici.

Funzionalità: Ponti termici minimi grazie al sistema di fissaggio termicamente ottimizzato. Termoisolante e barriera contro l'umidità in un unico strato funzionale.

Metodo di posa:

Applicare a rullo l'emulsione PC 56. Il PC 56 è una colla a 2 componenti, a base di bitume migliorato con materie sintetiche, senza solventi, a presa idraulica. Proporzioni della miscela: 3 parti di componente nero per una parte di componente in polvere. Dopo l'indurimento il materiale rimane elastico e resistente a numerose soluzioni saline, all'acqua e agli acidi deboli. Posare le lastre Foamglas in piena aderenza, con giunti sfalsati e colmati, con la colla a freddo PC 56. Applicare la colla a freddo con la spatola dentata su un lato corto e uno lungo e distribuire la colla a freddo sull'intera superficie della lastra. Rilevamento e posizionamento delle placchette dentate PC SP 150/150 P, formato 15 x 15 cm. Inserimento e incollaggio delle placchette con colla a freddo PC 56. Successivamente avverrà il fissaggio meccanico della sottostruttura metallica nelle placchette dentate e poi il montaggio dei pannelli.



Figura 3.28 Posa in opera isolante Foamglas



Figura 3.29 Placchette dentate

3.3 Vetri fotovoltaici

I Pannelli fotovoltaici sono posizionati secondo la figura 3.30. Con le sigle L si vogliono indicare le lastre Laminam, con le sigle M le lastre Mariotti. Per i pannelli fotovoltaici si indicano con la sigla S i pannelli System Photonics, in particolare con S1 i pannelli con fondo giallo e con S3 i pannelli con fondo nero; con la sigla E si indicano i pannelli Energy Glass, con E1 quelli con celle Sunpower e con E3 quelli con celle standard; infine con la sigla O1 sono indicati i pannelli in silicio amorfo. I pannelli alle estremità superiori con sigla S2 e E2 non sono collegati agli inverter e quindi non li considererò nelle valutazioni successive.

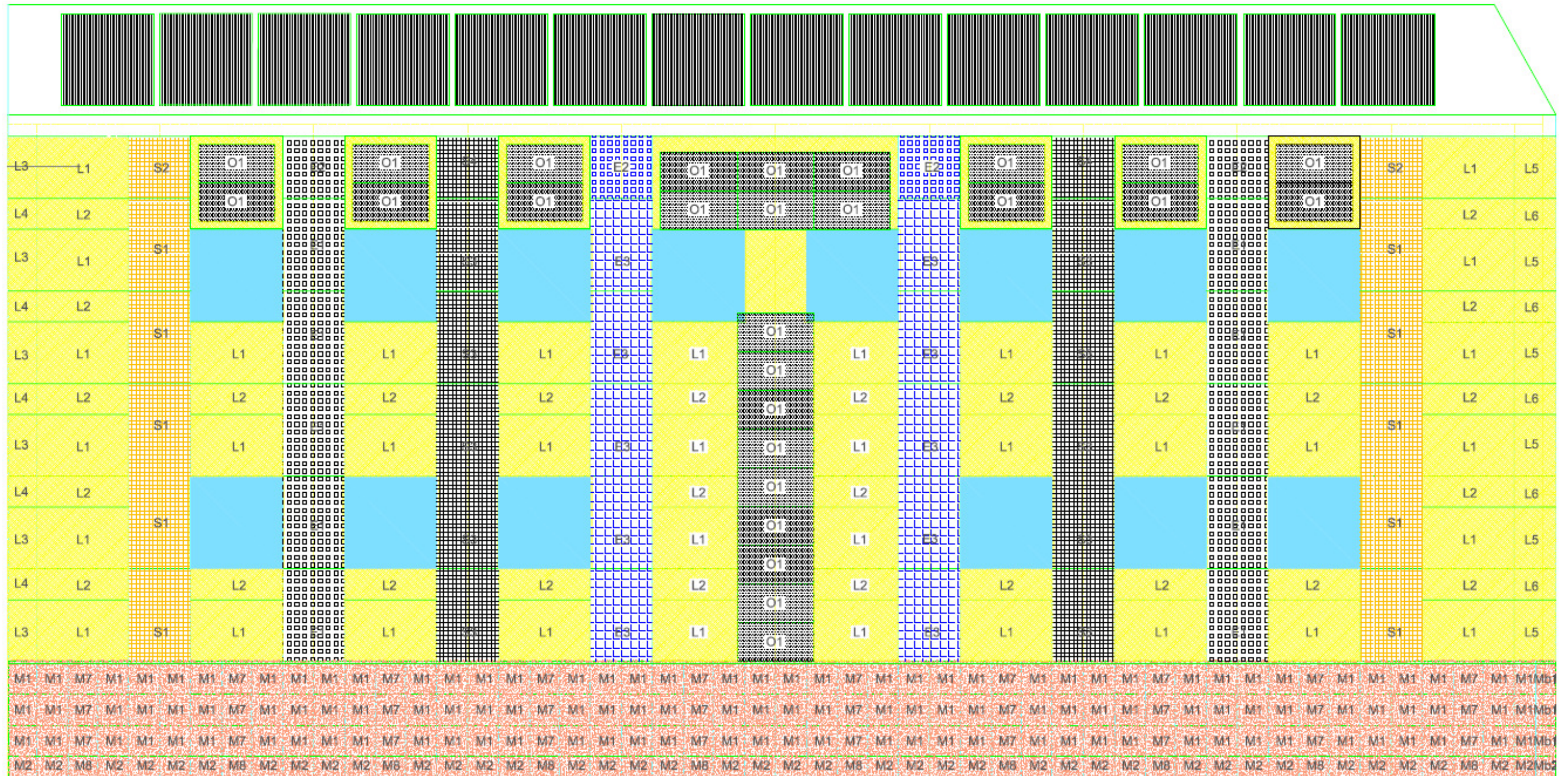


Figura 3.30 Paramenti esterni facciata Sud

3.3.1 Vetri fotovoltaici Energy Glass

Le lastre Energy Glass presenti in facciata sono di 2 tipi differenti. Precisamente sono 15 lastre con celle in silicio monocristallino denominate nei disegni come E3 divise in 10 in facciata sud e 5 in facciata est, 10 lastre con celle Sunpower sempre monocristalline tutte in facciata sud denominate come E1. Le lastre in facciata Sud sono legate all'inverter 2, mentre quelle in facciata est sono legate all'inverter 5. Le celle SunPower sono il 50% più efficienti rispetto alle celle tradizionali grazie all'impiego di silicio di altissima qualità e ai contatti elettrici sul retro (tecnologia brevettata back contact) che permettono di catturare una maggiore quantità di raggi solari e uno spettro di luce più ampio anche in condizioni di scarsa luminosità. Così facendo, i pannelli solari ad altissima efficienza che consentono di produrre più elettricità e quindi di ottenere il massimo beneficio. I vetri fotovoltaici stratificati di Energy Glass sono vetri per architettura simili ai vetri stratificati che si utilizzano per facciate, coperture e altre strutture in vetro che normalmente si impiegano nelle costruzioni. I vetri singoli prima di essere accoppiati possono essere temprati, induriti e sottoposti a trattamento HST.

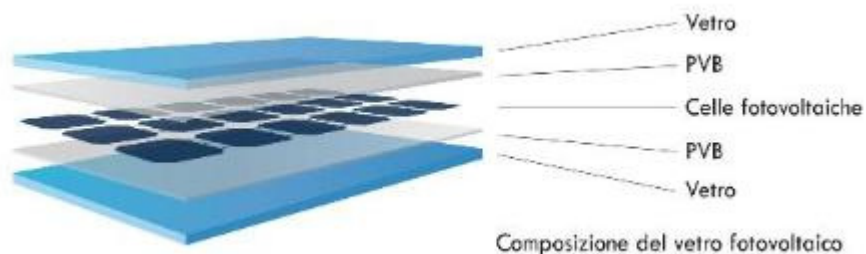


Figura 3.31 Composizione vetro Energy Glass

Come si evince dalla figura 3.31 i vetri fotovoltaici strutturali EnergyGlass sono realizzati in vetro temprato e stratificato di sicurezza, ossia vengono realizzati interponendo tra due vetri temprati e due fogli di PVB solar, materiale tipicamente utilizzato per ottenere i vetri stratificati di sicurezza comunemente utilizzati in edilizia, le celle fotovoltaiche.

Caratteristiche fisiche del vetro E3

Vetri FV:

- n°15 vetri
- Vetro anteriore 1010 x 1500 mm, spessore 4 mm Float
Extrachiario molatura filo grezzo.
- Vetro posteriore 1010 x 1500 mm, spessore 4 mm Float
Chiaro molatura filo grezzo smaltato
- PVB: tipo solar spessore 1,52 mm
- Peso vetro stratificato: 30 kg
- Spessore totale vetro: 9,52 mm

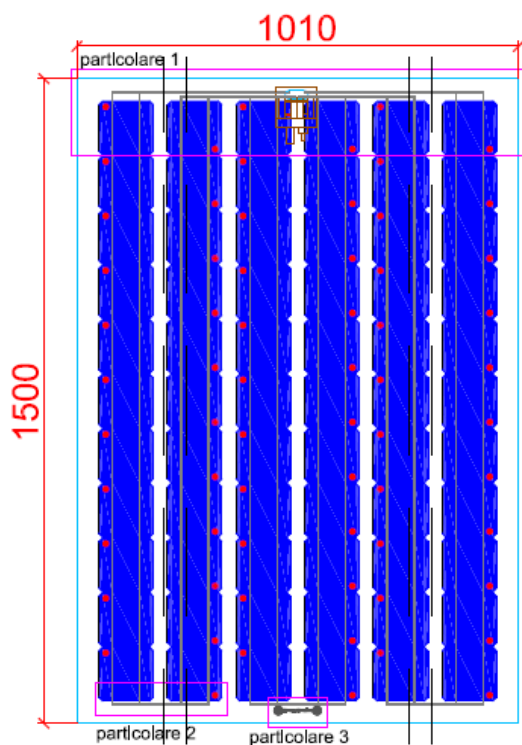


Figura 3.32 Pannello Energy Glass con celle standard

-



Caratteristiche elettriche del vetro:

- P_{max} (potenza massima nominale) 174 W
- V_{oc} (tensione a vuoto) 41,08 V
- I_{sc} (corrente cortocircuito) 5,48 A
- V_{mpp} (corrente alla massima potenza) 33,58 V
- I_{mpp} (corrente alla massima potenza) 5,19 A
- FF (fill factor) 0,7745

Coefficienti di variazione rispetto alla temperatura:

- Potenza -0,64 W/°C
- Tensione a vuoto -0,183 V/°C
- Corrente di cortocircuito +4,83 mA/°C

Caratteristiche fisiche scatola di giunzione:

- Dimensioni D 95 mm
W 95 mm
H 30 mm
- Range temperatura: -40 °C to 90°C
- Sezione cavo: 4 mm²
- Grado di protezione: IP 65, chiusa

Caratteristiche elettriche scatola di giunzione:

- Tensione massima: 1000 V DC
- Corrente massima: 25 A
- Resistenza di contatto: $\leq 5 \text{ m}\Omega$
- Classe di protezione: II



Caratteristiche diodi di bypass:

- Diode mln. SB1260 SCHOTTKY 12 A 90 V

Caratteristiche fisiche del vetro E1

Vetri FV:

- n°10 vetri
- Vetro anteriore 1010 x 1500 mm,
spessore 4 mm Float
Extrachiaro molatura filo grezzo.
- Vetro posteriore 1010 x 1500
mm, spessore 4 mm Float
Chiaro molatura filo grezzo
smaltato
- PVB: tipo solar spessore 1,52
mm
- Peso vetro stratificato: 30 kg
- Spessore totale vetro: 9,52 mm

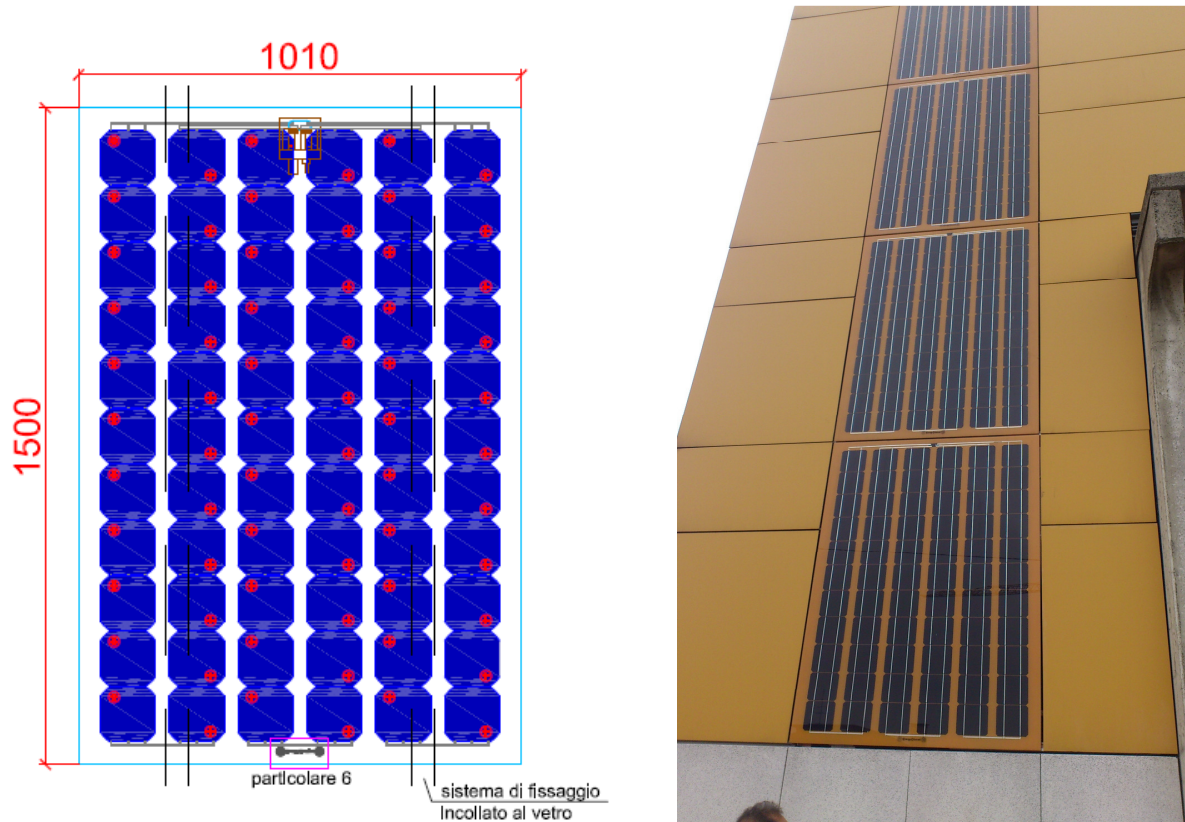


Figura 3.33 Pannello Energy Glass con celle Sunpower

Caratteristiche elettriche del vetro:

- P_{max} (potenza massima nominale) 195 W
- V_{oc} (tensione a vuoto) 44,08 V
- I_{sc} (corrente cortocircuito) 5,74 A
- V_{mpp} (corrente alla massima potenza) 36,84 V
- I_{mpp} (corrente alla massima potenza) 5,29 A
- FF (fill factor) 0,770



Coefficienti di variazione rispetto alla temperatura:

- Potenza $-0,32 \text{ W/}^\circ\text{C}$
- Tensione a vuoto $-0,122 \text{ V/}^\circ\text{C}$
- Corrente di cortocircuito $+5,01 \text{ mA/}^\circ\text{C}$

Caratteristiche fisiche scatola di giunzione:

- Dimensioni D 95 mm
W 95 mm
H 30 mm
- Range temperatura: $-40 \text{ }^\circ\text{C}$ to $90 \text{ }^\circ\text{C}$
- Sezione cavo: 4 mm^2
- Grado di protezione: IP 65, chiusa

Caratteristiche elettriche scatola di giunzione:

- Tensione massima: 1000 V DC
- Corrente massima: 25 A
- Resistenza di contatto: $\leq 5 \text{ m}\Omega$
- Classe di protezione: II

Caratteristiche diodi di bypass:

- Diode mln. SB1260 SCHOTTKY 12 A 90 V

3.3.2 Vetri fotovoltaici System Photonics

Le lastre fotovoltaiche System Photonics si caratterizzano per l'utilizzo di una sottile lastra ceramica dello spessore di 3mm come backsheet e di un incapsulante 5 volte più duro e 100 volte più resistente di quelli comunemente utilizzati. Sulla facciata Sud sono presenti 20 lastre System Photonics, 10 con ceramica di colore giallo e 10 con ceramica di colore nero, tutti legati all'inverter 1, mentre in facciata est sono presenti 6 lastre di colore giallo legate all'inverter 4.

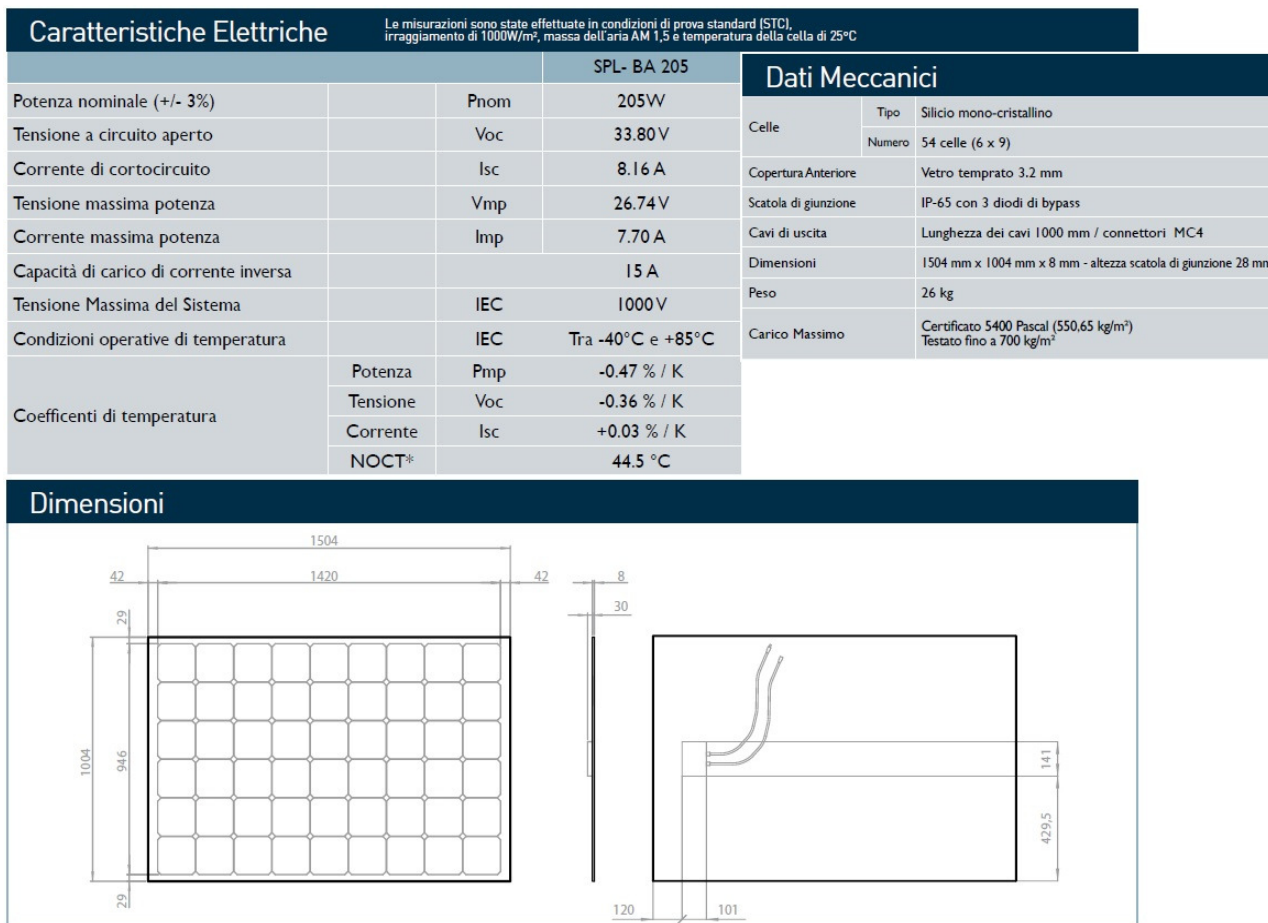


Figura 3.34 Scheda tecnica pannelli System Photonics



Figura 3.35 Pannelli System Photonics con fondo giallo

Figura 3.36 Pannelli System Photonics con fondo nero

3.3.3 Silicio Amorfo

I pannelli di silicio amorfo presenti sulle facciate sud e est sono prodotti dalla azienda jms, azienda grossista di materiale fotovoltaico, avente sede in Germania, vicino a Monaco di Baviera, e che opera sia a livello nazionale che internazionale. Le lastre presenti sulla facciata sud sono 24, mentre quelle presenti in facciata est sono 10. Tutti i pannelli presenti in facciata sud sono sotto l'inverter 3 mentre quelli in facciata est sono sotto l'inverter 6.



Figura 3.37 Pannelli in silicio amorfo

	EPV-40	EPV-42
Typical electrical performance at STC: 1000 W/m², 25°C, AM 1.5		
Peak power (W _p)	40 W	42 W
Max. power voltage (U _{mpp})	44 V	45 V
Max. power current (I _{mpp})	0.92 A	0.94 A
Open circuit voltage (U _{oc})	59 V	60 V
Short circuit current (I _{sc})	1.17 A	1.18 A
Module power tolerance	+/-5%	
Module efficiency	6%	
Temp. coefficient (I _{sc} %)	0.09%/°C	
Temp. coefficient (U _{oc} %)	- 0.28%/°C	
Temp. coefficient (P _{mpp} %)	- 0.19%/°C	
Max. system voltage (U _{max})	1000 V	
Module type	amorphous silicon	
Module length x width x depth (± 3 mm)	1245 mm x 635 mm x 24 mm	
Weight	12.3 kg	
Certification	IEC 61646, safety class II, Intertek ETL	
Performance warranty	25 years	
Product warranty	2 years	

Figura 3.38 Scheda tecnica Pannelli in silicio amorfo

3.4 Lastre Mariotti

Alla base dell'edificio sono montate le lastre Mariotti. Impero Superior è una piastrella composta esclusivamente da miscele speciali di inerti selezionati, cemento bianco ad alta resistenza ed ossidi Bayer. Presenta notevole resistenza all'usura ed elevata resistenza al gelo. La superficie è inizialmente levigata per dare risalto alla struttura ed ai colori degli inerti, quindi viene bocciardata fine, mentre gli angoli vengono bisellati. Infine la piastrella viene sottoposta al "Superior Ecology System": un trattamento atto a proteggerla dagli effetti degli agenti atmosferici e chimici, nonché dallo sporco. Ne risulta una piastrella con una superficie liscia ma antiscivolo. La presenza di questo liquido ecologico non altera i colori degli inerti di granito, ovvero permette una manutenzione facile e veloce del pavimento. Le lastre Mariotti sono state utilizzate per la facciata, anche se nate per pavimentazione, e sono state appositamente fresate per poter essere appese alla facciata.



Figura 3.39 Lastre Mariotti

Figura 3.40 Lastre Mariotti



3.5 Inverter

Come abbiamo già descritto, gli inverter utilizzati per i pannelli sono 6, 3 per la facciata a Sud e 3 per quella a Est. Gli inverter utilizzati sono della marca Sunny Boy e sono di due modelli diversi. Sunny Boy 4000 TL per i pannelli Energy Glass e System Photonics in facciata sud e Sunny boy 1200 per la facciata Est e i pannelli in silicio amorfo della facciata Sud. Il modello dipende dalla potenza di picco dei pannelli. Di seguito sono riportate le schede tecniche dei due inverter.

Dati tecnici	Sunny Boy 1200
Ingresso (CC)	
Potenza CC max. (@ $\cos \varphi=1$)	1 320 W
Tensione CC max	400 V
Range di tensione MPP	100 V - 320 V
Tensione nominale CC	120 V
Tensione CC min./Tensione d'avviamento	100 V/120 V
Corrente d'ingresso max/per stringa	12,6 A/12,6 A
Numero di inseguitori MPP/Stringhe per inseguitore MPP	1/2
Uscita (CA)	
Potenza nominale CA (@ 230 V, 50 Hz)	1 200 W
Potenza apparente CA max	1 200 VA
Tensione nominale CA; range	220, 230, 240 V; 180 V - 265 V
Frequenza di rete CA; range	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz
Corrente d'uscita max	6,1 A
Fattore di potenza ($\cos \varphi$)	1
Fasi di immissione/Fasi di collegamento	1/1
Grado di rendimento	
Grado di rendimento massimo/Grado di rendimento europeo	92,1 % / 90,9 %
Dispositivi di protezione	
Protezione contro l'inversione di polarità CC	●
Sezionatore CC ESS	●
Resistenza alla corrente CA di cortocircuito	●
Monitoraggio della dispersione verso terra	●
Monitoraggio rete (SMA Grid Guard)	●
Separazione galvanica/Unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente	●/-
Classe di protezione/Categoria di sovratensione	I/III

Dati generali	
Dimensioni (L x A x P) in mm	440/339/214
Peso	23 kg
Range di temperature di funzionamento	-25 °C - +60 °C
Rumorosità, valore tipico	≤ 41 dB(A)
Autoconsumo (notte)	< 0,1 W
Topologia	Trasformatore bassa frequenza
Sistema di raffreddamento	Convezione
Classe di protezione della parte elettronica/Campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP65/IP65
Classe climatica (conf. alla norma IEC 60721-3-4)	4K4H
Dotazione	
Collegamento CC: SUNCLIX	●
Collegamento CA: morsetto a vite/connettore a spina/connettore a molla	-/●/-
Display: righe di testo/grafico	●/-
Interfacce: RS485/Bluetooth®	○/○
Garanzia (5/10/15/20/25 anni)	●/○/○/○/○

Figura 3.41 Scheda tecnica inverter Sunny Boy 1200

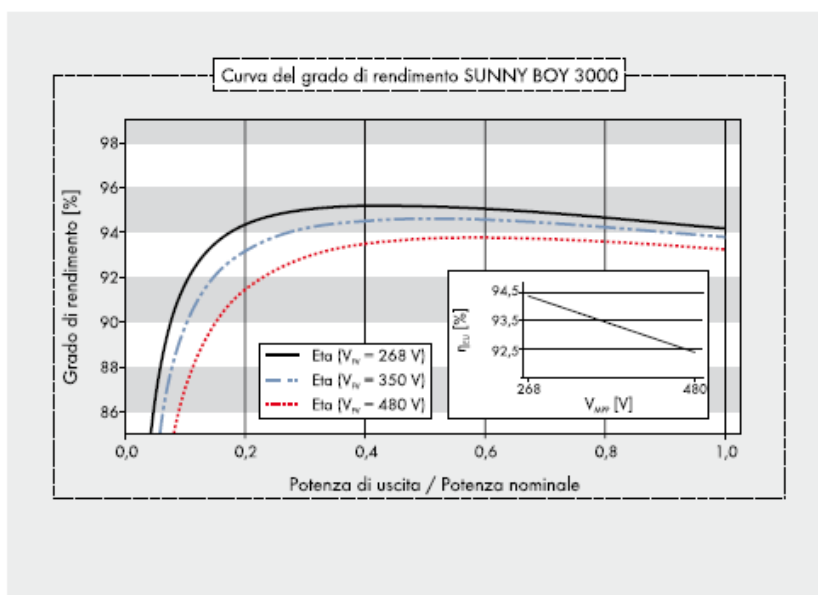


Figura 3.42 Curva di rendimento inverter

Dati tecnici	Sunny Boy 4000TL
Ingresso (CC)	
Potenza CC max. (@ $\cos \varphi=1$)	4200 W
Tensione di ingresso max.	750 V
Range di tensione MPP / Tensione di ingresso nominale	175 V - 500 V / 400 V
Tensione di ingresso min. / Tensione di ingresso di avviamento	125 V / 150 V
Corrente di ingresso max. ingresso A / ingresso B	15 A / 15 A
Corrente di ingresso max. per stringa ingresso A / ingresso B	15 A / 15 A
Numero di ingressi MPP indipendenti / Stringhe per ingresso MPP	2 / A:2; B:2
Uscita (CA)	
Potenza nominale (@230 V, 50 Hz)	4000 W
Potenza apparente CA max.	4000 VA
Tensione nominale CA / Range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 280 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Frequenza di rete nominale / Tensione di rete nominale	50 Hz / 230 V
Corrente di uscita max.	22 A
Fattore per potenza nominale	1
Fattore di sfasamento impostabile	0,8 sovraeccitato...0,8 sottoeccitato
Fasi di alimentazione / Fasi di allacciamento	1 / 1
Grado di rendimento	
Grado di rendimento max. / Grado di rendimento europ.	97 % / 96,4 %
Dispositivi di protezione	
Punto di disinserimento lato ingresso	●
Monitoraggio della dispersione verso terra / monitoraggio della rete	● / ●
Protezione contro l'inversione della polarità C / resistenza ai cortocircuiti CA / separazione galvanica	● / ● / -
Unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente	●
Classe di protezione (secondo IEC 62103)/categoria di sovratensione (secondo IEC 60664-1)	I / III
Dati generali	
Dimensioni (L x A x P)	490 / 519 / 185 mm (
Peso	26 kg (57,3 lb)
Range di temperature di funzionamento	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Rumorosità, valore tipico	25 dB(A)
Autoconsumo (notte)	1 W
Topologia	Senza trasformatore
Principio di raffreddamento	convezione
Classe di protezione (secondo IEC 60529)	IP65
Classe climatica (conf. alla norma IEC 60721-3-4)	4K4H
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (non condensante)	100 %
Dotazione	
Collegamento CC / Collegamento CA	SUNCLIX / Morsetto a molla
Display	Grafico
Interfaccia: RS485 / Bluetooth / Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○ / ○
Relè multifunzione / Power Control Module	○ / ○
Garanzia (5 / 10 / 15 / 20 / 25 anni)	● / ○ / ○ / ○ / ○

Figura 3.43 Scheda tecnica inverter Sunny Boy 4000 TL



3.6 Sensori

Nella figura 3.44 è riportato il prospetto Sud della facciata di Aderma e in particolare la posizione di tutti i sensori presenti. I sensori sono disposti orizzontalmente su 3 fasce e verticalmente su 11. Nella fascia 1 orizzontale, quindi quella alla base dell'edificio ci sono i sensori che misurano la temperatura dell'intercapedine T0, quelli che misurano la temperatura del paramento esterno T1, in questo caso le lastre Mariotti, e quelli che misurano la velocità dell'aria ascendente e discendente. Nella fascia 2, quindi la fascia centrale, ci sono 4 sensori di temperatura e misurano: temperatura del paramento esterno T1, temperatura dell'intercapedine T0, temperatura dell'isolante sulla faccia esterna T2, temperatura dell'isolante sulla faccia interna T3 e temperatura sulla parte interna della muratura T4. Nella fascia 3 invece, quella alla sommità dell'edificio, sono stati posizionati solo 2 sensori, uno che misura la temperatura dell'intercapedine T0 e uno che misura la velocità dell'aria VA. Tutti questi sensori sono ripetuti per 11 fasce verticali poste dietro i diversi pannelli fotovoltaici e dietro le lastre Laminam. I sensori posti lungo la fascia 1 verticale sono posizionati dietro lastre Laminam; quelli in fascia 2 dietro i pannelli fotovoltaici System Photonics con fondo giallo; quelli in fascia 3 dietro i pannelli fotovoltaici Energy Glass con celle Sunpower; quelli in fascia 4 dietro i pannelli fotovoltaici System Photonics con fondo nero; quelli in fascia 5 dietro i pannelli fotovoltaici Energy Glass con celle standard; quelli in fascia 6 dietro i pannelli Energy Glass in silicio amorfo; quelli in fascia 7 dietro i pannelli fotovoltaici Energy Glass con celle standard; quelli in fascia 8 dietro i pannelli fotovoltaici System Photonics con fondo nero; quelli in fascia 9 dietro i pannelli fotovoltaici Energy Glass con celle Sunpower; quelli in fascia 10 dietro i pannelli fotovoltaici System Photonics con fondo giallo; e quelli in fascia 11 dietro le lastre Laminam.

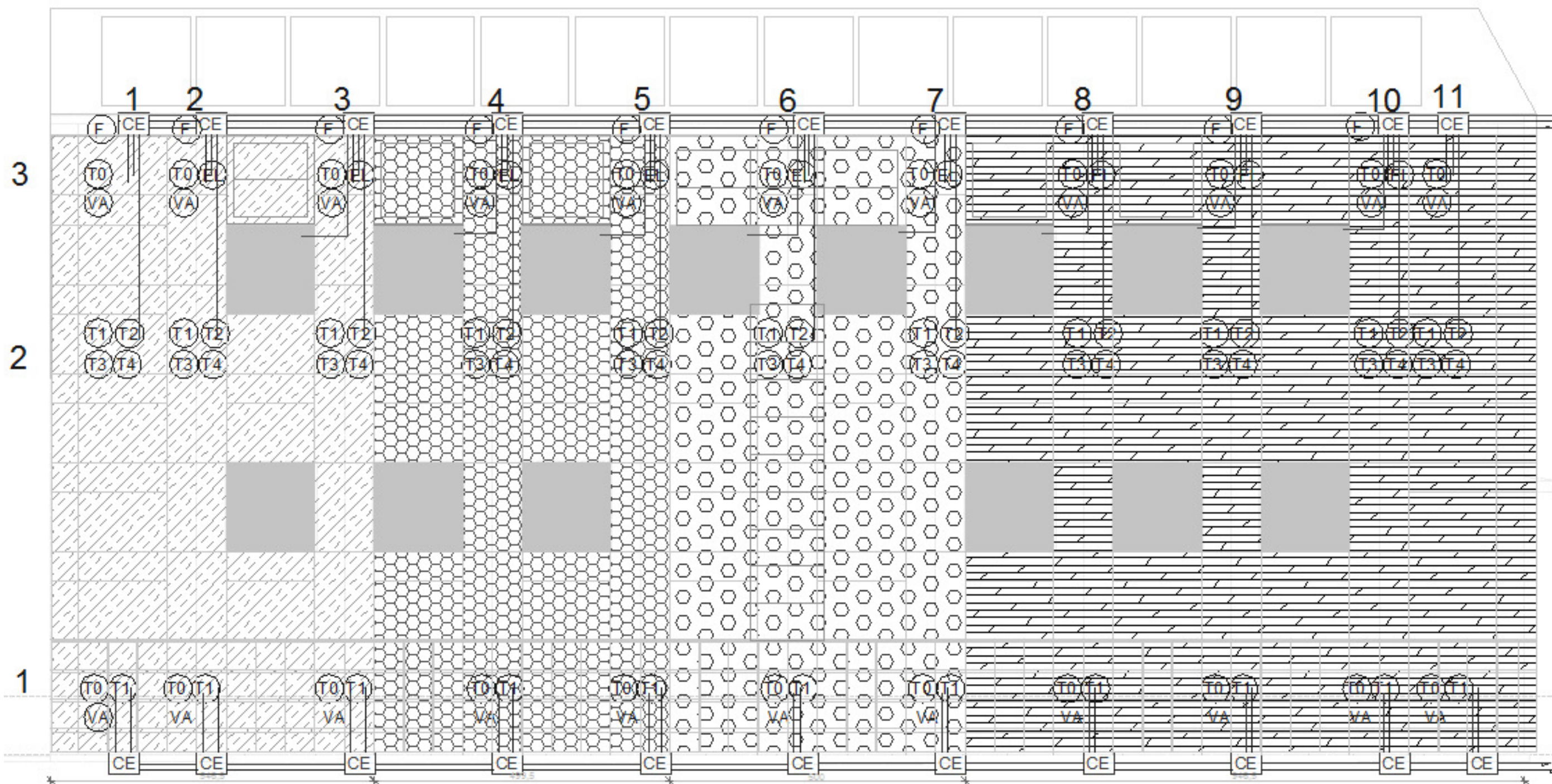


Figura 3.44 Sensori facciata Sud



4 Produzione energia elettrica

In questo capitolo verranno analizzati i dati degli inverter, le potenze e l'energia prodotta, e verranno messe a confronto le varie tipologie di pannelli sia sulla facciata Sud sia su quella Est. Sono stati analizzati i dati riferiti a tre settimane nell'arco dell'anno, messe a disposizione dal Prof.re Ezio Arlati del Politecnico di Milano, assunte in mesi differenti (giugno, novembre e gennaio) per confrontare l'efficienza dei pannelli e acclarare in quale periodo dell'anno si ottimizza la produzione di energia.

4.1 La potenza nominale di picco

La potenza nominale di picco kWp è la potenza elettrica che un impianto fotovoltaico è in grado di erogare in condizioni di prova standard:

- 1 kW/m² di irraggiamento perpendicolarmente ai pannelli;
- 25°C di temperatura delle celle;
- Massa d'aria pari a 1,5.

La massa d'aria influenza la produzione energetica fotovoltaica in quanto è un indice dell'andamento della densità spettrale di potenza della radiazione solare.

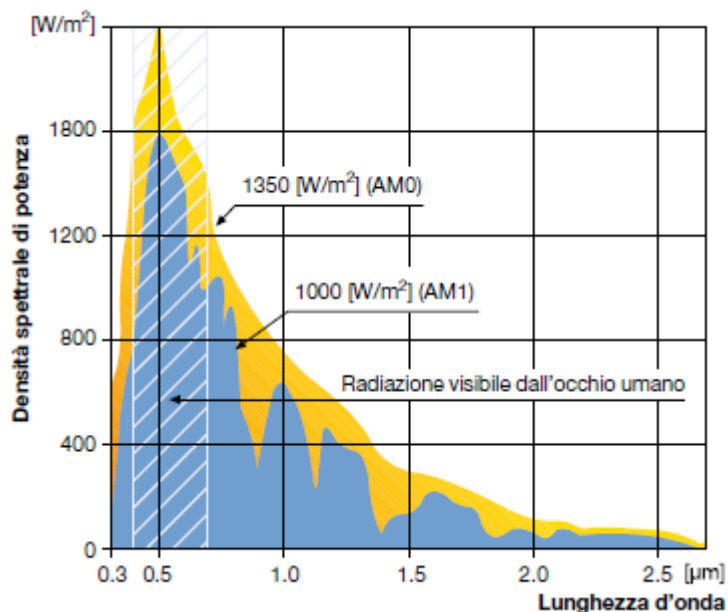


Figura 4.1 Diagramma massa d'aria

In figura 4.1 la superficie gialla rappresenta la radiazione perpendicolare alla superficie terrestre, assorbita dall'atmosfera, mentre la superficie blu indica la radiazione solare che effettivamente raggiunge la superficie terrestre.

4.2 Dati excel

Si è proceduto ad un confronto comparativo tra i vari tipi di pannelli finalizzato a stabilire quale generi una maggiore produzione di energia elettrica, sulla scorta dei seguenti dati:

- Caratteristiche tecniche dei vari pannelli segnatamente alla potenza di picco ed il numero degli stessi
- Energia elettrica prodotta in kWh dall'esame dei dati prodotti dai vari inverter

Esaminando i dati degli inverter in alcune settimane dell'anno si notano alcune significative differenze di produttività.



In tabella 1 sono inserite le caratteristiche tecniche dei pannelli già analizzati nel capitolo precedente, e calcolate le potenze totali dei vari pannelli, sia sulla facciata a Sud che su quella a Est.

	E3	E1	S1-S3	O01	Unità di misura
P_{max}	174	195	205	40	W
V_{oc}	41,08	44,08	33,8	59	V
I_{sc}	5,48	5,74	8,16	1,17	A
V_{mpp}	33,58	36,84	26,74	44	V
I_{mpp}	5,19	5,29	7,7	0,92	A
FF	0,7745	0,77			
N°moduli Sud	10	10	20	24	
P_{tot}	1740	1950	4100	960	W
N°moduli Est	5		6	10	
P_{tot}	870	0	1230	400	W

Tabella 1 Caratteristiche pannelli fotovoltaici

4.2.1 Dal 17 al 23 giugno 2013

Nelle tabelle che seguiranno nei prossimi paragrafi sono indicati 3 valori:

- I kW_p dei diversi inverter
- I kWh prodotti da ogni inverter
- Il rapporto tra i due necessario per ottenere l'efficienza dei pannelli e quindi stabilire a parità di potenza max dei pannelli quale produce più energia.

In kW_p è indicata la massima potenza erogabile da ogni inverter in base ai moduli presenti. In kWh l'energia giornaliera prodotta.



		SUD			EST			
		Inv 1	Inv 2	Inv 3	Inv 4	Inv 5	Inv 6	
17-giu		4,1	3,69	0,96	1,23	0,87	0,4	kW _p
		10,76	9,09	1,8	2,74	1,76	0,66	kWh
		2,62439	2,463415	1,875	2,227642	2,022989	1,65	kWh/kW _p
18-giu		10,74	8,84	1,75	3,94	2,62	1,05	kWh
		2,619512	2,395664	1,822917	3,203252	3,011494	2,625	kWh/kW _p
19-giu		9,99	8,17	1,54	2,77	1,78	0,68	kWh
		2,436585	2,214092	1,604167	2,252033	2,045977	1,7	kWh/kW _p
20-giu		6,52	5,28	0,88	3,23	2,16	0,85	kWh
		1,590244	1,430894	0,916667	2,626016	2,482759	2,125	kWh/kW _p
21-giu		10,39	8,48	1,55	4,16	2,75	1,02	kWh
		2,534146	2,298103	1,614583	3,382114	3,16092	2,55	kWh/kW _p
22-giu		11,06	9,06	1,69	3,72	2,46	0,95	kWh
		2,697561	2,455285	1,760417	3,02439	2,827586	2,375	kWh/kW _p
23-giu		10,59	8,64	1,6	4,29	2,87	1,09	kWh
		2,582927	2,341463	1,666667	3,487805	3,298851	2,725	kWh/kW _p

Tabella 2 Produzione Inverter Giugno

Con il colore azzurro sono evidenziati i rapporti tra l'energia prodotta e la potenza massima ammissibile dei pannelli più efficienti. Come dimostrato dalla tabella 2, il giorno più produttivo per la facciata Sud è il 22 giugno, mentre per quella Est il 23 giugno, in entrambi casi i pannelli più performanti sono gli stessi ossia quelli System Photonics. Tra inverter 1 e 2 e tra 4 e 5 non traspare molta differenza di efficienza, mentre se si paragona questi con inverter 3 e 6, rispettivamente per facciata Sud e Est, si nota che la differenza invece è sensibile. Considerando il tipo di celle utilizzate si rileva che le celle in silicio monocristallino producono più energia di quelle in silicio amorfo. Questo è ormai risaputo, anche se, per motivi commerciali, con la messa in commercio del silicio amorfo, si è sostenuto che questo avesse prestazioni energetiche più efficienti, in quanto capace di produrre energia sia con luce diretta che con luce diffusa. Come si può constatare, analizzando i dati riportati in tabella 2, anche nel giorno della settimana di giugno meno produttivo (20 giugno), emerge la differenza tra i 2 tipi di silicio, sia sulla facciata Sud che su quella Est, dove su

quest'ultima la radiazione solare assume valori massimi solo nelle ore antimeridiane e quindi la differenza dovrebbe affievolirsi. Una seconda analisi è quella di determinare il pannello più efficiente tra i due dello stesso inverter, vista la distinzione spiegata nel capitolo precedente. I dati non esplicitano valori diretti sull'energia, ma forniscono le potenze istantanee generate dai due tipi di moduli, quindi si può affermare che per l'inverter 1 i pannelli più efficienti sono quelli S1, System Photonics con fondo giallo, e per l'inverter 2 i pannelli più performanti sono gli E1, Energy Glass con celle Sunpower. I pannelli dell'inverter 1 hanno entrambi potenza max di $205 W_p$ per cui la differenza di potenza erogata è dovuta al colore del fondo del pannello, in particolare risultano più efficienti i pannelli con fondo giallo. Non è possibile effettuare lo stesso ragionamento per i pannelli dell'inverter 2, in quanto la differenza è dovuta alla potenza erogata dalle celle Sunpower, più potenti rispetto a quelle standard. Infatti il pannello che risulta più performante è quello che può erogare maggiore potenza: precisamente $195 W_p$ rispetto ai $174 W_p$ dell'altro pannello, come descritto nel paragrafo 3.3.


Giorno	T Media	T min	T max	Precip.	Umidità	Vento Max	Raffica	Fenomeni
17	28 °C	22 °C	33 °C	-	49 %	11 km/h	-	Nessuno
18	29 °C	22 °C	35 °C	-	51 %	11 km/h	-	Nessuno
19	29 °C	24 °C	34 °C	-	50 %	13 km/h	-	Nessuno
20	27 °C	23 °C	31 °C	n/d	55 %	22 km/h	-	
21	24 °C	20 °C	29 °C	-	52 %	17 km/h	-	Nessuno
22	24 °C	19 °C	28 °C	-	56 %	17 km/h	-	Nessuno
23	24 °C	20 °C	29 °C	-	59 %	22 km/h	41 km/h	Nessuno

Figura 4.2 Meteo Giugno



Il grafico che raffigura l'andamento delle potenze dei 6 inverter (Fig. 4.3) mostra come le linee verdi e gialle corrispondenti a inverter 1 e 2 raggiungano potenze nettamente superiori rispetto alle altre. Si nota inoltre come l'andamento degli inverter 1,2 e 3, relativi ai pannelli montati sulla facciata Sud, cresce lentamente quando sorge il sole per avere il suo picco verso le 14.00 per poi iniziare a calare lentamente. Invece, per gli inverter 4, 5 e 6, i cui pannelli sono collocati sulla facciata Est, il discorso è differente, infatti la curva cresce subito e raggiunge il suo picco alle 10.30 per poi iniziare il declino, ovviamente perché trovandosi orientati verso il sorgere del sole sfruttano la massima potenza nelle prime ore della giornata, mentre i pannelli che sono orientati a Sud hanno il massimo dell'efficienza nelle ore centrali della stessa. Analizzando le curve delle singole giornate, si può constatare che quelle corrispondenti ai giorni 17 e 18 Giugno (primi 2 grafici), essendo abbastanza regolari fanno dedurre che siano state giornate soleggiate con poche nuvole, mentre le altre essendo più irregolari, fanno supporre che le giornate siano state più nuvolose, in particolare la giornata di giovedì com'è dimostrato anche dai dati relativi all'energia prodotta (tabella 2). Questo è avvalorato anche dai dati climatici (Fig. 4.2) scaricati sul sito ilmeteo.it, che però non permettono di percepire le condizioni climatiche istantanee, come invece è possibile dedurre in modo più dettagliato dai grafici.

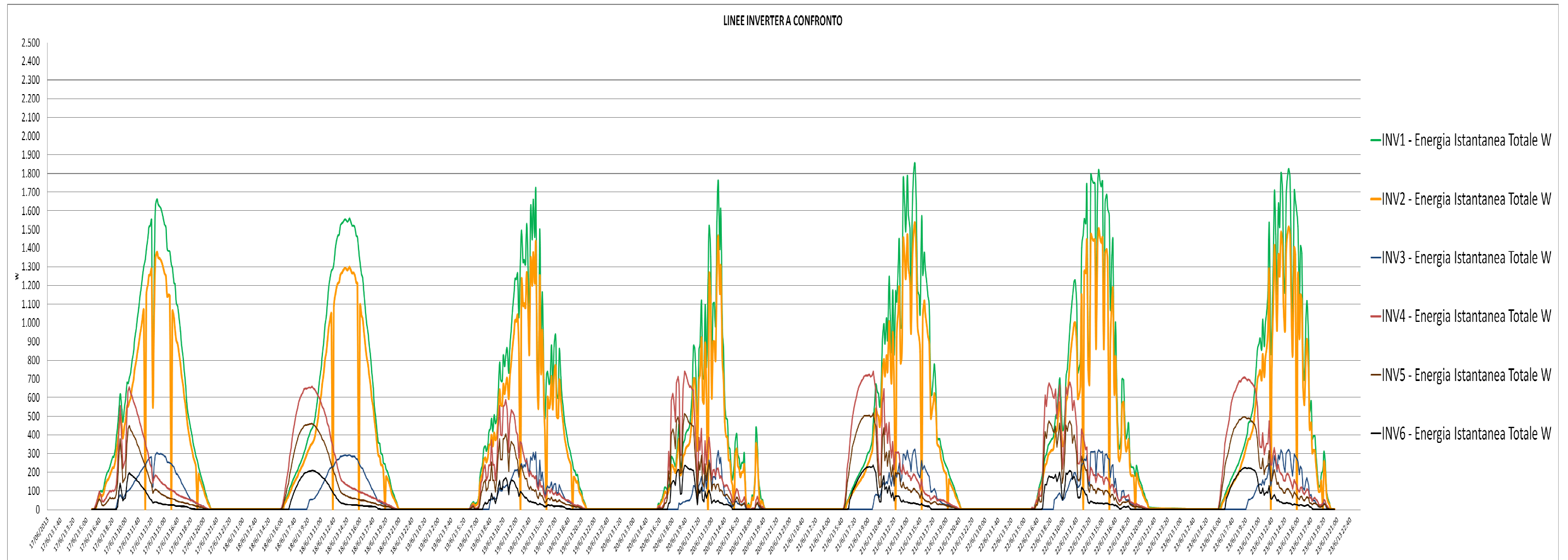


Figura 4.3 Potenze inverter Giugno



4.2.2 Dal 19 al 25 novembre 2012

Purtroppo per la settimana di novembre i dati non sono completi, in quanto il danneggiamento, in facciata Sud, di una fila di pannelli Energy Glass con celle Sunpower ha costretto l'inverter 2 a rilevare solo i dati relativi ai pannelli Energy Glass con celle standard. Infatti analizzando i dati di energia prodotta, emerge che l'energia rilevata dall'inverter 2 è inferiore alla metà di quella prodotta dall'inverter 1, mentre nel mese di giugno era di poco inferiore. In questa settimana si comprende bene lo sbalzo di produzione di energia generata nei diversi giorni della stessa. Infatti si può constatare, come ad esempio per l'inverter 1, la produzione di energia passa da 18 kWh di martedì 20 novembre a 1,79 kWh di giovedì 22 novembre, questo è dovuto ovviamente ai fattori climatici giornalieri. Lo stesso vale per gli altri giorni della settimana.

	SUD			EST			
	Inv 1	Inv 2	Inv 3	Inv 4	Inv 5	Inv 6	
19-nov	4,1	3,69	0,96	1,23	0,87	0,4	kW _p
	2,47	0,91	0,2	0,33	0,17	0	kWh
	0,602439	0,246612	0,208333	0,268293	0,195402	0	kWh/kW _p
20-nov	18	7,4	3,14	2,3	1,26	0,47	kWh
	4,390244	2,00542	3,270833	1,869919	1,448276	1,175	kWh/kW _p
21-nov	12,93	5,32	2,28	0,31	0,72	0,24	kWh
	3,153659	1,441734	2,375	0,252033	0,827586	0,6	kWh/kW _p
22-nov	1,79	0,63	0,09	1,18	0,17	0	kWh
	0,436585	0,170732	0,09375	0,95935	0,195402	0	kWh/kW _p
23-nov	11,49	4,66	1,86	1,42	0,66	0,18	kWh
	2,802439	1,262873	1,9375	1,154472	0,758621	0,45	kWh/kW _p
24-nov	8,05	3,23	1,17	1,18	0,81	0,23	kWh
	1,963415	0,875339	1,21875	0,95935	0,931034	0,575	kWh/kW _p
25-nov	6,95	2,79	1,11	0,73	0,39	0,13	kWh
	1,695122	0,756098	1,15625	0,593496	0,448276	0,325	kWh/kW _p

Tabella 3 Produzione inverter novembre



Giorno	T Media	T min	T max	Precip.	Umidità	Vento Max	Raffica	Fenomeni
19	8 °C	6 °C	11 °C	-	81 %	9 km/h	-	
20	10 °C	4 °C	15 °C	-	78 %	9 km/h	-	Nessuno
21	9 °C	7 °C	13 °C	-	88 %	11 km/h	-	
22	9 °C	6 °C	12 °C	-	88 %	6 km/h	-	Nessuno
23	10 °C	6 °C	14 °C	-	88 %	11 km/h	-	
24	10 °C	6 °C	13 °C	-	91 %	9 km/h	-	
25	11 °C	9 °C	13 °C	-	87 %	9 km/h	-	Nessuno

Figura 4.4 Meteo Novembre

Altra importante differenza con la settimana di giugno, è la produzione di energia elettrica giornaliera, dove la massima produzione di 11,06 kWh è ben al di sotto dei 18 kWh prodotti nel giorno più soleggiato della settimana di novembre. Dal grafico di figura 4.4 del mese di giugno e dai rispettivi dati analizzati, risulta che la potenza massima raggiunta è di 1818,98 W alle 14.30 del 22 Giugno, mentre per la settimana del mese di novembre (figura 4.5) è di 2898,53 W alle 12.40 del 20 Novembre. Quindi nonostante la stagione estiva sia caratterizzata da giornate più lunghe e, di conseguenza la rilevazione dei dati inizi prima e finisca dopo rispetto al periodo autunnale, caratterizzato al contrario da giornate più corte, la produzione maggiore di energia si ha nel mese di novembre e lo stesso vale per la potenza massima raggiunta, superiore a più di 1000 W. Questo è conseguenza del fatto che i pannelli solari lavorano bene fino alla temperatura di 25 °C e man mano che aumenta la temperatura dello stesso, l'efficienza diminuisce. I pannelli più produttivi anche per questa settimana sono quelli di System Photonics con fondo giallo.

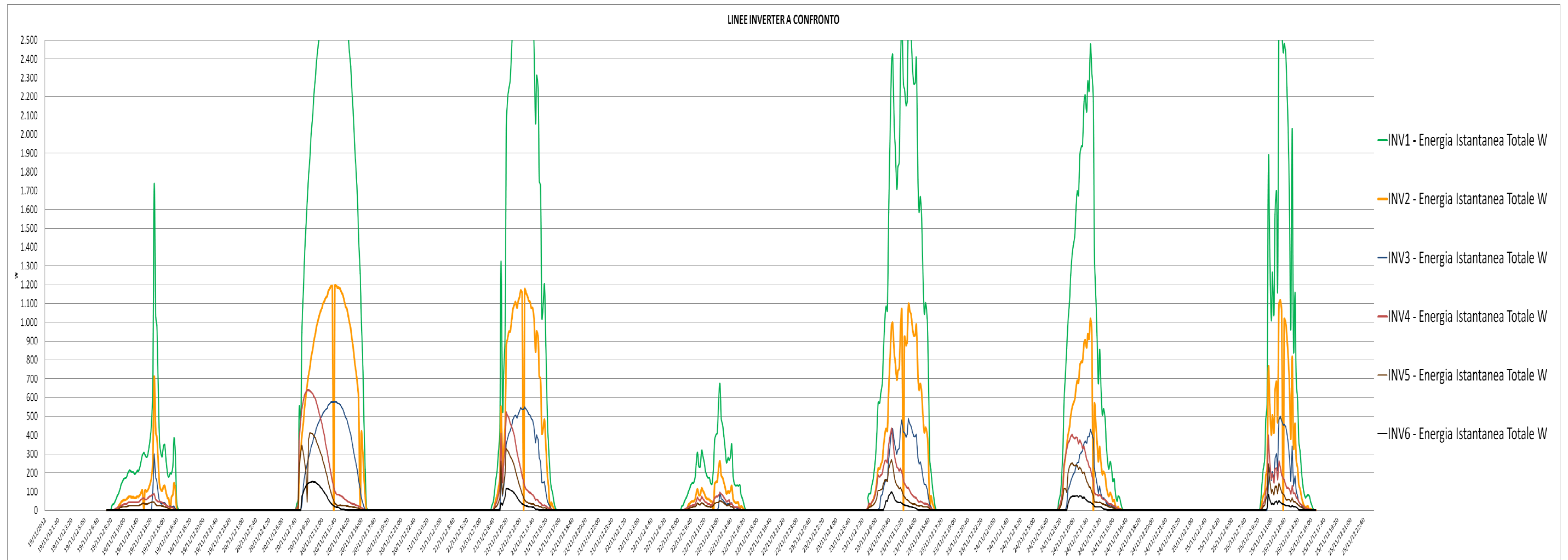


Figura 4.5 Potenze inverter novembre



4.2.3 Dal 21 al 27 gennaio 2013

Anche per la settimana di gennaio si ripresenta il problema dell'inverter 2, come spiegato nel paragrafo precedente e i valori di energia generata, nel giorno più produttivo, in linea generale sono molto simili a quelli della settimana di novembre.

	SUD			EST			
	Inv 1	Inv 2	Inv 3	Inv 4	Inv 5	Inv 6	
21-gen	4,1	3,69	0,96	1,23	0,87	0,4	kW _p
	0,58	0,16	0	0,12	0,04	0	kWh
	0,141463	0,04336	0	0,097561	0,045977	0	kWh/kW _p
22-gen	9,93	3,98	1,48	0,5	0,26	0,06	kWh
	2,421951	1,078591	1,541667	0,406504	0,298851	0,15	kWh/kW _p
23-gen	7,1	2,81	0,97	1,5	0,82	0,24	kWh
	1,731707	0,761518	1,010417	1,219512	0,942529	0,6	kWh/kW _p
24-gen	18,18	7,41	2,97	2,34	1,25	0,46	kWh
	4,434146	2,00813	3,09375	1,902439	1,436782	1,15	kWh/kW _p
25-gen	18,22	7,46	2,81	2,64	1,43	0,5	kWh
	4,443902	2,02168	2,927083	2,146341	1,643678	1,25	kWh/kW _p
26-gen	10,61	4,27	1,4	1,18	0,69	0,17	kWh
	2,587805	1,157182	1,458333	0,95935	0,793103	0,425	kWh/kW _p
27-gen	10,06	4,04	1,57	1,42	0,8	0,2	kWh
	2,453659	1,094851	1,635417	1,154472	0,91954	0,5	kWh/kW _p

Tabella 4 Produzione inverter Gennaio








Giorno	T Media	T min	T max	Precip.	Umidità	Vento Max	Raffica	Fenomeni
21	3 °C	2 °C	5 °C	n/d	98 %	13 km/h	-	
22	5 °C	1 °C	8 °C	n/d	96 %	9 km/h	-	
23	3 °C	-2 °C	6 °C	n/d	93 %	15 km/h	-	
24	5 °C	2 °C	9 °C	-	88 %	11 km/h	-	
25	3 °C	-2 °C	6 °C	-	93 %	9 km/h	-	
26	3 °C	0 °C	6 °C	-	82 %	7 km/h	-	
27	0 °C	-3 °C	3 °C	-	98 %	7 km/h	-	

Figura 4.6 Meteo Gennaio

Dal grafico delle potenze (figura 4.7) è rilevante la differenza tra Lunedì e gli altri giorni della settimana, infatti esaminando lo stesso si constata che la produzione di energia è praticamente nulla nel primo giorno della settimana. Anche la potenza istantanea massima è di poco superiore a quella della settimana di novembre, pari a 3040,76 W alle 13.20 del 25 gennaio.

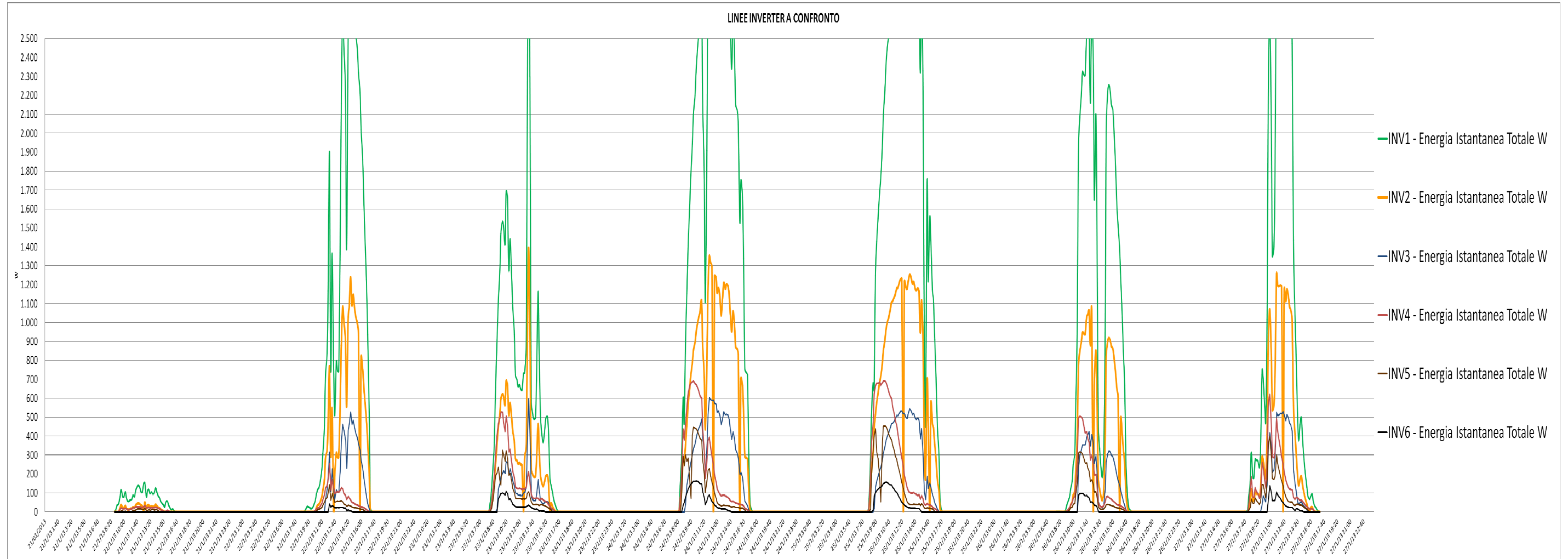


Figura 4.7 Potenze inverter Gennaio



5 Sensori di temperatura

In questo capitolo si analizzano i dati relativi ai sensori posizionati nella fascia 2 orizzontale della facciata Sud. E' importante comprendere la posizione dei sensori rispetto ai diversi tipi di isolante, per poter analizzare le diverse variazioni di temperatura tra gli stessi. Per fare ciò si fa riferimento alla figura 3.44 che illustra come sul primo isolante sono installati 3 file di sensori, 2 sul secondo, 2 sul terzo e 4 sul quarto. I dati vengono rilevati durante il corso di tutta la giornata e ad intervalli di 2 minuti. Per l'ultima fila, la undicesima, non sono stati elaborati dati, causa problemi tecnici. Verranno analizzate 2 giornate, rispettivamente la più favorevole e quella più sfavorevole dal punto di vista di produzione di energia, sia per il periodo estivo che per quello invernale, determinati facendo riferimento alle tabelle del capitolo precedente.

5.1 Dal 21 al 27 Gennaio 2013

5.1.1 Differenze temperature T1, T2, T3 e T4 nei diversi giorni della settimana

La giornata di Lunedì 21 Gennaio, è la peggiore della settimana sotto il profilo meteorologico e di conseguenza anche sotto quello di produzione elettrica. Analizzando le 4 temperature di figura 5.1, si riscontra come la temperatura T1 del pannello, nelle ore più calde della giornata superi di poco i 5°C, questo sta ad evidenziare l'assenza totale di sole. La temperatura T2, quella sulla superficie esterna dell'isolante, segue l'andamento della T1 ed è sempre al di sopra della stessa tranne nelle ore più calde della giornata che l'eguaglia. La T3, che rappresenta la temperatura sulla superficie interna dell'isolante, fornisce valori abbastanza costanti nell'intorno dei 13°C. La T4 e cioè la temperatura sulla superficie del muro interno, si mantiene nell'intorno dei 15°C tranne durante le ore lavorative dove aumenta superando i 20°C, conseguente all'accensione dell'impianto di riscaldamento.

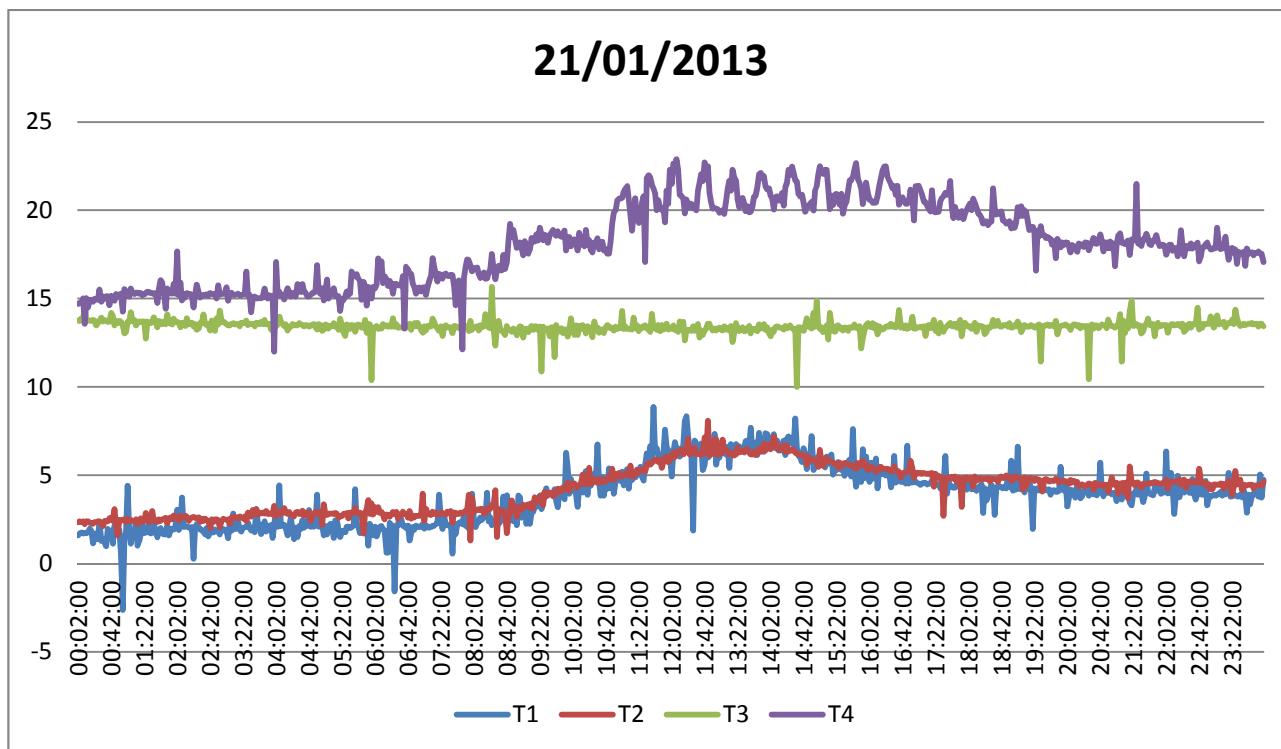


Figura 5.1 Andamento temperature T1,T2,T3,T4 nel giorno 21/01/2013

Analizzando il grafico (figura 5.2) della giornata più proficua dal punto di vista di produzione energetica, quella del 25 Gennaio, si può constatare come soprattutto T1 e T2 variano rispetto al grafico di figura 5.1. Infatti nella giornata di venerdì la temperatura esterna è inferiore a quella registrata lunedì, con valori al di sotto di 0°C , e la T2 è superiore alla T1; però come si può rilevare in figura 5.2, a causa dell'irraggiamento, le due curve prima si intersecano e successivamente è il pannello esterno che si riscalda più velocemente rispetto alla temperatura dell'isolante, e nelle ore più calde della giornata la differenza di temperatura tra le due curve è superiore a 10°C . Infatti il pannello esterno raggiunge temperature superiori a 40°C mentre la temperatura sulla faccia esterna dell'isolante supera i 30°C , derivante dall'intercapedine d'aria interposta tra i 2. Al calar del sole le 2 curve decrescono praticamente alle stesse temperature fino a scendere al di sotto dello zero, con T2 maggiore di T1 come all'inizio della giornata. Temperature T3 e T4 sono temperature poco più elevate rispetto a quelle della giornata di lunedì, in quanto bisogna

considerare che il primo giorno della settimana risente del fatto che la domenica il riscaldamento non viene acceso e di conseguenza è naturale aspettarsi delle temperature inferiori.

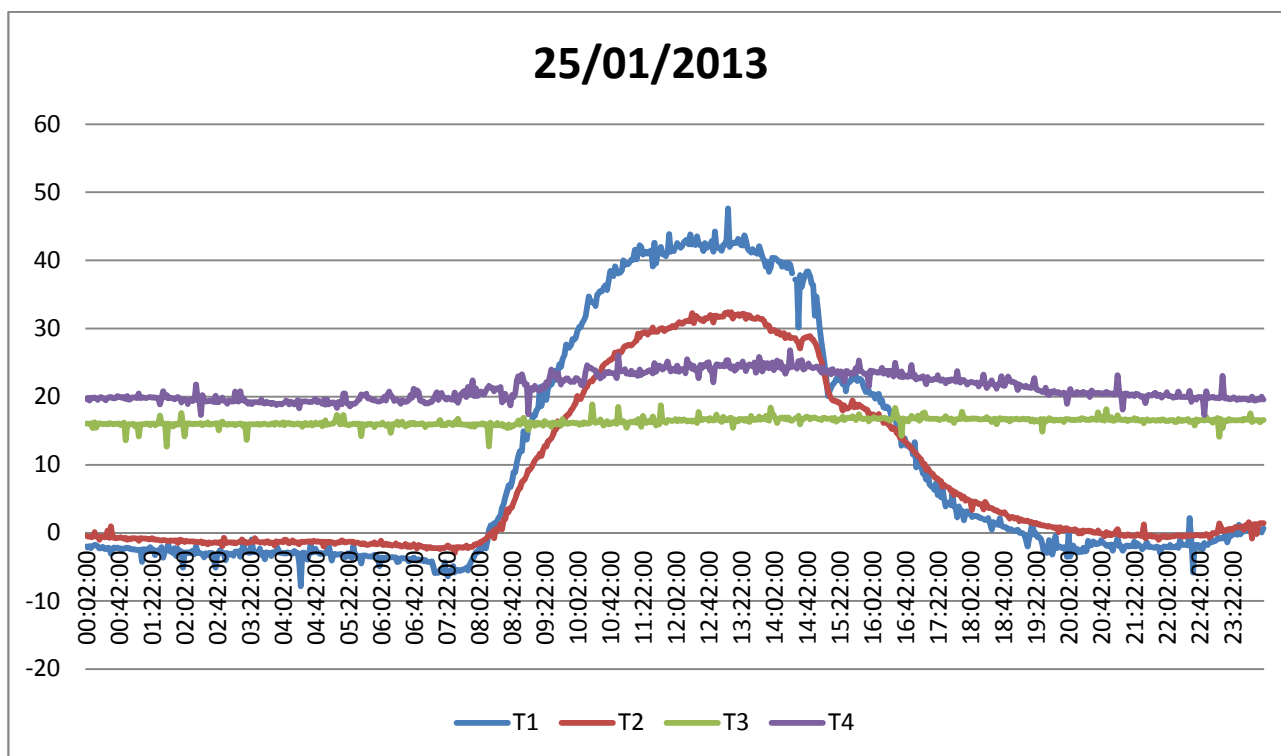


Figura 5.2 Andamento temperature T1,T2,T3,T4 nel giorno 25/01/2013

5.1.2 Differenze di temperatura dei diversi pannelli fotovoltaici

Analizzando le temperature dei singoli pannelli (figura 5.3), è rilevante come nel giorno più caldo della settimana, la temperatura più alta si ha all'incirca alle ore 13.30. Esiste una differenza di qualche grado tra i vari pannelli, la temperatura massima rilevata del pannello S1 è di 43,69°C, quella del pannello E1 è di 47,43°C, quella del pannello S3 è di 45,24°C, quella del pannello E3 è di 45,85°C e quella del pannello in silicio amorfo è di 48,7°C. Come si evince dai dati analizzati, il

pannello che si scalda maggiormente è quello in silicio amorfo, mentre tra i pannelli in silicio monocristallino è quello Energy Glass con celle Sunpower.

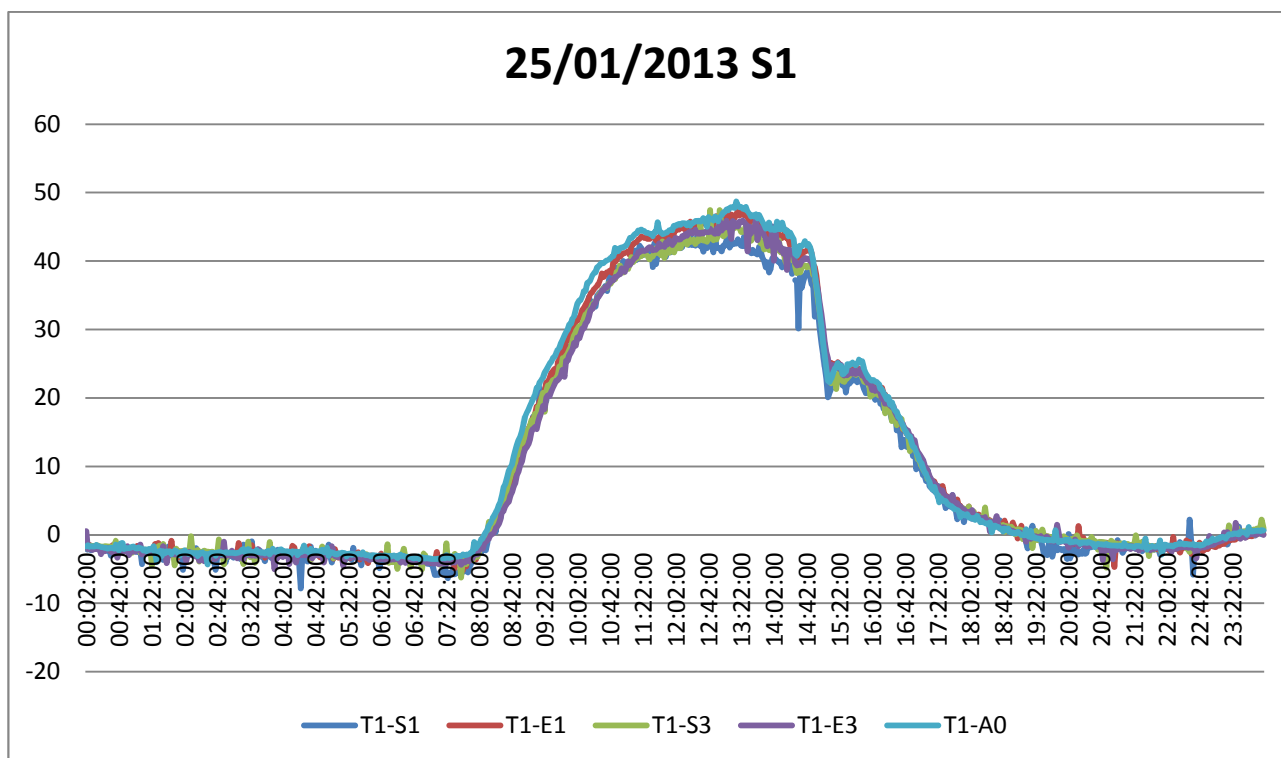


Figura 5.3 Andamento temperature pannelli esterni 25/01/2013

5.1.3 Differenze Temperature T2 e T3

In questo paragrafo sono messe a confronto le temperature T2 e T3, cioè le temperature sulla superficie esterna e interna dell'isolante, nelle due giornate già analizzate nel paragrafo 5.1.1. In ciascun grafico sono inserite le temperature rispettive al singolo isolante.

Per l'isolante Sirap sono rilevate 3 temperature per la faccia esterna, che ho chiamato T2-1, T2-2 e T2-3 e 3 temperature per la faccia interna, che ho chiamato T3-1, T3-2 e T3-3. Con 1, 2 e 3 sono indicate le fasce. Nella fascia 1 ci sono le lastre Laminam, nella fascia 2 ci sono i pannelli System

Photonics con fondo giallo e in fascia 3 ci sono i pannelli Energy Glass con celle Sunpower. Come si può verificare dai grafici di figura 5.4 e 5.5, le curve in fascia 1 hanno temperature più basse rispetto alle altre 2, questo perché la prima fascia si trova all'estremità dell'edificio e quindi risente anche delle temperatura della contigua facciata ovest. L'isolante in polistirene espanso estruso a celle chiuse Sirap ha una conduttività di 0,036 W/m K.

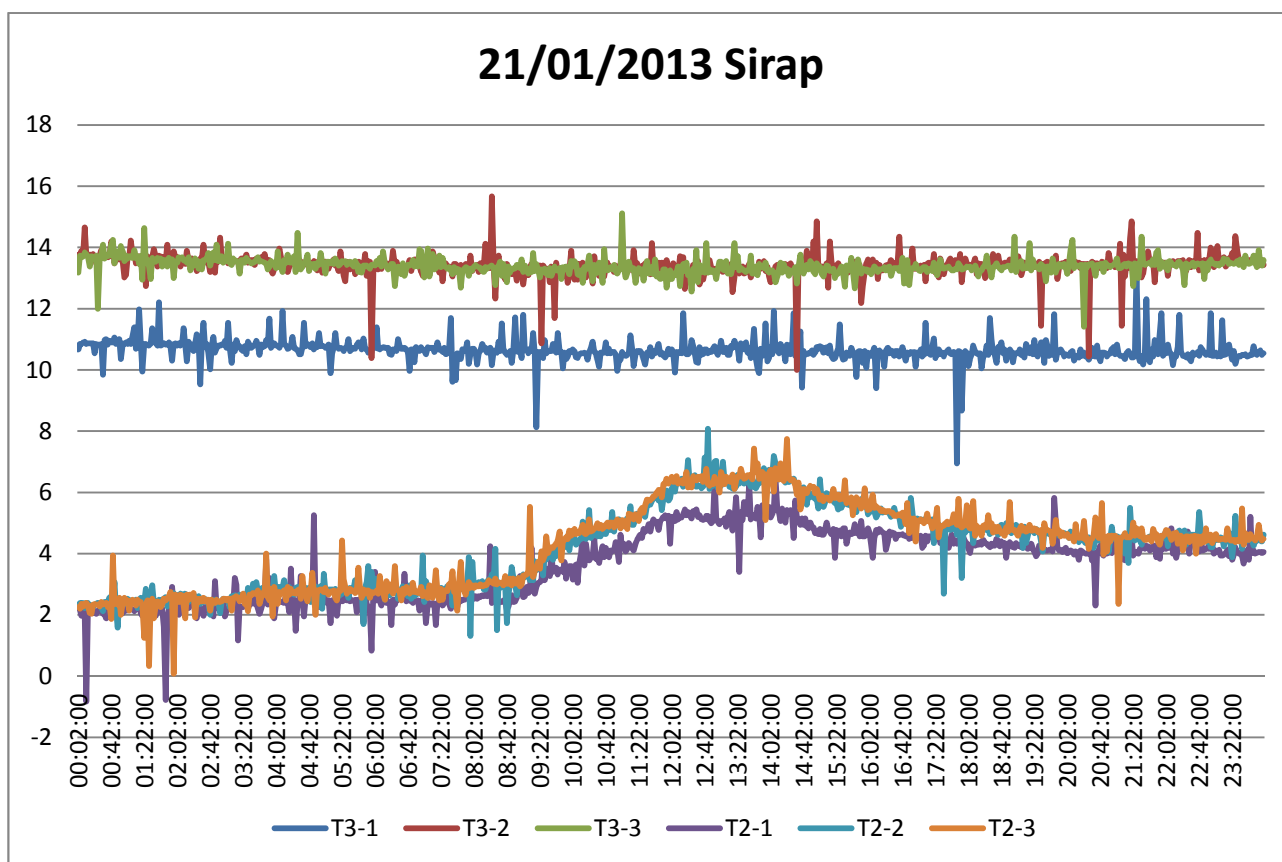


Figura 5.4 Grafico temperature T2 e T3, isolante Sirap, giorno 21/01/2013

Tra il giorno meno produttivo (Figura 5.4) e quello con più produzione di energia (Figura 5.5) c'è una differenza di circa 2 gradi e, mentre nella giornata di lunedì la temperatura T3 tende a scendere o comunque a rimanere costante, nella giornata soleggiata di venerdì la temperatura

tende a salire, se pur di poco, influenzata dalla temperatura T2 maggiore. E' importante notare il ΔT tra T2 e T3 e come questo varia nelle 2 giornate; infatti per il giorno 20/01 è di circa 11°C mentre per il 25/01 arriva fino a 20°C. Questo sta a dimostrare che i pannelli isolanti funzionano correttamente, in quanto avendo una buona resistenza termica, evidenziano un buon isolamento termico legato alla bassa conducibilità.

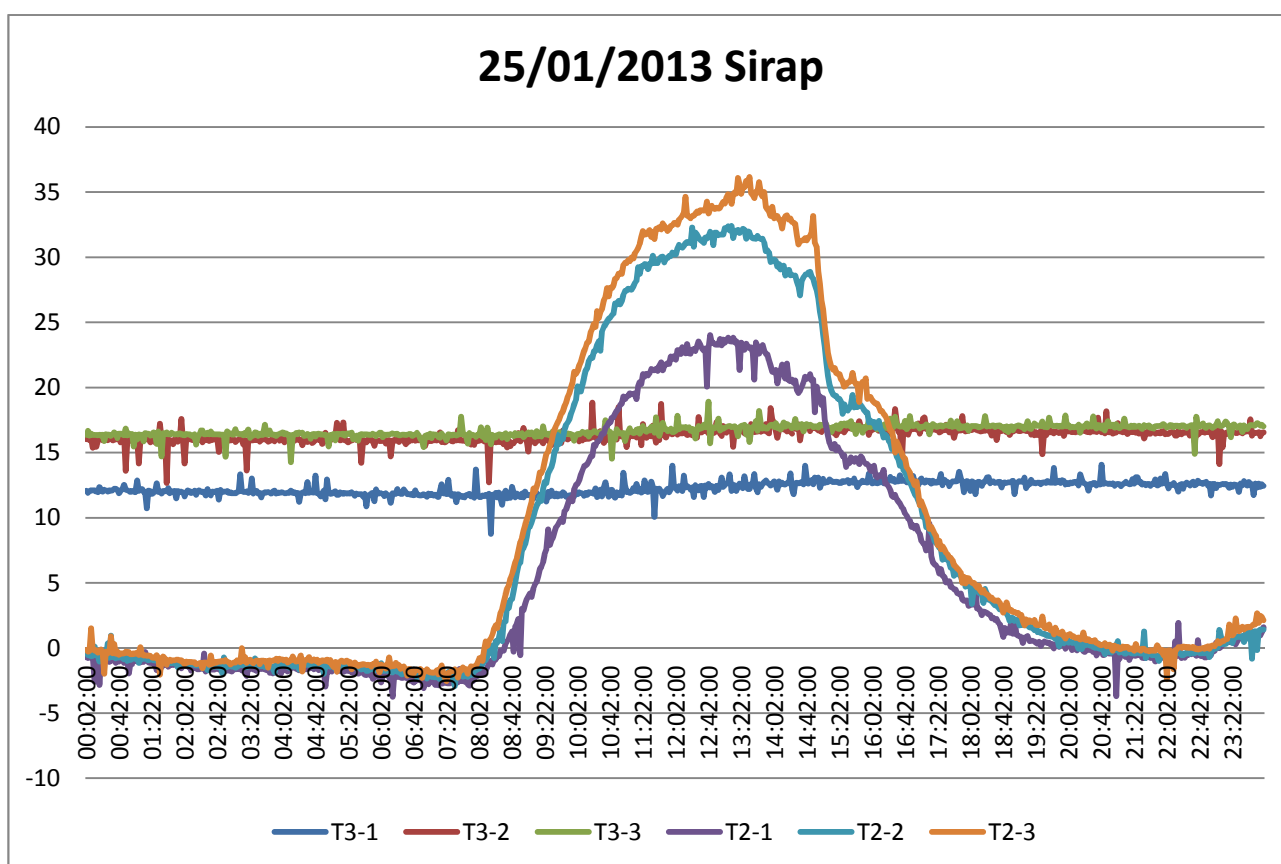


Figura 5.5 Grafico temperature T2 e T3, isolante Sirap, giorno 25/01/2013

Per l'isolante Rockwool 1, che corrisponde all'Airrock HD FB1, vengono rilevate dai sensori le temperature T2-4, T2-5, T3-4 e T3-5 rispettivamente dietro il pannello System Photonics con fondo nero e Energy Glass con celle fotovoltaiche standard. Dal grafico di figura 5.6 risulta evidente che

tra le due temperature T3 c'è una differenza di circa 2 gradi. L'isolante Airrock è un pannello rigido in lana di roccia e la sua conduttività termica è di 0,035 W/ m K.

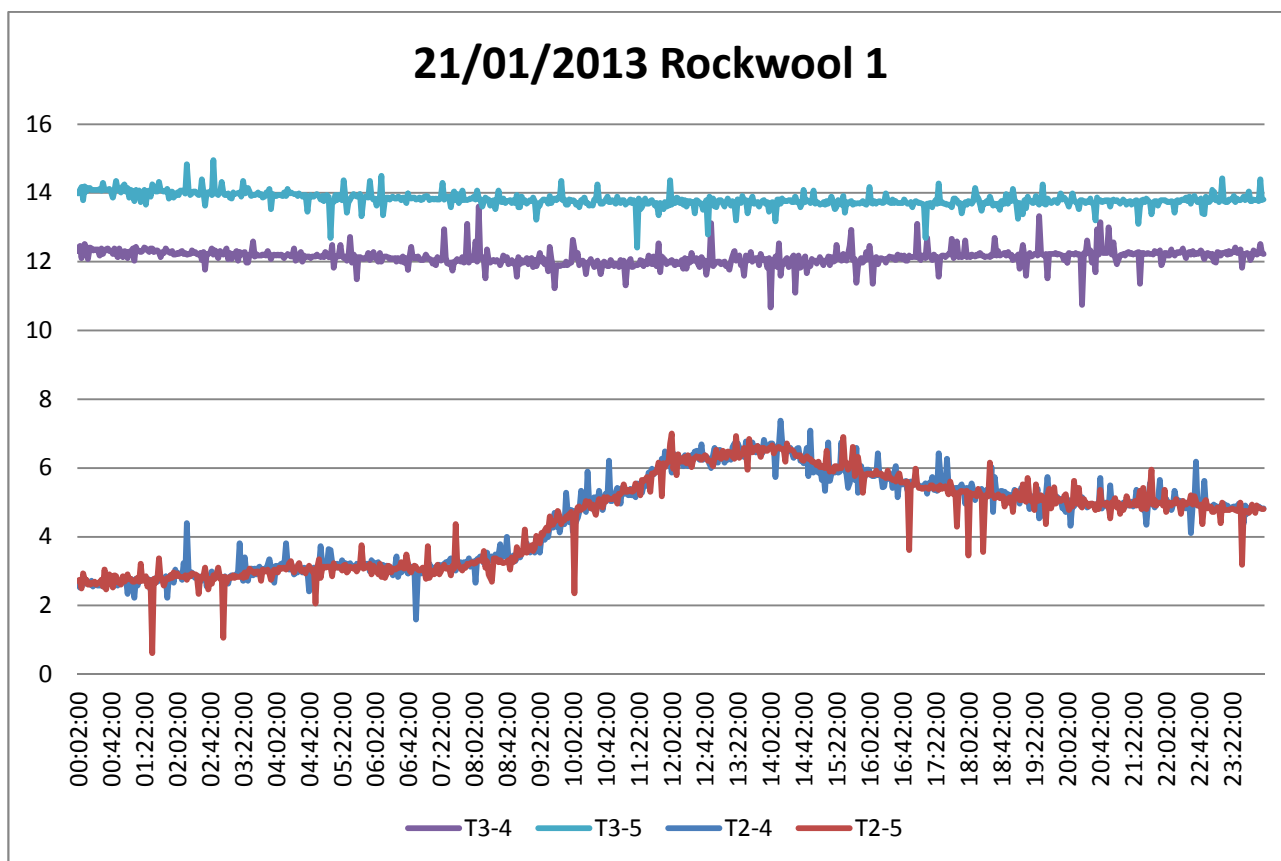


Figura 5.6 Grafico temperature T2 e T3, isolante Rockwool 1, giorno 21/01/2013

Le 2 curve di temperatura T3 nella giornata di venerdì (figura 5.7) sono più vicine e molto simili, rispetto a quelle della giornata di lunedì.

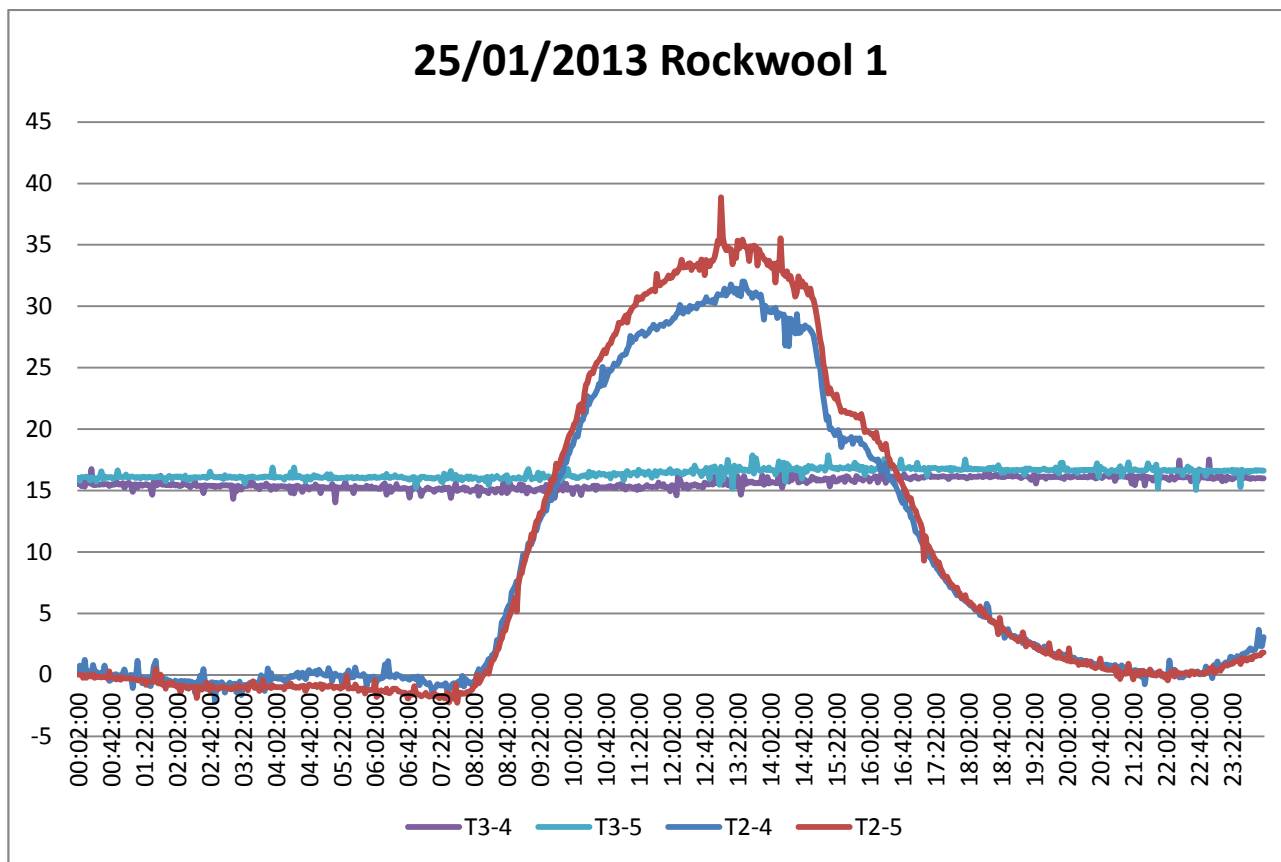


Figura 5.7 Grafico temperature T2 e T3, isolante Rockwool 1, giorno 25/01/2013

Per l'isolante Rockwool 2, che corrisponde al Ventirock Duo e Rockalm 211, vengono rilevate dai sensori le temperature T2-6, T2-7, T3-6 e T3-7 rispettivamente dietro i pannelli in silicio amorfo e i pannelli Energy Glass con celle fotovoltaiche standard. Come si può apprendere dalla figura 5.8 tra le due temperature T3 c'è una differenza di circa 1 grado. Aderente alla muratura c'è l'isolante Rockalm, pannello in lana di roccia non rivestito a densità medio bassa di spessore 4 cm, mentre Ventirock Duo, pannello in lana di roccia a doppia densità di spessore 6 cm, è posizionato sulla faccia esterna, entrambi hanno una conduttività termica di 0,035 W/m K.

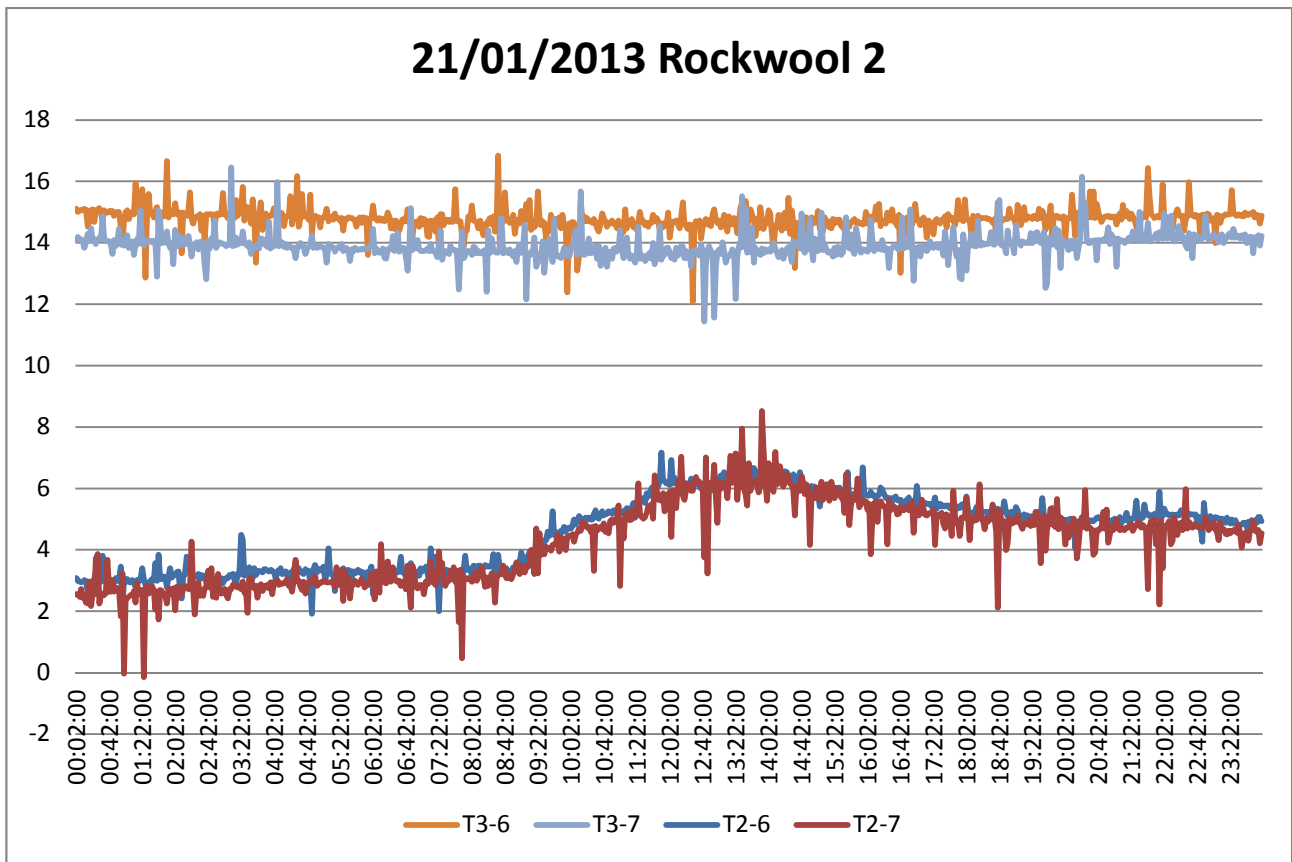


Figura 5.8 Grafico temperature T2 e T3, isolante Rockwool 2, giorno 21/01/2013

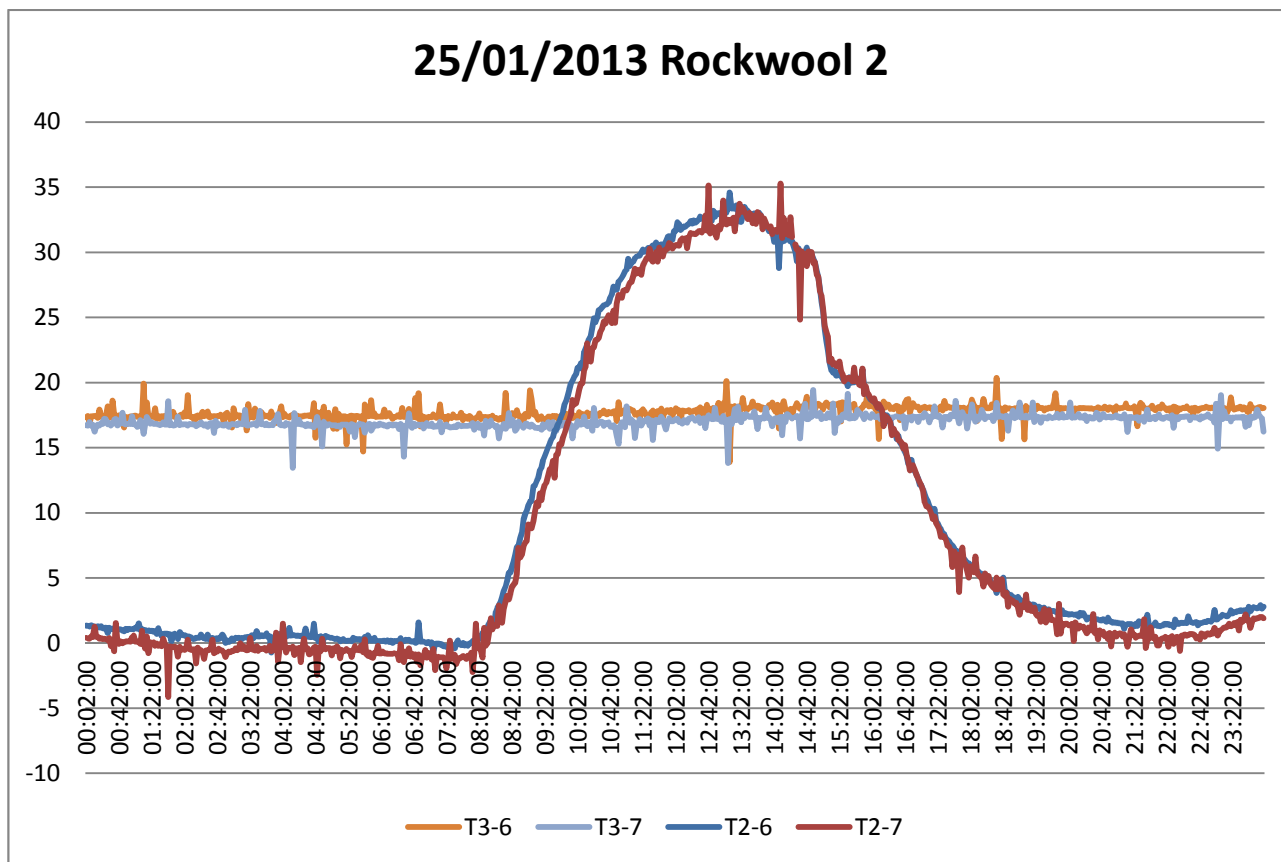


Figura 5.9 Grafico temperature T2 e T3, isolante Rockwool 2, giorno 25/01/2013

Per l'isolante Foamglas, vengono rilevate dai sensori 3 temperature T3-8, T3-9 e T3-10 rispettivamente dietro i pannelli System Photonics con fondo nero, Energy Glass con celle Sunpower e pannelli System Photonics con fondo giallo. L'isolante è in vetro cellulare e la sua conduttività termica è 0,038 W/m K.

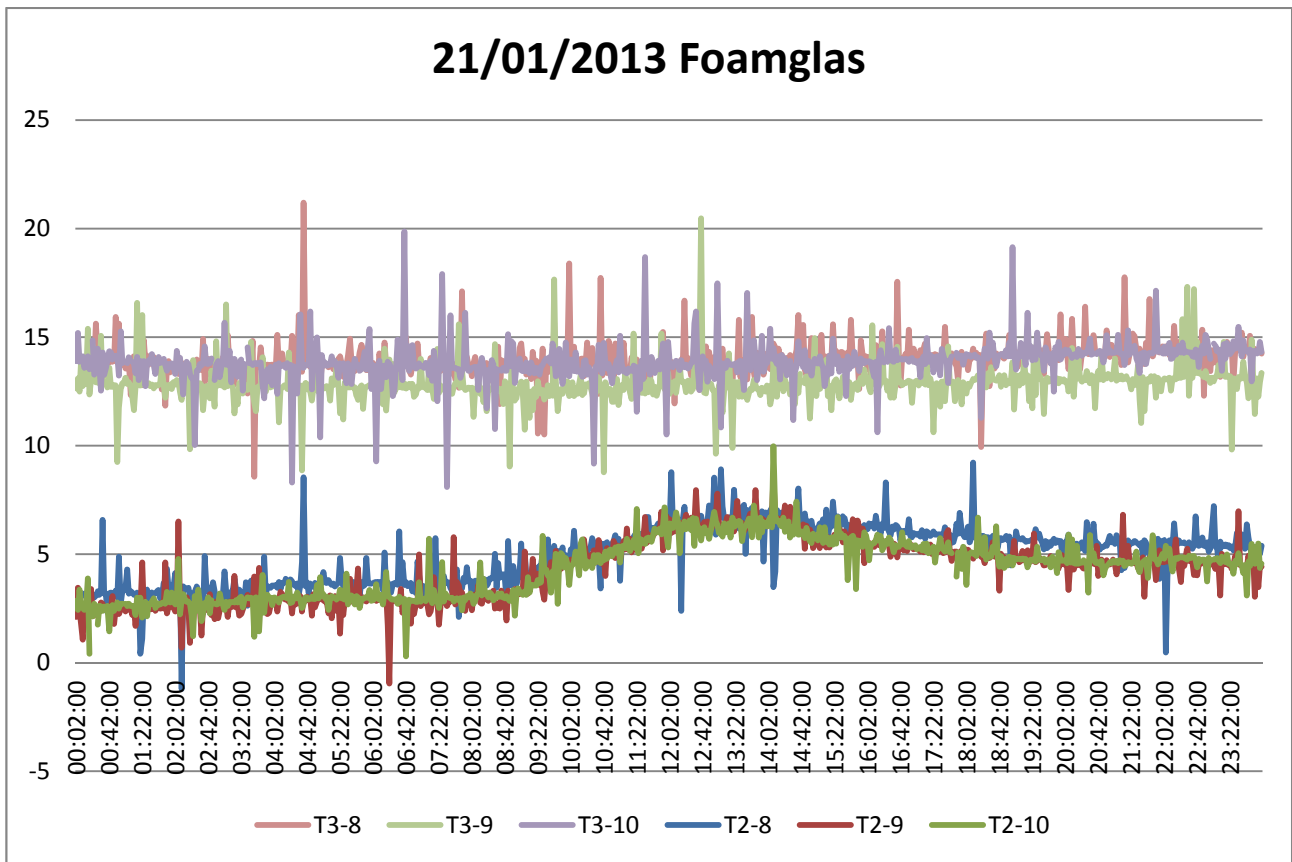


Figura 5.10 Grafico temperature T2 e T3, isolante Foamglas, giorno 21/01/2013

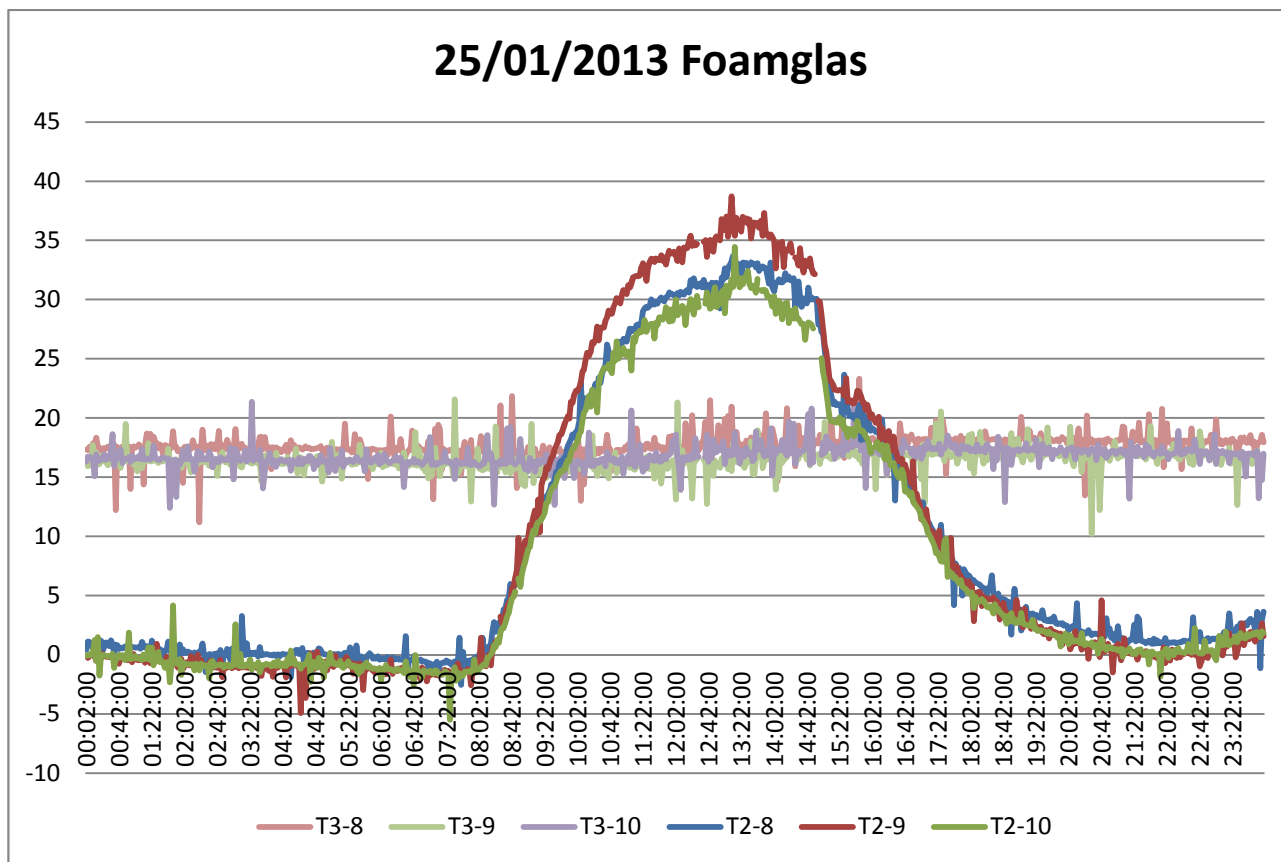


Figura 5.11 Grafico temperature T2 e T3, isolante Foamglas, giorno 25/01/2013

Non è possibile fare dei confronti dei diversi tipi di isolanti, in quanto hanno tutti valori di conducibilità molto simili e, nonostante il colore diverso, che può influenzare la T3, dai dati analizzati non risultano sostanziali differenze. Infatti nella giornata più sfavorevole, la T3 si mantiene per tutti gli isolanti nell'intorno dei 14°C, solo una fascia dell'isolante rinominato Rockwool 2 riesce a toccare i 15°C, mentre nella giornata più produttiva, le temperature si trovano per gli isolanti Sirap e Rockwool 1 nell'intorno dei 16°C, invece per Rockwool 2 e Foamglas nell'intorno dei 17°C. Inoltre come sarà relazionato nel paragrafo successivo non è stato possibile effettuare un confronto tra le temperature degli isolanti analizzate nel periodo estivo.



5.2 Dal 17 al 23 Giugno 2013

Purtroppo per il periodo estivo i dati non sono completi e quindi non è possibile fare un'analisi dettagliata, infatti le misurazioni non avvengono ogni 2 minuti, ma ci sono molti buchi dove la temperatura non è rilevata. Si è cercato di realizzare lo stesso lavoro svolto nel capitolo precedente ma è stato possibile solo in parte.

5.2.1 Differenze temperature T1, T2, T3 e T4 nei diversi giorni della settimana

Le temperature analizzate in questo paragrafo, come in quello precedente, sono relative alla giornata con maggiore e minore produzione di energia, corrispondenti alle giornate di giovedì 20/06 e sabato 22/06 con valori rispettivamente di 6,52 kWh e 11,06 kWh.

Analizzando le curve che rappresentano l'andamento delle quattro temperature della giornata di Giovedì (figura 5.12), si riscontra che la temperatura T1 dei pannelli S1, nelle ore più calde della giornata supera di poco i 40°C. La temperatura T2, quella sulla superficie esterna dell'isolante, segue l'andamento della T1 e nelle ore di irraggiamento è inferiore alla temperatura T1, per invertirsi al tramonto. Si riscontra che nella notte le due linee si invertono, in quanto il pannello si raffredda più velocemente rispetto all'intercapedine. La T3, che rappresenta la temperatura sulla superficie interna dell'isolante, come si può vedere fornisce valori abbastanza costanti al di sotto dei 30°C. La T4 e cioè la temperatura sulla superficie del muro interno, segue l'andamento della temperatura T3. Naturalmente, soprattutto la T4, è influenzata nelle ore diurne dall'accensione del condizionamento interno.

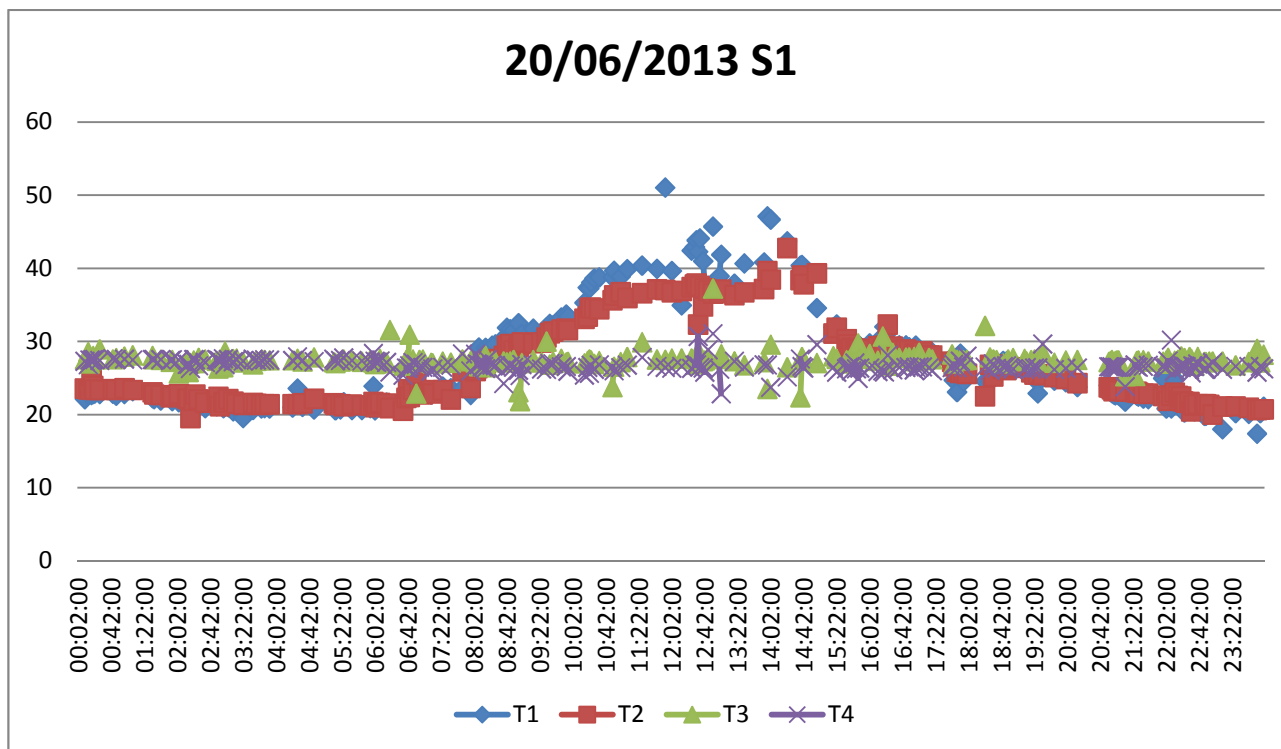


Figura 5.12 Andamento temperature T1,T2,T3,T4 giorno 20/06/2013

Analizzando il grafico della giornata più proficua dal punto di vista energetico (figura 5.13), si può constatare che l'andamento delle temperature non è molto diverso da quello registrato nella giornata di giovedì 20 giugno. La temperatura T1 raggiunge valori più elevati rispetto al grafico di figura 5.12, precisamente la temperatura massima rilevata nella giornata di sabato è di 53,48 °C alle 14.24. La T2 segue l'andamento della T1 ma il grafico di figura 5.13 rileva che nelle ore più calde la differenza di temperatura è maggiore rispetto a Giovedì, questo è dovuto al fatto che, essendo la giornata più limpida, il pannello rimane più tempo sotto l'irraggiamento solare e di conseguenza si scalda di più. L'andamento delle curve che rappresentano le temperature T3 e T4 è praticamente identico a quello raffigurato nella giornata di Giovedì, ma in questo caso si nota che la T4, contrariamente al grafico di figura 5.12, nelle ore più calde è superiore alla T3, quindi la temperatura all'interno dell'edificio è più elevata rispetto alla temperatura esterna alla muratura.

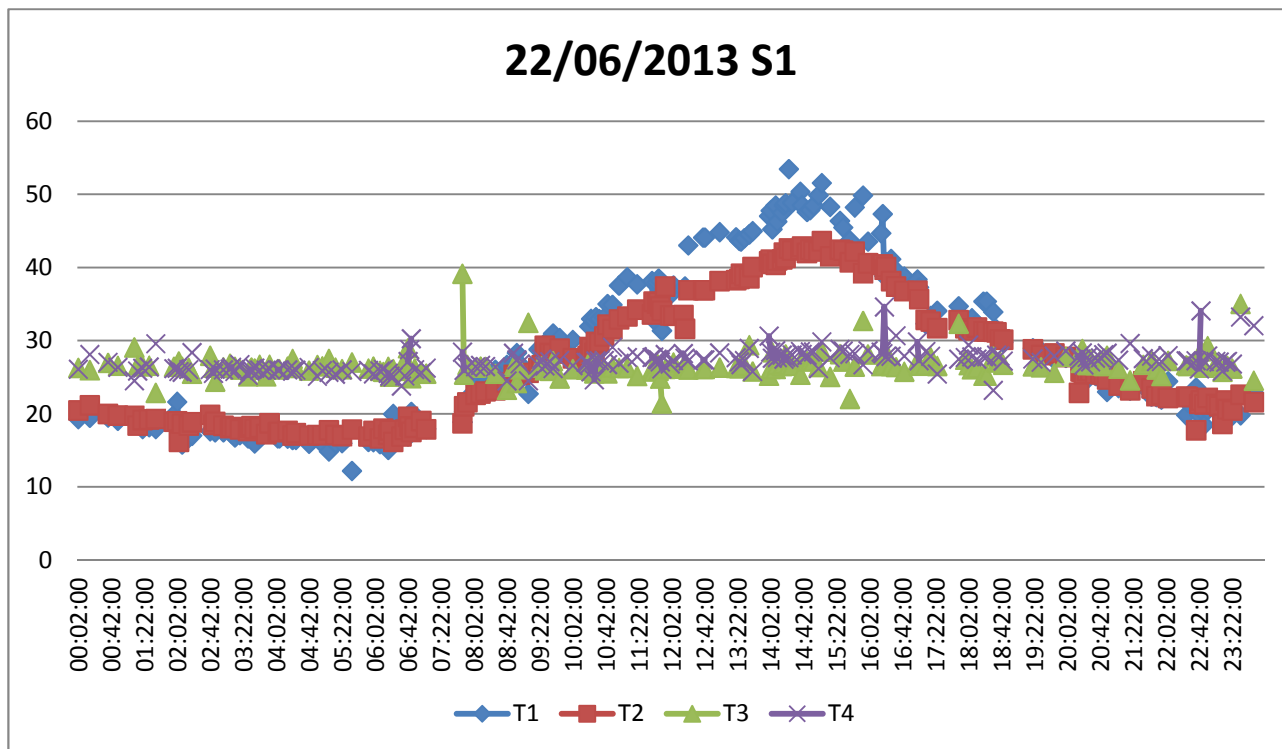


Figura 5.13 Andamento temperature T1,T2,T3,T4 giorno 22/06/2013

Nel giorno 18 Giugno la temperatura del pannello raggiunge la temperatura massima della settimana di 58,13°C e quindi, confrontandola con il mese invernale, si può affermare che supera di più di 10°C la temperatura raggiunta nel mese di Gennaio.



6 Velocità aria

Per quanto riguarda l'andamento della velocità dell'aria nell'intercapedine si evidenzia che i dati rilevati non sono sufficienti per studiare il comportamento dei pannelli nei vari periodi dell'anno. L'unica settimana in cui si sono potuti analizzare i dati registrati è quella di giugno segnatamente alla fascia dei pannelli fotovoltaici System Photonics con fondo nero. Quindi non è stato possibile effettuare un confronto con gli altri tipi di pannelli.

6.1 Comportamento dell'aria nell'intercapedine

Nell'intercapedine si creano dei moti convettivi che regolano la circolazione dell'aria, la pressione e la sua velocità, fenomeno assimilabile al così detto effetto camino. L'incremento della temperatura aumenta la velocità cinetica delle particelle costituenti l'aria, con corrispondente diminuzione della densità e quindi del peso della stessa. Infatti, coerentemente con le leggi della fisica l'aria calda meno densa e quindi più leggera sale verso l'alto con pressione superiore a quella dell'atmosfera, lasciando spazio all'aria fredda più densa e con pressione inferiore che viene aspirata dal basso. Questo gradiente di pressione che si registra alle quote diverse del fabbricato è di qualche millesimo di atmosfere, analogamente a quanto si verifica nei camini: aumenta con l'aumentare dell'altezza dell'edificio e anche per la differenza di temperatura tra l'esterno e l'intercapedine.

6.2 22 Giugno 2013

Il grafico di figura 6.1 rappresenta la velocità dell'aria alla base dell'edificio dietro le lastre Mariotti sia quella ascendente che quella discendente, mentre il grafico di figura 6.2 rappresenta le curve delle temperature della lastra e dell'intercapedine.

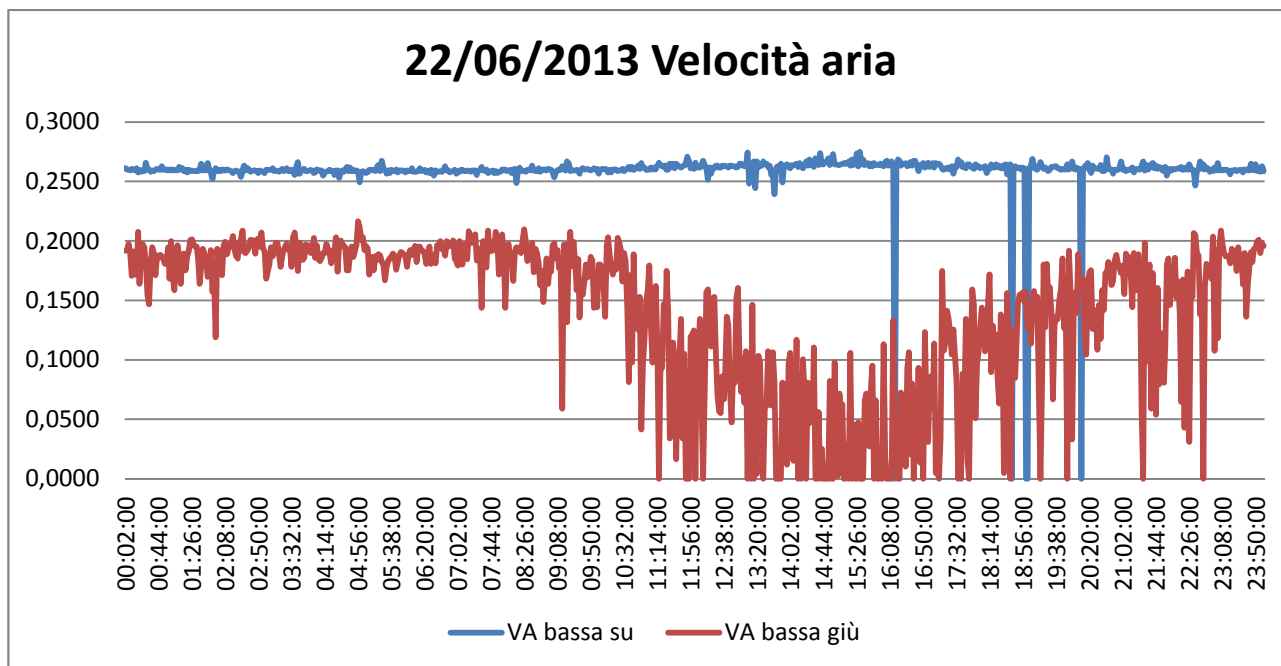


Figura 6.1 Grafico velocità aria bassa, giorno 22/06/2013

All'aumentare della temperatura del pannello, la velocità dell'aria nell'intercapedine che scende verso il basso decresce, mentre quella ascendente rimane costante. Analizzando le 2 curve, si può affermare che il moto dell'aria discendente è caratterizzato da velocità decrescenti all'aumentare della temperatura, questo è dato dal fatto che l'aria scaldandosi diminuisce di densità e tende a salire verso l'alto con velocità direttamente proporzionale alla temperatura e di conseguenza la velocità dell'aria discendente diminuisce di velocità. Siccome l'analisi riguarda la parte bassa dell'edificio, la temperatura e di conseguenza la velocità dell'aria risente del calore assorbito e trasmesso dalla pavimentazione. Ciò porta a un continuo ristagno di aria calda alla base dell'edificio ed è per questo che nel grafico la velocità dell'aria che sale rimane praticamente costante. Infatti la pavimentazione in asfalto, quindi di colore scuro, influisce negativamente richiamando aria calda all'interno dell'intercapedine. Mentre, con una pavimentazione chiara o un prato verde, parte della radiazione solare verrebbe riflessa e non assorbita dalla stessa.

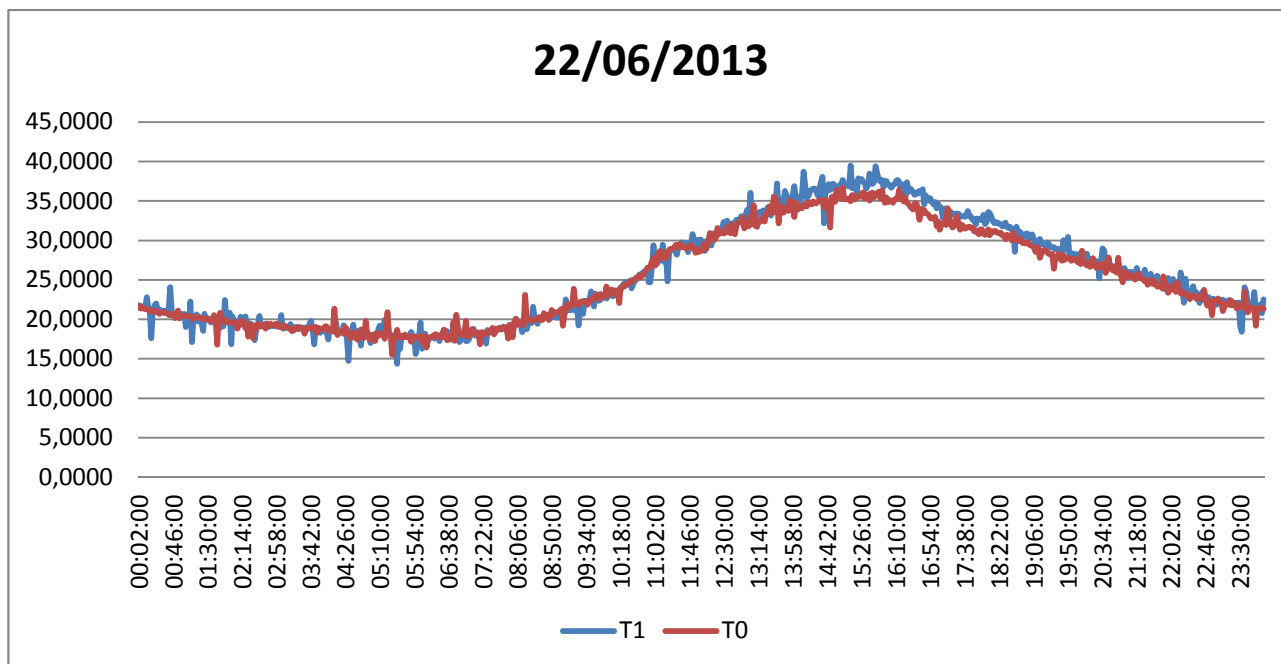


Figura 6.2 Grafico temperature T1 e T0 lastra Mariotti, giorno 22/06/2013

6.3 20 Giugno 2013

Per quanto riguarda la giornata del 20 giugno (figura 6.3), in cui si registra una produzione energetica inferiore dovuta alla giornata non limpida, si richiamano le considerazioni fatte nel paragrafo precedente, con la variante che la velocità dell'aria discendente diminuisce per un periodo di tempo inferiore rispetto alla giornata del 22 Giugno. Infatti si nota che già alle 15.30 la velocità dell'aria che scende verso il basso tende ad aumentare di velocità, mentre nel grafico di figura 6.1 iniziava a salire verso le 18.30. Questo è dovuto probabilmente ad un cambiamento climatico, come dimostrato anche dal grafico delle temperature ed in particolare da quella della lastra.

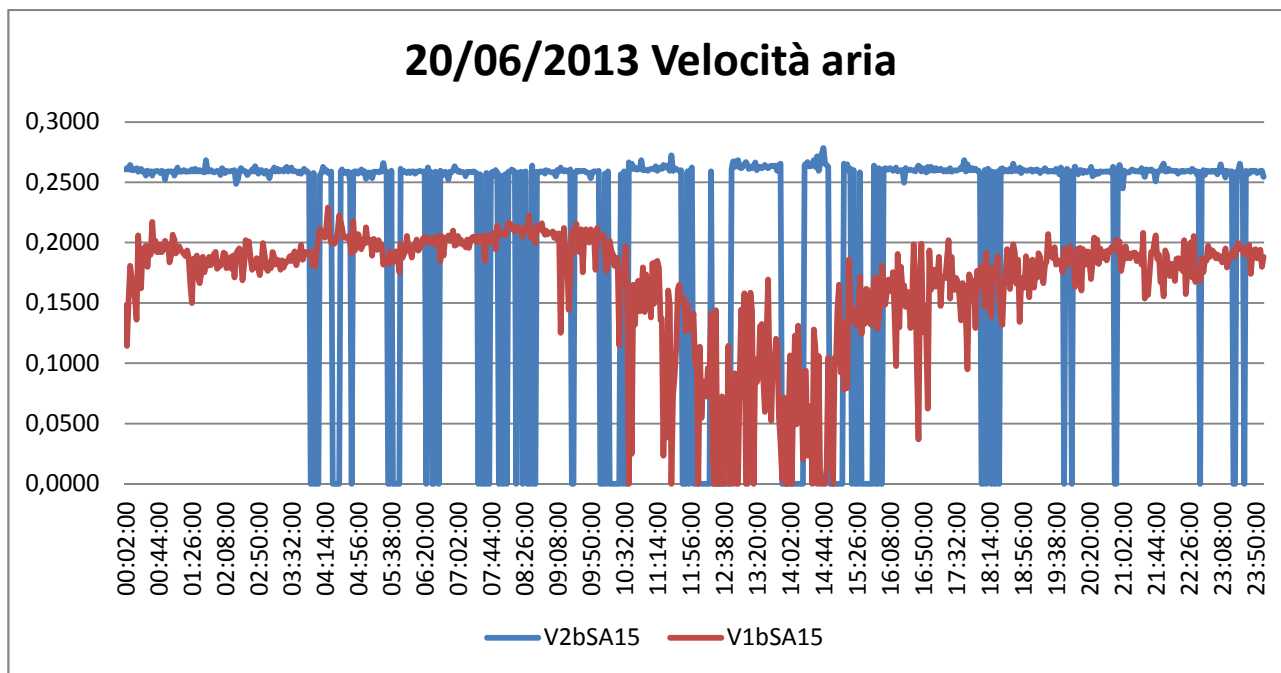


Figura 6.3 Grafico velocità aria bassa, giorno 20/06/2013

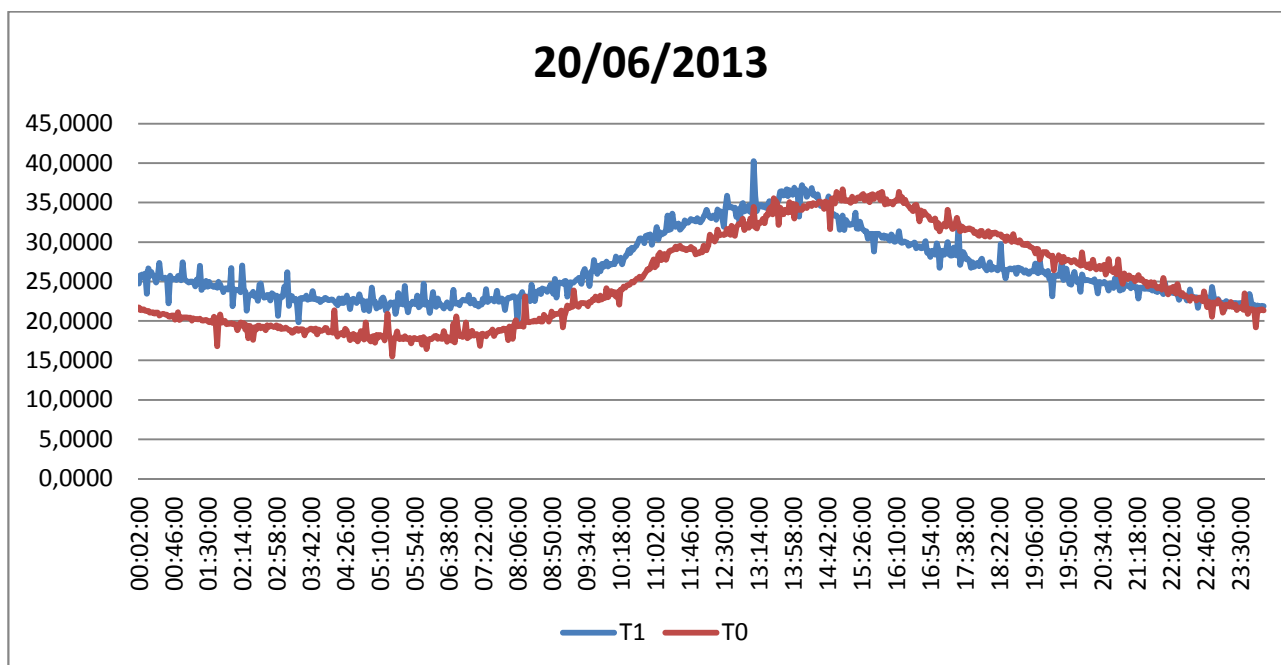


Figura 6.4 Grafico temperature T1 e T0 lastra Mariotti, giorno 20/06/2013

6.4 Velocità aria fascia 8

In questo paragrafo si analizza il comportamento dell'aria in una fascia dell'intercapedine, in particolare nella fascia 8, quella retrostante il pannello System Photonics con fondo nero.

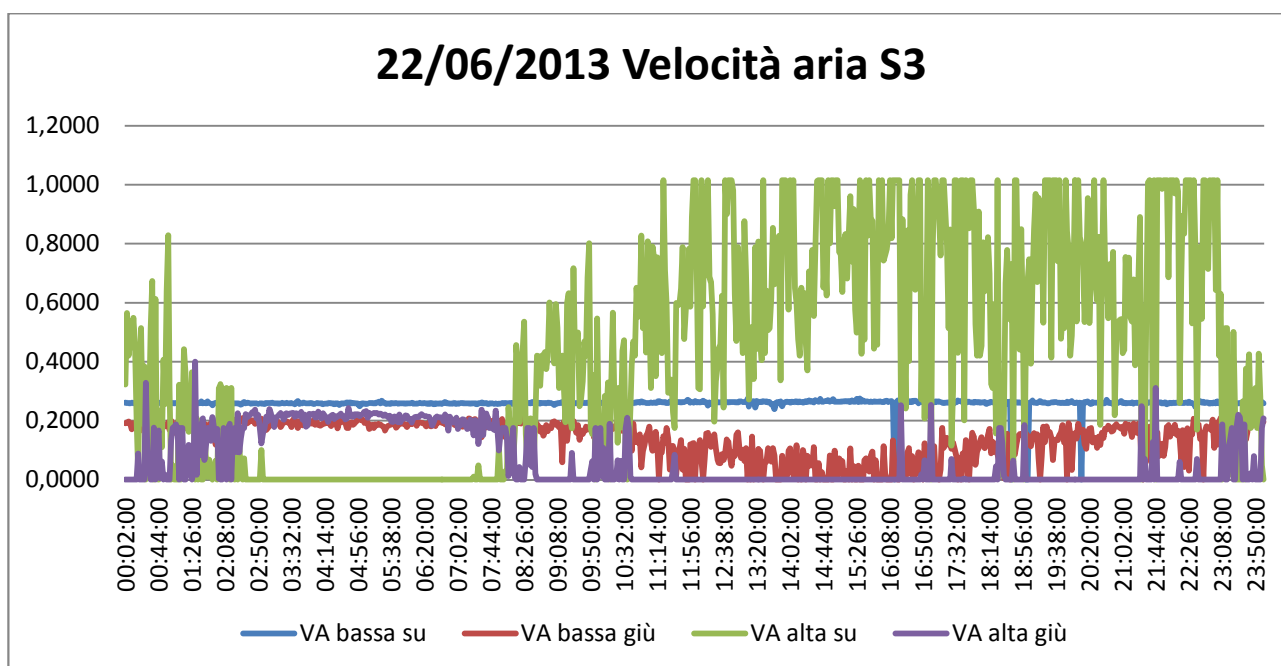


Figura 6.5 Grafico velocità aria bassa e alta, giorno 22/06/2013

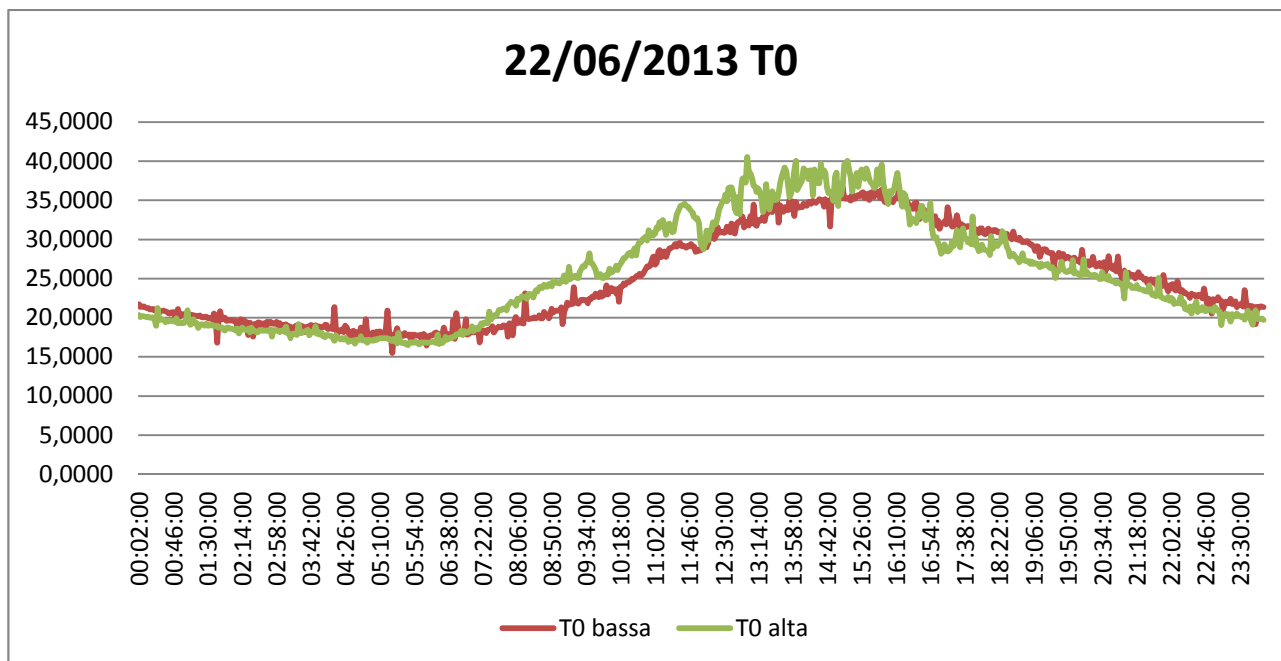


Figura 6.6 Grafico temperature T0, giorno 22/06/2013

Nel grafico di figura 6.5 è rappresentato l'andamento della velocità dell'aria, sia quella ascendente che discendente, alla base e in sommità, dietro il pannello S3 (System Photonics con fondo nero). Nel grafico di figura 6.6 sono rappresentate le temperature della lastra Mariotti alla base e quella del pannello S3 in sommità. Analizzando l'aria che sale verso l'alto, si nota come la velocità passa da 0,25 m/s alla base dell'edificio, fino a raggiungere, con l'aumentare della temperatura, valori superiori a 1 m/s alla sommità dell'intercapedine. L'aria discendente alla base ha velocità inferiori a 0,2 m/s e arriva quasi a 0 nelle ore più calde della giornata, mentre in sommità, durante le ore di sole la velocità dell'aria che scende verso il basso è praticamente nulla. Nel grafico di figura 6.6 è riscontrabile anche come la temperatura del pannello rispetto a quella della lastra Mariotti aumenta e diminuisce più velocemente.



7 Conclusioni

7.1 Silicio cristallino e silicio amorfo

Tra i 2 tipi di pannelli in silicio presenti in facciata, dai dati analizzati quello più efficiente risulta il monocristallino, nonostante le alte temperature indifferentemente per la presenza o meno di sole. Infatti abbiamo visto come anche sulla facciata Est, dove la presenza del sole e la conseguente produzione maggiore di energia avviene nella mattinata, i pannelli più efficienti anche nelle ore del pomeriggio sono quelli in silicio cristallino.

7.2 Pannelli con fondo chiaro e fondo scuro

I pannelli System Photonics, come già descritto, si differenziano per il colore del fondo del pannello, uno giallo e uno nero. Quello leggermente più produttivo è quello con fondo giallo. Questo è dovuto al fatto che, avendo un fondo più chiaro rispetto all'altro, assorbe meno radiazione solare e quindi si scalda di meno e di conseguenza produce di più. La temperatura dei due pannelli infatti non è molto differente, come abbiamo visto la temperatura massima raggiunta differiva tra i 2 di circa 2°C nel periodo invernale, questo di conseguenza porta anche ad una lieve differenza di energia prodotta.

7.3 Rendimento estivo e invernale pannelli fotovoltaici

Nel capitolo 4 si è analizzata la produzione di energia in estate e in inverno e si può affermare che, nonostante le giornate in estate siano più lunghe, se si confrontano due giornate soleggiate, la produzione di energia sia di gran lunga maggiore nel periodo invernale, questo è dovuto al fatto che la temperatura massima dei pannelli, come abbiamo analizzato nel capitolo 5, sia di una decina di gradi inferiore rispetto a quella estiva.



7.4 Influenza velocità dell'aria nell'intercapedine sui pannelli

Anche se, si è già evidenziato che a causa dei pochi dati a disposizione, non si possono fare molte considerazioni sull'effetto della ventilazione dell'intercapedine sui pannelli fotovoltaici, si può solo affermare che, come analizzato nel paragrafo 6.4, la velocità dell'aria sulla sommità dell'edificio raggiunge velocità abbastanza elevate, questo riverbera sulla produzione di energia del singolo pannello, in quanto una ventilazione dietro di esso permette di ridurre la temperatura dello stesso e di conseguenza aiuta a migliorare la sua efficienza.



Bibliografia

- [1] Niccolò Aste ,“Il fotovoltaico in architettura” L’integrazione dei sistemi per la generazione di elettricità solare. Gruppo editoriale Esselibri – Simone, 2008
- [2] PVGIS, Le guide blu, Fotovoltaico, Edizione TNE
- [3] Angelo Lucchini, Le pareti ventilate, Il sole 24 ore, 2000



Indice delle figure

Figura 1.1 La cella fotovoltaica	8
Figura 1.2 Funzionamento della cella fotovoltaica	9
Figura 1.3 Diagramma tensione-corrente.....	13
Figura 1.4 Curva tensione-corrente in funzione dell'irraggiamento	26
Figura 1.5 Copertura Uffici Villa Zarrì (fonte Energy Glass)	33
Figura 1.6 Copertura centro benessere (GR) (fonte Energy Glass).....	34
Figura 1.7 Copertura Camping Jesolo International (fonte Energy Glass).....	34
Figura 1.8 Ristorante Belvedere (AL) (fonte Energy Glass).....	34
Figura 1.9 Altra sede regione Lombardia (fonte Energy Glass)	35
Figura 1.10 Oversea building Chioggia (fonte Energy Glass)	35
Figura 1.11 Residenza privata VR (fonte Energy Glass)	36
Figura 1.12 Amministrazione provinciale SV (fonte Energy Glass).....	36
Figura 3.1 Aderma facciata Sud (2009)	41
Figura 3.2 Aderma facciata 2009 Est (2009)	41
Figura 3.3 Aderma facciata ventilata fotovoltaica.....	42
Figura 3.4 Tasselli di controvento ad ancoraggio meccanico	44
Figura 3.5 Tasselli portanti ad ancoraggio meccanico	44
Figura 3.6 Riempimento foro con schiuma poliuretana	45
Figura 3.7 Isolanti.....	45
Figura 3.8 Sensore T3 dietro isolante	45
Figura 3.9 Inserimento isolante tagliato	45
Figura 3.10 Sensori dietro lastra Mariotti.....	46
Figura 3.11 Gancio in acciaio per fissare le lastre.....	46
Figura 3.12 Fresatura tubolari.....	47
Figura 3.13 Incollaggio tubolare alla lastra Laminam	47
Figura 3.14 Pannello fotovoltaico	47



Figura 3.15 Sensore T1	47
Figura 3.16 Stratigrafia sezione verticale pannelli fotovoltaici.....	48
Figura 3.17 Stratigrafia sezione orizzontale pannelli fotovoltaici.....	49
Figura 3.18 Stratigrafia sezione verticale lastre Mariotti	50
Figura 3.19 Stratigrafia sezione orizzontale lastre Mariotti	51
Figura 3.20 Facciata Aderma isolanti	52
Figura 3.21 Scheda tecnica isolante Sirap XC3.....	53
Figura 3.22 Airrock HD FB1	54
Figura 3.23 Ventirock Duo	54
Figura 3.24 Scheda tecnica Airrock HD FB1	54
Figura 3.25 Scheda tecnica Ventirock Duo	56
Figura 3.26 Scheda tecnica Rockalm 211.....	56
Figura 3.27 Scheda tecnica Foamglas	58
Figura 3.28 Posa in opera isolante Foamglas.....	60
Figura 3.29 Placchette dentate	60
Figura 3.30 Paramenti esterni facciata Sud	61
Figura 3.31 Composizione vetro Energy Glass.....	62
Figura 3.32 Pannello Energy Glass con celle standard.....	63
Figura 3.33 Pannello Energy Glass con celle Sunpower.....	66
Figura 3.34 Scheda tecnica pannelli System Photonics	68
Figura 3.35 Pannelli System Photonics con fondo giallo	69
Figura 3.36 Pannelli System Photonics con fondo nero	69
Figura 3.37 Pannelli in silicio amorfo	70
Figura 3.38 Scheda tecnica Pannelli in silicio amorfo	70
Figura 3.39 Lastre Mariotti.....	71
Figura 3.40 Lastre Mariotti.....	71
Figura 3.41 Scheda tecnica inverter Sunny Boy 1200.....	73
Figura 3.42 Curva di rendimento inverter	73



Figura 3.43 Scheda tecnica inverter Sunny Boy 4000 TL	74
Figura 3.44 Sensori facciata Sud	76
Figura 4.1 Diagramma massa d'aria.....	78
Figura 4.2 Meteo Giugno	81
Figura 4.3 Potenze inverter Giugno	83
Figura 4.4 Meteo Novembre.....	85
Figura 4.5 Potenze inverter novembre	86
Figura 4.6 Meteo Gennaio	88
Figura 4.7 Potenze inverter Gennaio	89
Figura 5.1 Andamento temperature T1,T2,T3,T4 nel giorno 21/01/2013.....	91
Figura 5.2 Andamento temperature T1,T2,T3,T4 nel giorno 25/01/2013.....	92
Figura 5.3 Andamento temperature pannelli esterni 25/01/2013.....	93
Figura 5.4 Grafico temperature T2 e T3, isolante Sirap, giorno 21/01/2013	94
Figura 5.5 Grafico temperature T2 e T3, isolante Sirap, giorno 25/01/2013	95
Figura 5.6 Grafico temperature T2 e T3, isolante Rockwool 1, giorno 21/01/2013.....	96
Figura 5.7 Grafico temperature T2 e T3, isolante Rockwool 1, giorno 25/01/2013.....	97
Figura 5.8 Grafico temperature T2 e T3, isolante Rockwool 2, giorno 21/01/2013.....	98
Figura 5.9 Grafico temperature T2 e T3, isolante Rockwool 2, giorno 25/01/2013.....	99
Figura 5.10 Grafico temperature T2 e T3, isolante Foamglas, giorno 21/01/2013	100
Figura 5.11 Grafico temperature T2 e T3, isolante Foamglas, giorno 25/01/2013	101
Figura 5.12 Andamento temperature T1,T2,T3,T4 giorno 20/06/2013.....	103
Figura 5.13 Andamento temperature T1,T2,T3,T4 giorno 22/06/2013.....	104
Figura 6.1 Grafico velocità aria bassa, giorno 22/06/2013.....	106
Figura 6.2 Grafico temperature T1 e T0 lastra Mariotti, giorno 22/06/2013.....	107
Figura 6.3 Grafico velocità aria bassa, giorno 20/06/2013.....	108
Figura 6.4 Grafico temperature T1 e T0 lastra Mariotti, giorno 20/06/2013.....	108
Figura 6.5 Grafico velocità aria bassa e alta, giorno 22/06/2013.....	109
Figura 6.6 Grafico temperature T0, giorno 22/06/2013.....	110



Indice delle tabelle

Tabella 1 Caratteristiche pannelli fotovoltaici	79
Tabella 2 Produzione Inverter Giugno	80
Tabella 3 Produzione inverter novembre	84
Tabella 4 Produzione inverter Gennaio	87