

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II



SCUOLA POLITECNICA E DELLE SCIENZE DI BASE

**CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO**

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

TESI DI LAUREA

**PROGETTAZIONE ED ANALISI SPERIMENTALE DI UN IMPIANTO
FOTOVOLTAICO COGENERATIVO**

RELATORI

CH.MO PROF. ING. FRANCESCO CALISE

CANDIDATI

RODOLFO LIARDO M67/194

ROSSANA SOCIALE M67/197

CORRELATORI

ING. CHRISTIAN SPERANZA

ING. MARIA VICIDOMINI

ANNO ACCADEMICO 2014-2015

SCOPO DELLA TESI

Il lavoro di tesi riguarda la progettazione e la partecipazione alle fasi di installazione del setup sperimentale che trova la sua ubicazione fisica presso l'azienda AVProject srl, nello stabilimento di Manocalzati, in provincia di Avellino, dove sono stati installati quattro cogenerativi e quattro fotovoltaici a comporre un'unica stringa con l'obiettivo di confrontare dal punto di vista energetico i collettori solari fotovoltaici e i collettori solari fotovoltaici cogenerativi e di effettuare un confronto sui rendimenti elettrici e termici in funzione delle temperature raggiunte.

Il set-up sperimentale (Fig 1) si sviluppa secondo due sottosistemi: un primo sottosistema è composto da quattro collettori fotovoltaici (PV) piani in silicio policristallino, in grado di fornire energia elettrica, e un secondo sottosistema è composto da quattro collettori fotovoltaici piani cogenerativi Janus (dall'inglese photovoltaic thermal collector-PVT) in grado di fornire sia energia elettrica che energia termica.

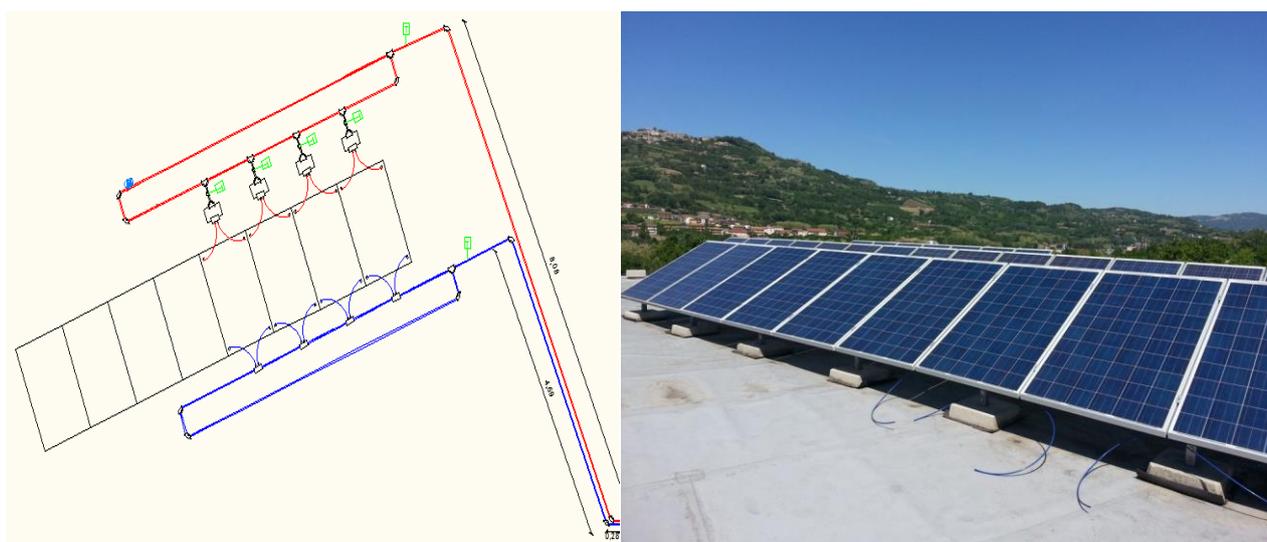


Fig 1 Set up sperimentale (PVT-PV) progettato e realizzato in sito

Il set-up così progettato consentirebbe di:

- confrontare le rese del sottosistema fotovoltaico tradizionale con le rese del sottosistema fotovoltaico cogenerativo, allo scopo di evidenziare in quali periodi dell'anno e in quali condizioni climatiche l'uno risulti più conveniente dell'altro;
- analizzare le configurazioni impiantistiche che massimizzano le prestazioni del sottosistema fotovoltaico cogenerativo, in particolare modificando i parametri operativi e determinando i valori di tali parametri che massimizzano le rese termica ed elettrica.

In generale, i due sistemi con cui è possibile convertire l'energia solare sono quello fotovoltaico e quello solare termico; essi sfruttano in maniera differente la radiazione solare, ottenendo, rispettivamente, energia elettrica ed energia termica. Si è, quindi, pensato di integrare le due tecnologie impiantistiche in un unico collettore ibrido, definito fotovoltaico cogenerativo, ed avere simultaneamente le due forme di energia. Oltre al vantaggio del doppio utilizzo, l'idea di realizzare i PVT ha avuto un riscontro positivo anche grazie ad un altro importante fattore: un normale modulo fotovoltaico è in grado di convertire in energia elettrica solo una piccola porzione della radiazione solare, mentre il resto viene perso per riflessione o viene dissipato sotto forma di calore. Questo calore, nei moduli convenzionali, viene disperso nell'ambiente e, dunque, sprecato, mentre i moduli ibridi riescono a recuperare buona parte del calore, trasferendolo al fluido termovettore che circola in essi.

I componenti principali del sistema termico (Fig 2) sono:

- i Collettori fotovoltaici cogenerativi "Janus", che assorbono il calore proveniente dal Sole;
- il Serbatoio di accumulo, all'interno del quale è presente la serpentina che permette lo scambio termico tra il fluido del circuito primario (che circola proprio nella serpentina) e l'acqua di rete (presente nel serbatoio stesso);
- le Tubazioni di collegamento, mandata e ritorno, che connettono i collettori alla serpentina del serbatoio di accumulo;
- la Pompa di circolazione, per la circolazione del fluido termovettore nel circuito primario;
- il Vaso di espansione, che consente al fluido di espandersi, evitando sovrappressioni pericolose dovute all'innalzamento delle temperature e, quindi, all'aumento del volume del fluido;
- il Misuratore di portata, per misurare la portata di fluido;
- il Piranometro, per misurare la radiazione solare;
- le Termoresistenze e le termocoppie, per misurare la temperatura;
- le valvole di intercettazione diretta e di ritegno, per regolare il flusso;
- i raccordi e le guarnizioni o-ring per la corretta installazione e tenuta delle tubazioni;
- i pozzetti termometrici, in cui saranno alloggiati i sensori di misura.

A partire dalle caratteristiche del collettore fotovoltaico cogenerativo "Janus" e da bozze preliminari del progetto è stato effettuato il dimensionamento dei suddetti componenti e, nel complesso, dell'impianto termico in maniera definitiva per la realizzazione.

SCHEMA IMPIANTO

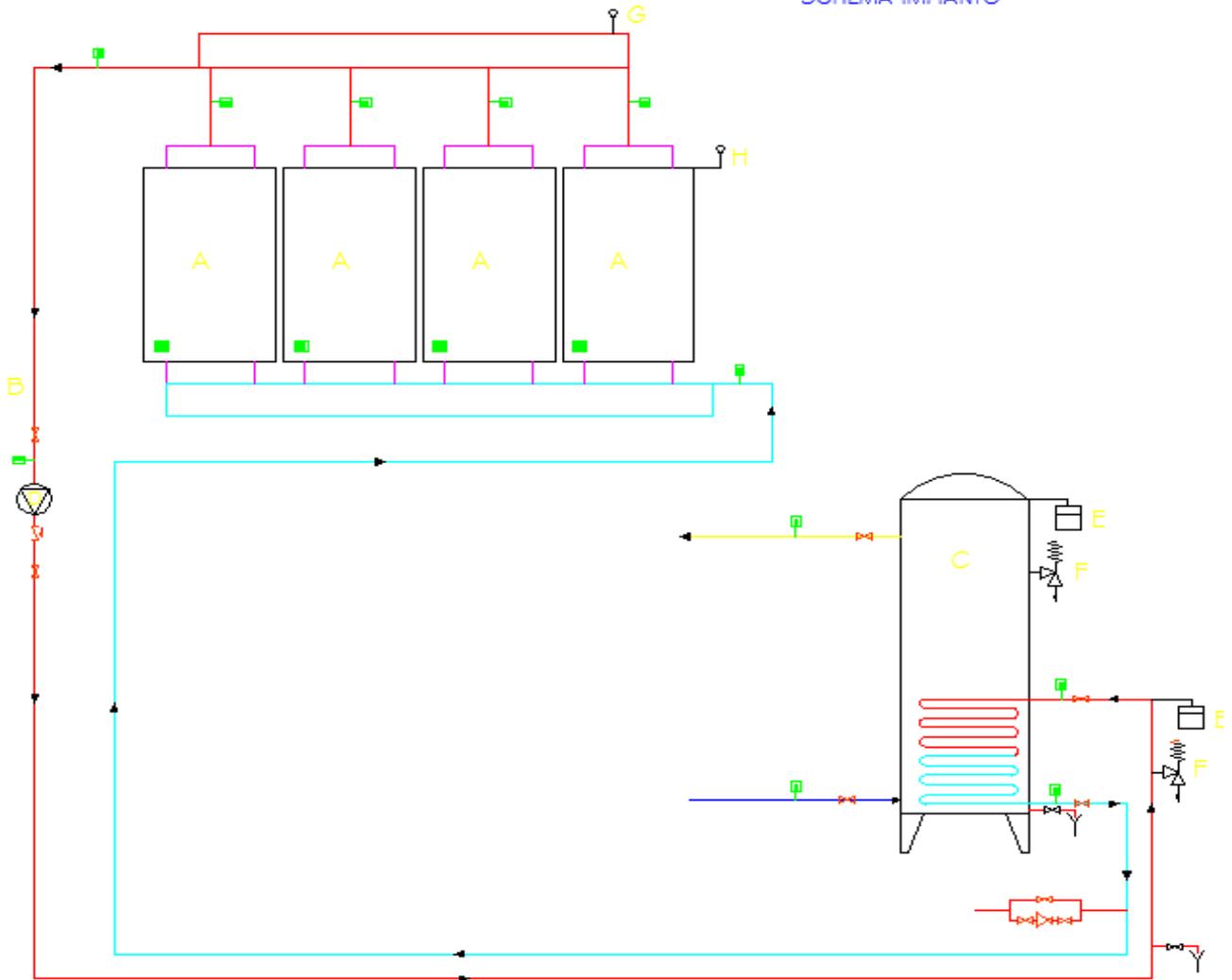


Fig 2 Schema impianto termico

Utilizzando le metodiche comuni alla termotecnica sono stati dimensionati tutti i componenti dell'impianto. I principali dati progettuali sono riassunti nelle seguenti tabelle (Tab.1 e Tab.2):

SERBATOIO DI ACCUMULO		Volume= 200 l; Pmax=10bar; Tmax=+95°C
TUBAZIONI DI COLLEGAMENTO	Tubazioni in PEX	Portata= 25l/h; $\phi_i=8$; $\phi_e=12$; $v=0,36$ m/s; $r=28$ mm c.a/m; $T_{H_2O}=80^\circ\text{C}$
	Tubazioni in MULTISTRATO	Portata= 200 l/h; $\phi_i=15$; $\phi_e=20$; $v=0,57$ m/s; $r=28$ mm c.a/m; $T_{H_2O}=80^\circ\text{C}$
POMPA DI CIRCOLAZIONE WILO Yonos PARA ST 7.0 PWM2		Portata volumetrica=fino a $3,2\text{m}^3/\text{h}$; Pmax=10bar; Tfluido=da 2 a 65°C
VASO DI ESPANSIONE Caleffi		Volume nominale=33 l Pressione iniziale, lato gas= 1,5 bar Pressione finale, lato gas= 5,5 bar

Tab.1-Componenti

Sono stati poi dimensionati e settati i componenti del sistema di acquisizione e controllo il quale si compone di tre sottosistemi:

- Il sottosistema di misura è costituito da uno o più trasduttori a seconda delle grandezze fisiche presenti nel processo. Il trasduttore è un dispositivo a contatto con il mondo fisico in grado di rilevare una grandezza fisica, come ad esempio umidità, pressione, temperatura, e di trasformarla in una grandezza elettrica, come tensione, corrente, frequenza, resistenza, capacità e induttanza, proporzionale alla grandezza fisica rilevata;
- Il sottosistema di controllo, è costituito da dispositivi “intelligenti” in grado di svolgere in periferia alcune funzioni vitali per il corretto funzionamento del processo oggetto di studio. Si occupa della memorizzazione ed elaborazione dei dati acquisiti dal sottosistema di misura; si tratta in genere di un sottosistema programmabile nel quale è possibile inserire la logica di controllo del processo oggetto di studio e che genera segnali di uscita da inviare al sottosistema successivo;
- Il sottosistema di attuazione è formato da uno o più attuatori, a seconda del numero di elementi da controllare. L’attuatore è un dispositivo in grado di convertire il segnale elettrico proveniente dal sottosistema di controllo in un movimento meccanico, ovvero converte una grandezza elettrica in una fisica e rappresenta l’elemento attraverso il quale il controllore interviene sul processo.

<p style="text-align: center;">FLUSSIMETRO</p> <p style="text-align: center;">Flussimetro digitale a induzione elettromagnetica SMC Serie LFE 1D4F1</p>	<p>Campo di misura della portata=0,5-20l/min</p> <p>Campo di misura della temperatura=0-85°C</p> <p>Campo di misura della pressione=0-1MPa</p> <p>Ripetibilità: Valori visualizzati=±2%F.S.</p> <p>Uscita analogica=±1,5%F.S.</p>
<p style="text-align: center;">MISURATORE DI TEMPERATURA</p> <p style="text-align: center;">Termoresistenze</p> <p style="text-align: center;">Termocoppie</p> <p style="text-align: center;">Converter per PT 100</p> <p style="text-align: center;">Pozzetti termometrici</p>	<p>Pt100:Campo di misura della temperatura=-50°C a 200°C</p> <p>Classe di precisione B a norma IEC60751:2008</p> <p>Tipo K</p> <p>Range di temperatura di funzionamento: da -50°C a +150°C;</p>
<p style="text-align: center;">PIRANOMETRO</p> <p style="text-align: center;">LP PYRA 02 AC</p>	<p>Campo di misura della radiazione solare= 0-2000 W/m²</p> <p>Campo di misura della temperatura=-40°C a 80°C</p> <p>Sensibilità tipica=10mV/(kW/m²)</p> <p>Impedenza=5Ω-55Ω</p>

	Instabilità a lungo termine=<2%
DATALOGGER MULTICON CMC 99-141 Simex	Alimentazione in uscita ai sensori=24 Vcc±5% Consumo=250VA Campo di misura della temperatura operativa=0-50°C
MODBUS DAT3018 Simex	Campo di misura della temperatura di immagazzinamento=-10°C a 70°C

Tab.2-Strumenti di misura

Il datalogger è l'elemento centrale del sistema di acquisizione e controllo dell'impianto. Il modello scelto per il set-up sperimentale è il Multicon CMC141 della Simex. La sua programmazione si è resa indispensabile per rilevazione e l'analisi dei dati. Sono stati settati i logical channels, ognuno corrispondente alla temperatura di un determinato punto dell'impianto e alla radiazione solare rilevata dal piranometro. Questi logical channels fanno parte di un group che è posizionato su una delle slot dell'apparecchio, su una delle altre sono stati posizionati e settati i relays, quello sulla resistenza elettrica e quello sulla pompa di circolazione.

Il collegamento ai trasduttori, termoresistenze e termocoppie, è passato per dei converter, convertitori di temperatura in output di corrente a 4-20 mA. Si è seguita l'ipotesi di collegamento in parallelo al datalogger (Fig 3).

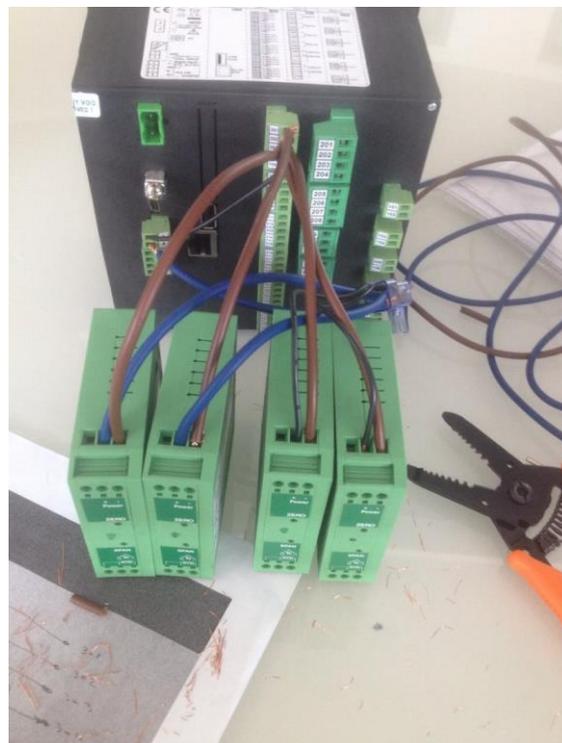


Fig 3 Collegamento converter in parallelo

L'elemento complementare al datalogger è il modbus DAT3018 della Simex. Agli ingressi è possibile collegare termocoppie o segnali in tensione fino a ± 1 V e per tale motivo si è reso necessario configurarlo, prima da computer e poi collegato al datalogger (Fig 4). Le termocoppie sono state preventivate per un raffronto di temperatura con quella rilevata dalle termoresistenze.

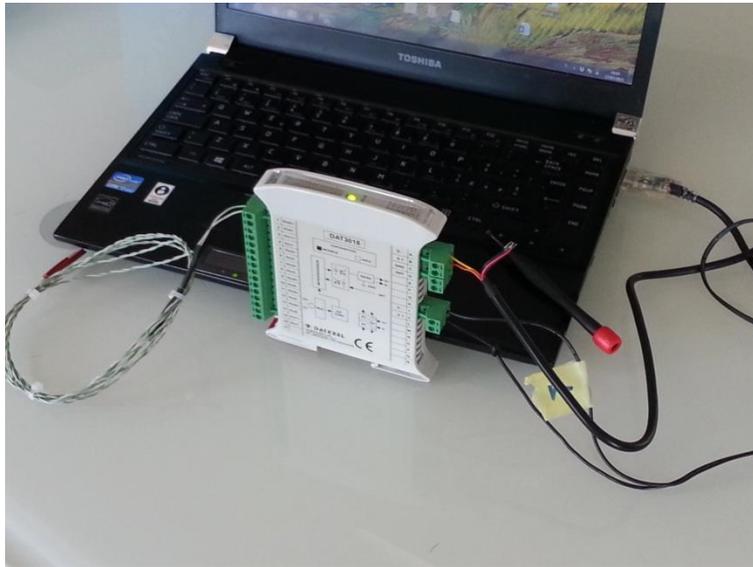


Fig 4 Prova di collegamento tra modbus e pc

Lo schema di un impianto fotovoltaico, dal punto di vista elettrico, deve garantire il corretto allacciamento in rete e il corretto utilizzo dell'energia prodotta dal sistema. Gli impianti fotovoltaici possono beneficiare dei meccanismi di scambio sul posto. Pertanto l'elettricità prodotta dal pannello potrà essere scorporata dalla fornitura elettrica, anche se la produzione non è contestuale all'utilizzo, a patto che il consuntivo annuo sia tale che l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico sia inferiore a quella richiesta dall'utenza. In caso contrario, la quota eccedente viene ceduta in rete.

Il corretto schema elettrico (Fig 5) deve prevedere la misurazione accurata di almeno tre quantità:

SCHEMA UNIFILARE: Connessione Monofase in BT

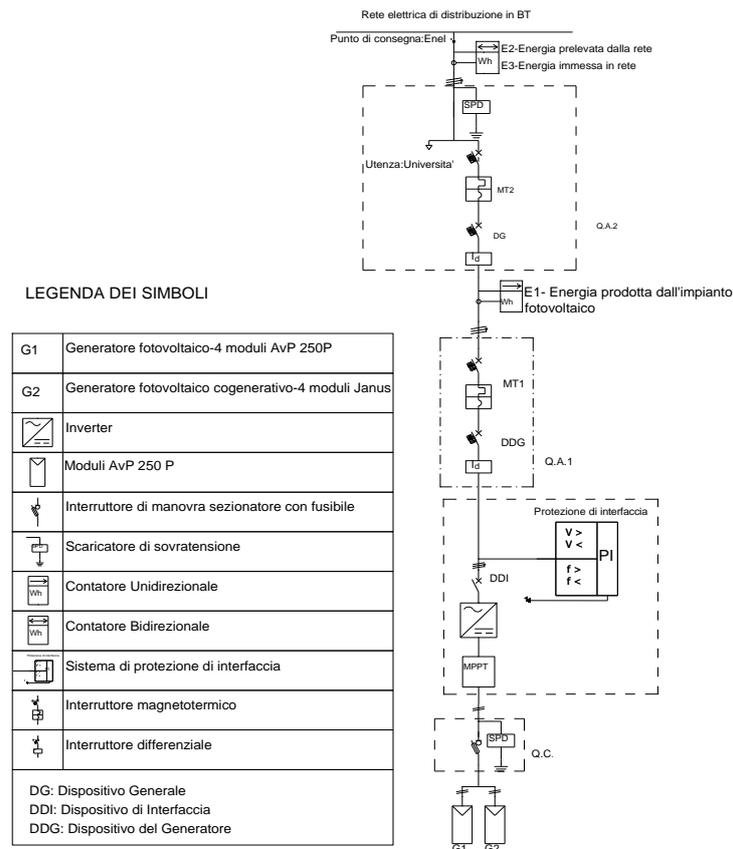


Fig 5 Schema elettrico

- la quantità di energia totale prodotta dall'impianto, misurata da un contatore unidirezionale;
- la quantità di energia totale immessa nella rete, misurata da un contatore bidirezionale;
- la quantità di energia totale prelevata dalla rete, misurata da un contatore bidirezionale.

I componenti fondamentali di ogni impianto fotovoltaico sono:

- il Generatore o Campo Fotovoltaico, costituito dall'insieme di moduli fotovoltaici;
- il Sezionatore, che rappresenta una misura di sicurezza che permette di scollegare il campo fotovoltaico in caso di interventi sulla rete o sull'impianto;
- l'Inverter, che trasforma la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata;
- il Contatore di produzione unidirezionale, che misura l'energia prodotta dal campo fotovoltaico;
- il Contatore bidirezionale, che misura due flussi di elettricità ovvero tutta quella immessa in rete e tutta quella prelevata dalla rete.

Analogamente a quanto fatto per la parte termica, si è proceduto a dimensionare anche tutti i componenti del sottosistema elettrico. Di seguito è riportato lo schema elettrico unifilare risultante dall'elaborazione:

In particolare il sistema di trasformazione della corrente continua in corrente alternata è composto da ottimizzatori posti su ciascun modulo collegati all'inverter, i quali presentano le seguenti caratteristiche in ingresso (Tab.3):

POTENZA NOMINALE IN INGRESSO	250 W
TENSIONE IN INGRESSO MASSIMA ASSOLUTA (Voc)	55 Vcc
CORRENTE CONTINUA MASSIMA DI INGRESSO (Isc)	10 Acc
INTERVALLO OPERATIVO DELL'MPPT	5-55 Vcc
MASSIMA EFFICIENZA	99,5%
EFFICIENZA PONDERATA	98,8%

Tab.3 Ottimizzatore di potenza

L'ipotesi da mettere in atto per il setup sperimentale è quella di creare un circuito idraulico tra i pannelli cogenerativi e il locale "caldaie" posto al piano terra dell'edificio, in cui nello stato di fatto iniziale era alloggiato il serbatoio di accumulo. In questo modo, messo in funzionamento il circuito, esso avrebbe erogato acqua calda sanitaria all'intero edificio.

Quindi successivamente alla progettazione di tutte le componenti del sistema termico ed elettrico, si è proceduto all'effettiva realizzazione dell'impianto. (Fig 6)

Innanzitutto sono state collettate tutte le tubazioni multistrato tramite giunti in materiale plastico, quali gomiti e tee, in cui sono stati alloggiati i pozzetti per sonda termometrica; tali tubazioni che costituiscono sia la mandata che il ritorno del circuito, sono state calate dal piano copertura, lungo la parete verticale, fino a pervenire nel locale "caldaie", come predisposto in fase di progettazione.



Fig 6 Fase di costruzione dell' impianto idraulico

Successivamente si è montata la parte dell'impianto allocata nel locale "caldaie", in cui le tubazioni multistrato di mandata e di ritorno, provenienti dai pannelli cogenerativi, sono state collegate con il serbatoio, in modo da chiudere, dunque, il circuito. Sulla tubazione di ritorno è stata installata la pompa di circolazione e sono state installate tutte le valvole da posizionare, come da progetto (vaso di espansione, valvola di sicurezza, valvole di intercettazione diretta e di non ritorno) (Fig 7).



Fig 7 Collegamento delle tubazioni al serbatoio ed installazione di valvole e pompa di circolazione

Fase successiva, essenziale per il setup sperimentale, è stata la configurazione del datalogger e di tutti i dispositivi ad esso correlati, per la lettura e l'archiviazione dei dati provenienti da tutti i sensori di temperatura, dai misuratori di portata e di irraggiamento. Punto focale della programmazione è stato settare i canali logici tramite cui rilevare il rispettivo sensore, come definito nella precedente fase di progettazione.

Prima di mettere il sistema in funzione si è dovuto provvedere in sito alla predisposizione di una serie di cavi di collegamento tra i sensori sistemati vicino i pannelli sul piano copertura e il secondo piano dell'edificio dove sarà allocata il quadro elettrico e i cavi di collegamento dei sensori posti in prossimità del serbatoio e la centralina.

Conclusa la fase preparativa comprensiva della sistemazione dei cavi e del posizionamento dei sensori, non rimaneva altro che il collegamento fisico di tali prolunghere alle slot del datalogger, il quale messo in funzione ha rilevato le misure inerenti al pannello cogenerativo e quello non

cogenerativo, la radiazione, la temperatura esterna e le temperature del fluido in entrata e in uscita dai pannelli (Fig 8).

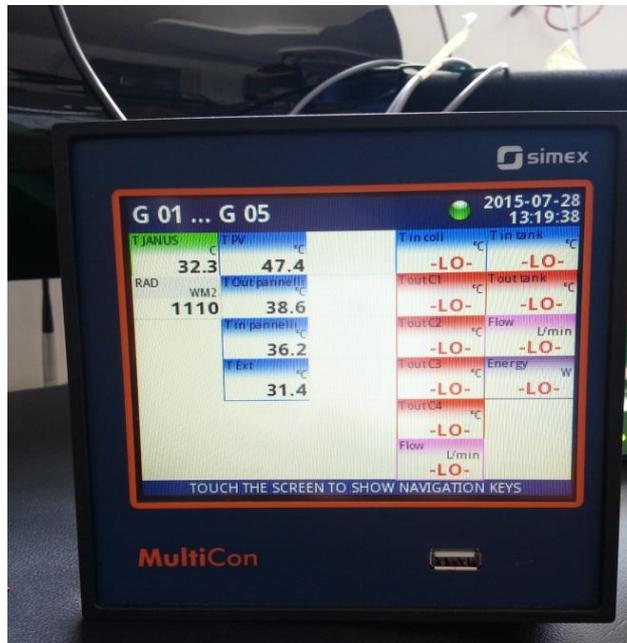


Fig 8 Display del datalogger con misurazione istantanea della radiazione e di tutte le temperature rilevate.

Una prima acquisizione di dati, relativi ai giorni 27/28 Luglio 2015 ha reso possibile il confronto tra la tecnologia fotovoltaica cogenerativa e quella fotovoltaica non cogenerativa dal punto di vista dell'efficienza elettrica e termica. Si nota innanzitutto, una riduzione di temperatura di circa 12°C tra il pannello Janus (27-38°C) e il pannello fotovoltaico (40-50°C) a causa del raffreddamento dovuto allo scambio termico tra piastra e fluido termovettore (Fig 9).

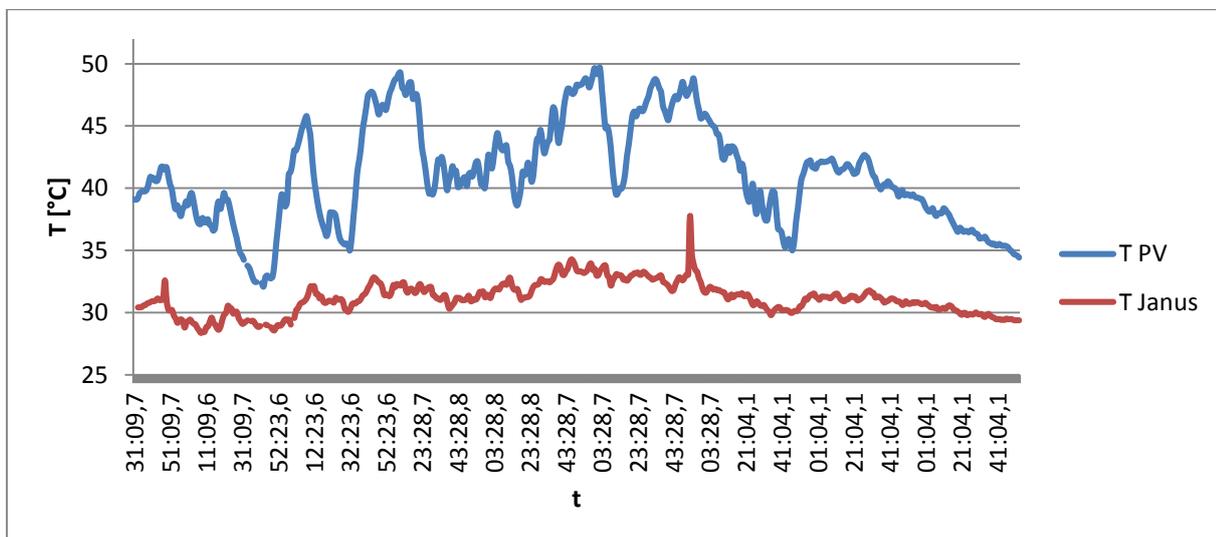


Fig 9 Andamento temperature pannello Janus e PV nel giorno 28/07/15

Il PVT (Janus) in termini di rendimento termico, subisce forti oscillazioni dipendenti principalmente dalla radiazione solare, passando dal 5% al 45% in una fascia oraria che va dalle 12 alle 17, mentre nelle restanti ore si mantiene piuttosto costante intorno a valori del 20-25%. Queste fluttuazioni, talvolta molto accentuate, sono inoltre da addursi a variazioni di temperatura del pannello, ma secondariamente anche a variazioni dell'ombreggiamento e ad un sistema non ancora sviluppato al meglio. L'efficienza termica è comunque minore di quella di un collettore solare nelle stesse condizioni di funzionamento (Fig 10).

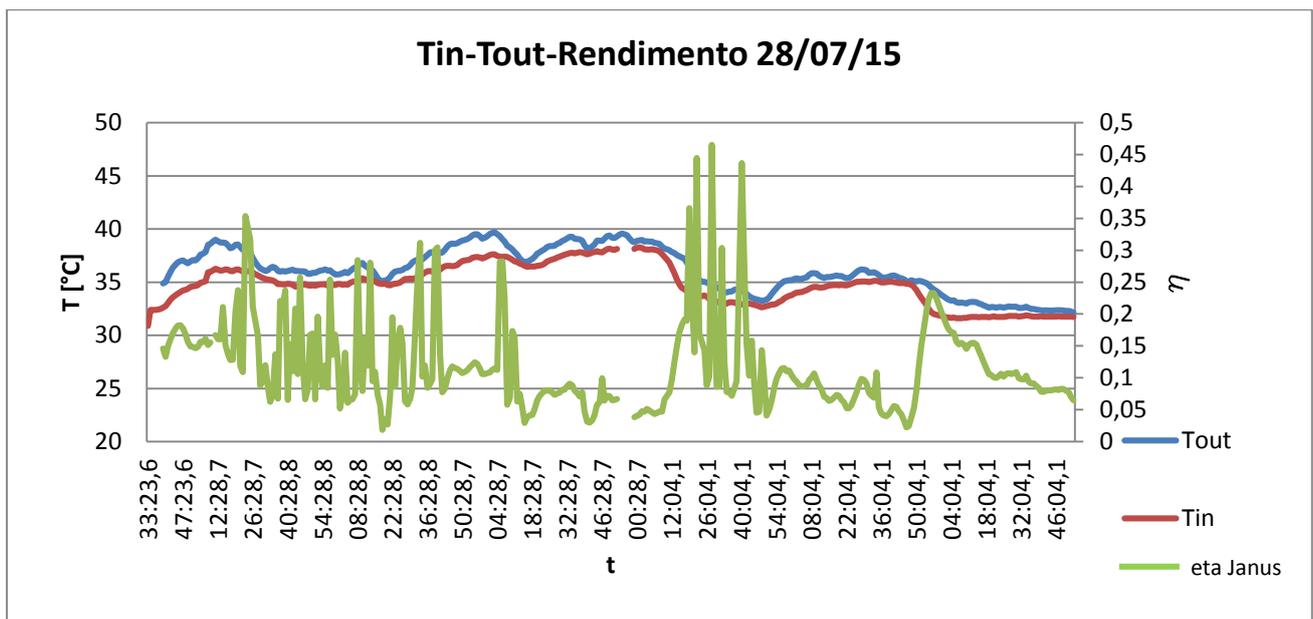


Fig 10 Andamento di Tin Tout in correlazione al rendimento termico nel giorno 28/07/15

Inoltre, lo scarto di temperatura tra le due tipologie di pannelli non si riflette in un sostanziale miglioramento del rendimento elettrico, in quanto l'efficienza di Janus aumenta solo di qualche unità percentuale in caso di condizioni ottimali (Fig 11). Quindi la produzione di energia elettrica dei due pannelli, PVT (Janus) e PV, è praticamente la stessa, con valori massimi giornalieri di circa 200 Wh.

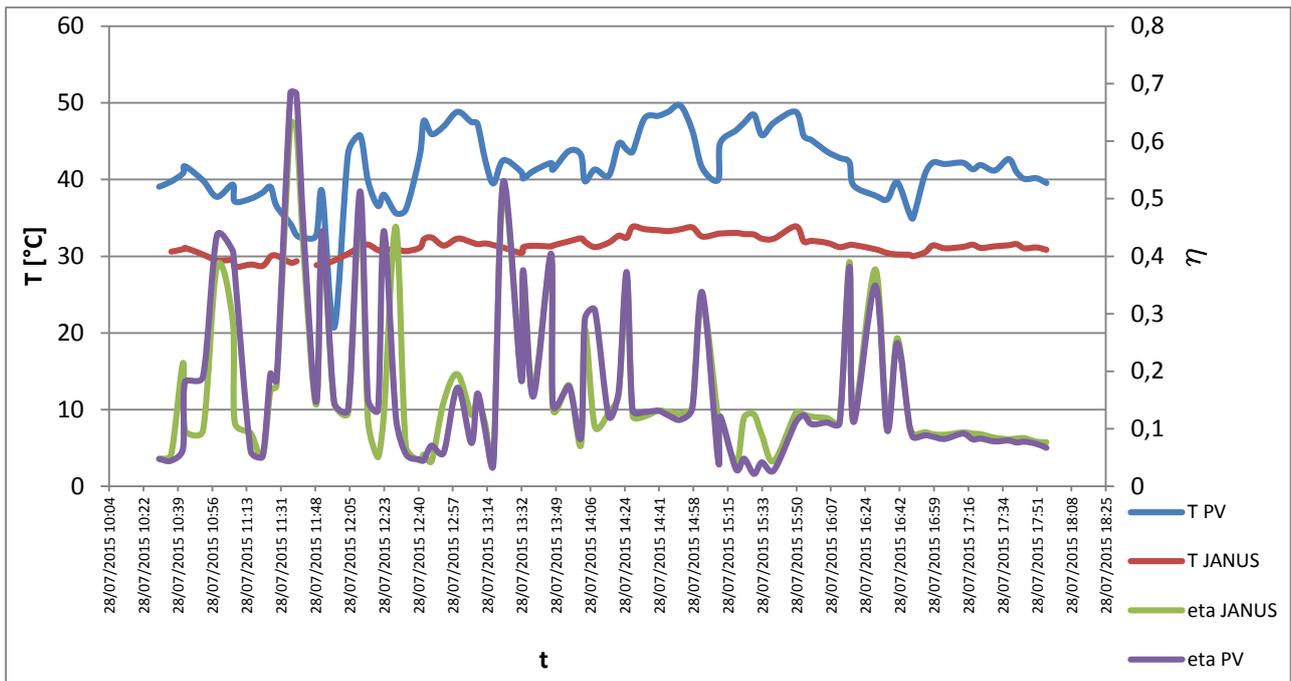


Fig 11 Correlazione tra i rendimenti elettrici Janus e PV e le rispettive temperature delle superfici captanti

In conclusione, il pannello fotovoltaico cogenerativo ha un rendimento elettrico medio intorno al 13%, pressoché simile a quello fotovoltaico, ed un rendimento termico medio che si aggira intorno al 15%. Quindi solo se si considerano i due contributi, elettrico e termico, come un unico rendimento di funzionamento, la valutazione del pannello cogenerativo diviene positiva e soddisfacente dal momento che esso, a parità di superficie captante, fornisce non solo energia elettrica ma anche termica.