



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



Ministero della Transizione Ecologica



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi energetica dei contesti isolani non interconnessi e individuazione di nuove tecnologie per l'efficientamento energetico degli utenti finali (Anno 3)

B. Di Pietra, F. Baldi, S. Beozzo, P. Sdringola
A. Di Sarra, F. Monteleone, D. M. Sferlazzo, F. Anello

ANALISI ENERGETICA DEI CONTESTI ISOLANI NON INTERCONNESSI E INDIVIDUAZIONE DI NUOVE TECNOLOGIE PER L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEGLI UTENTI FINALI (ANNO 3)

B. Di Pietra, F. Baldi, S. Beozzo, P. Sdringola
A. Di Sarra, F. Monteleone, D.M. Sferlazzo, F. Anello

Con il contributo di: A. Ciappa, F. Erice, D. Meloni, G. Pace, S. Piacentino, D. Prisinzano, G. Puglisi

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico (oggi Ministero della Transizione Ecologica) - ENEA
Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - III annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *4 - Reti energetiche integrate*

Linea di attività: *LA4.3 - Analisi energetica dei contesti isolani non interconnessi e individuazione di nuove tecnologie per l'efficientamento degli utenti finali (Anno 3)*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi

Responsabile del Work package (LA4.1-LA4.15): Paolo Sdringola

Gli autori desiderano ringraziare il perito chimico Mario Ragusa della Startup "I nuovi Mille" per il supporto tecnico nella attività sperimentale con il biodigestore.

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	6
2 DESCRIZIONE DELLE MISURE E DELLE PROVE SPERIMENTALI EFFETTUATE CON L'IMPIANTO FV – POMPA DI CALORE - ACCUMULO PRESSO IL LABORATORIO DI LAMPEDUSA.....	7
2.1 WEB SERVER DEL PLC PER IMPOSTARE I PARAMETRI DELLE PROVE SPERIMENTALI.....	10
2.2 PROVE SPERIMENTALI CON SISTEMA FV, POMPA DI CALORE E SUPERCONDENSATORI.....	17
2.2.1 Prova 1: potenza FV 1,74 kWp – profilo di carico per CAS tipo “L”.....	18
2.2.2 Prova n°2: potenza FV installata pari a 1740 Wp – profilo di carico ACS tipo “M”.....	25
2.2.3 Prova 3 : potenza FV installata 1,16 kWp –profilo M.....	29
2.2.4 Prova 4: potenza FV installata pari a 1,16 kWp - profilo carico ACS: M – giornata tipo invernale.....	35
2.2.5 Prova 5: Potenza FV installata pari a 1,16 kWp – profilo M – giornata tipo mese di Maggio.....	40
2.2.6 Prova 6: potenza FV installata pari a 580 Wp – profilo M – giornata mese di Aprile.....	45
2.2.7 Prova 6: Impianto ibrido per ACS con potenza FV installata pari a 580 Wp – giorno mese di Maggio.....	50
2.2.8 Considerazioni finale sui risultati delle prove sperimentali.....	53
3 BANCO PROVA SPERIMENTALE REALIZZATO PRESSO IL C.R. ENEA DI BOLOGNA.....	55
3.1.1 Aggiornamento del sistema.....	55
3.1.2 Scenario 1: Controllo da gestore di rete della rete isolana.....	59
3.1.3 Scenario 2: Autoconsumo.....	64
3.1.4 Considerazioni finali sui risultati sperimentali ottenuti.....	71
4 INSTALLAZIONE E PROVE CON NUOVO IMPIANTO SPERIMENTALE PVT-ACCUMULO ELETTRICO - POMPA DI CALORE PER ACS INSTALLATO PRESSO IL C.R. ENEA CASACCIA.....	72
4.1.1 Descrizione sistema sperimentale.....	72
4.1.2 Installazione campo fototermico da 2,24 kWp.....	76
4.1.3 Installazione pompa di calore e accumulo termico di pre-riscaldamento in cabina.....	80
4.1.4 Installazione sezione elettrica: inverter ibrido con accumulo a litio.....	82
4.1.5 Webserver per il monitoraggio e controllo dei singoli componenti d’impianto.....	84
4.1.6 Campagna di monitoraggio dell’impianto sperimentale.....	91
5 BIODIGESTORE DI PICCOLA TAGLIA: CAMPAGNA DI MONITORAGGIO SISTEMA INTEGRATO SPERIMENTALE.....	97
6 ANALISI DELL'IMPATTO DELLA DIFFUSIONE DI TECNOLOGIE INNOVATIVE DISTRIBUITE PER LA GENERAZIONE ELETTRICA.....	110
6.1 CONCETTO DI SMART GRID E ANALISI DI LETTERATURA.....	111
6.2 IL CASO DI LAMPEDUSA.....	112
6.3 MODELLO DI CALCOLO.....	113
6.3.1 EnergyScope TD.....	114
6.3.2 Modello base per la realtà isolana.....	115
6.3.3 Dati indipendenti dai Typical Days.....	120
6.3.4 Dati dipendenti dai Typical Days.....	122
6.3.5 Aggiunta del dissalatore al modello.....	129
6.3.6 Aggiunta della mobilità al modello.....	131
6.4 RISULTATI DELLA OTTIMIZZAZIONE.....	133
6.4.1 Scenario Test.....	133
6.4.2 Scenari base (teorico e di progetto).....	134
6.4.3 Integrazione del dissalatore nel modello.....	140
6.4.4 Integrazione della mobilità nel modello: lo scenario completo.....	146
6.4.5 Analisi dei risultati ottenuti.....	154

7	ANALISI DELL'IMPATTO DELLE CONDIZIONI ATMOSFERICHE SULLA PRODUZIONE DI IMPIANTI SOLARI.....	155
7.1	SITI E STRUMENTAZIONE	155
7.1.1	<i>Ambiente marino: Lampedusa</i>	156
7.1.2	<i>Ambiente montano: Madonie</i>	158
7.1.3	<i>Ambiente urbano: Roma</i>	159
7.2	OSSERVAZIONI E RISULTATI.....	160
7.2.1	<i>Ambiente marino: Lampedusa</i>	160
7.2.2	<i>Ambiente montano: Madonie</i>	168
7.2.3	<i>Ambiente urbano: Roma</i>	170
7.3	SVILUPPO DEGLI ALGORITMI	171
8	CONCLUSIONI.....	174
9	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	177

Sommario

Nel presente documento sono riportati i risultati dello studio condotto da ENEA nella linea di attività LA4.3, prevista nel Work Package 4 del Progetto 1.5 del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 nell'ambito dell'accordo di Programma ENEA – MiTE sulla Ricerca del Sistema Elettrico.

Nella linea di attività in oggetto sono state estese le campagne sperimentali avviate nella precedente annualità per verificare sul campo le soluzioni tecnologiche che consentano di migliorare la diffusione delle fonti rinnovabili e garantire una maggiore indipendenza energetica delle isole minori. In particolare sono state condotte le prove sperimentali con nuove configurazioni dell'impianto ibrido installato presso l'osservatorio climatico ENEA di Lampedusa basato sull'integrazione di un impianto fotovoltaico di piccola taglia con pompa di calore per acqua calda sanitaria e accumulo a supercondensatori.

Presso il Centro di Ricerche ENEA di Casaccia è stato installato e provato il sistema sperimentale progettato nella precedente linea di attività e costituito dall'integrazione di un impianto del tipo termo-fotovoltaico, un inverter ibrido con accumulo a litio e una pompa di calore per ACS con accumulo da 500 litri.

Presso il Centro di Ricerche ENEA di Bologna è stato assemblato un banco prova per testare le logiche di controllo implementate su scheda Arduino per migliorare l'autoconsumo delle fonti rinnovabili nelle isole minori ottimizzando la gestione degli scaldi acqua elettrici installati presso gli utenti.

Attraverso un approccio basato sull'ottimizzazione lineare (MILP – Mixed Integer Linear Programming) è stata analizzata la diffusione di tecnologie innovative distribuite per la generazione elettrica permettendo di valutare il raggiungimento di determinati obiettivi (e.g. quota generazione da energia rinnovabili o emissioni specifiche di CO₂) minimizzando i costi del sistema.

Proseguendo lo studio avviato nella precedente annualità sono state analizzate le misure della deposizione di aerosol e dello spessore ottico del particolato atmosferico ottenute dalla strumentazione (i.e. sensore di soiling ratio, piranometro, pirgeometro) installata presso l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa e presso un sito del comune di Roma per valutare l'impatto che i suddetti parametri potrebbero avere sulla produzione da fotovoltaico sia nei contesti isolani sia nei contesti urbani.

1 Introduzione

I risultati dello studio condotto nella presente linea di attività sono riportati nelle tre principali sessioni di questo documento come di seguito descritte

Nella prima sessione sono descritte le prove sperimentali condotte presso i laboratori ENEA per valutare le prestazioni reali di soluzioni integrate innovative per la riduzione dei consumi energetici degli utenti isolani. In particolare presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa sono state estese le prove sperimentali con il sistema ibrido costituito dall'integrazione di un impianto fotovoltaico con pompa di calore per acqua calda sanitaria e accumulo a supercondensatori. Con le prove condotte nel corso dell'ultima annualità sono state provate diverse configurazioni per valutare quale è la taglia minima ottimale dell'impianto fotovoltaico che riesce a garantire sia le condizioni di comfort sia una elevata prestazione energetica del sistema sperimentale. Le prove sono state condotte nelle reali condizioni di funzionamento, riducendo la potenza del fotovoltaico da 1,74 kWp a 0,58 kWp corrispondente alla taglia minima per essere integrata con l'inverter.

Presso il C.R ENEA Casaccia è stato installato l'impianto ibrido sperimentale progettato nella precedente linea di attività (Report ENEA RdS/PTR2020/140); diversamente dal sistema sperimentale di Lampedusa il nuovo impianto di casaccia integra un campo termo-fotovoltaico (PVT) da 2,24 kWp, una pompa di calore per produrre ACS in modo istantaneo con accumulo di acqua tecnica da 500 litri e un inverter ibrido di piccola taglia con batteria a litio da 4,5 kWh.

Nel corso della linea di attività in oggetto è stata estesa la campagna di misure con il microgeneratore a biogas progettato e realizzato nella precedente annualità costituito da biodigestore domestico, motore a combustione interna alimentato a biogas, pompa di calore per acqua calda sanitaria con accumulo da 217 litri, sistema di recupero calore dai gas di scarico del motore. L'elaborazione dei monitoraggi ha permesso di stimare l'entità dei risparmi energetici ottenibili dal sistema integrato sperimentale e come gli stessi potrebbero aumentare nel caso di interventi migliorativi che ottimizzino il rendimento elettrico e termico dei principali componenti d'impianto.

Infine presso il banco prova costruito presso il C.R. ENEA di Bologna sono stati assemblati i componenti di impianto (scaldacqua, relè e sensori di temperatura) e i sistemi di controllo (scheda Arduino e sistemi di acquisizione) per valutare la possibile integrazione tra gli impianti PV locali e gli scaldacqua presenti presso gli utenti delle isole minori. In particolare con il banco prova sono stata testata due modalità di controllo dello scaldacqua testate: i) la prima basata sulla massimizzazione dell'autoconsumo dal punto di vista dell'intera rete isolana, ii) la seconda basata sulla massimizzazione dell'autoconsumo dal punto di vista del singolo utente.

Nella seconda sessione è stato proposto un piano strategico di rinnovamento del sistema energetico insulare, sia a livello centralizzato che decentralizzato (generazione distribuita di calore ed elettricità), che porti al raggiungimento di determinati obiettivi (e.g. quota generazione da energia rinnovabili o emissioni specifiche di CO₂) minimizzando i costi del sistema. Il contesto di ottimizzazione è stato definito in modo da includere i seguenti aspetti:

- valutazione di design alternativi per diversi valori di incidenza della generazione di energia da fonti rinnovabili;
- analisi dettagliata del comportamento del sistema in condizioni operative mediante l'approccio delle giornate tipo, basato sui consumi e sulle condizioni meteo misurati;
- inclusione della necessità di accumulo dell'energia, sia a livello giornaliero che stagionale.

In particolare è stato pertanto creato un modello matematico del sistema energetico dell'isola di Lampedusa (risorse energetiche, tecnologie di produzione, serbatoi di stoccaggio, perdite, consumi annuali) per studiare come modificare, attraverso la diffusione di tecnologie innovative distribuite, l'attuale gestione energetica.

Nella terza sessione, estendendo l'attività avviata nelle precedenti linee di attività, sono state analizzate le misure della deposizione di aerosol e dello spessore ottico del particolato atmosferico ottenute dalla strumentazione installata presso l'osservatorio climatico di Lampedusa e presso il centro di Roma per valutare l'impatto che i suddetti parametri potrebbero avere sulla produzione da fotovoltaico sia nei contesti isolani sia nei contesti urbani.

2 Descrizione delle misure e delle prove sperimentali effettuate con l'impianto FV – pompa di calore - accumulo presso il laboratorio di Lampedusa

Nella linea di attività in oggetto sono state estese le prove sperimentali con il sistema ibrido installato presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa per la produzione di acqua calda sanitaria da fotovoltaico. L'obiettivo dello studio è stato quello di valutare in reali condizioni di funzionamento le prestazioni del sistema sperimentale al variare della configurazione impiantistica; in particolare è stata modificata la taglia del fotovoltaico dalla potenza massima prevista dall'inverter alla potenza minima installabile (solo 580 W). Lo studio consente di valutare la minima taglia del sistema sperimentale che garantisca sia una elevata autosufficienza energetica sia il minore impatto in termini di superficie solare installata in copertura degli edifici isolani.

L'impianto sperimentale, la cui installazione è stata completata nella precedente annualità, è costituito come indicato nello schema di Figura 1 da i seguenti componenti:

1) Campo fotovoltaico

- Potenza nominale 1740 Wp
- Numero di stringhe: 3
- Numero di moduli per stringa: 2
- Potenza singolo modulo 290 Wp

2) Inverter ibrido

- Potenza nominale 1,6 kVA
- corrente massima ingresso lato FV: 60 A
- Tensione massima FV: 100 V
- modalità di funzionamento: in isola, grid conected, grid connected con immissione zero e prelievo dalla rete il sovra carico rispetto alla potenza del FV solo nel caso di batteria scarica

3) sistema di accumulo elettrico

- Tecnologia a supercondensatori
- capacità: 3000 Wh
- tensione nominale 24 V
- numero di cicli: 1000.000
- efficienza di conversione: 99%

4) pompa di calore per acqua calda sanitaria

- potenza elettrica nominale 490 W,
- COP nominale 3,08
- Accumulo integrato da 200 litri;
- Contatto FV – viene chiuso per attivare la pompa di calore da controllo esterno

5) Elettrovalvola

- aperta e chiusa da sistema di controllo esterno in funzione del profilo di prelievo di acqua calda emulato.

Una descrizione più estesa dell'impianto installato presso il laboratorio di Lampedusa è riportata nel Report ENEA Report RdS/PTR2020/140

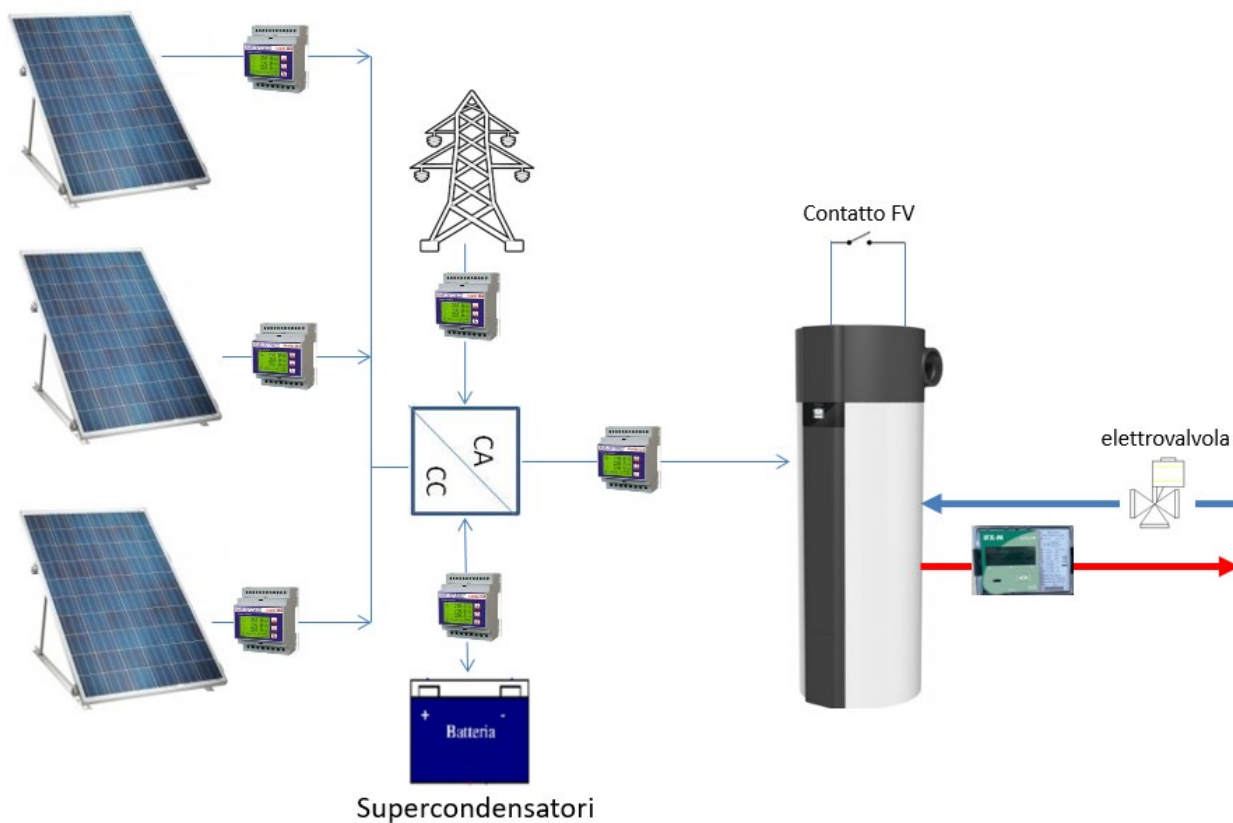


Figura 1: Schema impianto sperimentale – Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa

Si riportano di seguito alcune foto dei principali componenti dell'impianto sperimentale installato presso l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa.



Figura 2: Campo fotovoltaico del sistema ibrido sperimentale di Lampedusa - 6 moduli da 290 Wp ciascuno connessi in 3 stringhe da due moduli ciascuno



Figura 3: Sistema di supercondensatori da 3 kWh connesso all'impianto sperimentale di Lampedusa



Figura 4: Quadro di automazione e controllo dell'impianto sperimentale con PLC e moduli I/O



Figura 5: Pompa di calore per ACS – installazione elettrovalvola e sensore termico PT500 nella condotta di mandata dell’acqua calda sanitaria

Le prove sperimentali condotte in questa annualità con il sistema di Figura 1 differiscono dai test effettuati nella precedente linea di attività in quanto sono stati eseguiti i seguenti interventi :

- è stato sostituito il sistema di batterie a piombo gel con il sistema a supercondensatori
- la modalità di funzionamento è passata da isola in grid conected

Le prove sono state avviate con una configurazione del campo fotovoltaico costituito da 3 stringhe (6 moduli) per una potenza complessiva di 1640 W, successivamente è stata sezionata una stringa (prova condotta con 4 moduli) corrispondente ad una potenza di 1160 W, l’ultimo set di prove è stato condotto con due soli moduli da 290 W ciascuno.

2.1 Web Server del PLC per impostare i parametri delle prove sperimentali

Per monitorare e controllare da remoto tutti i parametri di funzionamento dell’impianto sperimentale di Lampedusa, nelle precedenti annualità è stato installato un PLC e una interfaccia utente costituita da un weberver per programmare e controllare ogni componente di impianto con singole pagine dedicate (per descrizione dettagliata del webserver Report RdS/PTR2020/140 - Report RdS/PTR2019/055)

Si riportano di seguito le principali pagine del web server utilizzate e le modifiche effettuate in questa annualità per consentire l’esecuzione delle prove sperimentali.

La pagina “Stato impianto” di Figura 6 fornisce una supervisione del sistema sperimentale riportando le misure delle principali grandezze elettriche e termiche: la potenza termica per ACS prelevata dall’accumulo della pompa di calore, la totale potenza in continua prodotta dal fotovoltaico, la potenza scambiata con la rete, la potenza erogata dall’inverter per alimentare solo la pompa di calore, la potenza scambiata con la batteria.

STATO IMPIANTO

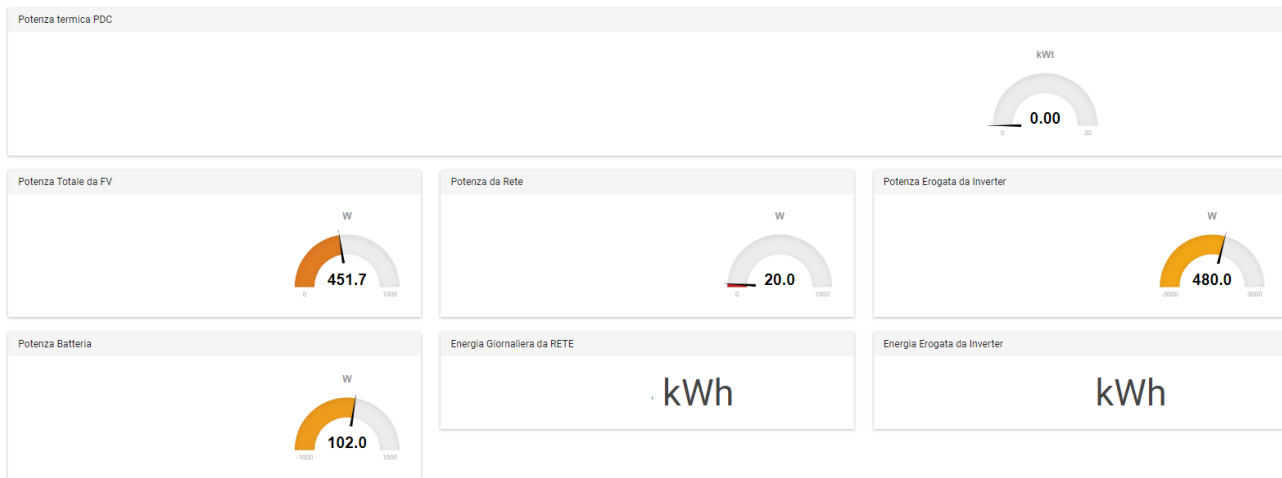
[RESTART...](#)


Figura 6: Interfaccia Web Server– pagina Stato impianto

Nella pagina “Pompa di Calore” di Figura 7 sono riportate le principali misure relative al funzionamento della pompa di calore e all’accumulo termico integrato: COP, temperatura dell’acqua calda prelevata dall’accumulo (Temp. Mandata), temperatura acqua fredda di ingresso alla pompa di calore (Temp. Ritorno), la potenza termica e la portata dell’acqua calda prelevata. La temperatura dell’aria in ingresso e in uscita dell’evaporatore. Queste ultime grandezze verranno usate per valutare la potenza frigorifera di scarto prodotta dall’evaporatore della pompa di calore per preraffrescare l’ambiente dove è collocata la pompa di calore.

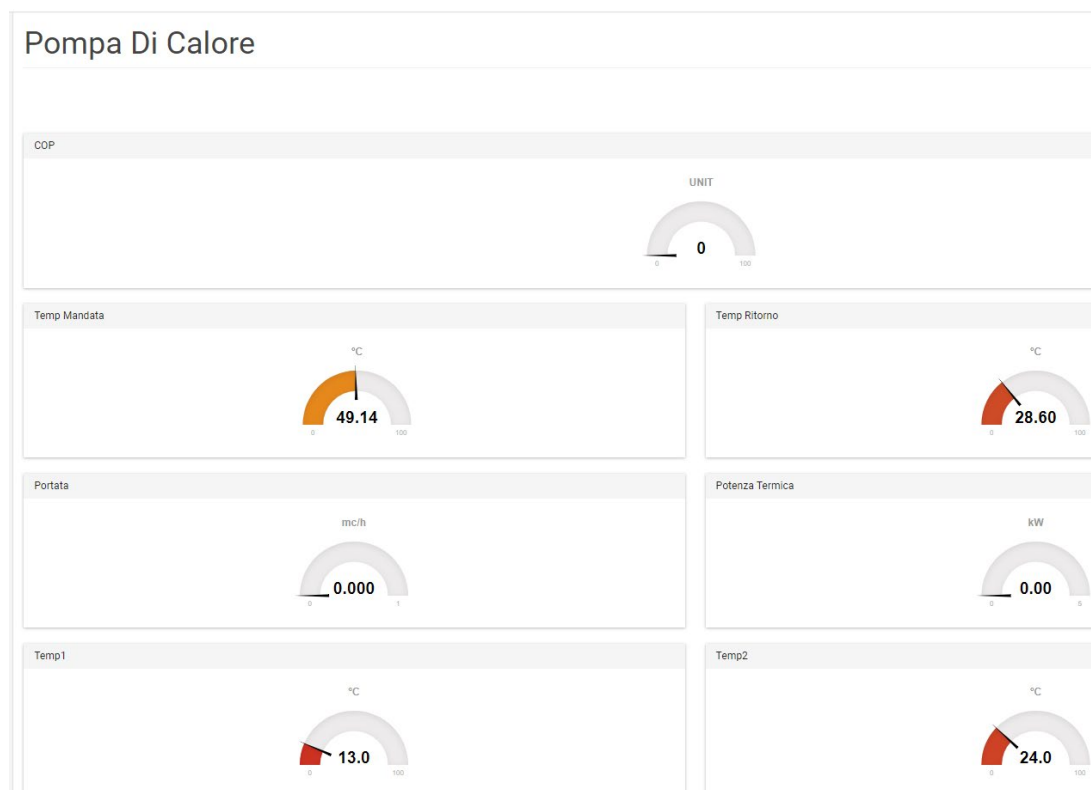


Figura 7: Interfaccia Web Server– pagina Pompa di calore

Nella pagina “Comandi” di Figura 8 sono inserite le funzioni che consentono: i) l’accensione manuale o automatica dell’inverter, ii) l’attivazione manuale o automatica del “contatto FV” della pompa di calore, iii) l’apertura manuale o automatica dell’elettrovalvola utilizzata per emulare il profilo di prelievo di ACS, iv) la soglia della tensione di stringa per accendere la mattina in modo automatico l’inverter. Le soglie per l’attivazione automatica della pompa di calore vengono impostate nella successiva pagina web.

L’attivazione automatica della valvola avviene tramite un cronoprogramma impostato dai sei pannelli “attivazione valvola” presenti nella stessa pagina web, il cui dettaglio è riportato in Figura 10. Questi ultimi sono stati modificati rispetto alla versione della precedente annualità riducendo al quarto d’ora il periodo selezionabile per l’apertura e chiusura della valvola; la modifica ha consentito di emulare un prelievo di consumo più vicino ai profili di riferimento utilizzati per le prove sperimentali.

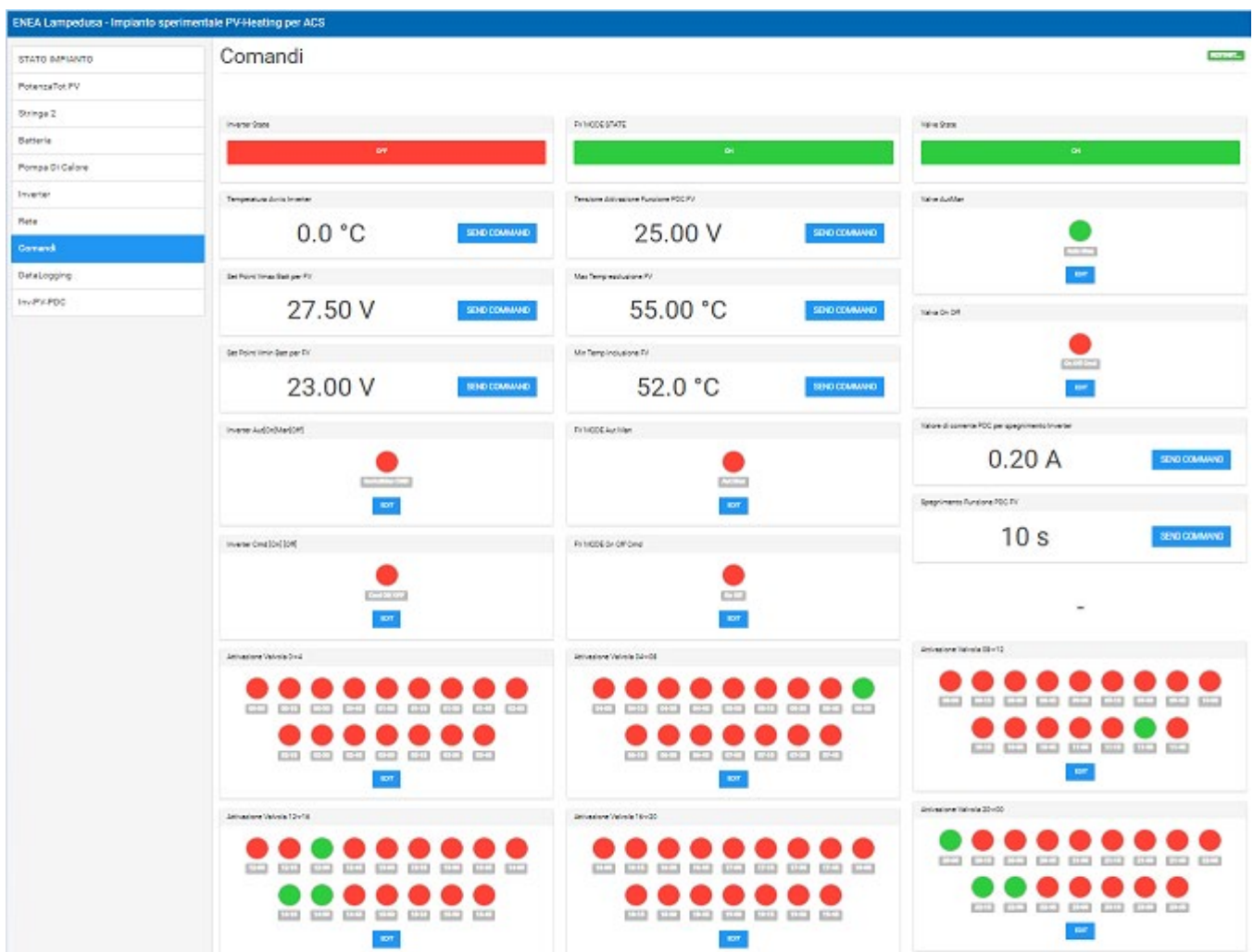


Figura 8: Interfaccia Web Server – Pagina Comandi

Comandi

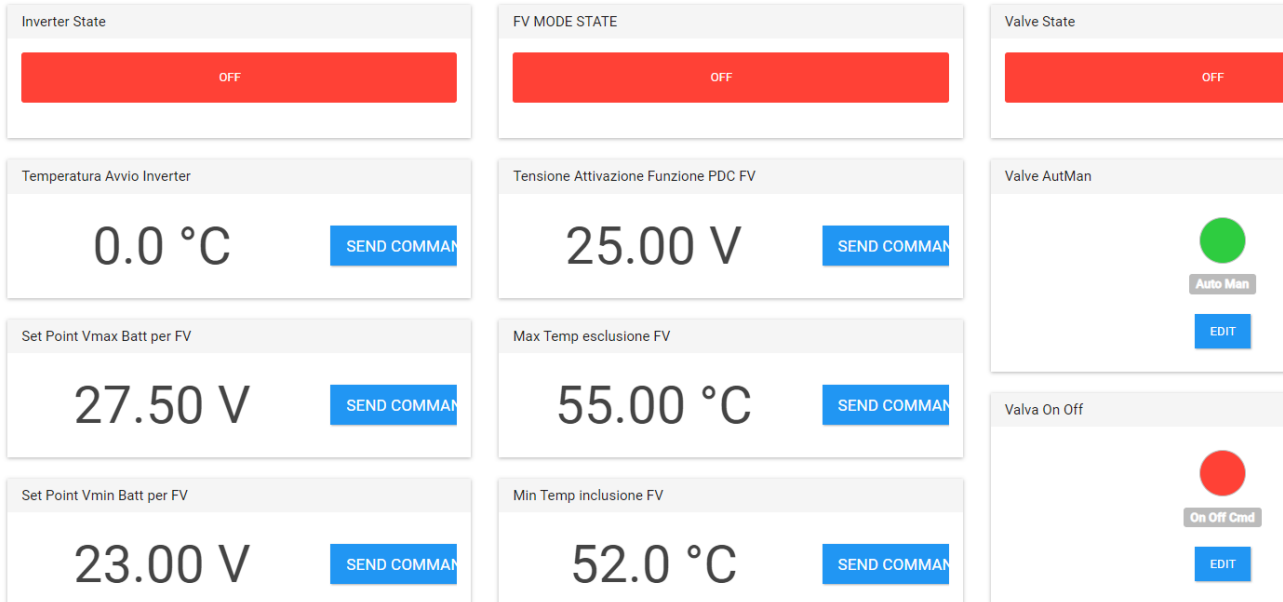


Figura 9: Interfaccia Web Server – Pagina Comandi – dettaglio pannelli attivazione inverter, attivazione inseguimento FV (FV mode), attivazione valvola (valve state)

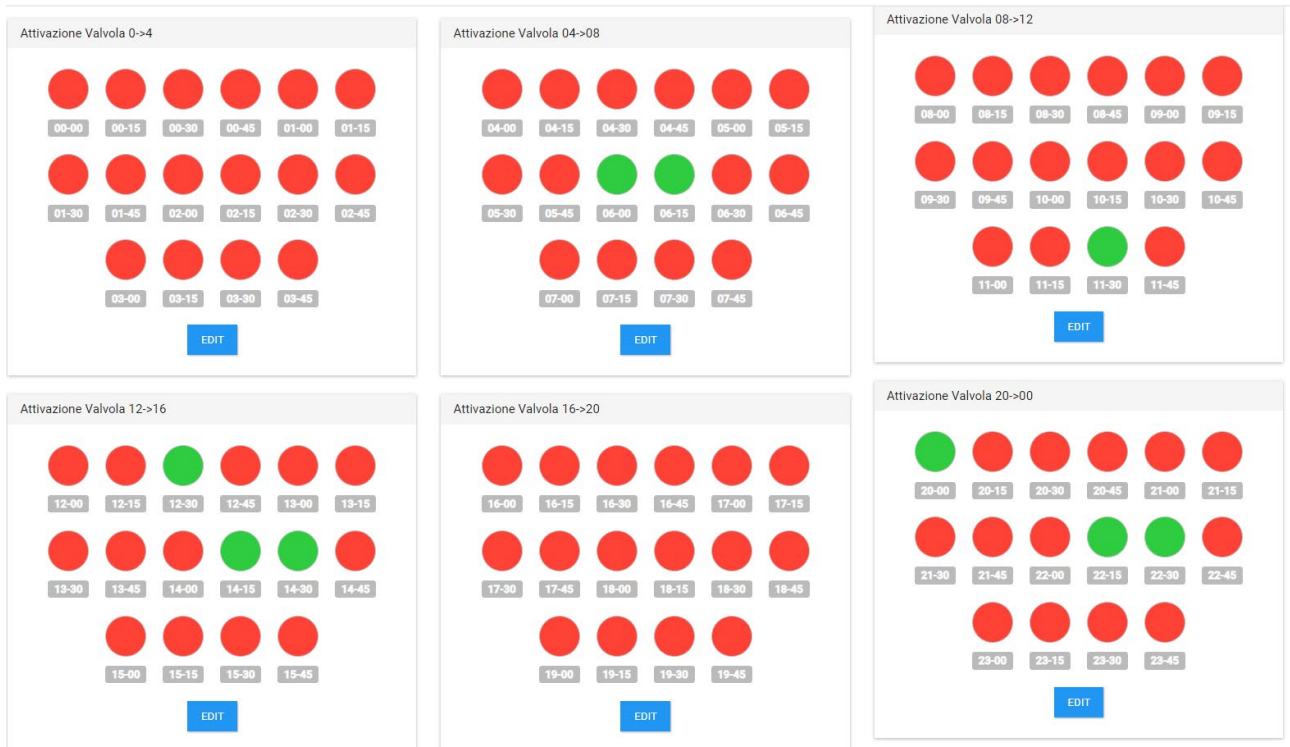


Figura 10: Interfaccia Web Server – Pagina Comandi – dettaglio pannelli “attivazione valvola”

L’impostazione dei parametri per eseguire le regole del controllo dell’impianto sperimentale viene effettuata nella pagina “Inv-PV-PDC” di Figura 11.

In particolare nella pagina “Inv-PV-PDC” vengono inseriti i parametri per la gestione ottimizzata dell’impianto sperimentale secondo la logica “power to heat”: viene attivata la pompa di calore per convertire in ACS la produzione dell’impianto fotovoltaico, con l’obiettivo di massimizzare l’autoconsumo locale dell’energia rinnovabile e l’autosufficienza della pompa di calore. In particolare nelle seguenti prove sperimentali, verrà valutata la taglia minima dell’impianto FV che garantisca i valori più elevati degli indici energetici e il comfort termico.

La logica di attivazione della pompa di calore prevede:

- l’accensione dell’inverter se la tensione di stringa supera il valore di soglia impostato nella pagina Comandi di Figura 9 (parametro “tensione attivazione funzione PDC FV”),
- l’accensione della pompa di calore se la radiazione solare supera il valore di soglia impostato nella pagina di Figura 10 (Soglia funzione FV irraggiamento) e se la temperatura dell’accumulo si trova sotto il valore della temperatura minima impostata nella pagina di Figura 10 (SetPoint T min FV function - ON FV)
- lo spegnimento della pompa di calore se la temperatura supera il set point massimo (SetPoint T max FV function - OFF FV) o se la radiazione scende sotto il valore di soglia.

L’ultima regola viene applicata con un ritardo impostabile (Time Hold IRR) per evitare di spegnere la pompa di calore nel caso di abbassamenti transitori della radiazione solare dovuti ad esempio ad una nuvola passante.

Come riportato in Figura 11, l’interfaccia web presenta nel riquadro in alto, riportati nel dettaglio in quattro pulsanti aventi le seguenti funzioni (da sinistra a destra): abilita la funzione inseguimento FV per la pompa di calore, abilita la gestione automatica dell’inverter (attivazione e spegnimento comandato dalla logica automatica), abilita il funzionamento grid connected per prelevare il sovraccarico dalla rete, abilita la possibilità di immettere in rete.

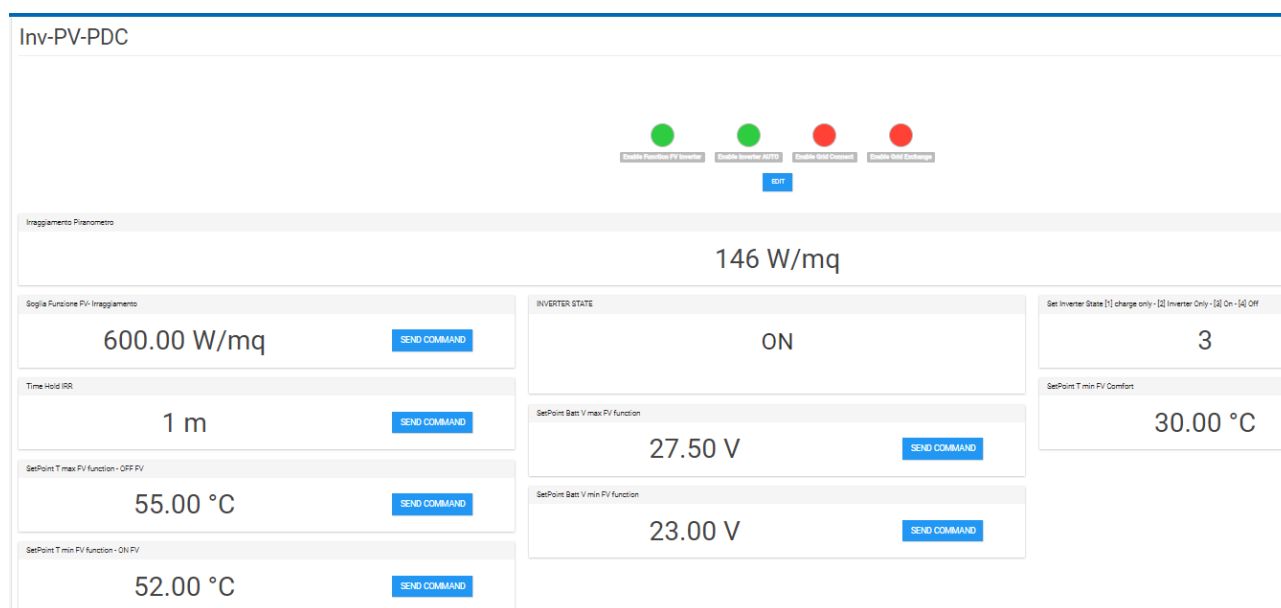
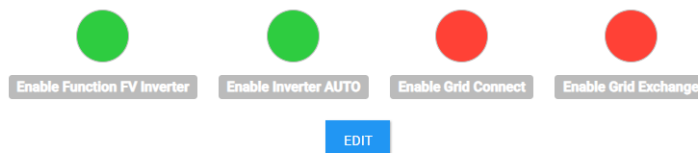


Figura 11: Interfaccia Web Server – Pagina Inv-PV-PDC. Impostazione parametri per la gestione ottimizzata dell’impianto sperimentale

Inv-PV-PDC



Irraggiamento Piranometro

158 W/mq

Figura 12: Interfaccia Web Server – dettaglio Pagina Inv-PV-PDC – pulsanti per attivare il controllo automatico dell’inverter ibrido

Per poter effettuare un monitoraggio più dettagliate del funzionamento del sistema sperimentale, in questa annualità è stato attivato un secondo portale nel quale sono riportati in forma grafica e numerica le misure di tutte le grandezze elettriche che caratterizzano le diverse sezioni dell’inverter ibrido.

Come riportato in Figura 13, il portale tramite una Dashboard fornisce una grafica di sintesi con l’andamento istantaneo e i versi dei principali flussi di potenza: i) da FV lato corrente continua, ii) da o verso batteria, iii) da o verso rete, iv) verso carico (poma di calore). La visualizzazione grafica dei flussi di potenza istantanei consentono di verificare velocemente il corretto funzionamento dell’impianto e del sistema di controllo impostato sul PLC. Inoltre dalla stessa Dashboard è possibile verificare il bilancio energetico giornaliero per valutare sia il rendimento del sistema, sia eventuali benefici ottenuti da modifiche apportate al sistema di controllo.

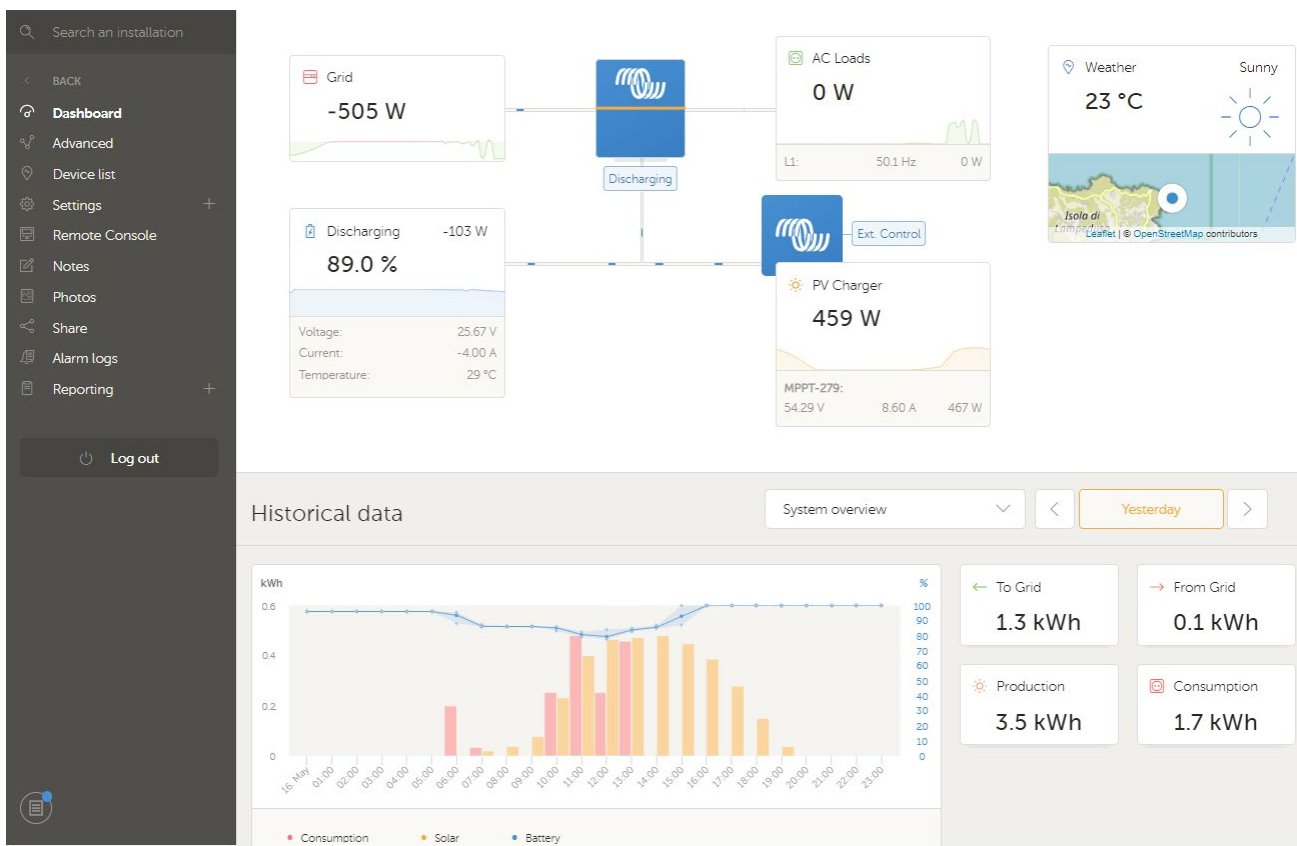


Figura 13: Portale inverter ibrido – Dashboard con sintesi dei flussi di potenza e bilancio energetico giornaliero

Il nuovo portale fornisce inoltre gli andamenti istantanei delle principali misure elettriche dell’inverter in termini di tensione, corrente e potenza. In particolare nella grafico di Figura 14, sono riportati gli andamenti delle seguenti grandezze in un periodo di tempo selezionato : i) potenza prodotta dal fotovoltaico in corrente continua, ii) potenza assorbita dalla pompa di calore, questa è l’unico carico alimentato dall’uscita AC dell’inverter, iii) potenza scambiata con la rete (negativa immessa in rete), iv) potenza scambiata con i supercondensatori (prelevata quando il segno della potenza è negativo).

La possibilità di visualizzare l’andamento delle principali grandezze elettriche del sistema su un periodo selezionato (uno o più giorni), consente di verificare facilmente le prestazioni dei singoli componenti e l’efficacia delle logiche di ottimizzazione dell’autoconsumo applicate alla pompa di calore.

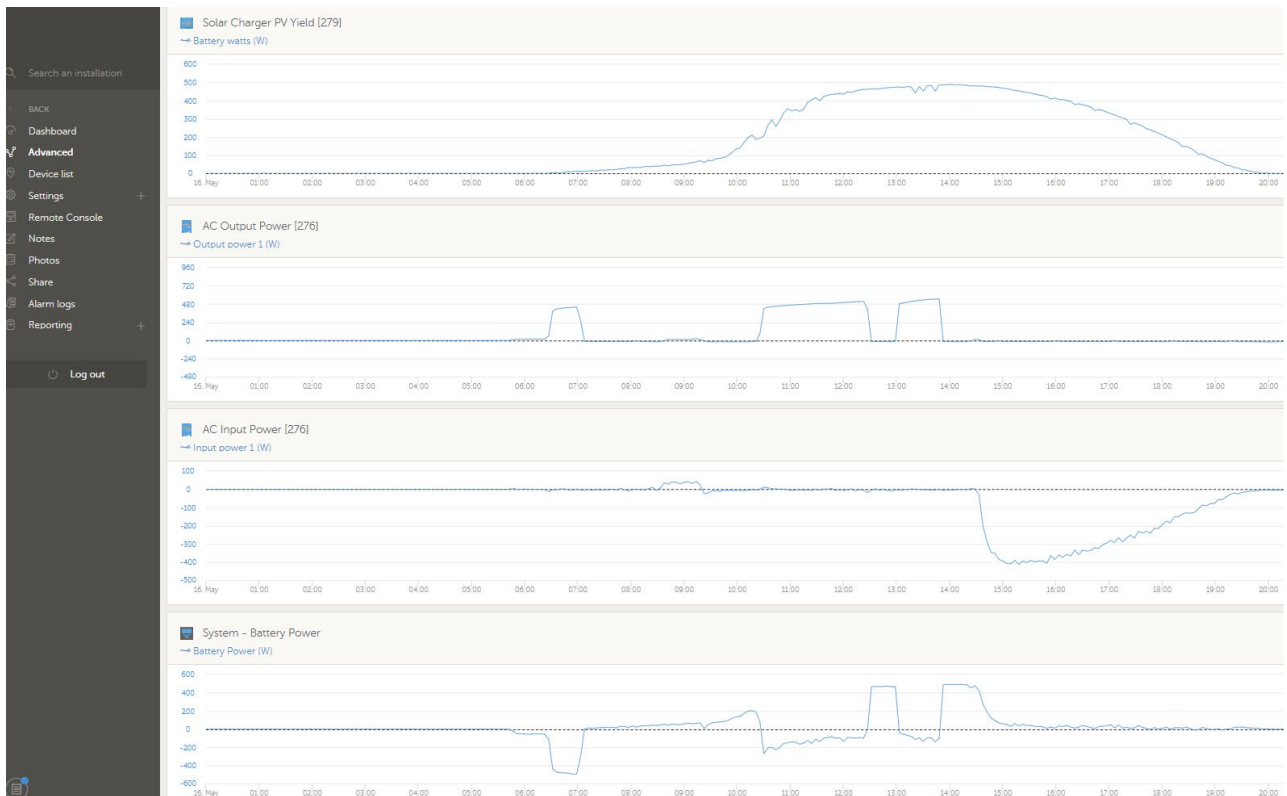


Figura 14: Portale inverter ibrido rappresentazione grafica di alcune grandezze elettriche gestite dall'inverter ibrido: Potenza campo FV in CC, potenza erogata dall'uscita AC (alimentazione Pompa di calore), potenza immessa in rete (AC input power), potenza scambiata con i supercondensatori.

2.2 Prove sperimentali con sistema FV, pompa di calore e supercondensatori

Dalle misure delle prove sperimentali di seguito riportate, sono stati ricavati le seguenti grandezze energetiche per caratterizzare il sistema a variare della potenza dell'impianto fotovoltaico installato e per confrontare le prestazioni misurate con una equivalente soluzione tradizionale basata sull'utilizzo di collettori solari termici:

- $COP = E_{ACS}/E_{pdc}$
- $COP_{complessivo} = E_{frigo} + E_{ACS}/E_{pdc}$
- $\eta_{ele} = E_{FV-CA} / E_{FV-CC}$
- $\eta_{utile} = (E_{ACS} + E_{FV-to\ grid}) / Rad.tot$
- $AC = (E_{FV-CA} - E_{FV-to\ grid}) / E_{FV-CA}$
- $AS = (E_{pdc} - E_{FV-from\ grid}) / E_{pdc}$
- $\eta_{FV-el} = E_{FV-CA} / Rad.tot$
- $\eta_{FV-th} = E_{ACS} / Rad.tot$
- $DS = (\sum \text{minuti } (T_{ACS} < T_{comfort})) / \text{minuti durata prova} * 100$
- $E_{ST} = S * FR * Rad. incidente$
- $FU = E_{ACS} / E_{ST}$
- $\eta_{th_utile} = (E_{ACS} / \text{Radiazione solare totale})$
- $FV_el : E_{FV-CC} / Rad.incidente$

Dove:

- **COP**: coefficiente di prestazione;
- **E_{ACS}**: Energia termica ACS;
- **E_{pdc}**: Energia assorbita dalla pompa di calore (PDC);
- **E_{frig}**: energia frigorifera di scarto recuperata dall'evaporatore della pompa di calore;
- **η_{ele}** : rendimento elettrico medio convertitore;
- **E_{FV-CA}**: energia totale erogata dall'inverter in corrente alternata
- **E_{FV-cc}**: energia prodotta dal FV in corrente continua;
- **E_{FV-to grid}**: Energia da fotovoltaico immessa in rete;
- **Rad. tot**: Radiazione solare totale data dal prodotto tra la radiazione solare incidente e la superficie totale dei moduli; -
- **AC**: coefficiente di autoconsumo;
- **AS**: coefficiente di autosufficienza;
- **E_{FV-from grid}**: energia prelevata dalla rete;
- **η_{FV-el}** : quota radiazione solare incidente convertita in energia elettrica e immessa in rete;
- **η_{FV-th}** : quota energia solare incidente convertita in energia termica;
- **η_{utile}** : rendimento utile complessivo;
- **η_{utile}** : rendimento utile del sistema solare termico;
- **DS**: indice di discomfort;
- **T_{ACS}**: temperatura acqua calda sanitaria;
- **T_{comfort}**: temperatura di comfort richiesta dall'utenza;
- **E_{st}**: energia termica producibile da solare termico;
- **S**: superficie modulo solare;
- **FR**: rendimento nominale solare termico;
- **FU**: fattore di utilizzo impianto solare termico.
- **FV_{el}**: efficienza conversione della radiazione in corrente continua

Le prove sperimentali sono state condotte con il seguente assetto di impianto:

- modalità di connessione inverter: grid connected
- sistema di accumulo elettrico: supercondensatore con tensione nominale 24 V e capacità 3000 Wh
- possibilità di immettere in rete potenza da batteria: no
- potenza in eccesso prodotta da FV immessa in rete
- pompa di calore alimentata da uscita AC dedicata dell'inverter
- pompa di calore attivata automaticamente da PLC secondo i parametri impostati da webserver.
- profili di prelievo acqua calda sanitaria: profili standard M o L previsti dalla UNI 50440

2.2.1 Prova 1: potenza FV 1,74 kWp – profilo di carico per CAS tipo “L”

Si riporta di seguito la configurazione e i parametri impostati per la prova sperimentale:

- numero di stringhe connesse al convertitore: 3
- numero moduli totali: 6
- superficie modulo: 1,71 m²
- potenza complessiva impianto FV: 1740 W_p
- carico termico per ACS: profilo “L” (200 l/giorno, secondo UNI 50440)
- modalità di gestione pompa di calore: attivata con funzione inseguimento FV,
- attivazione inverter: tensione di stringa maggiore di 25 V
- soglia attivazione pompa di calore: radiazione solare superiore a 300 W/mq
- set point temperatura di comfort: 41°C
- set point temperatura massima in modalità inseguimento FV: 55°C
- set point temperatura minima in modalità inseguimento FV: 52°C

Tramite Web Server è stato impostato il programma giornaliero del profilo di prelievo di ACS impostando il cronoprogramma di apertura della valvola motorizzata, come riportato in Figura 11, per emulare un carico quanto più prossimo a quello previsto dal profilo L della Uni 50440

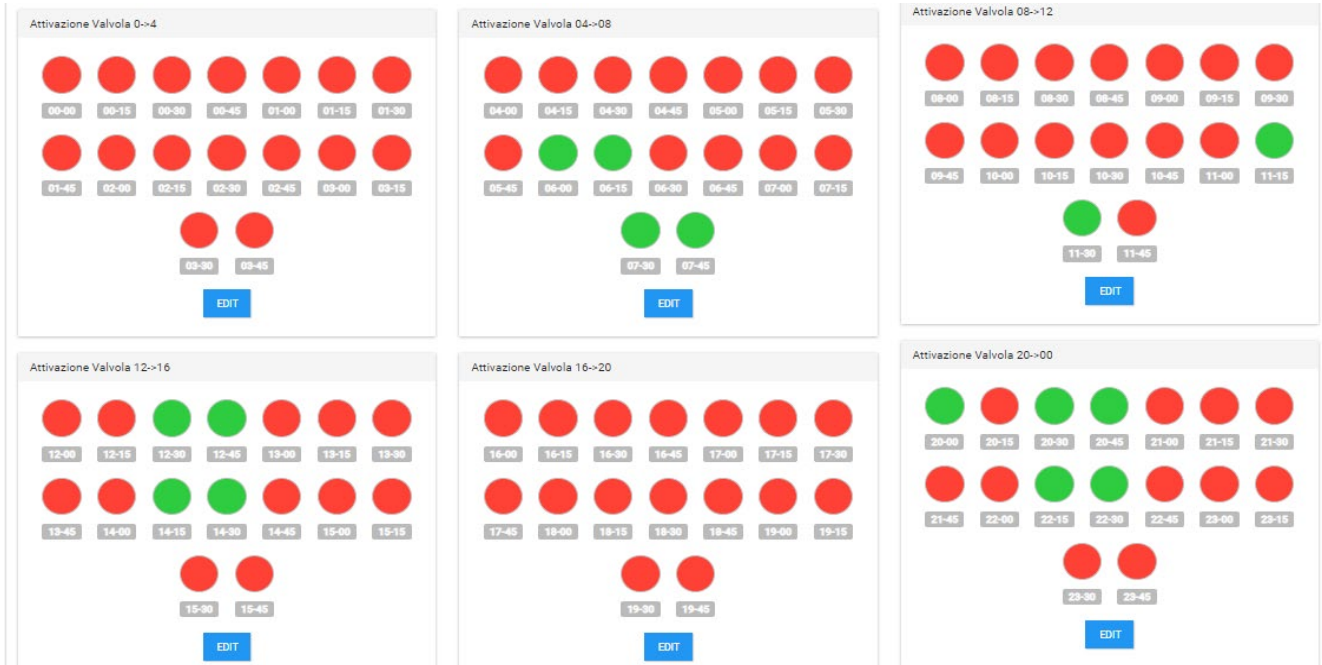


Figura 15: Interfaccia Web Server– Cronoprogramma di apertura e chiusura valvola di prelievo ACS per la prova 1 – carico termico equivalente al profilo L della UNI 50440

Nei seguenti grafici si possono osservare le prestazioni del sistema ibrido nella giornata di prova e il funzionamento automatico secondo le logiche implementate.

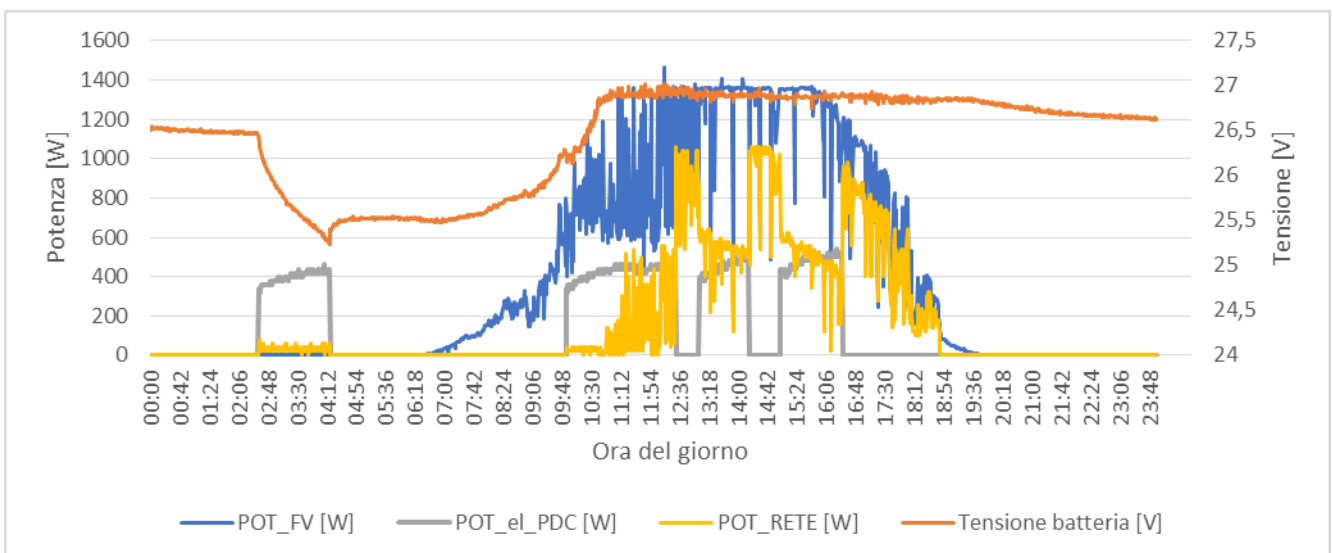


Figura 16: prova impianto sperimentale- potenza FV installata 1,74 kWp – andamento in funzione del tempo della potenza FV, della potenza elettrica assorbita dalla PDC, della potenza di rete e della tensione di batteria

Dalla Figura 16 si può osservare come l'accensione notturna della pompa di calore determina un sostanziale abbassamento della tensione dei supercondensatori annullando il prelievo di potenza della rete. L'accensione della pompa di calore alle 2:30 di notte è causata, come si evince dal grafico di Figura 21, dalla riduzione della

temperatura dell'acqua calda sanitaria sotto la soglia di comfort (impostata da web server a 41°C). Al di sotto di questo valore il sistema di controllo accende l'inverter e la pompa di calore per riportare la temperatura ad un valore di 43°C. L'abbassamento notturno della temperatura misurata è dovuto alla posizione del sensore termico; quest'ultimo infatti, come mostrato dalla foto di Figura 5, è posizionato con proprio pozzetto nella condotta di mandata dell'acqua calda, per cui tende a raffreddarsi con maggiore velocità rispetto all'interno dell'accumulo.

Dalle potenze riportate in Figura 13 si può notare inoltre come il sistema di controllo attiva la pompa di calore all'interno della campana di produzione del FV essendo la radiazione solare superiore alla soglia impostata da webserver (Figura 17). L'energia elettrica prodotta viene convertita in parte in energia termica accumulata dalla pompa di calore, il surplus viene ceduto alla rete dopo aver caricato il supercondensatore come si evince dai flussi di potenza di Figura 16 e Figura 18.

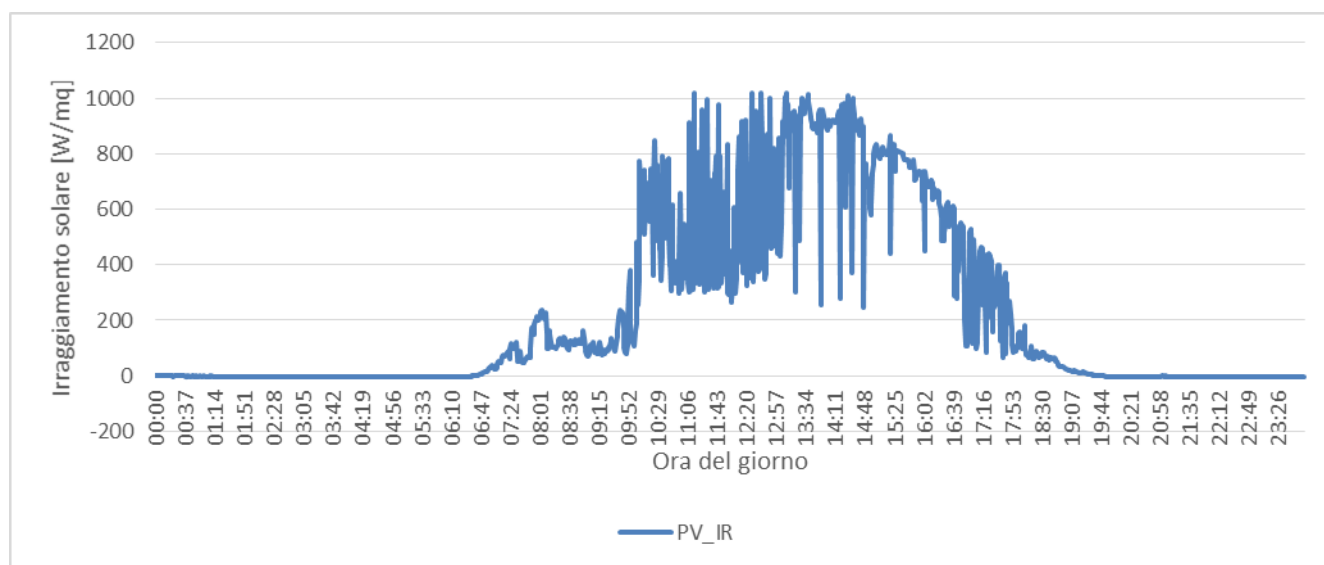


Figura 17: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,74 kWp – andamento in funzione del tempo dell'irraggiamento solare nel giorno in esame

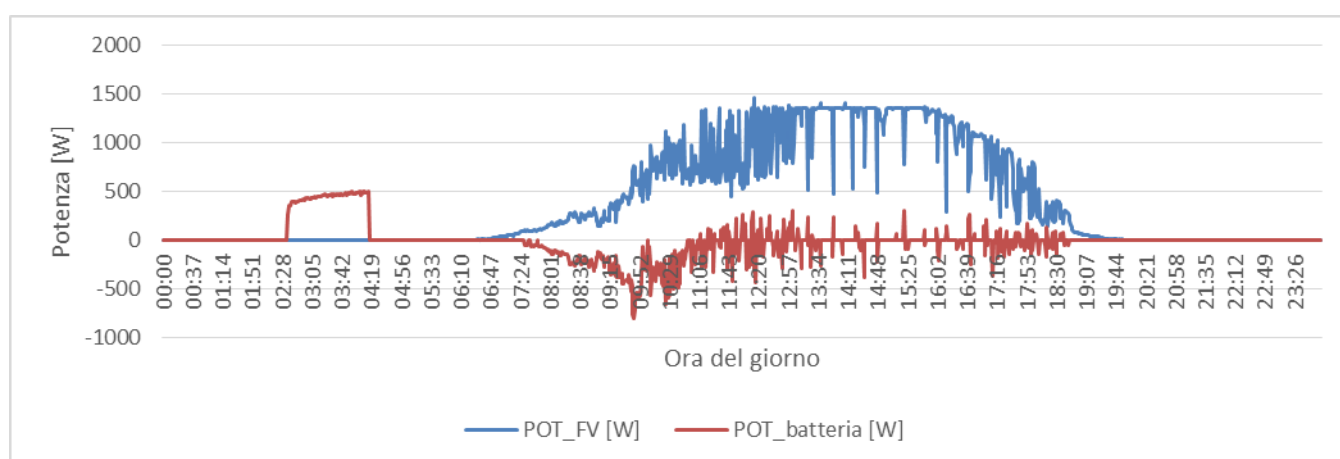


Figura 18: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,74 kWp – andamento in funzione del tempo della potenza FV e della potenza di batteria accumulata o ceduta

Si riportano di seguito le misure della potenza termica fornita dalla pompa di calore in corrispondenza dei prelievi di acqua calda sanitaria impostati dal cronoprogramma di Figura 11.

Si nota come in corrispondenza dei prelievi si ha un innalzamento della temperatura, dovuto al passaggio di acqua calda dalla condotta di mandata dove è alloggiato il sensore di temperatura.

Si nota inoltre come in corrispondenza dei prelievi serali non corrisponde una accensione della pompa di calore grazie all'energia termica accumulata di giorno da fotovoltaico.

Quando la radiazione solare è superiore la soglia impostata, il sistema di controllo attiva la pompa di calore per accumulare l'energia da fotovoltaico fino al raggiungimento della soglia superiore di temperatura impostata da Web server (55°C).

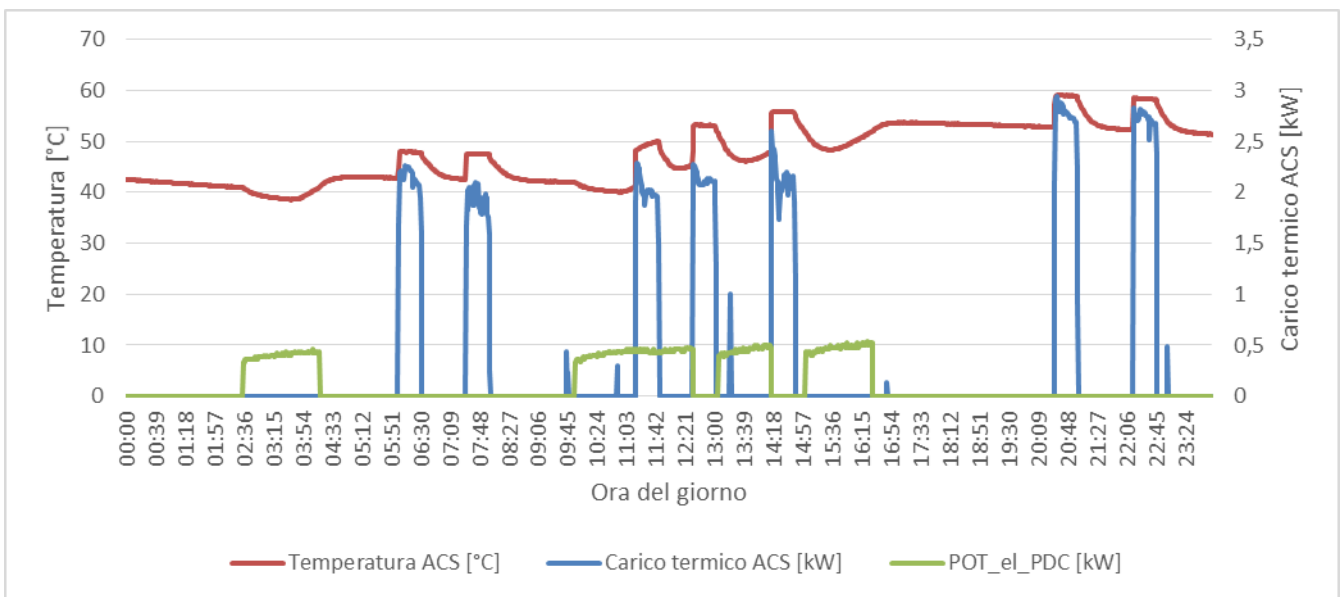


Figura 19: prova con impianto sperimentale – potenza FV 1,74 kWp – temperatura di mandata ACS, carico termico ACS, potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore

Si riporta di seguito la potenza frigorifera prodotta all'evaporatore (Figura 20) durante il funzionamento della pompa di calore; la potenza è stata ricavata dalla portata nominale dell'aria (300 mc/h) e dalla differenza tra la temperatura dell'aria in ingresso (Temp_2, coincidente con la temperatura dell'aria ambiente) e la temperatura dell'aria fredda in uscita (Temp_1) riportate in Figura 21.

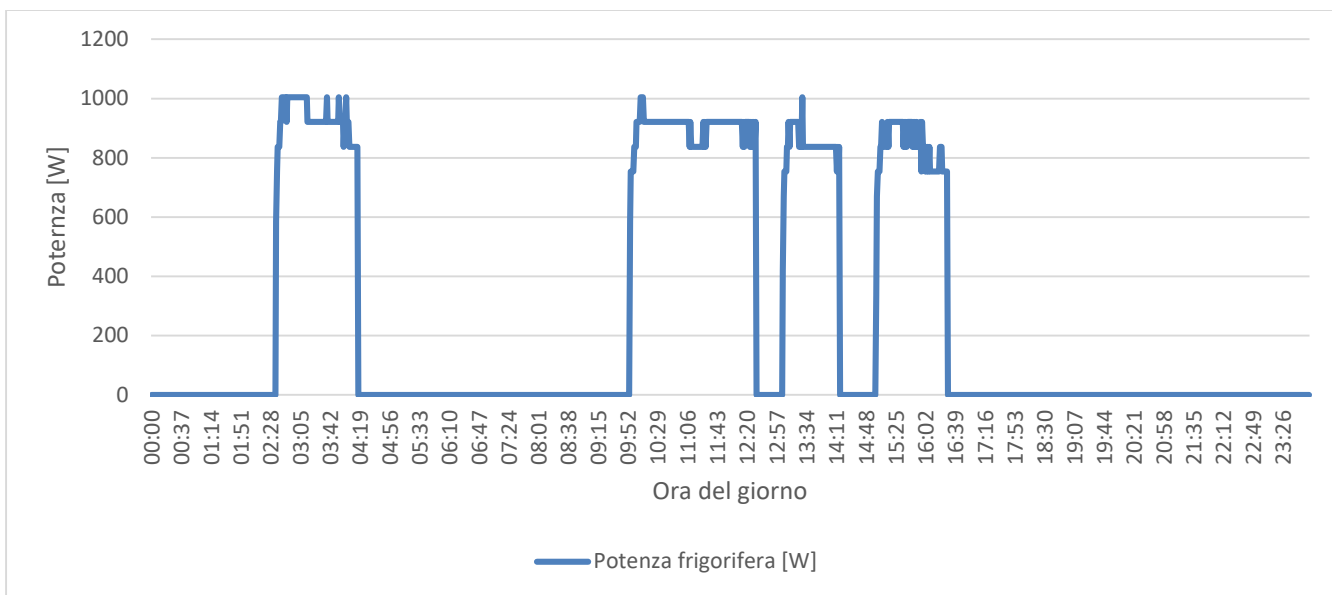


Figura 20: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,74 kWp – andamento in funzione del tempo della potenza frigorifera

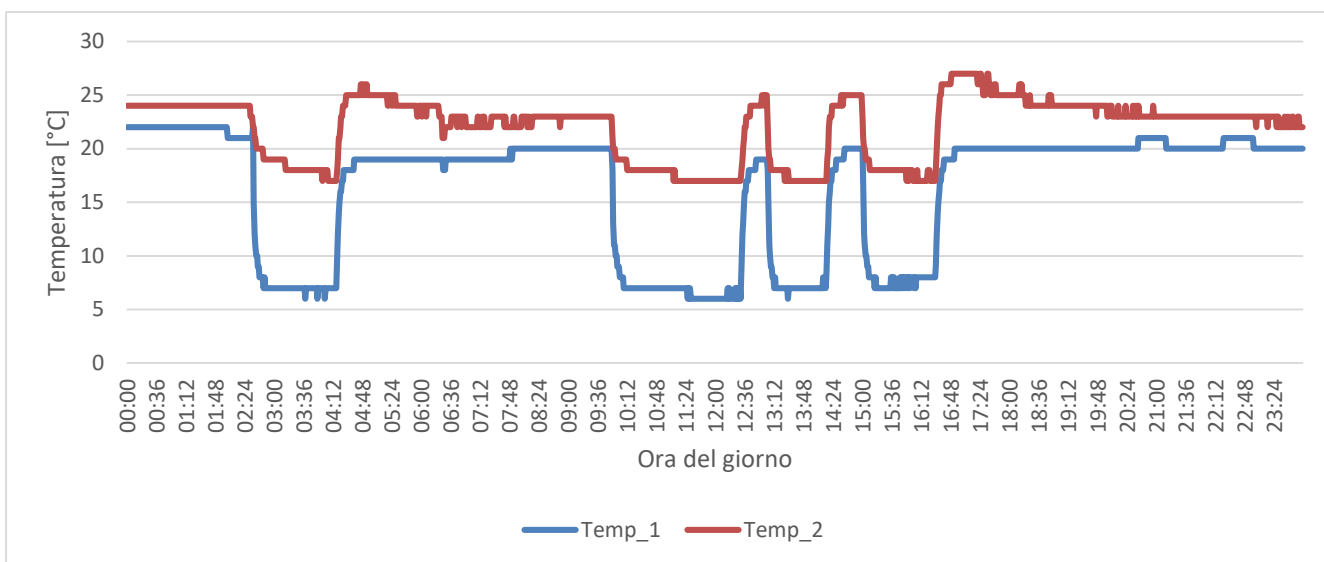


Figura 21: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,74 kWp – andamento della temperatura dell’aria che attraversa l’evaporatore della pompa di calore - Prelevata (temp_2) e reimessa in ambiente (temp_1)

Nell’istogramma di Figura 22 sono riportati i principali flussi energetici misurati durante la prova; si può osservare come l’energia prodotta da fotovoltaico copra interamente il fabbisogno elettrico della pompa di calore; quest’ultima inoltre grazie alla gestione ottimizzata dell’accumulo termico ed elettrico non ha prelevato energia elettrica dalla rete (coefficiente di autosufficienza 100%).

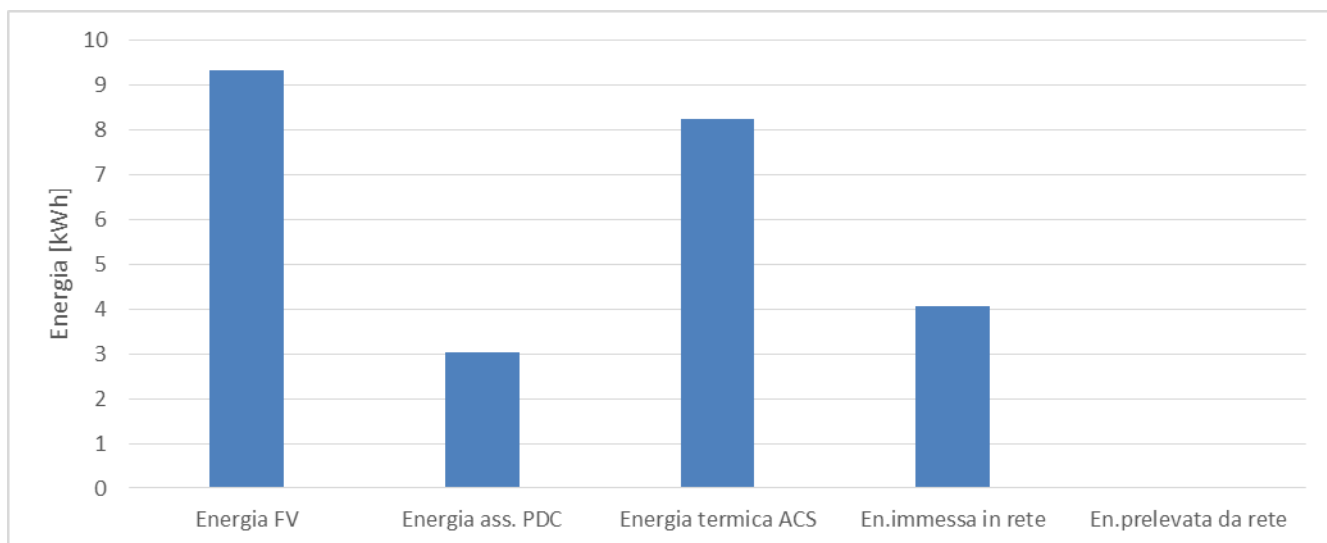


Figura 22: prova n°1 – andamento principali flussi energetici

Per una analisi dettagliata dei risultati della prova sperimentale si riportano di seguito i principali indici energetici.

1. Produzione impianto FV in cc (E_{FV-CC}): 9,33 kWh
2. Energia impianto FV in ca (E_{FV-CA}): 7,12 kWh
3. Energia erogata da inverter e assorbita dalla pdc (E_{pdc}): 3,05 kWh
4. Energia termica generata e consumata per Acqua Calda Sanitaria (E_{ACS}): 8,26 kWh
5. Energia immessa in rete ($E_{FV-to\ grid}$): 4,07 kWh
6. Energia prelevata da rete ($E_{FV-from\ grid}$): 0 kWh
7. Energia ceduta dal supercondensatore ($E_{from\ SC}$): 0,14 kWh
8. Energia accumulata nel supercondensatore ($E_{to\ SC}$): -0,30 kWh
9. Radiazione solare incidente (Rad. incidente): 5,3 kWh/m²
10. Radiazione solare totale (Rad.tot) : 54,56 kWh
11. COP: 2,71
12. COP complessivo: 4,74
13. Rendimento elettrico (η_{ele}): 75%
14. Rendimento utile (η_{utile}): 23%
15. Rendimento utile complessivo ($\eta_{utile.compl}$): 34%
16. Coefficiente di autoconsumo (AC): 43%
17. Coefficiente di autosufficienza (AS): 100%
18. η_{FV-el} (conversione radiazione solare in corrente alternata) = 13 %
19. η_{FV-th} (conversione radiazione solare in energia termica per ACS) = 15%
20. FV_el (efficienza conversione della radiazione in corrente continua): 17%
21. Indicatore di discomfort (DS): 5%

Dall'analisi energetica sopra riportata emerge come, pur essendo l'impianto fotovoltaico sovra dimensionato rispetto alla potenza nominale della pompa di calore, si è ottenuto un elevato coefficiente di autoconsumo pari al 43%.

Si ritiene interessante osservare come il rendimento utile del sistema, valutato come rapporto tra la totale energia elettrica immessa in rete e l'energia termica generata rispetto alla totale radiazione solare incidente, sia pari al 23%; valore superiore al rendimento di conversione del campo fotovoltaico (valore misurato FV_el 17%). L'innalzamento del rendimento è dovuto alla quota di energia prodotta da FV convertita in energia termica dalla pompa di calore con un COP medio pari a 2,71. Nel caso in cui venga computata anche l'energia frigorifera recuperata dall'evaporatore il rendimento utile migliora passando dal 23% al 34%.

Il discomfort pari al 5% (valutato come tempo durante il quale la temperatura dell'ACS si è mantenuta sotto il valore di 40°C rispetto a 24 ore) non corrisponde ad una reale condizione dell'acqua calda fornita; infatti come si può osservare dalla Figura 20, durante i prelievi la temperatura dell'ACS risulta sempre superiore a 40°C; il valore del discomfort pari al 5% è dovuto al più rapido raffreddamento del tratto del tubo di mandata dove è collocato la PT500, rispetto all'interno dell'accumulo.

I risultati sperimentali sono stati confrontati con un equivalente sistema solare termico tradizionale avente una superficie utile di uguali dimensioni pari a S: 10,27 m² con le seguenti condizioni di funzionamento:

- rendimento termico nominale pari a 45%;
- E_ACS = 8,26 kWh (fabbisogno termico giornaliero per fornitura di ACS uguale al fabbisogno termico imposto durante la prova al sistema ibrido);
- Radiazione solare totale incidente sui pano dei collettori: 54,56 kWh

Si riportano di seguito i principali dati energetici ottenibili

- Energia termica giornaliera producibile dal campo solare (E_{ST}): 24,55 kWh (in funzione della superficie e della radiazione incidente);
- Fattore di utilizzo (FU): 34%;
- Rendimento utile (η_{th_utile}): 15%.

Diversamente dal sistema ibrido, il sistema termico tradizionale, non essendo connesso ad una rete di distribuzione (es. teleriscaldamento), non può produrre l'energia in eccesso rispetto al carico; la suddetta condizione comporta un utilizzo di solo il 34% dell'energia potenziale producibile (rispetto alla totale energia solare incidente) e un conseguente rendimento utile (η_{th_utile}) minore rispetto a parità di superficie rispetto al sistema ibrido sperimentale.

Per una analisi completa della prova, ad integrazione delle misure fornite dal Web server, si riportano di seguito alcune delle informazioni numeriche e grafiche fornite dal portale dell'inverter. In particolare la Figura 23 riporta una sintesi del bilancio energetico della giornata di prova; dai dati si evince che:

- circa il 33% dell'energia prodotta dal FV in corrente continua è consumata dalla pompa di calore
- circa il 51% dell'energia prodotta dal FV in corrente continua è immessa in rete.

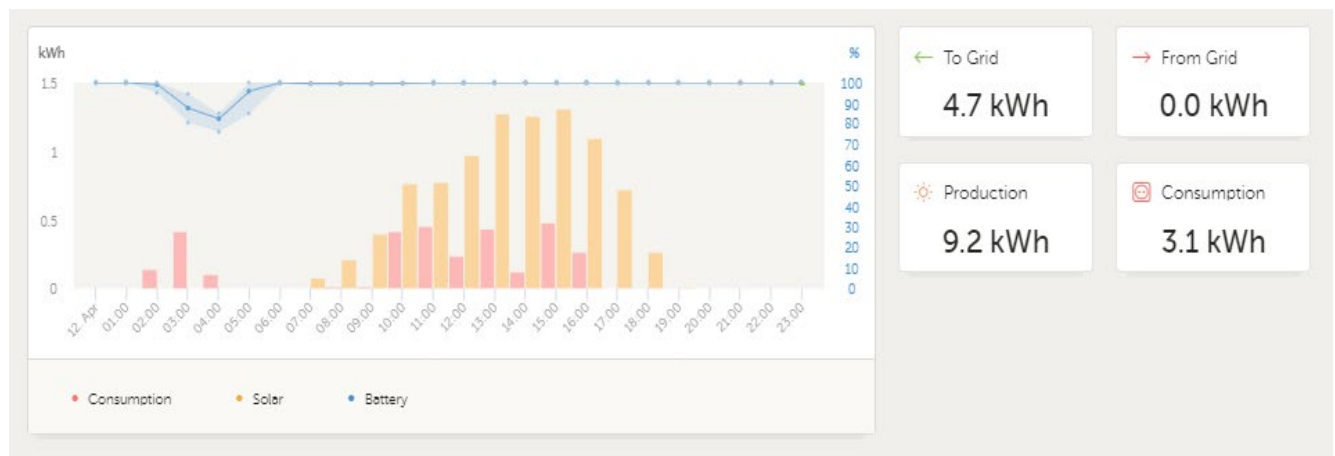


Figura 23: Portale inverter: Parametri energetici giornalieri

Inoltre, come si può osservare dalle misure di tensione riportate in Figura 24 e in Figura 25, il sistema di controllo, implementato nel PLC, accende l'inverter nelle ore notturne per alimentare la pompa di calore anche se la tensione generata dalla stringa fotovoltaica è pari a zero. Infatti l'accensione notturna è causata solo dalla riduzione della temperatura dell'acqua calda sanitaria sotto le condizioni di comfort impostate da Web server (41°C). Gli stessi grafici confermano l'accensione giornaliera dell'inverter quando la tensione di

stringa supera la soglia di tensione impostata nel Webserver (25 V, Figura 9) sopra la quale il PLC attiva l'inverter (tensione uscita AC 240 V, Figura 25) per alimentare alternata la pompa di calore;

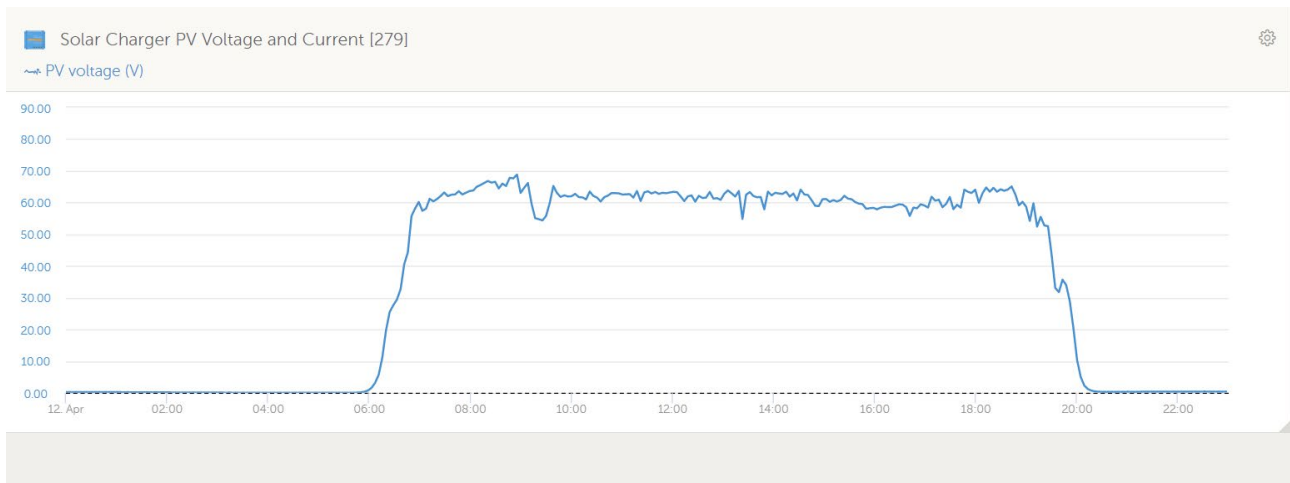


Figura 24: Portale inverter: tensione di stringa fotovoltaico

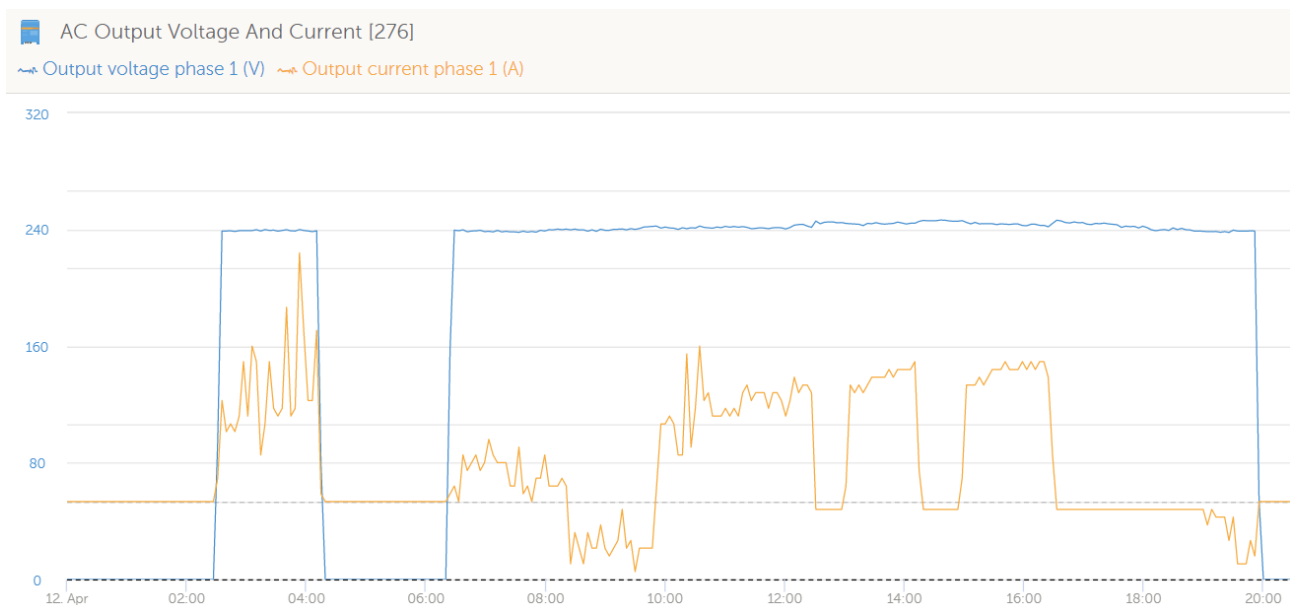


Figura 25: Portale inverter: tensione generata dall'uscita in alternata dell'inverter per alimentare la pompa di calore

2.2.2 Prova n°2: potenza FV installata pari a 1740 Wp – profilo di carico ACS tipo “M”

Nella prova 2, mantenendo la stessa configurazione d'impianto della precedente prova, è stato modificato da interfaccia web il profilo di prelievo dell'acqua calda sanitaria per ridurre i consumi dal profilo tipo L al profilo tipo M della UNI 50440.

Si riporta di seguito la configurazione e i parametri impostati per le prove eseguite:

- numero di stringhe connesse al convertitore: 3
- numero moduli totali: 2
- superficie modulo: 1,71 m²
- tipologia modulo: monocristallino da 290W_p
- potenza complessiva impianto FV: 1740 W_p

- tipo di accumulo elettrico: supercondensatore con tensione nominale 24 V e capacità 3000 Wh
- carico termico per ACS: profilo "M" (100 l/giorno) (UNI 50440)
- modalità di gestione impianto: pompa di calore attivata con funzione inseguimento FV,
- attivazione inverter: tensione di stringa superiore a 25V
- attivazione contatto FV pompa di calore: misura radiazione solare superiore a 300 W/mq
- set point temperatura di comfort: 41°C
- set point temperatura massima in modalità inseguimento FV: 55°C
- set point temperatura minima in modalità inseguimento FV: 52°C

Dai seguenti grafici si evince come la pompa di calore rimane attiva per un tempo minore rispetto alla prova precedente e che la stessa si attiva solo quando l'irraggiamento solare supera la soglia impostata di 300 W/mq. La potenza prodotta dal campo solare copre totalmente il carico elettrico della pompa di calore; la potenza prodotta in eccesso viene immessa in rete solo dopo aver portato i supercondensatori allo stato di carica (SOC) pari al 100%.

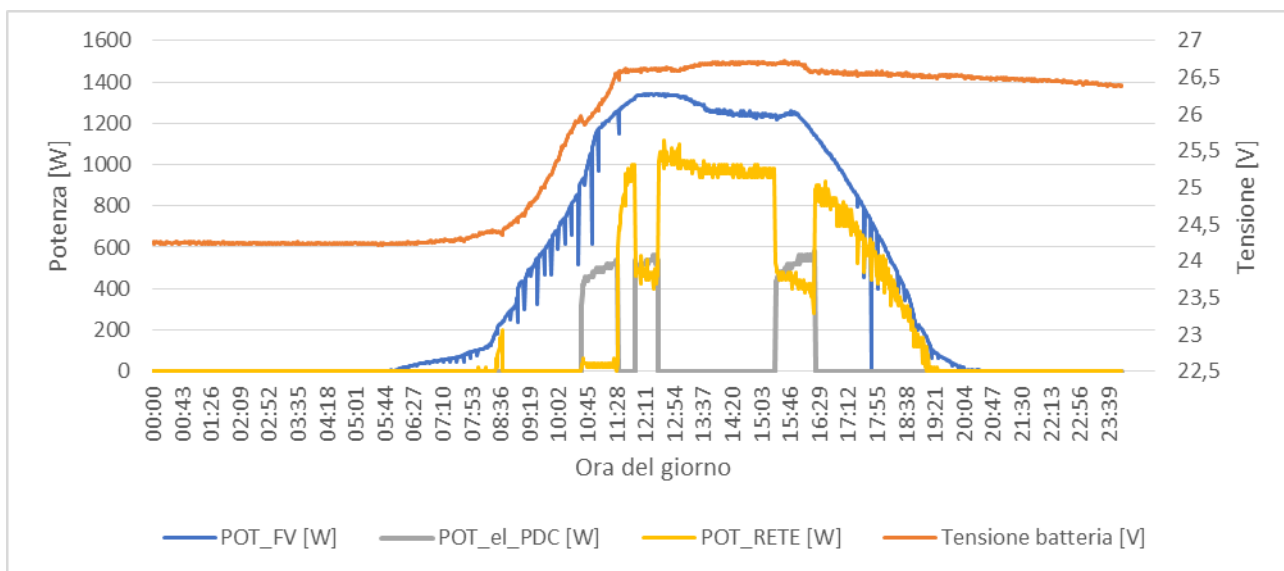


Figura 26: prova n°2 -potenza FV installata 1740 Wp – andamento della potenza generata dal FV, della potenza elettrica assorbita dalla PDC, della potenza immessa in rete e della tensione dei supercondensatori

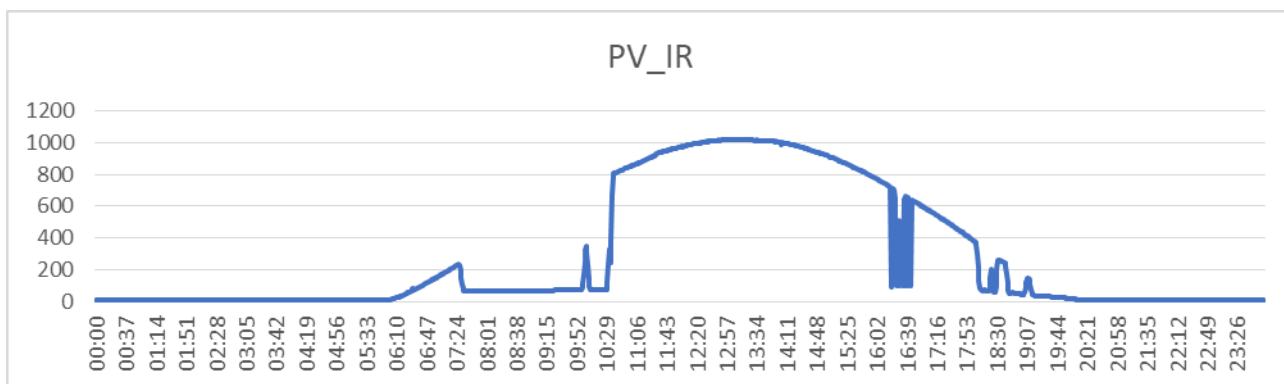


Figura 27: prova 2 – andamento dell'irraggiamento solare nel giorno in esame

Dall'andamento delle grandezze termiche riportate nel grafico di Figura 28, si può osservare come diversamente dalla prova precedente la pompa di calore non parte nelle ore notturne in quanto, cambiando il profilo di prelievo, la temperatura dell'acqua calda misurata alla partenza della condotta di mandata non scende mai sotto 48°C. Inoltre

Si osserva inoltre la corretta gestione della pompa di calore da parte del sistema di controllo, in quanto questa viene attivata solo quando la temperatura dell'acqua nella condotta di mandata scende sotto 52°C e viene spenta quando la temperatura supera 55°C. La prima attivazione della pompa di calore è in corrispondenza di una temperatura dell'acqua inferiore a 50°C in quanto la funzione di accumulo termico e di inseguimento fotovoltaico si avvia solo se l'irraggiamento è superiore al valore di soglia (300 W/mq) impostato da webserver.

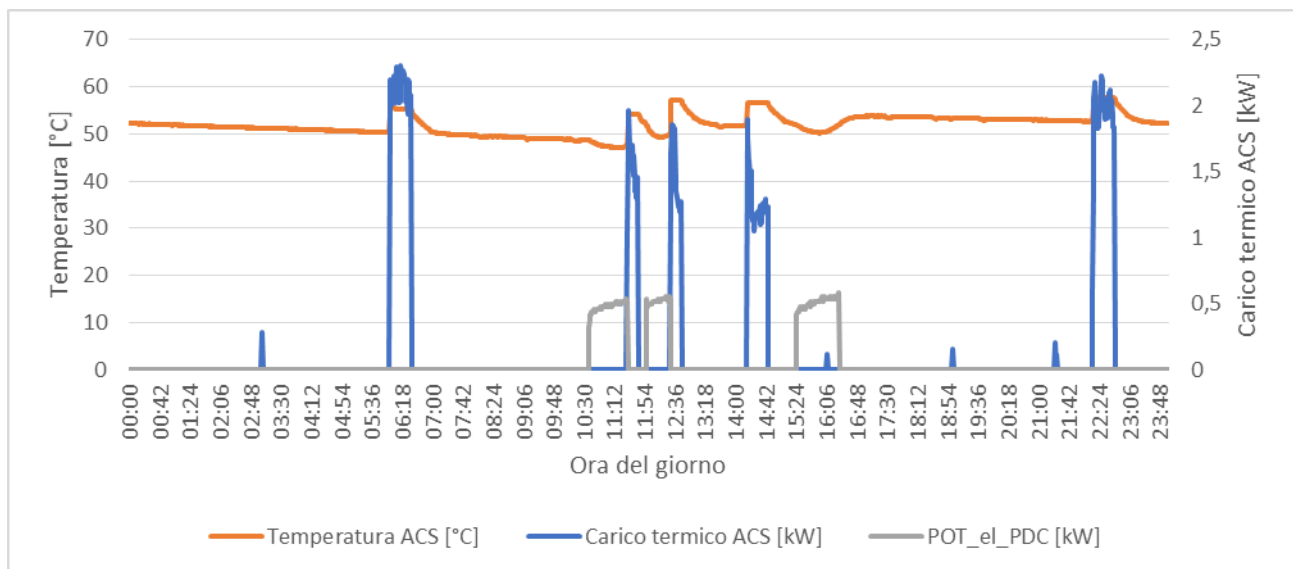


Figura 28: prova 2– potenza FV installata 1740 Wp – andamento della temperatura di mandata dell'ACS e del profilo di carico termico per ACS

Come per la prova precedente è stata ricavata la potenza frigorifera recuperata dall'evaporatore della pompa di calore, ottenuta dalla portata nominale dell'aria che attraversa lo scambiatore evaporativo (300 mc/h) e il salto termico tra la temperatura dell'aria in ingresso e in uscita dall'evaporatore riportato in Figura 30.

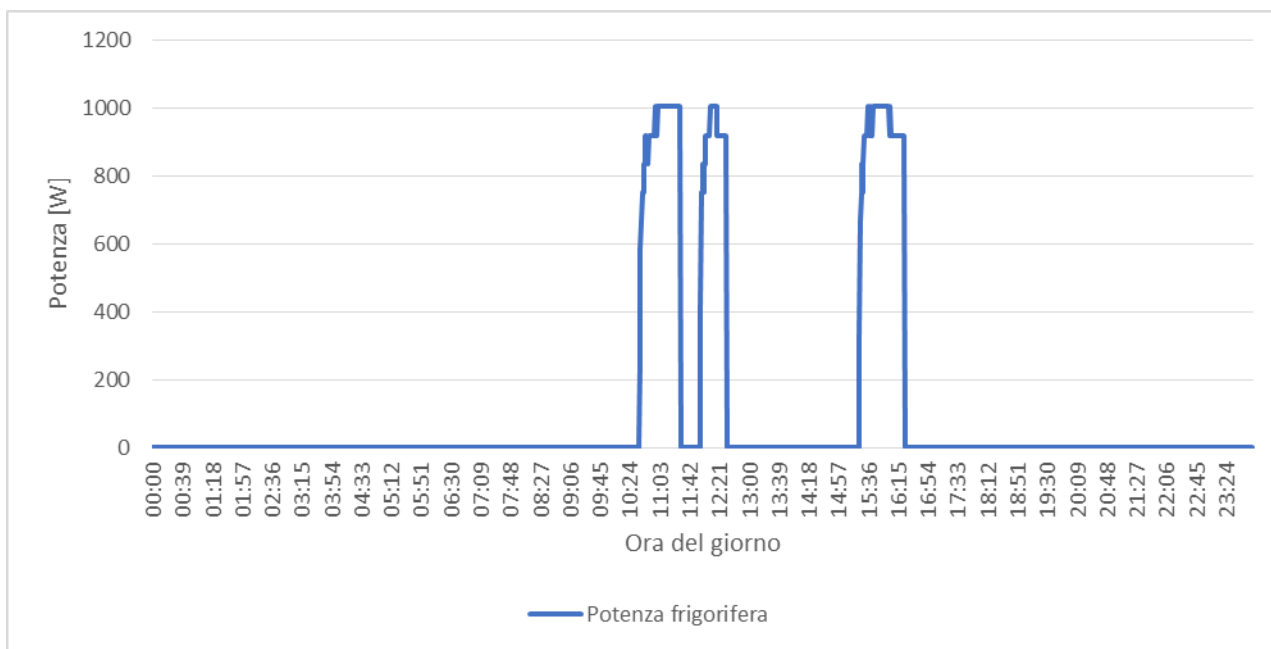


Figura 29: prova2 – potenza FV installata 1740 Wp – andamento della potenza frigorifera recuperata dall’evaporatore della pompa di calore

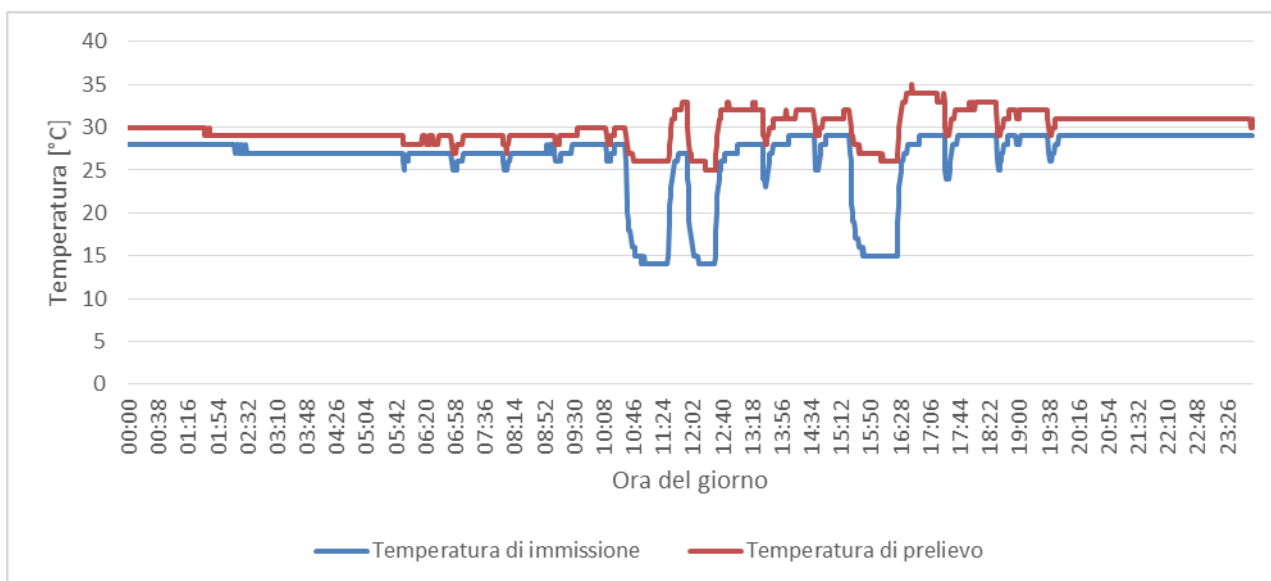


Figura 30: prova 2 – potenza FV installata 1740 Wp – andamento della temperatura in ingresso e in uscita dall’evaporatore della pompa di calore

Le misure acquisite nella prova durante il funzionamento del sistema sperimentale sono state elaborate per ricavare gli indici energetici riportati di seguito:

1. Produzione impianto FV in cc (E_{FV-CC}): 10,47 kWh
2. Energia impianto FV in ca (E_{FV-CA}): 6,72 kWh
3. Energia erogata da inverter e assorbita dalla pdc (E_{PDC}): 1,24 kWh
4. Energia termica generata per Acqua Calda Sanitaria (E_{ACS}): 3,51 kWh
5. Energia immessa in rete ($E_{FV-to\ grid}$): 5,48 kWh
6. Energia prelevata da rete ($E_{FV-from\ grid}$): 0 kWh
7. Energia ceduta dal supercondensatore ($E_{from\ SC}$): 0,026 kWh
8. Energia accumulata nel supercondensatore ($E_{to\ SC}$): -1,77 kWh

9. Radiazione solare incidente (Rad. incidente): 6,87 kWh/m²
10. Radiazione solare totale (Rad.tot) : 70,56 kWh
11. COP: 2,83
12. COP complessivo: 4,66
13. Rendimento elettrico (η_{ele}): 77%
14. Rendimento utile (η_{utile}): 13%
15. Rendimento utile complessivo ($\eta_{utile.compl}$): 16%
16. Coefficiente di autoconsumo (AC): 18%
17. Coefficiente di autosufficienza (AS): 100%
18. FV-el (conversione radiazione solare in corrente alternata) = 9,5 %
19. FV-th (conversione radiazione solare in energia termica per ACS) = 5%
20. FV_el (efficienza conversione della radiazione in corrente continua): 15%
21. Indicatore di discomfort (DS): 0%

Rispetto alla prova precedente, pur mantenendo un coefficiente di autosufficienza pari al 100%, sia ha una notevole riduzione del coefficiente di autoconsumo dal 43% al 18 % e del rendimento utile dal 23% al 13 %. La riduzione dei suddetti coefficienti è dovuta principalmente al passaggio dal profilo di prelievo di ACS di tipo L al profilo di tipo M; infatti il nuovo profilo determina una riduzione del fabbisogno termico per ACS limitando la possibilità di attivare la pompa di calore per accumulare energia termica da FV con COP elevati. Dal bilancio energetico riportato in Figura 31, si nota come la quota energia elettrica assorbita dalla pompa di calore sia solo del 13% (nella prova precedente era pari a 33%), mentre la quota di energia elettrica immessa in rete è pari al 61% (nella prova precedente era del 51%).

Dai risultati delle prove si evince un'autosufficienza del 100% della pompa di calore e che l'energia prodotta in eccesso può essere immessa in rete o consumata dalle altre utenze domestiche, ma allo stesso tempo la taglia del fotovoltaico connesso all'impianto sperimentale potrebbe essere sovradimensionata per ottimizzare anche l'autoconsumo e il rendimento utile del sistema. Nelle successive prove verranno valutati le prestazioni del sistema riducendo il numero di stringhe connesse all'inverter, mantenendo lo stesso profilo di prelievo di ACS di tipo M.

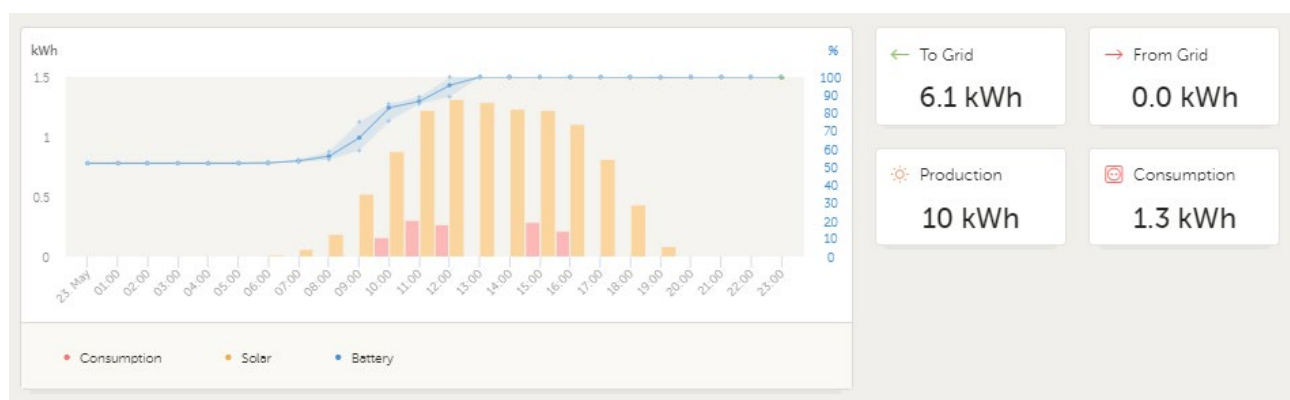


Figura 31: portale inverter – bilancio energetico giornaliero

2.2.3 Prova 3 : potenza FV installata 1,16 kWp –profilo M

Nella seconda prova è stata disconnessa una delle tre stringhe del campo fotovoltaico riducendo a 1,16 kWp la potenza dell'impianto. Inoltre è stato mantenuto il profilo di prelievo di acqua calda sanitaria della prova precedente.

Si riporta di seguito la configurazione e i parametri impostati per la prova eseguita:

- numero di stringhe connesse al convertitore: 2

- numero moduli totali: 4
- superficie modulo: 1,71 m²
- tipologia modulo: modulo da 290W_p
- potenza complessiva impianto FV: 1160 W_p
- tipo di accumulo elettrico: supercondensatore con tensione nominale 24 V e capacità 3000 Wh
- carico termico per ACS: profilo “M” (100 l/giorno) (UNI 50440)
- modalità di gestione impianto: pompa di calore attivata con funzione inseguimenti FV, inverter sempre attivo
- attivazione contatto FV pompa di calore: misura radiazione solare superiore a 400 W/mq
- set point temperatura di comfort: 41°C
- set point temperatura massima in modalità inseguimento FV: 55°C
- set point temperatura minima in modalità inseguimento FV: 52°C

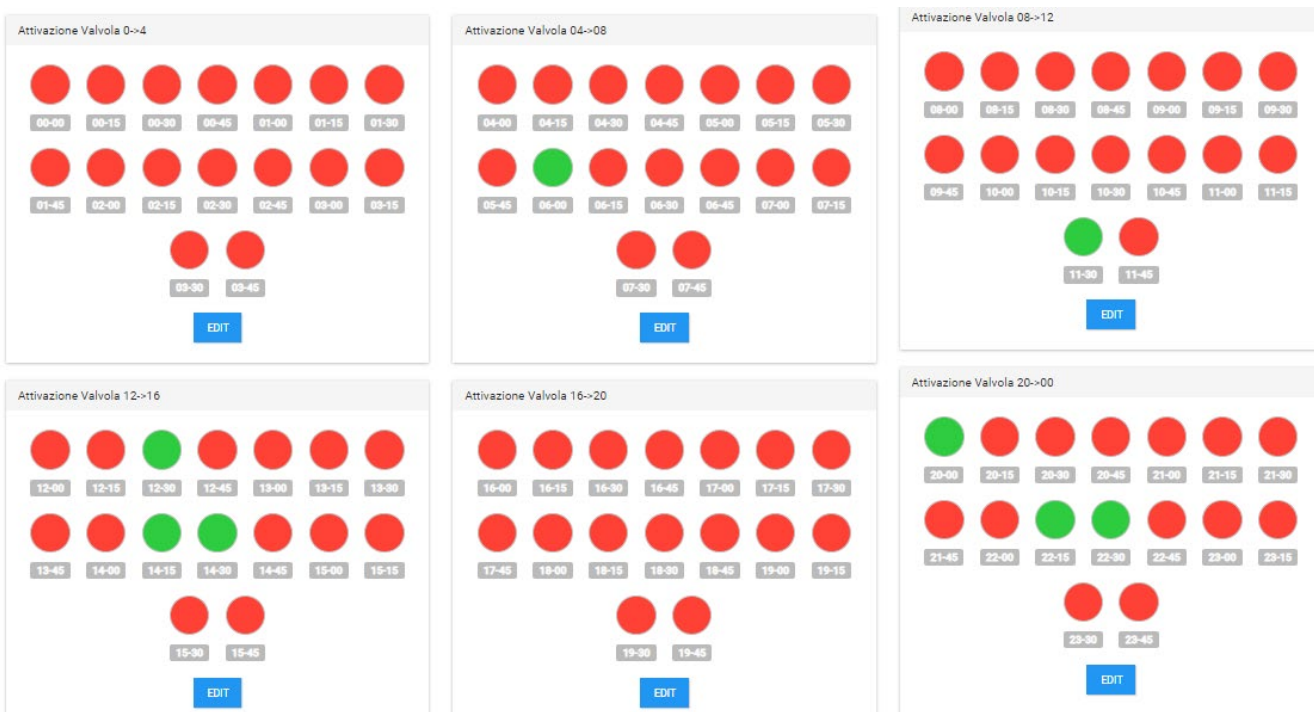


Figura 32: Web Server – Cronoprogramma di apertura e chiusura valvola di prelievo ACS – prova 2

Nel grafico di Figura 33, si riportano le grandezze elettriche principali relative alla prova sperimentali misurata durante la giornata di prova.

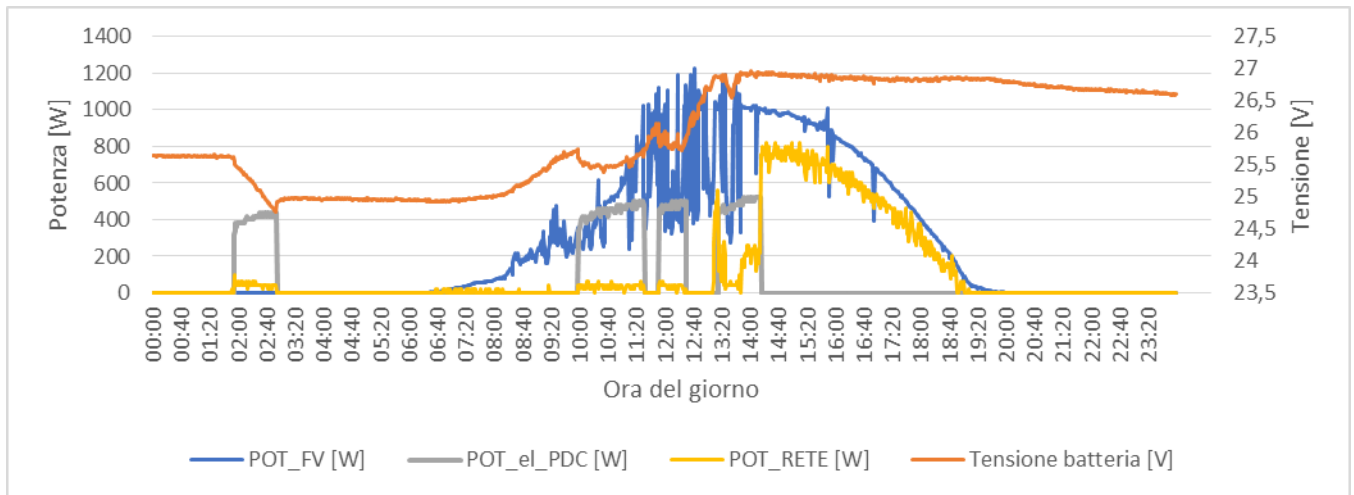


Figura 33: potenza FV installata 1,16 kWp –potenza FV, potenza elettrica assorbita dalla PDC, potenza di rete e tensione di batteria

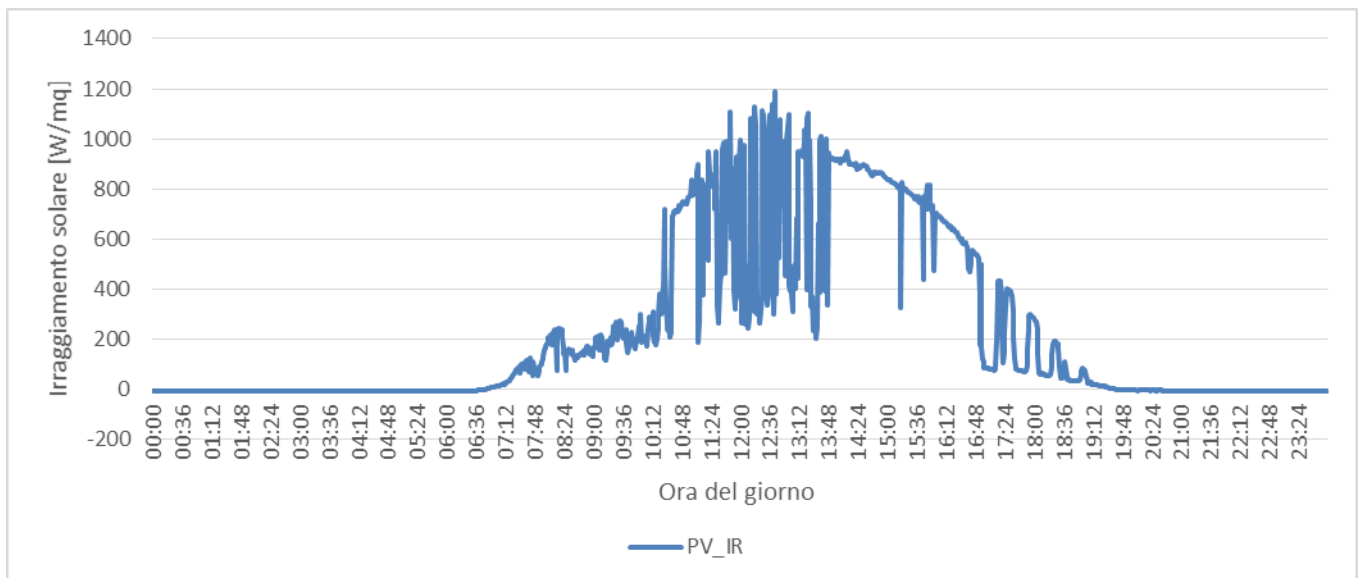


Figura 34: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,16 kWp – andamento in funzione del tempo dell’irraggiamento solare nel giorno in esame

Come si può osservare dalla Figura 33 e dalla Figura 34, la pompa di calore dalle 10:00 rimane attivata per accumulare acqua calda da fotovoltaico fino a 55°C in quanto la radiazione solare supera la soglia di 400 W/mq impostata da web server.

Pur riducendo la potenza installata rispetto alla precedente prova, la potenza generata dal FV riesce a coprire per quasi tutta la prova la potenza assorbita dalla pompa di calore.

Nei transitori di riduzione della potenza prodotta dal fotovoltaico l’alimentazione del pompa di calore viene prontamente compensata dalla potenza erogata dai supercondensatori, come dimostra l’andamento della tensione di Figura 33 e il flusso di potenza di Figura 35.

Nelle ore di sovrapproduzione il surplus di potenza prodotta dal FV viene prima utilizzata per riportare i supercondensatori al 100% dello stato di carica (Figura 35) e successivamente immesso in rete.

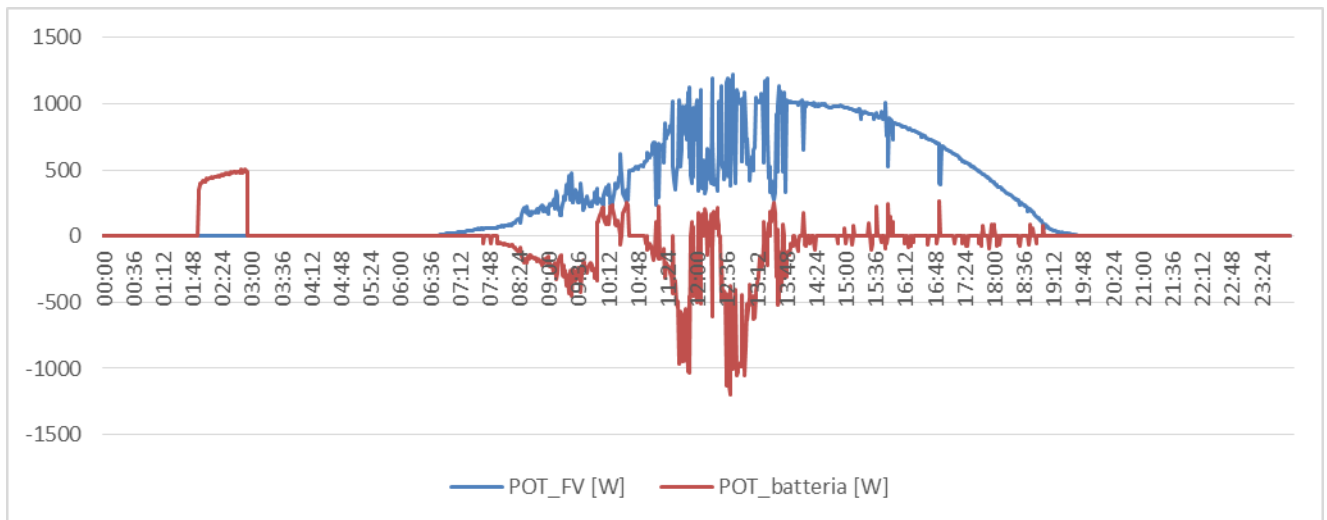


Figura 35: potenza FV installata 1,16 kWp – andamento della potenza FV e della potenza di batteria accumulata o ceduta

Si riporta in Figura 36 il profilo di consumo giornaliero di ACS imposto da Webserver in modo che lo stesso sia prossimo al profilo M della UNI50440.

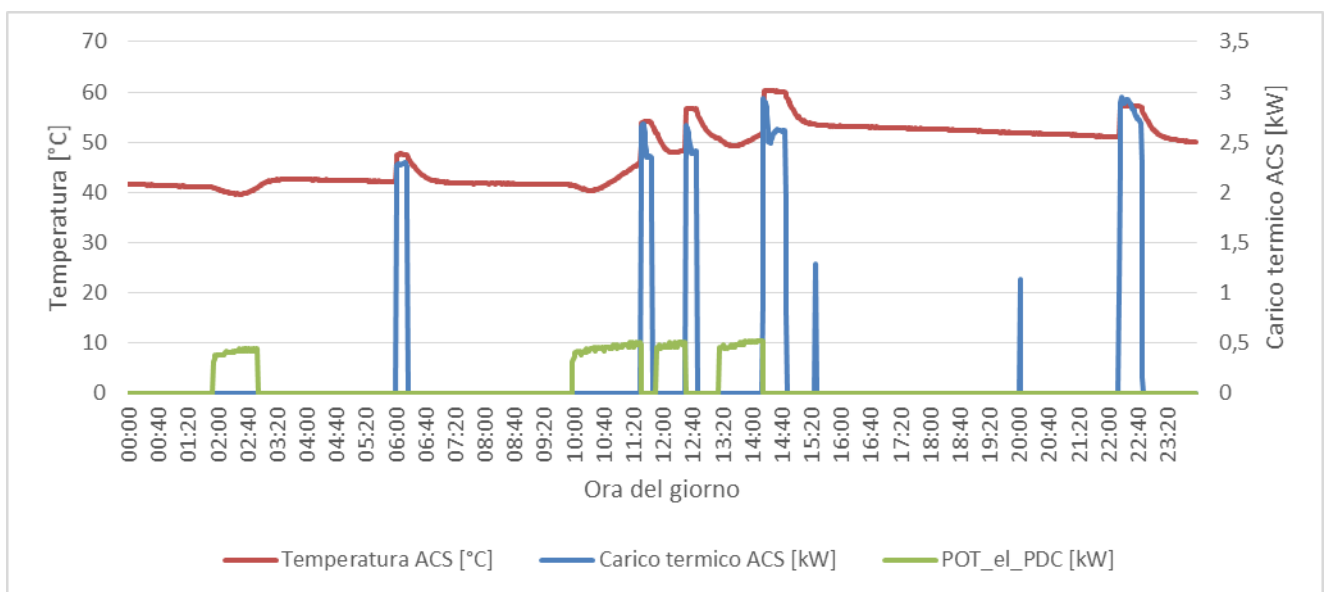


Figura 36: Potenza FV installata 1,16 kWp – andamento della temperatura di mandata ACS, del carico termico ACS e della potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore

Come si nota dalla Figura 36, tutti i prelievi sono a temperatura superiore a quella di comfort imposto da Web server (41°C), in particolare si osserva che i prelievi nelle ore centrali della giornata avvengono ad una temperatura compresa tra 55°C a 60°C, in quanto la pompa di calore in questa fascia oraria è attivata dal sistema di controllo per accumulare energia termica dalla produzione del campo fotovoltaico.

La temperatura dell’acqua prelevata supera quella massima impostata da webserver (55°C) in quanto, il sensore di temperatura è posto sull’attacco del circuito di mandata della pompa di calore, registrando un valore di poco inferiore rispetto all’effettiva temperatura raggiunta dall’acqua calda nella parte più alta dell’accumulo.

In Figura 37 si riporta la potenza frigorifera estratta dall’evaporatore durante le ore di attivazione della poma di calore.

Si nota come l'evaporatore riesce ad abbattere di circa 10°C (Figura 38) l'aria prelevata dall'interno dell'ambiente di installazione (laboratorio di Lampedusa) fornendo un contributo al preraffrescamento dello stesso ambiente. La potenza frigorifera viene ceduta all'ambiente anche durante la partenza notturna; per evitare un eccessivo raffrescamento in orari non previsti, occorre implementare un sistema automatico che deva in modo automatico il flusso d'aria all'esterno se le condizioni di comfort interne sono soddisfatte.

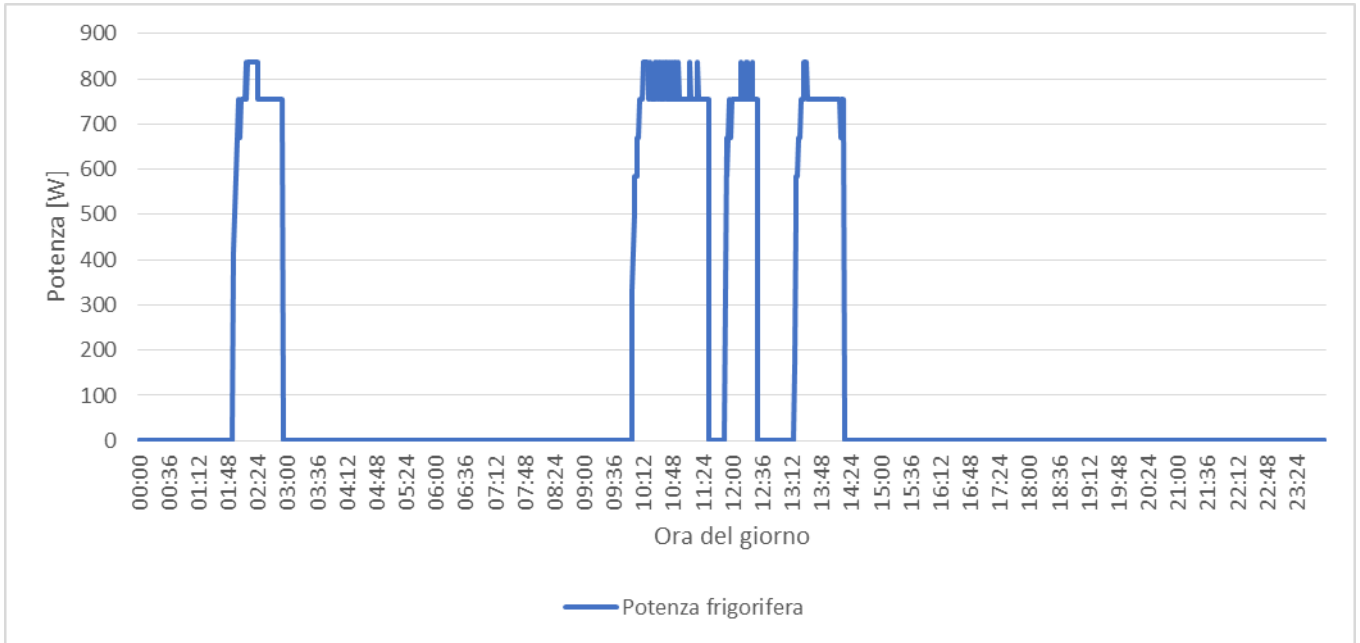


Figura 37: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,16 kWp – andamento in funzione del tempo della potenza frigorifera

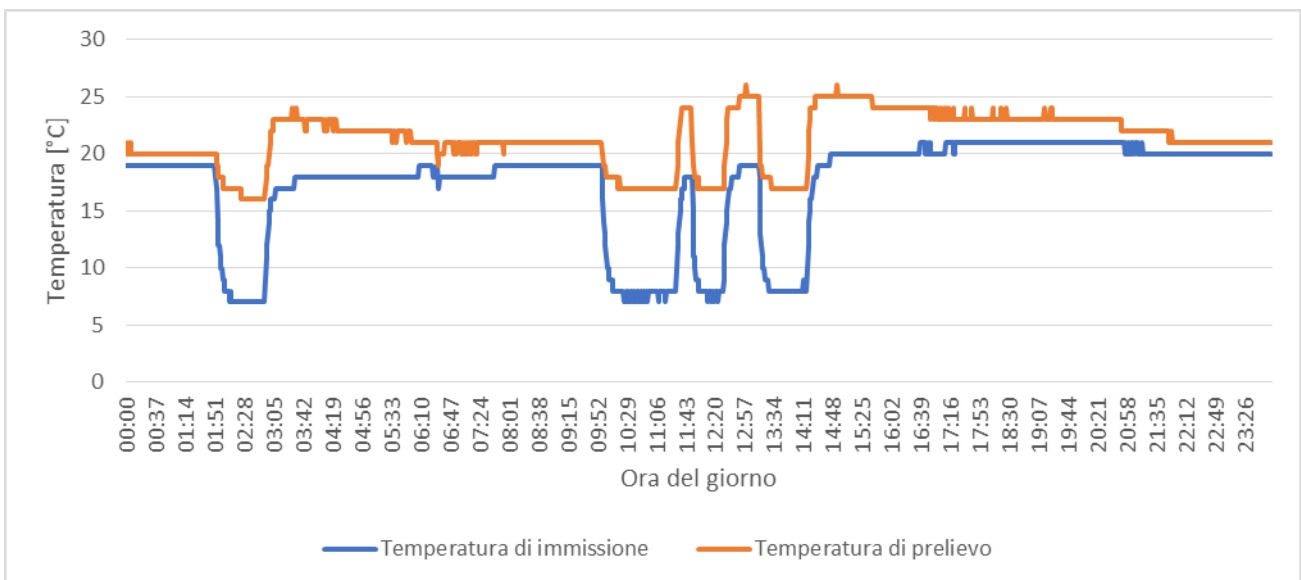


Figura 38: potenza FV installata 1,16 kWp – andamento della temperatura dell'aria in ingresso e in uscita dall'evaporatore della pompa di calore

Si riporta di seguito l'analisi dei principali parametri energetici della prova effettuata.

1. Produzione impianto FV in cc (E_{FV-CC}): 6,57 kWh
2. Energia impianto FV in ca (E_{FV-CA}): 4,65 kWh

3. Energia erogata da inverter e assorbita dalla pdc (E_{pdc}): 1,90 kWh
4. Energia termica generata e consumata per Acqua Calda Sanitaria (E_{ACS}): 4,78 kWh
5. Energia immessa in rete ($E_{FV-to\ grid}$): 2,75 kWh
6. Energia prelevata da rete ($E_{FV-from\ grid}$): 0 kWh
7. Energia ceduta dal supercondensatore ($E_{from\ SC}$): 0,65 kWh
8. Energia accumulata nel supercondensatore ($E_{to\ SC}$): -1,43 kWh
9. Radiazione solare incidente (Rad. incidente): 5,40 kWh/m²
10. Radiazione solare totale (Rad.tot) : 37,02 kWh
11. COP: 2,51
12. COP complessivo: 4,17
13. Rendimento elettrico (η_{ele}): 80%
14. Rendimento utile (η_{utile}): 20%
15. Rendimento utile complessivo ($\eta_{utile.compl}$): 29%
16. Coefficiente di autoconsumo (AC): 41%
17. Coefficiente di autosufficienza (AS): 100%
18. Coefficiente di conversione radiazione solare in corrente alternata (η_{FV_el}): 12,5%
19. Coefficiente di conversione radiazione solare in energia termica (η_{FV_th}): 13%
20. Efficienza di conversione radiazione solare in corrente continua (FV_el): 18%
21. Indicatore di discomfort (DS): 2%

Dall'analisi energetica si evince come il coefficiente di autoconsumo risulta superiore alla prova precedente (41%) e superiore riducendo la potenza del campo FV, in quanto è stato modificato il carico termico per ACS passando dal profilo L al profilo M della EN50440. Riducendo di circa il 50% il consumo giornaliero di acqua calda sanitaria.

Dall'analisi energetica si possono osservare i seguenti risultati:

- rispetto alla prova precedente avendo ridotto di una stringa il campo fotovoltaico il coefficiente di autoconsumo migliora dal 18 % al 41%,
- la pompa di calore continua a mantenere un coefficiente di autosufficienza energetica pari al 100 % (non viene prelevata potenza elettrica dalla rete)
- il rendimento utile del sistema migliora dal 13% al 20%; quest'ultimo valore, calcolato rispetto alla radiazione incidente, risulta superiore al rendimento di conversione dei moduli FV (18%) grazie alla conversione in energia termica della pompa di calore con un COP medio 2,51;
- il discomfort è pari al 2% poiché la misura della temperatura è effettuata nella condotta di mandata caratterizzata da un raffreddamento più rapido rispetto all'interno dell'accumulo; in realtà come si può osservare dal grafico di Figura 38 tutti i prelievi di acqua calda sanitaria sono superiori a 45°C con discomfort nullo.

Confrontando i risultati con la prova precedente risulta inoltre un incremento della quota di energia elettrica assorbita dalla pompa di calore rispetto alla produzione del fotovoltaico; infatti come risulta dalla grafica del portale web di Figura 39:

- il 47% dell'energia prodotta dal FV in corrente continua è immessa in rete:
- il 29 % dell'energia prodotta dal FV in corrente continua è assorbita dalla pompa di calore (nella precedente prova era pari al 13%).

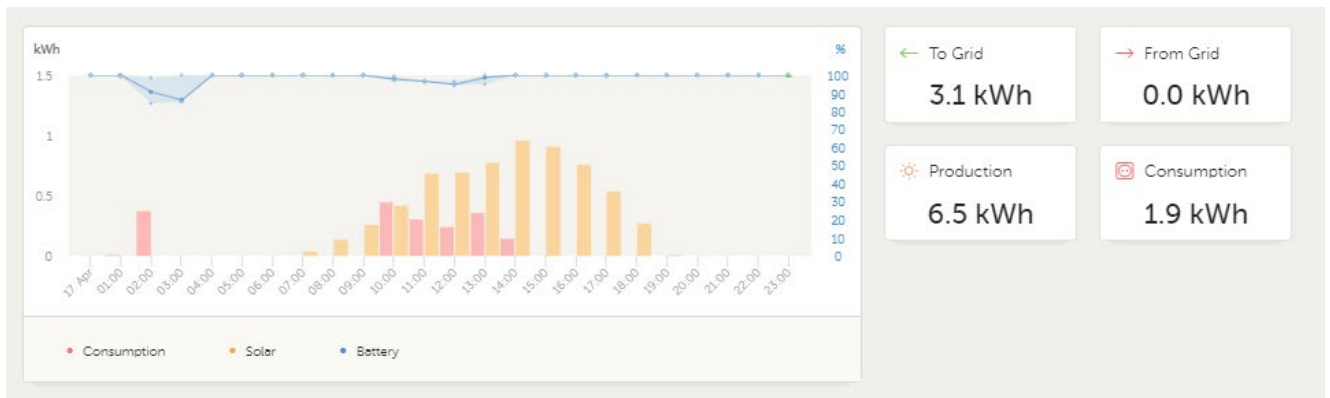


Figura 39 Portale web inverter – bilancio energetico giornaliero

2.2.4 Prova 4: potenza FV installata pari a 1,16 kWp - profilo carico ACS: M – giornata tipo invernale

La prova sperimentale di seguito descritta è stata condotta con la stessa configurazione e gli stessi parametri della prova 2 di seguito riportati:

- numero di stringhe connesse al convertitore: 2
- numero moduli totali: 4
- superficie modulo: 1,71 m²
- tipologia modulo: 290W_p
- potenza complessiva impianto FV: 1160 W_p
- tipo di accumulo elettrico: supercondensatore con tensione nominale 24 V e capacità 3000 Wh
- carico termico per ACS: profilo “M” (100 l/giorno) (UNI 50440)
- modalità di gestione impianto: pompa di calore attivata con funzione inseguimenti FV,
- inverter attivato con soglia tensione di stringa superiore a 25 V
- attivazione contatto FV pompa di calore: misura radiazione solare superiore a 400 W/mq
- set point temperatura di comfort: 41°C
- set point temperatura massima in modalità inseguimento FV: 55°C
- set point temperatura minima in modalità inseguimento FV: 52°C

A differenza della precedente prova i risultati si riferiscono ad una giornata tipo invernale con una radiazione solare sul piano dei moduli inferiore rispetto alla prova precedente, come mostrato dal grafico delle potenze di Figura 40.

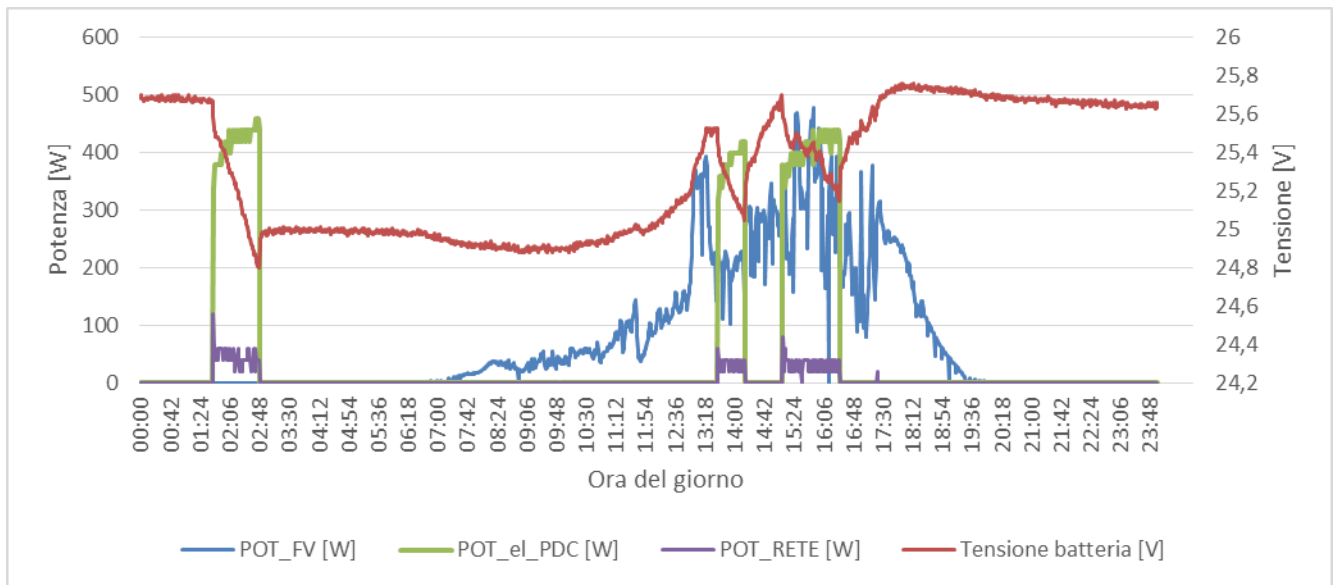


Figura 40: potenza FV installata 1,16 kWp –potenza FV in corrente continua, potenza elettrica assorbita dalla PDC, potenza immessa in rete e tensione dei supercondensatori

Anche in questa giornata di prova si ripete la partenza notturna della pompa di calore per la deriva termica dell’acqua calda nella condotta di mandata dove è collocata la PT 500; l’accensione della pompa di calore è compensata dai supercondensatori provocandone la riduzione della tensione da 25,8 V a 24,8 V (Figura 40).

Come si può osservare dal grafico di Figura 41, l’irraggiamento solare nel giorno della prova in esame non supera mai la soglia dei 400 W/mq necessaria per attivare la pompa di calore in modalità inseguimenti fotovoltaico.

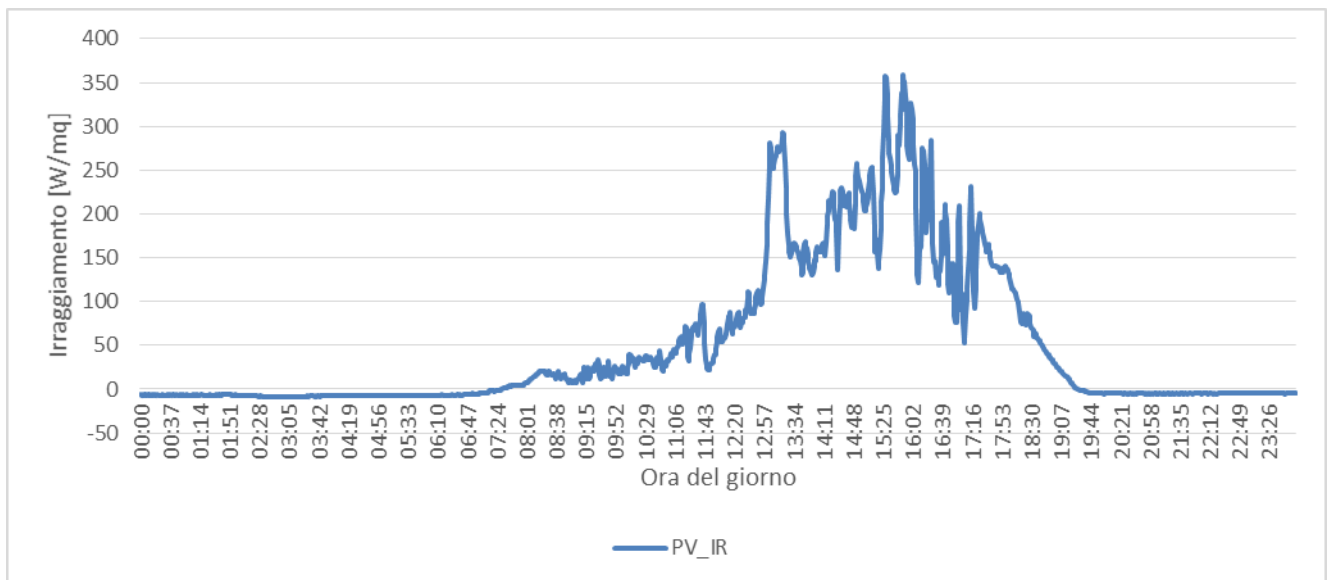


Figura 41: Potenza FV installata 1,16 kWp –irraggiamento solare nel giorno della prova in esame

Anche se non ci sono le condizioni previste per attivare la pompa di calore nelle ore di produzione del fotovoltaico, quest’ultima viene comunque accesa, come si osserva dalla Figura 43, quando la temperatura misurata scende sotto 41°C per mantenere le condizioni di comfort dell’acqua calda.

Rispetto alla prova precedente, a causa della ridotta radiazione solare, la potenza assorbita dalla pompa di calore, viene solo parzialmente compensata dal fotovoltaico; il sovraccarico viene fornito dai supercondensatori che, come mostrato in Figura 42, vengono scaricati nelle ore di accensione della pompa di calore e caricati nelle ore di spegnimento.

Nei casi di basso o nullo irraggiamento il controllo prevede il mantenimento di una temperatura minima sufficiente a garantire il comfort termico (43°C); questa strategia consente di ridurre notevolmente l'assorbimento della pompa di calore, garantendo la possibilità di coprire i consumi dalla produzione del FV utilizzando l'energia caricata e scaricata dai supercondensatori; la tensione di questi ultimi a fine prova viene riportata dal FV allo stato di carica di inizio prova (Figura 40).

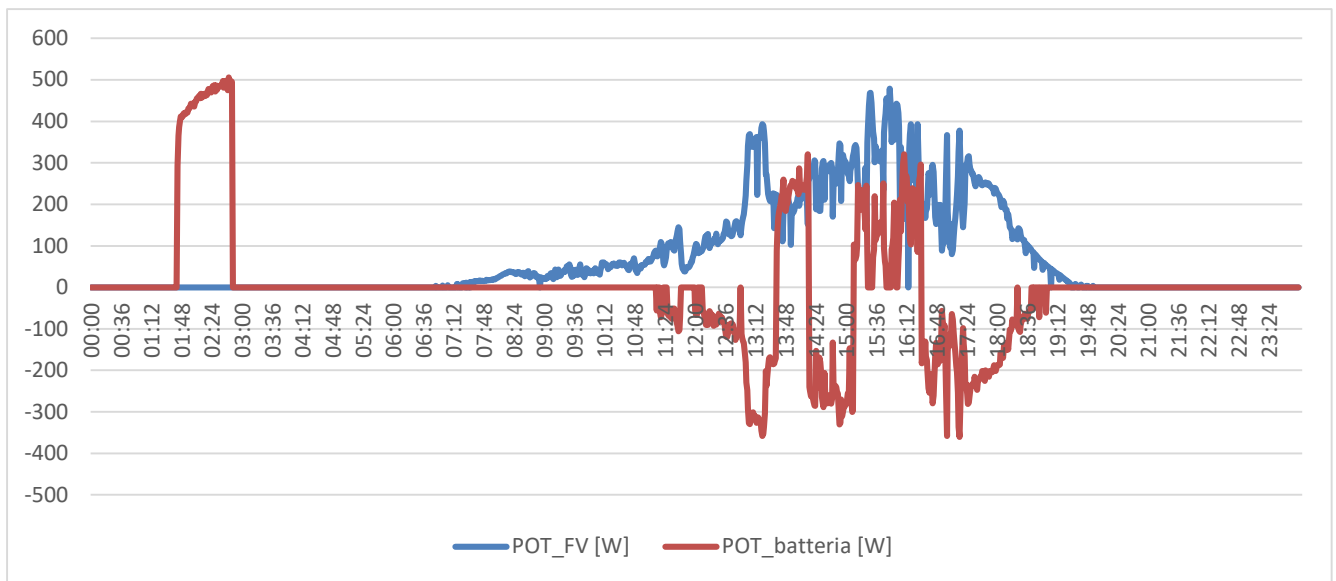


Figura 42: potenza FV installata 1,16 kWp –potenza FV in corrente continua e della potenza dei supercondensatori batteria, accumulata (negativa) o ceduta (positiva)

Dal grafico di Figura 43 si osserva come il controllo mantiene la temperatura dell'acqua calda più bassa rispetto alle giornate con maggiore irraggiamento con una conseguente riduzione della potenza prelevata dall'accumulo della pompa di calore, essendo quest'ultima funzione del salto termico tra l'acqua fredda di ingresso e l'acqua calda di mandata.

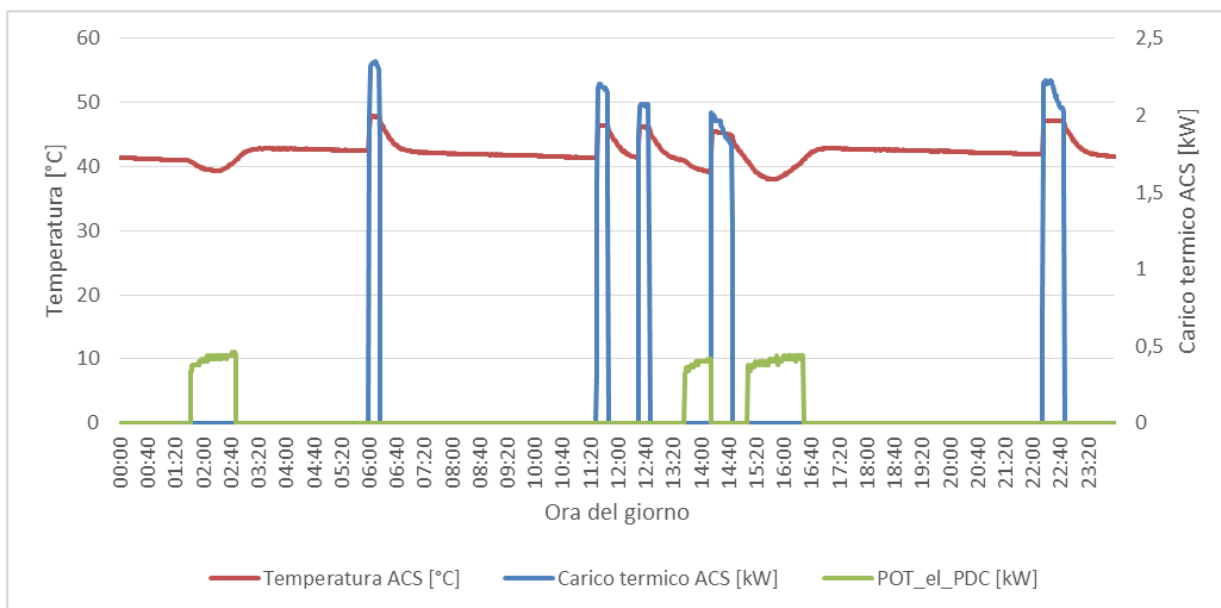


Figura 43: potenza FV installata 1,16 kWp –temperatura di mandata ACS, carico termico ACS, potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore- prova 3

Si riporta di seguito la potenza frigorifera prodotta all’evaporatore durante il funzionamento della pompa di calore e le temperature dell’aria prelevata e immessa in ambiente.

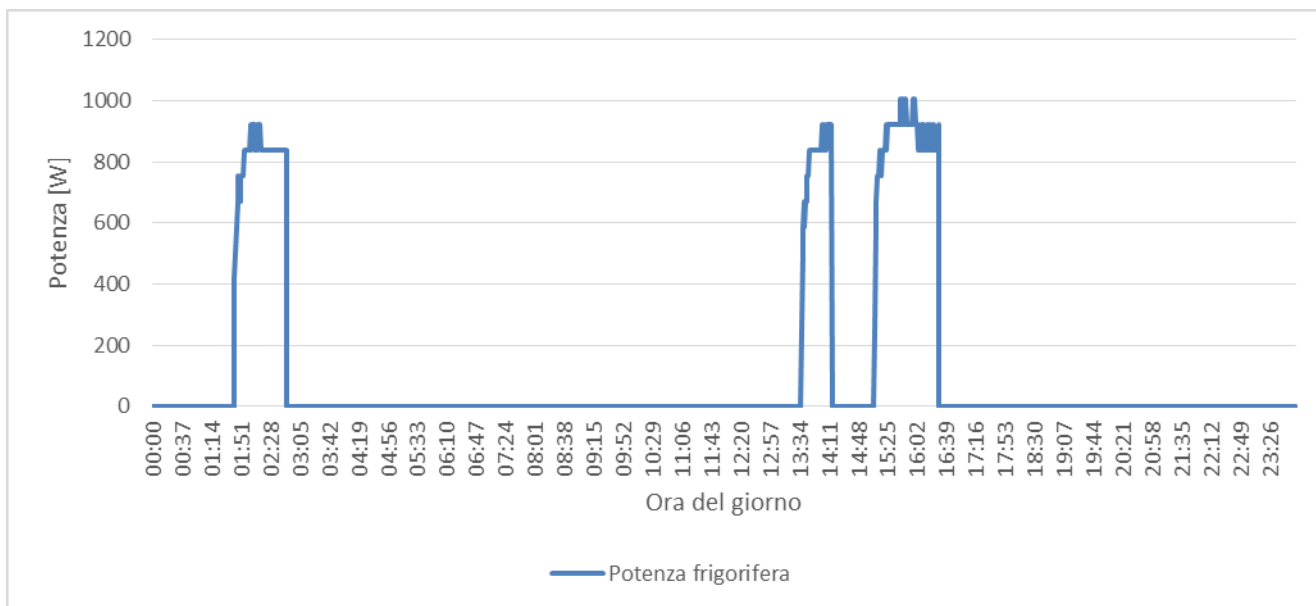


Figura 44: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,16 kWp –potenza frigorifera utile recuperata dall’evaporatore della pompa di calore

Come si può osservare dalla Figura 44, la potenza frigorifera recuperata dall’evaporatore risulta limitata a causa del ridotto periodo di attivazione della pompa di calore.

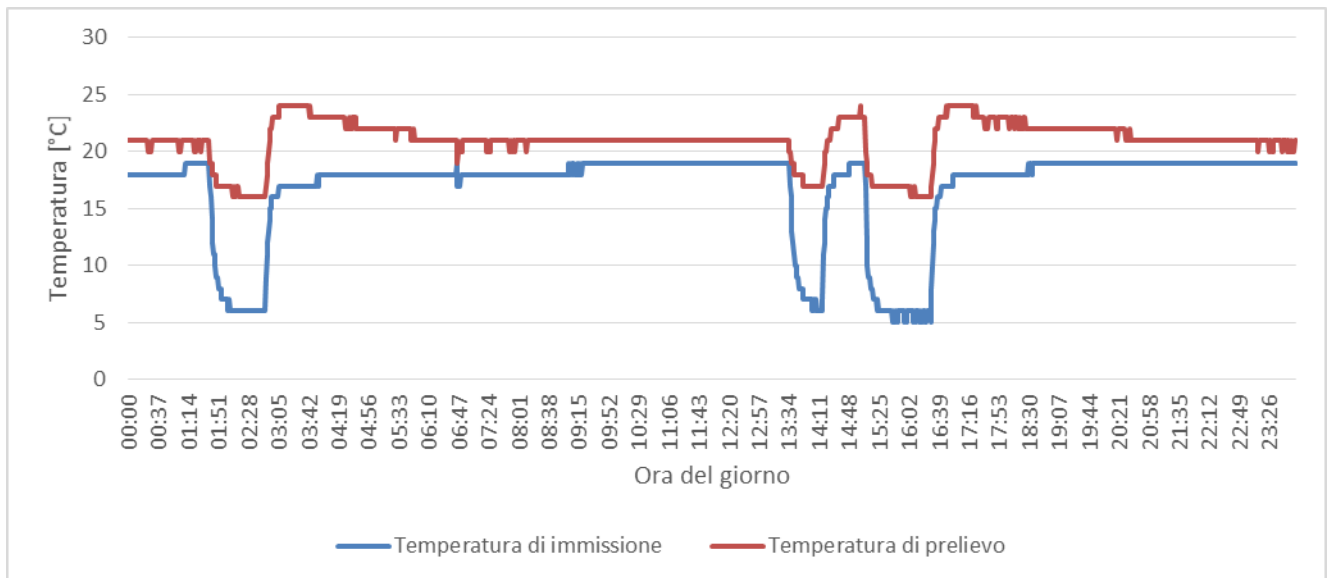


Figura 45: potenza FV installata 1,16 kWp –temperatura dell’aria prelevata e immessa nell’ambiente dall’evaporatore della pompa di calore

Come si può osservare dall’analisi energetica di seguito riportata, la gestione ottimizzata del sistema consente anche in una giornata tipo invernale di annullare la potenza prelevata dalla rete in quanto l’energia prodotta dal fotovoltaico sia sufficiente a coprire interamente il fabbisogno elettrico della pompa di calore.

1. Produzione impianto FV in cc (E_{FV-CC}): 1,78 kWh
2. Energia impianto FV in ca (E_{FV-CA}): 1,38 kWh
3. Energia erogata da inverter e assorbita dalla pdc (E_{pdc}): 1,26 kWh
4. Energia termica generata e consumata per Acqua Calda Sanitaria (E_{ACS}): 3,79 kWh
5. Energia immessa in rete ($E_{FV-to\ grid}$): 0,15 kWh
6. Energia prelevata da rete ($E_{FV-from\ grid}$): 0 kWh
7. Energia ceduta dal supercondensatore ($E_{from\ SC}$): 0,84 kWh
8. Energia accumulata nel supercondensatore ($E_{to\ SC}$): -0,87 kWh
9. Radiazione solare incidente (Rad. incidente): 1,18 kWh/m²
10. Radiazione solare totale (Rad.tot): 8,01 kWh
11. COP: 3
12. COP complessivo: 5,07
13. Rendimento elettrico (η_{ele}): 79%
14. Rendimento utile (η_{utile}): 48%
15. Rendimento utile complessivo ($\eta_{utile,compl}$): 81%
16. Coefficiente di autoconsumo (AC): 92%
17. Coefficiente di autosufficienza (AS): 100%
18. Coefficiente di conversione radiazione solare in corrente alternata (η_{FV-el}): 21,8%
19. Coefficiente di conversione radiazione solare in energia termica (η_{FV-th}): 31,3%
20. Efficienza di conversione radiazione solare in corrente continua (FV_el): 14,7%
21. Indicatore di discomfort (DS): 9%

Dall’analisi energetica si nota come nella giornata di prova analizzata la radiazione solare incidente sia solo il 32% della precedente prova. Ottimizzando la gestione del sistema, l’impianto riesce ad alimentare la pompa di calore da FV con un’autosufficienza del 100%, innalzando inoltre l’autoconsumo fino all’92%.

L’elevato coefficiente dell’autoconsumo è dovuto alla ridotta energia immessa in rete (quasi zero), in quanto il sistema ha dato priorità alla ricarica dei supercondensatori utilizzando la potenza prodotta in eccesso dal

fotovoltaico.

Riducendo la temperatura di funzionamento si osserva inoltre un innalzamento del COP medio della pompa di calore rispetto alla prova precedente; mentre il punto di lavoro a basso irraggiamento comporta una riduzione della efficienza di conversione del campo FV dal 18% della precedente prova al 14% della prova in esame.

Come si può osservare dall'istogramma di Figura 46, l'energia elettrica assorbita dalla pompa di calore è circa il 70% della potenza prodotta dal campo fotovoltaico in corrente continua, garantendo un elevato rendimento utile del sistema pari al 48% in quanto una elevata quota dell'energia elettrica prodotta viene convertita in energia termica con un elevato COP.

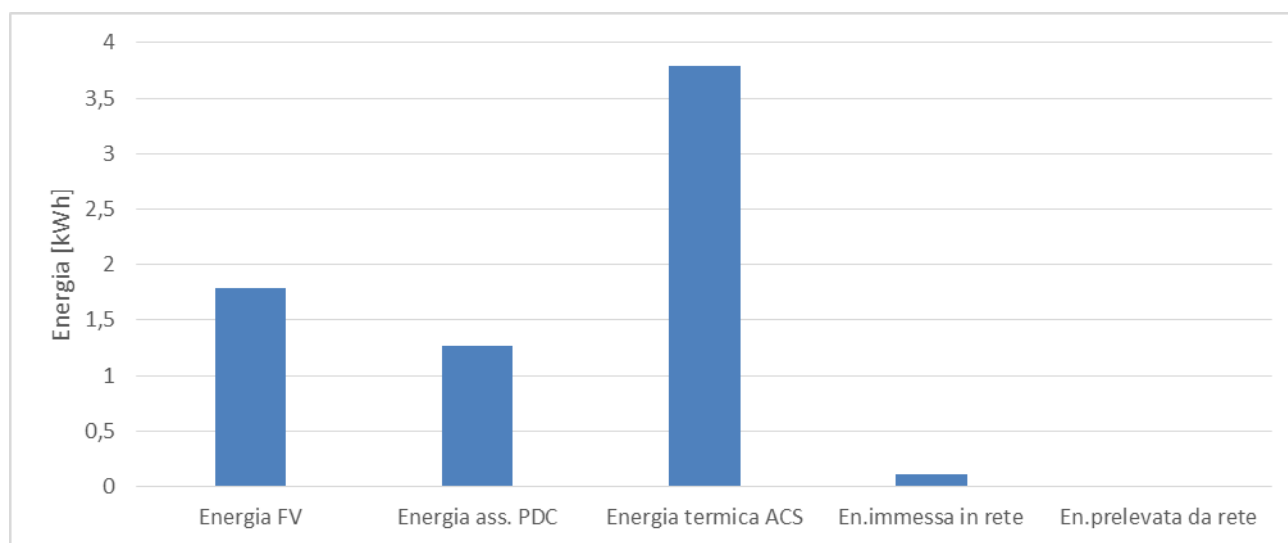


Figura 46: potenza FV installata 1,16 kWp – principali grandezze energetiche – prova 3

L'impianto ibrido per la produzione di ACS in esame è stato confrontato con un sistema solare termico tradizionale avente una superficie utile di pari dimensioni (pari a S: 6,85 m²).

Si riportano di seguito le condizioni utilizzate per il confronto:

- Superficie utile collettore solare: 6,85 m²
- Rendimento termico ideale del collettore ($\eta_{ideale-collettore}$): 45%
- radiazione solare incidente: 8,21 kWh
- fabbisogno termico utenza per ACS: 3,79 kWh

Dall'emulazione del campo solare termico si ottengono i seguenti valori:

1. Energia termica giornaliera producibile dal campo solare (E_{ST}): 3,60 kWh
2. Fattore di utilizzo: 100%
3. Rendimento utile (η_{utile}): 45%

Rispetto alla prova 1, dal confronto dell'impianto ibrido sperimentale con il solare termico tradizionale si evince come le due soluzioni abbiano un rendimento utile equivalente in quanto in entrambi i casi non si ha eccesso di produzione rilevante di energia dalla fonte rinnovabile rispetto al carico dell'utenza.

2.2.5 Prova 5: Potenza FV installata pari a 1,16 kWp – profilo M – giornata tipo mese di Maggio

I risultati di prova riportati in questa sezione si riferiscono al funzionamento del sistema in una giornata tipo primaverile con una configurazione impiantistica invariata rispetto alla prova precedente nella quale è stata

solo innalzata a 500 W/mq la soglia di radiazione solare per l'attivazione della pompa di calore in modalità inseguimento fotovoltaico.

Si riporta di seguito la configurazione e i parametri impostati per le prove eseguite:

- numero di stringhe connesse al convertitore: 2
- numero moduli totali: 4
- superficie modulo: 1,71 m²
- tipologia modulo: 290W_p
- potenza nominale impianto FV: 1160 W_p
- tipo di accumulo elettrico: supercondensatore con tensione nominale 24 V e capacità 3000 Wh
- carico termico per ACS: profilo "M" (100 l/giorno) (UNI 50440)
- modalità di gestione impianto: pompa di calore attivata con funzione inseguimenti FV
- inverter attivato con soglia tensione di stringa superiore a 25 V
- attivazione contatto FV pompa di calore: misura radiazione solare superiore a 500 W/mq
- set point temperatura di comfort: 41°C
- set point temperatura massima in modalità inseguimento FV: 55°C
- set point temperatura minima in modalità inseguimento FV: 52°C

Dal monitoraggio delle potenze riportato in Figura 47 e dell'irraggiamento solare di Figura 48, si osserva che:

- i) in condizioni prossime alle STC (Standard Test Condition 1000 W/mq, 25°C) la potenza prodotta dal campo FV in corrente continua è equivalente al valore della potenza nominale,
- ii) per tutta la giornata di prova la pompa di calore viene attivata solo quando l'irraggiamento solare supera la soglia di 500 W/mq imposto da Web Server,
- iii) la potenza assorbita dalla pompa di calore è fornita totalmente dal campo FV,
- iv) la potenza ceduta e prelevata dai supercondensatori, come si osserva dal grafico di Figura 49, è limitata a brevi transitori, infatti la tensione degli stessi si mantiene nel range di carica 26,8 V – 26,3 V,
- v) quando i supercondensatori si ricaricano l'eccesso di potenza prodotta dal FV viene immessa in rete.

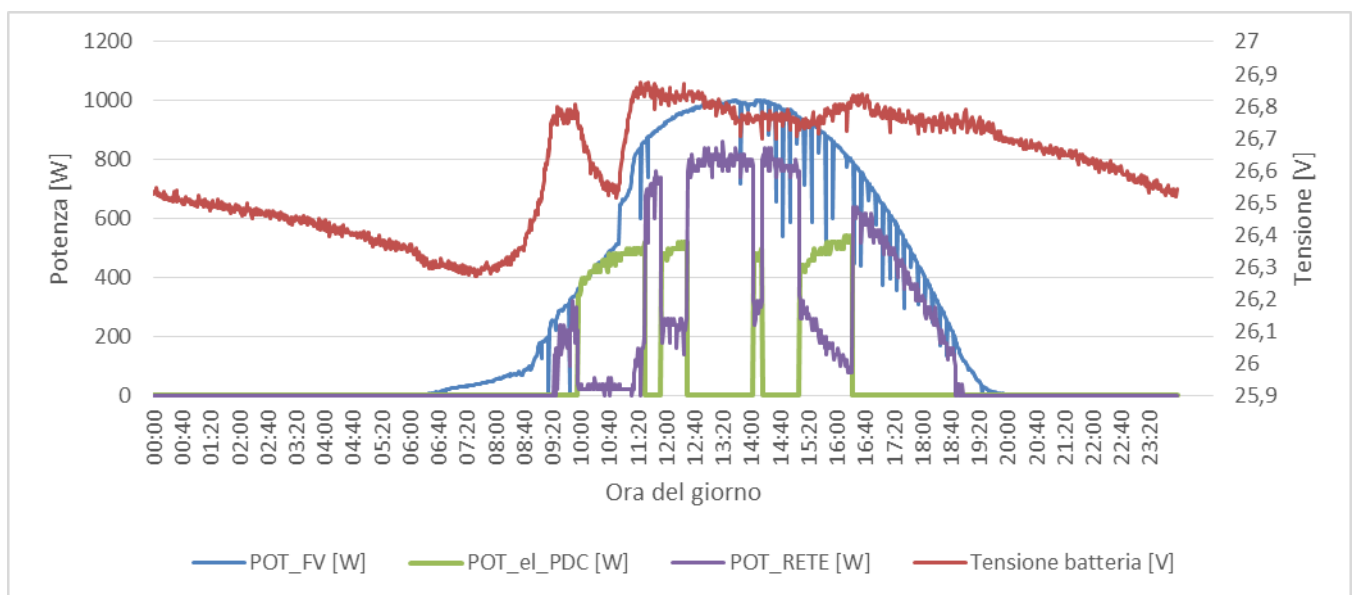


Figura 47: potenza FV installata 1,16 kWp – potenza FV in corrente continua, potenza elettrica assorbita dalla PDC, potenza immessa in rete e tensione supercondensatori

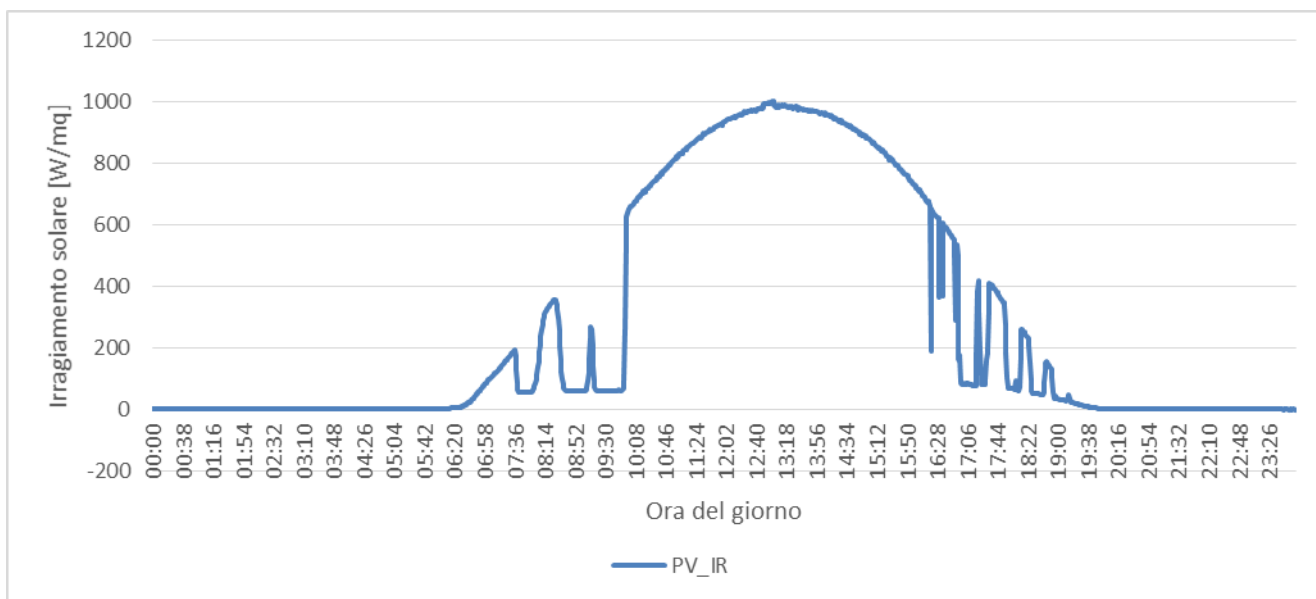


Figura 48: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,16 kWp – andamento in funzione del tempo dell’irraggiamento solare nel giorno in esame

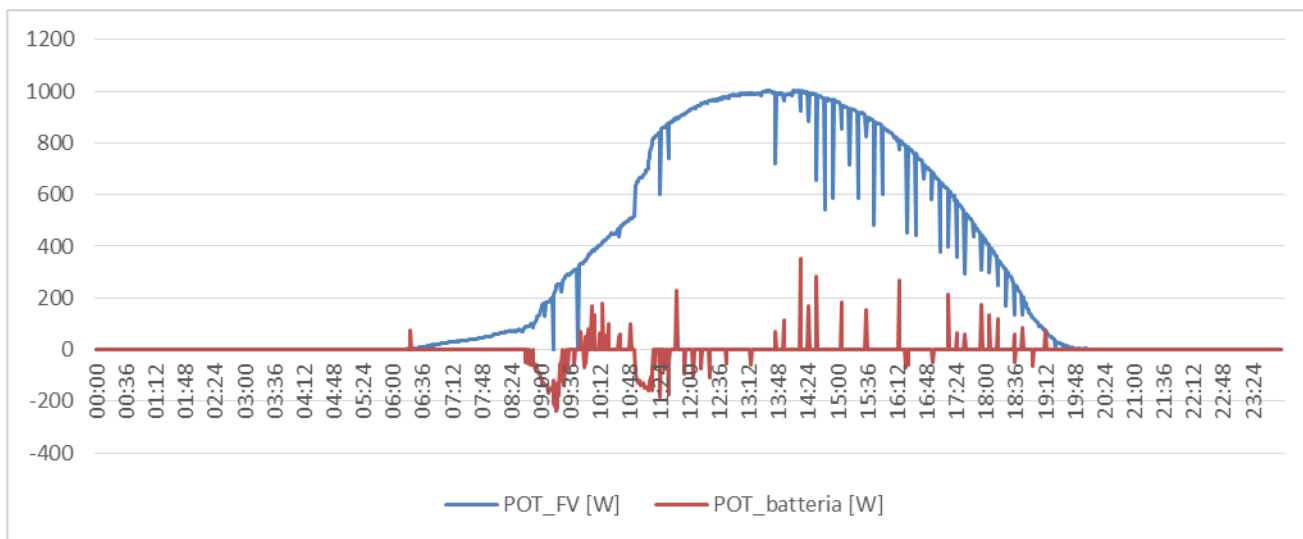


Figura 49:potenza FV installata 1,16 kWp –potenza FV in corrente continua, potenza accumulata e ceduta dai supercondensatori

Dal grafico di Figura 50 si evince come nella giornata di prova la temperatura dell’acqua calda sanitaria si mantiene sempre al di sopra della temperatura di comfort; infatti, diversamente dalla precedente prove, la pompa di calore non si attiva nelle ore notturne.

Il sistema di controllo attiva la pompa di calore solo quando l’irraggiamento supera la soglia di 500 W/m² impostata da Web Server mantenendola accesa fino a quando la misura della temperatura dell’ACS non supera 55°C; il controllo riaccende la pompa di calore quando la temperatura scende sotto 52°C.

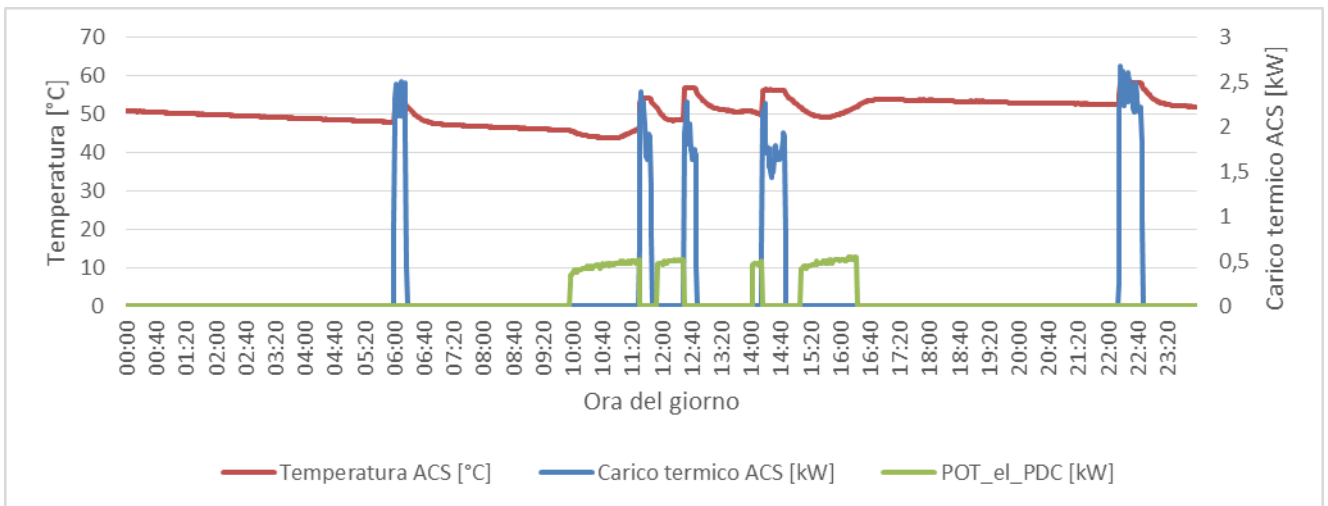


Figura 50: potenza FV installata 1,16 kWp – temperatura misurata nella condotta di mandata della pompa di calore, profilo di carico termico per ACS, potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore – prova 4

Si riporta di seguito la potenza frigorifera prodotta all’evaporatore durante il funzionamento della pompa di calore e le temperature dell’aria prelevata e re-immessa nell’ambiente.

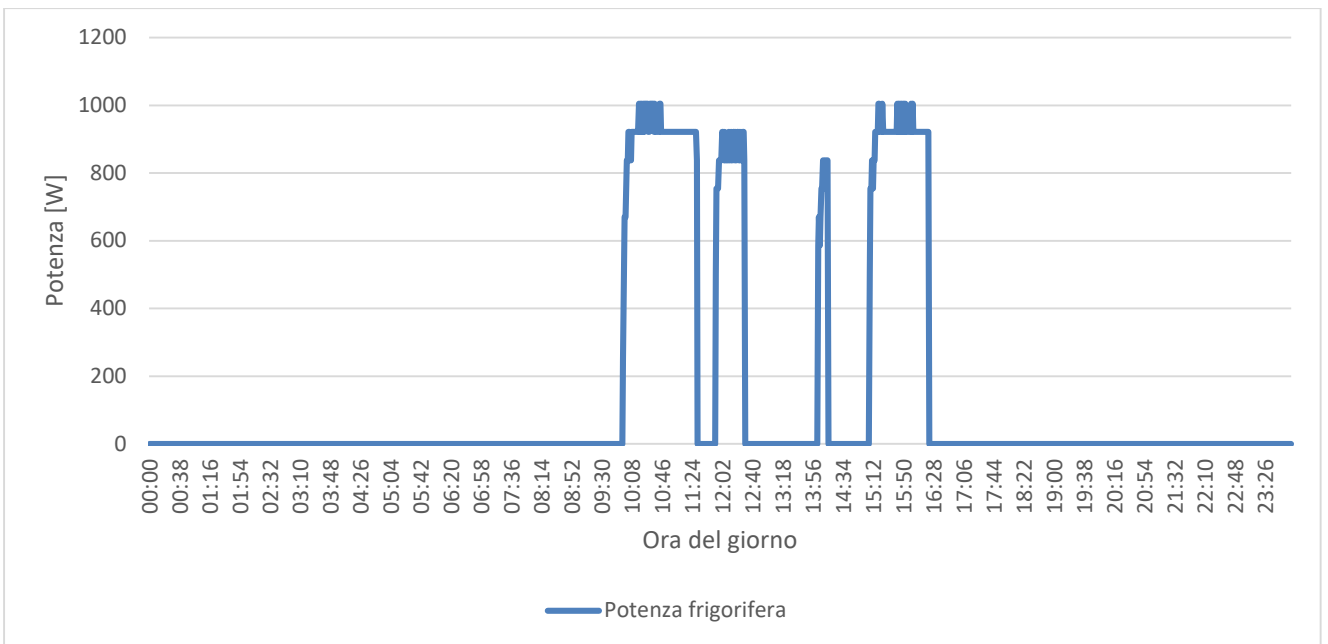


Figura 51: prova sperimentale con potenza FV installata 1,16 kWp – andamento della potenza frigorifera fornita dall’evaporatore della pompa di calore

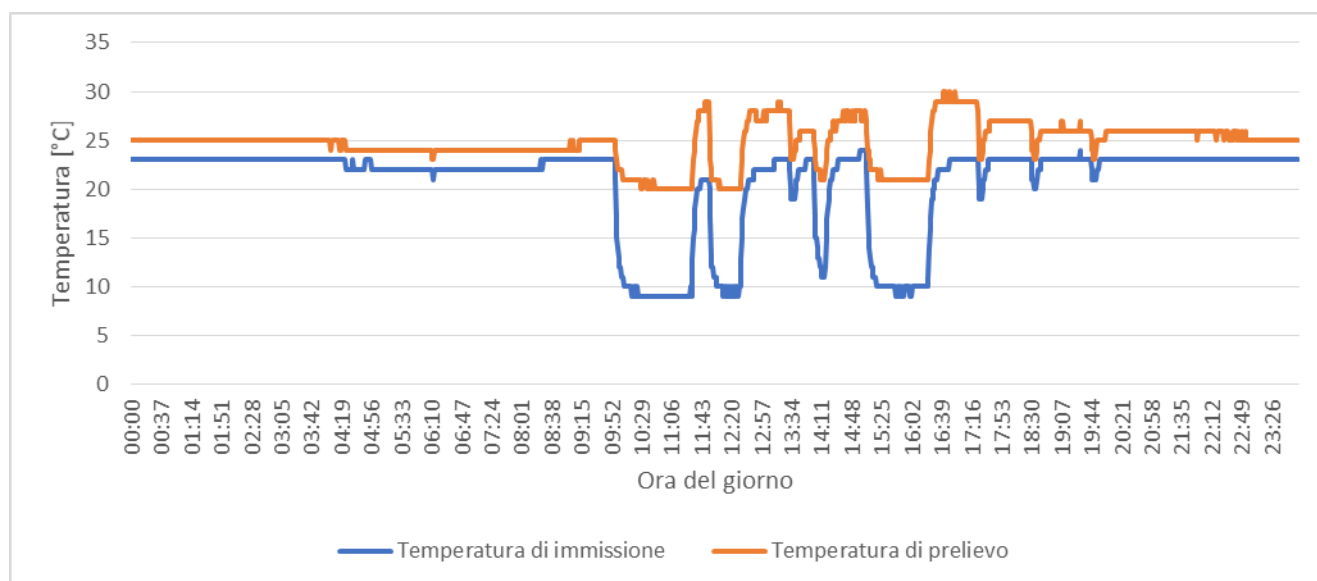


Figura 52: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,16 kWp – andamento della temperatura dell’aria prelevata e immessa in ambiente dall’evaporatore della pompa di calore

Si riporta di seguito l’analisi dei principali dati energetici della prova.

1. Produzione impianto FV in cc (E_{FV-CC}): 7,06 kWh
2. Energia impianto FV in ca (E_{FV-CA}): 5,49 kWh
3. Energia erogata da inverter e assorbita dalla pdc (E_{pdc}): 1,73 kWh
4. Energia termica generata e consumata per Acqua Calda Sanitaria (E_{ACS}): 3,85 kWh
5. Energia immessa in rete ($E_{FV-to\ grid}$): 3,76 kWh
6. Energia prelevata da rete ($E_{FV-from\ grid}$): 0 kWh
7. Energia ceduta dal supercondensatore ($E_{from\ SC}$): 0,072 kWh
8. Energia accumulata nel supercondensatore ($E_{to\ SC}$): -0,08 kWh
9. Radiazione solare incidente (Rad. incidente): 6,64 kWh/m²
10. Radiazione solare totale (Rad.tot) : 45,49 kWh
11. COP: 2,22
12. COP complessivo: 4,11
13. Rendimento elettrico (η_{ele}): 79%
14. Rendimento utile (η_{utile}): 17%
15. Rendimento utile complessivo ($\eta_{utile.compl}$): 24%
16. Coefficiente di autoconsumo (AC): 31%
17. Coefficiente di autosufficienza (AS): 100%
18. Coefficiente di conversione radiazione solare in corrente alternata (η_{FV_el}): 12%
19. Coefficiente di conversione radiazione solare in energia termica (η_{FV_th}): 8%
20. Efficienza di conversione radiazione solare in corrente continua (FV_el): 15,5%
21. Indicatore di discomfort (DS): 0%

Rispetto alla prova precedente, pur mantenendo la stessa configurazione e lo stesso profilo di carico termico, i risultati dell’analisi energetica mostrano come l’aumento della produzione energetica da fotovoltaico comporta: i) una riduzione del coefficiente di autoconsumo dal 92% al 31%, ii) una riduzione del rendimento utile dal 48% al 17% a causa della minore quota di energia prodotta da FV utilizzata dalla pompa di calore per accumulare acqua calda sanitaria.

Dai risultati della prova si ottiene infatti un coefficiente di conversione della radiazione solare in energia termica limitato all'8%; inoltre come si osserva dal bilancio energetico giornaliero del portale dell'inverter di Figura 53 la quota di energia elettrica assorbita dalla pompa di calore è circa il 25% dell'energia prodotta dal campo FV (nella prova precedente era pari al 70%), mentre la quota immessa in rete è circa il 60% (la restante quota del 15% sono le perdite complessive del sistema).

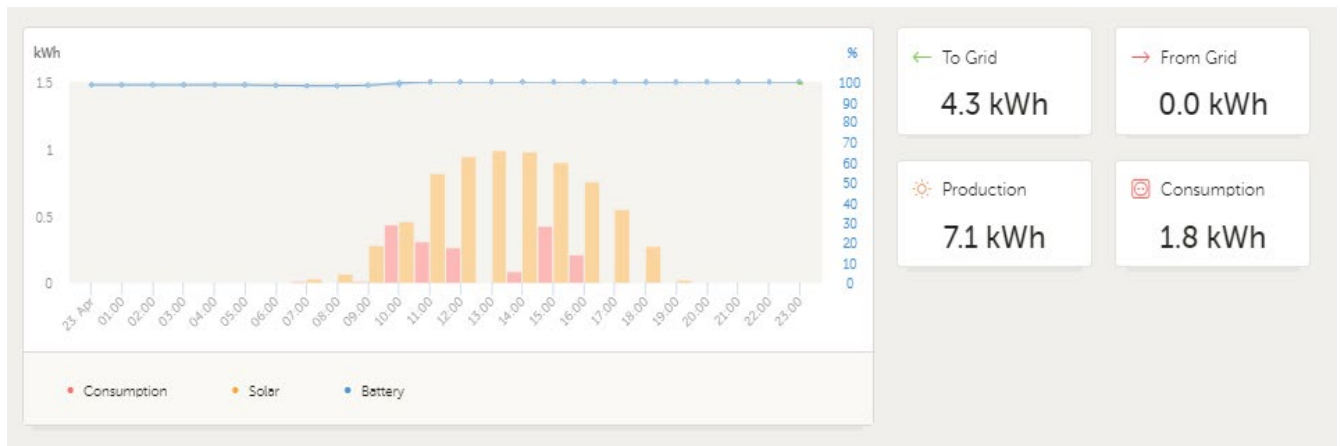


Figura 53: Victron Energy – Parametri energetici giornalieri

Dai risultati si evince inoltre che : i) come per le prove precedenti, il sistema riesce a soddisfare il 100% del fabbisogno elettrico della pompa di calore non prelevando energia dalla rete, ii) il coefficiente di discomfort è pari a zero, in quanto la temperatura nel punto di misura si è mantenuta sempre superiore a 41°C, iii) tutta l'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto al carico della pompa di calore è comunque valorizzata in quanto immessa in rete o autoconsumato dalle utenze dell'abitazione, iv) si ha una riduzione del COP medio rispetto alla prova precedente la pompa di calore lavora ad una temperatura media più alta rispetto ai 42°C della prova precedente.

Dall'analisi dei risultati della giornata di prova, si può osservare in generale un corretto funzionamento del sistema come programmato da Web Server, comunque per una ulteriore ottimizzazione dei parametri energetici è stata provata una nuova configurazione dell'impianto riducendo ulteriormente la potenza FV installata a 580 Wp utilizzando solo una stringa.

2.2.6 Prova 6: potenza FV installata pari a 580 Wp – profilo M – giornata mese di Aprile

Nel corso della quinta prova è stata sezionata una stringa del campo fotovoltaico al fine di valutare se con una ulteriore riduzione della potenza FV installata si ottiene un incremento dei coefficienti energetici rispetto alle precedenti prove, mantenendo invariato il profilo di carico termico per ACS.

Si riporta di seguito la configurazione e i parametri impostati per la prove eseguita:

- numero di stringhe connesse al convertitore: 1
- numero moduli totali: 2
- superficie modulo: 1,71 m²
- tipologia modulo: monocristallino 290W_p
- potenza complessiva impianto FV: 580 W_p
- tipo di accumulo elettrico: supercondensatore con tensione nominale 24 V e capacità 3000 Wh
- carico termico per ACS: profilo "M" (100 l/giorno - UNI 50440)
- modalità di gestione impianto: pompa di calore attivata con funzione inseguimenti FV
- inverter sempre attivo
- attivazione contatto FV pompa di calore: misura radiazione solare superiore a 500 W/mq

- set point temperatura di comfort: 41°C
- set point temperatura massima in modalità inseguimento FV: 55°C
- set point temperatura minima in modalità inseguimento FV: 52°C

Dalla misura delle potenze riportate in Figura 53 si evincono facilmente le differenze rispetto alla configurazione della precedente prova, in particolare:

- i) La pompa di calore viene attivata per accumulare energia termica solo quando l'irraggiamento solare super la soglia di 500 W/mq impostato da Web Server (Figura 55),
- ii) la potenza generata dal campo FV compensa solo parzialmente la potenza assorbita dalla pompa di calore,
- iii) La potenza prodotta dal FV non supera 400 W in quanto il valore massimo dell'irraggiamento solare non supera 800 W/m²
- iv) il sovraccarico della pompa di calore viene compensato dalla potenza fornita dai supercondensatori ,
- v) la potenza in eccesso prodotta dal FV nelle ore di spegnimento della pompa di calore serve a ricaricare in modo prioritario i supercondensatori come indicato ne grafico di Figura 56
- vi) solo quando i supercondensatori sono carichi la potenza in eccesso viene immessa in rete
- vii) la condizione di carica dei supercondensatori di inizio prova coincide con quella di fine prova, in quanto l'energia prodotta dal FV è sufficiente a riportare lo stato di carica alle condizioni iniziali.

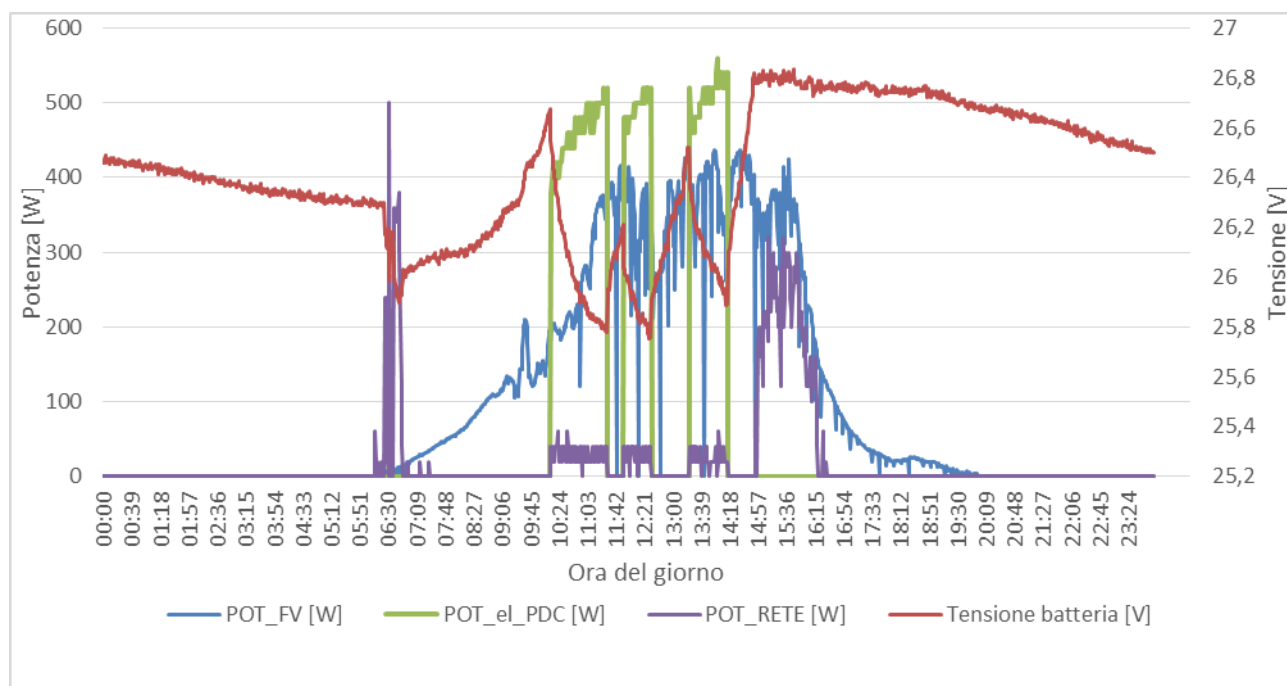


Figura 54: prova impianto sperimentale- potenza FV installata 580 Wp – potenza FV in corrente continua, potenza elettrica assorbita dalla PDC, della potenza immessa in rete, tensione dei supercondensatori – prova 5



Figura 55: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 580 Wp – andamento dell’irraggiamento solare nel giorno in esame – prova 5

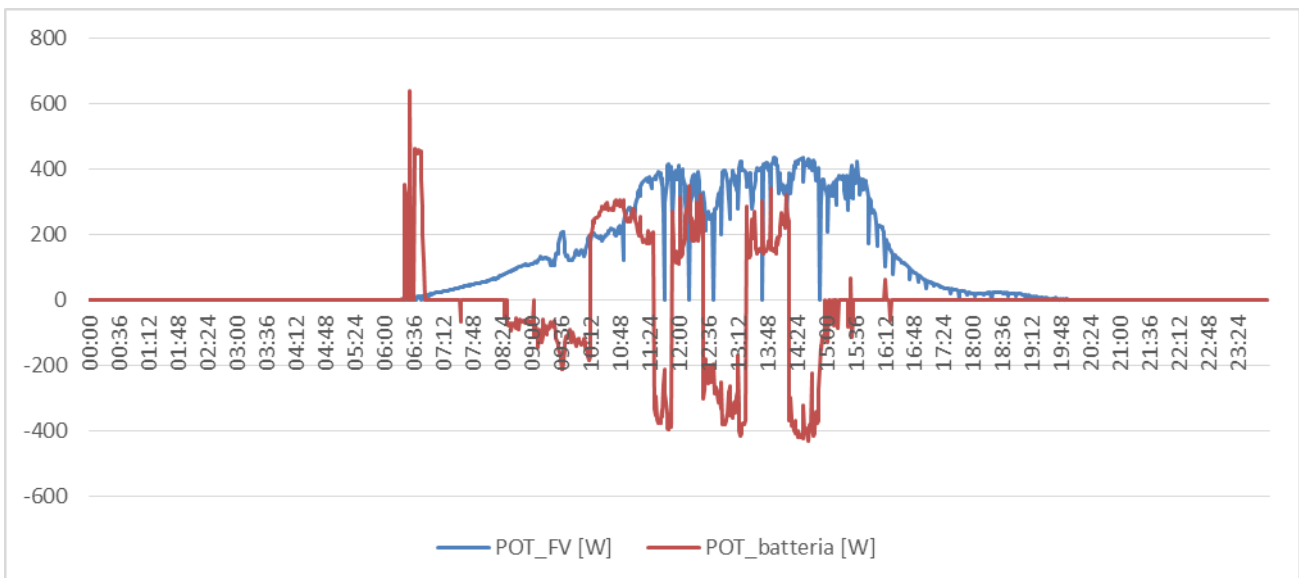


Figura 56: prova 6 – potenza FV installata 580 Wp – andamento della potenza FV in corrente continua, potenza accumulata e caduta dai supercondensatori

Dalla misura della temperatura dell’acqua calda sanitaria, riportata nel grafico di Figura 57, si osserva come pur riducendo la potenza installata a 580 Wp, come per la prova precedente, il sistema di controllo riesce a gestire in modo ottimale la pompa di calore per mantenere la temperatura di mandata superiore a 45°C. In generale è possibile osservare come riducendo la taglia del FV al valore minimo, il sistema riesce a garantire le condizioni di funzionamento ottimali.

In particolare, la pompa di calore viene attivata quando l’irraggiamento supera la soglia di 500 W/m², per accumulare energia termica da FV fino a quando la temperatura dell’acqua calda non supera 55°C; la pompa di calore si riattiva solo quando la temperatura scende sotto 52°C.

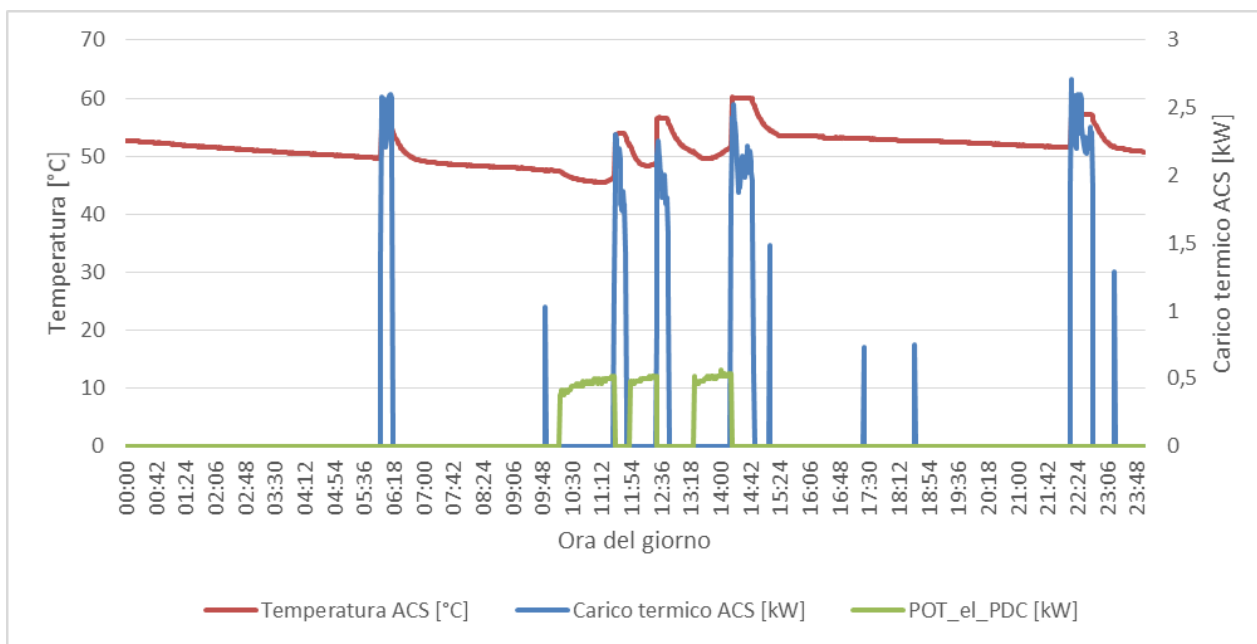


Figura 57: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 580 Wp – andamento della temperatura di mandata della pompa di calore e del profilo di carico termico per ACS

Si riporta di seguito la potenza frigorifera prodotta all’evaporatore durante il funzionamento della pompa di calore e le temperature dell’aria prelevata e immissione all’evaporatore.

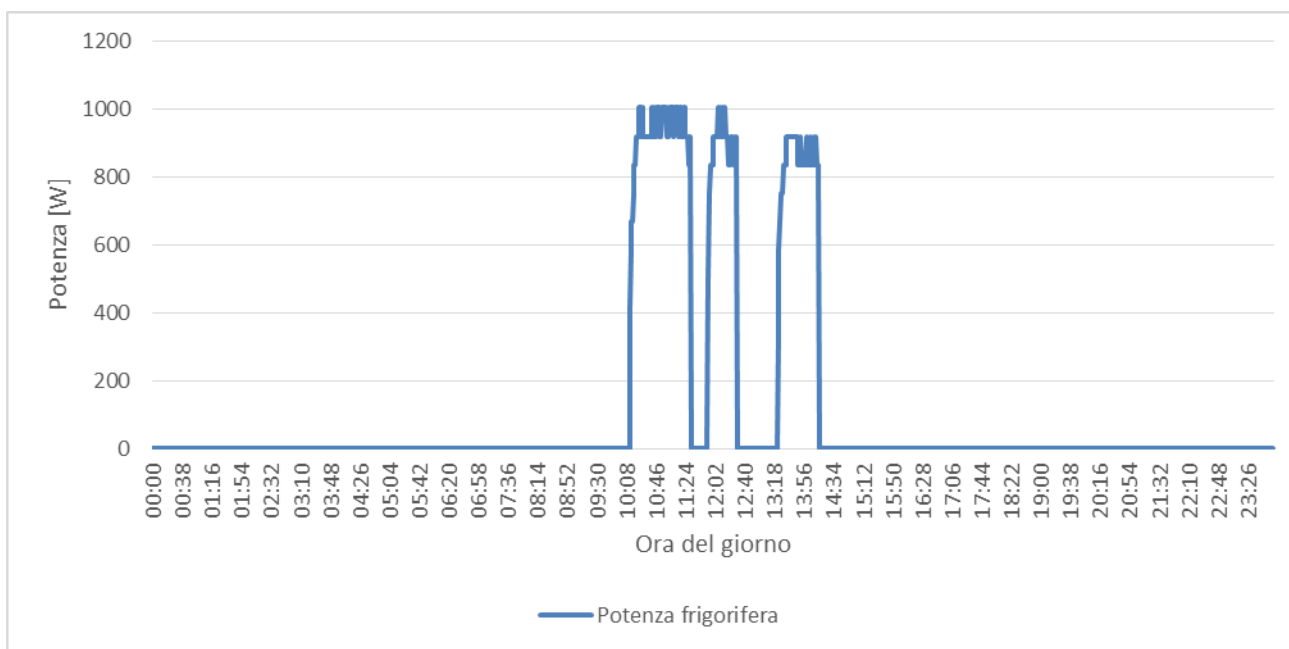


Figura 58: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 580 Wp – andamento in funzione del tempo della potenza frigorifera

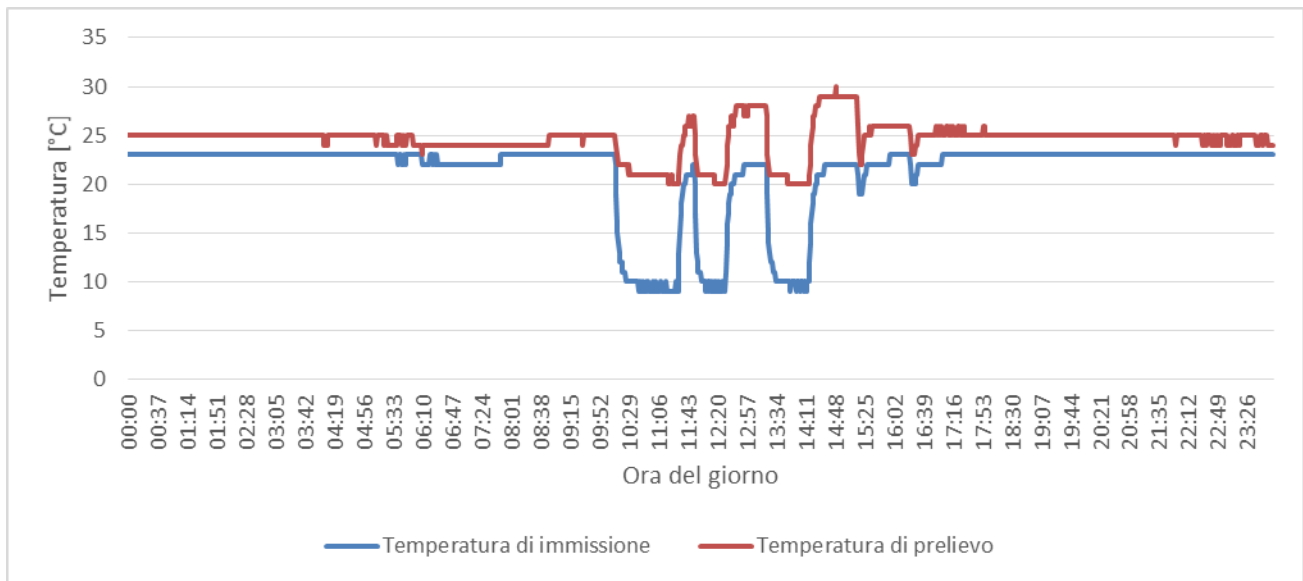


Figura 59: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 580 Wp – andamento in funzione del tempo della temperatura di prelievo, dall’aria ambiente, e la temperatura di immissione

Si riporta di seguito l’analisi dei principali dati energetici della prova.

1. Produzione impianto FV in cc (E_{FV-CC}): 2,4 kWh
2. Energia impianto FV in ca (E_{FV-CA}): 1,82 kWh
3. Energia erogata da inverter e assorbita dalla pdc (E_{pdc}): 1,36 kWh
4. Energia termica generata e consumata per Acqua Calda Sanitaria (E_{ACS}): 4,23 kWh
5. Energia immessa in rete ($E_{FV-to\ grid}$): 0,46 kWh
6. Energia prelevata da rete ($E_{FV-from\ grid}$): 0 kWh
7. Energia ceduta dal supercondensatore ($E_{from\ SC}$): 0,74 kWh
8. Energia accumulata nel supercondensatore ($E_{to\ SC}$): -0,84 kWh
9. Radiazione solare incidente (Rad. incidente): 4,48 kWh/m²
10. Radiazione solare totale (Rad.tot) : 15,36 kWh
11. COP: 3,11
12. COP complessivo: 4,97
13. Rendimento elettrico (η_{ele}): 79%
14. Rendimento utile (η_{utile}): 31%
15. Rendimento utile complessivo ($\eta_{utile,compl}$): 47%
16. Coefficiente di autoconsumo (AC): 75%
17. Coefficiente di autosufficienza (AS): 100%
18. Coefficiente di conversione radiazione solare in corrente alternata (η_{FV-el}): 12%
19. Coefficiente di conversione radiazione solare in energia termica (η_{FV-th}): 27,5%
20. Efficienza di conversione radiazione solare in corrente continua (FV_el): 15,6%
21. Indicatore di discomfort (DS): 0%

Dall’analisi dei risultati energetici si osserva come il sistema funzionante con solo due moduli da 290Wp riesca, nelle condizioni della giornata di prova, a garantire un’autosufficienza della pompa di calore pari al 100% e un autoconsumo del 75%, superiore al valore ottenuto per la precedente prova. Il funzionamento ottimale del sistema si evince anche dal valore del rendimento utile superiore al 30% dovuto all’elevata quota di energia elettrica assorbita dalla pompa di calore per immagazzinare energia termica. Infatti come si può osservare dal bilancio energetico giornaliero riportato in Figura 60:

- i) l’energia assorbita dalla pompa di calore è pari al 58,3% dell’energia prodotta dal campo fotovoltaico

ii) l'energia immessa in rete è solo il 25% dell'energia prodotta in corrente continua dall'impianto FV. Inoltre, come è evidente anche dal grafico della temperatura di Figura 57, la nuova taglia dell'impianto di 580 Wp riesce a garantire la fornitura di ACS con un coefficiente di discomfort pari allo 0%.

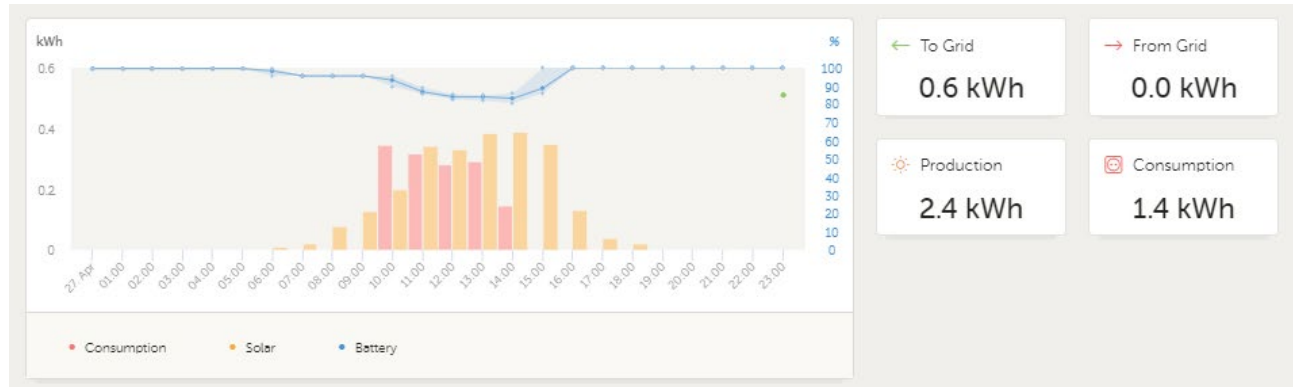


Figura 60: portale inverter– Bilancio energetico giornaliero

2.2.7 Prova 6: Impianto ibrido per ACS con potenza FV installata pari a 580 Wp – giorno mese di Maggio

Sono state condotte diverse prove con la configurazione d'impianto funzionante con la minima taglia del fotovoltaico pari a 580Wp; in particolare di seguito si riportano i risultati di una giornata di prova nella quale rispetto alla prova precedente è stata alzata a 600W/m² la soglia irraggiamento per attivare il funzionamento della pompa di calore in modalità inseguimento fotovoltaico.

La configurazione e i parametri impostati su Web Server per la prova 6 sono riportati di seguito:

- numero di stringhe connesse al convertitore: 1
- numero moduli totali: 2
- superficie modulo: 1,71 m²
- tipologia modulo: 290W_p
- potenza complessiva impianto FV: 580 W_p
- tipo di accumulo elettrico: supercondensatore con tensione nominale 24 V e capacità 3000 Wh
- carico termico per ACS: profilo "M" (100 l/giorno) (UNI 50440)
- modalità di gestione impianto: pompa di calore attivata con funzione inseguimenti FV,
- inverter attivato con soglia di tensione di stringa superiore a 25V
- attivazione contatto FV pompa di calore: misura radiazione solare superiore a 600 W/mq
- set point temperatura di comfort: 41°C
- set point temperatura massima in modalità inseguimento FV: 55°C
- set point temperatura minima in modalità inseguimento FV: 52°C

Dalla misura delle potenze e della temperatura dell'ACS, riportate nei grafici seguenti, è possibile confermare il funzionamento ottimale della configurazione a minima potenza del fotovoltaico come già osservato durante la precedente prova. Dai risultati si evince infatti come:

- i) la potenza assorbita dalla pompa di calore sia parzialmente compensata dal fotovoltaico e parzialmente dalla potenza fornita dai supercondensatori
- ii) l'energia giornaliera prodotta dal fotovoltaico è sufficiente a ricaricare i supercondensatori riportandone la tensione al valor di inizio prova
- iii) l'eccesso di produzione del FV viene immessa in rete solo dopo aver ricaricato i supercondensatori
- iv) la pompa di calore si attiva solo quando l'irraggiamento solare supera la soglia di 600 W/m² (Figura 62) accumulando in energia termica la produzione del campo FV.

- v) la temperatura dell'acqua calda sanitaria viene mantenuta durante la giornata di prova ad una temperatura superiore a 45°C
- vi) la pompa di calore accumula energia termica fino a portare la temperatura dell'acqua nel punto di misura ad un valore superiore a 55°C, si riavvia solo se la temperatura scende sotto 52°C e se la radiazione è superiore a 600 W/m²

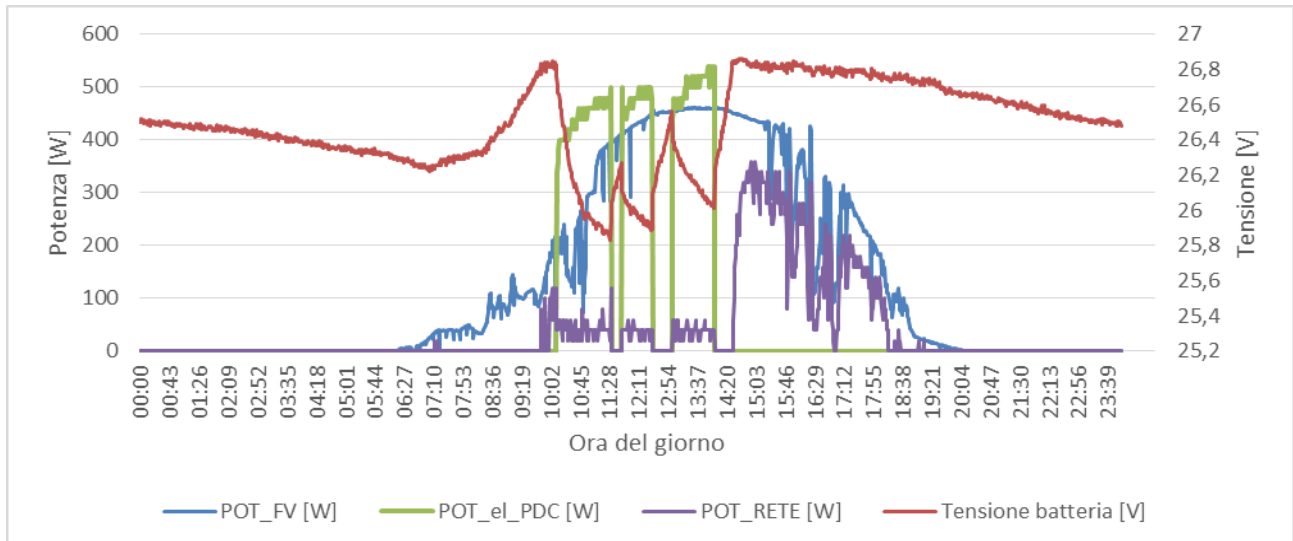


Figura 61: prova impianto sperimentale- potenza FV installata 580 Wp – andamento della potenza FV, della potenza elettrica assorbita dalla PDC, della potenza immessa in rete e della tensione dei supercondensatori

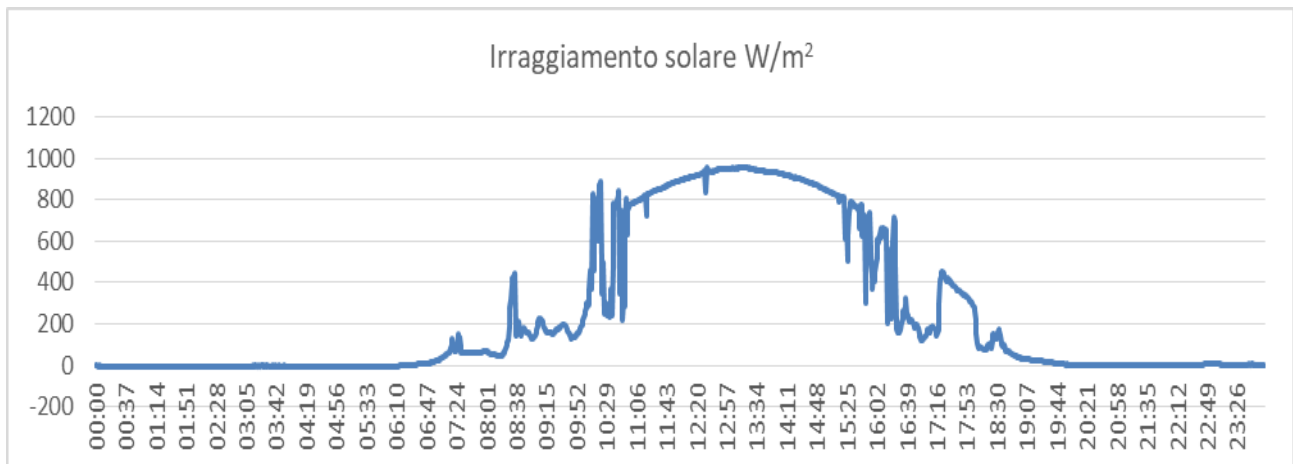


Figura 62: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 580 Wp – andamento dell'irraggiamento solare nel giorno di prova in esame – prova 6

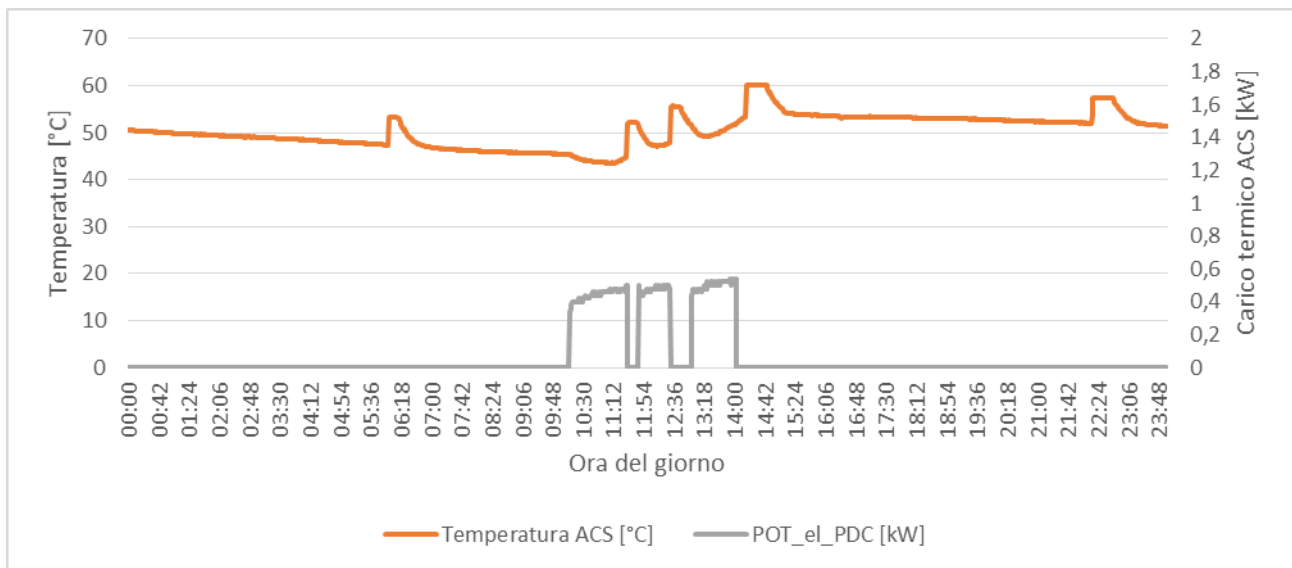


Figura 63: prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 580 Wp – andamento della temperatura di mandata ACS e del carico termico ACS - prova 6

Anche se dai grafici precedenti si osserva un comportamento equivalente alla precedente prova, i risultati dell’analisi energetica, riportati di seguito, evidenziano comunque una riduzione dei principali parametri di performance.

1. Produzione impianto FV in cc (E_{FV-CC}): 3,12 kWh
2. Energia impianto FV in ca (E_{FV-CA}): 2.38 kWh
3. Energia erogata da inverter e assorbita dalla pdc (E_{pdc}): 1,47 kWh
4. Energia termica generata e consumata per Acqua Calda Sanitaria (E_{ACS}): 3,48 kWh
5. Energia immessa in rete ($E_{FV-to\ grid}$): 0,90 kWh
6. Energia prelevata da rete ($E_{FV-from\ grid}$): 0 kWh
7. Energia ceduta dal supercondensatore ($E_{from\ SC}$): 0,53 kWh
8. Energia accumulata nel supercondensatore ($E_{to\ SC}$): -0,67 kWh
9. Radiazione solare incidente (Rad. incidente): 5,99 kWh/m²
10. Radiazione solare totale (Rad.tot) : 20,53 kWh
11. COP: 2,36
12. COP complessivo: 4,23
13. Rendimento elettrico (η_{ele}): 80%
14. Rendimento utile (η_{utile}): 21%
15. Rendimento utile complessivo ($\eta_{utile.compl}$): 33%
16. Coefficiente di autoconsumo (AC): 62%
17. Coefficiente di autosufficienza (AS): 100%
18. Quota di radiazione solare convertita in energia elettrica (FV_{el}): 15%
19. Quota di radiazione solare convertita in energia termica (FV_{th}): 17%
20. Indicatore di discomfort (DS): 0%

Dall’analisi energetica si può osservare che: i) per la prova in oggetto la maggiore radiazione solare comporta un incremento della produzione dell’impianto fotovoltaico del 30% rispetto alla precedente prova, ii) a parità di condizioni, l’incremento di produzione comporta una riduzione del coefficiente di autoconsumo dal 75% al 62%, iii) il coefficiente di rendimento utile passa dal 31%, della precedente prova, al 21%, in quanto come si può osservare dal grafico del bilancio energetico giornaliero di Figura 64, si riduce la quota di energia consumata dalla pompa di calore dal 58% al 48%.

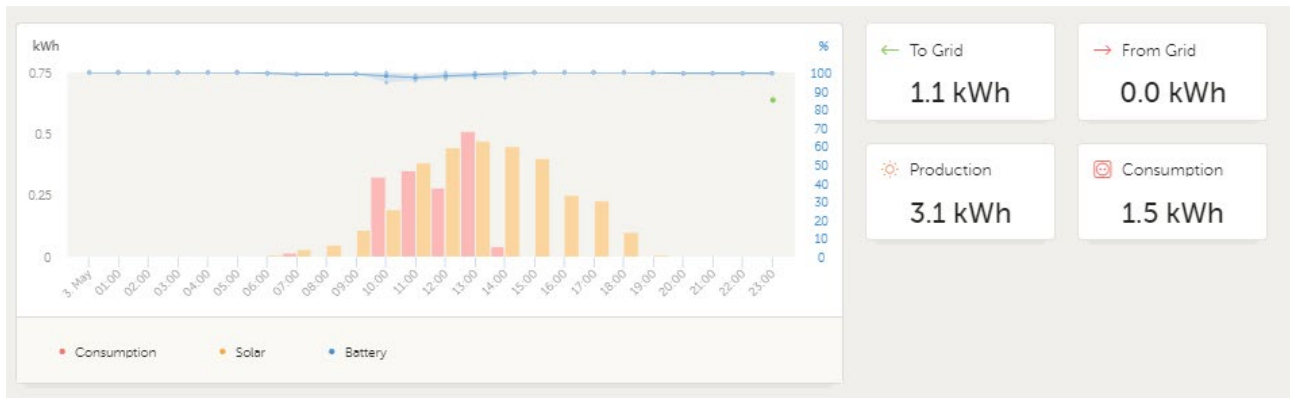


Figura 64: portale inverter – bilancio energetico giornaliero

2.2.8 Considerazioni finale sui risultati delle prove sperimentali

Con la campagna di prove condotte con il sistema ibrido FV- pompa di calore – supercondensatori installato presso l’osservatorio climatico di Lampedusa sono state provate diverse configurazioni impiantistiche corrispondenti a un diverso numero di stringhe fotovoltaiche connesse all’impianto sperimentale come indicato di seguito

- 1° prova: 3 stringhe, profilo ‘L’, soglia irraggiamento solare pari a 400 W/m²;
- 2° prova: 3 stringhe, profilo ‘M’, soglia irraggiamento solare pari a 600 W/m²;
- 3° prova: 2 stringhe, profilo ‘M’, soglia irraggiamento solare pari a 400 W/m²;
- 4° prova: 2 stringhe, profilo ‘M’, soglia irraggiamento solare pari a 400 W/m²;
- 5° prova: 2 stringhe, profilo ‘M’, soglia irraggiamento solare pari a 500 W/m²;
- 6° prova: 1 stringa, profilo ‘M’, soglia irraggiamento solare pari a 500 W/m²;
- 7° prova: 1 stringhe, profilo ‘M’, soglia irraggiamento solare pari a 600 W/m²;

Dai risultati delle prove si osserva come la configurazione con un tre stringhe (1,74 kWp) garantisce l’alimentazione della pompa di calore con una autosufficienza pari al 100% sia applicando un profilo di carico “M” (richiesta di circa 100 litri/giorno di acqua calda sanitaria), sia applicando un profilo di carico “L” (richiesta di circa 200 litri/giorno di acqua calda sanitaria).

Le prove hanno dimostrato come grazie all’ottimizzazione del sistema di controllo della pompa di calore e al contributo dei supercondensatori, la configurazione a singola stringa (580 Wp) riesce a garantire un coefficiente di autosufficienza pari al 100%, un discomfort nullo e un valore di autoconsumo tra i più alti ottenuti (dal 60% al 75%).

Quest’ultimo valore, oltre dalla taglia del fotovoltaico, dipende fortemente dalla radiazione solare giornaliera sul piano dei moduli.

Infatti come mostrato dai grafici di sintesi di Figura 65 e Figura 66, nel caso della prova 4, corrispondente ad una radiazione solare giornaliera particolarmente bassa, il coefficiente di autoconsumo risulta molto più alto rispetto alle altre prove con numero minore di moduli (prova 6 e prova 7).

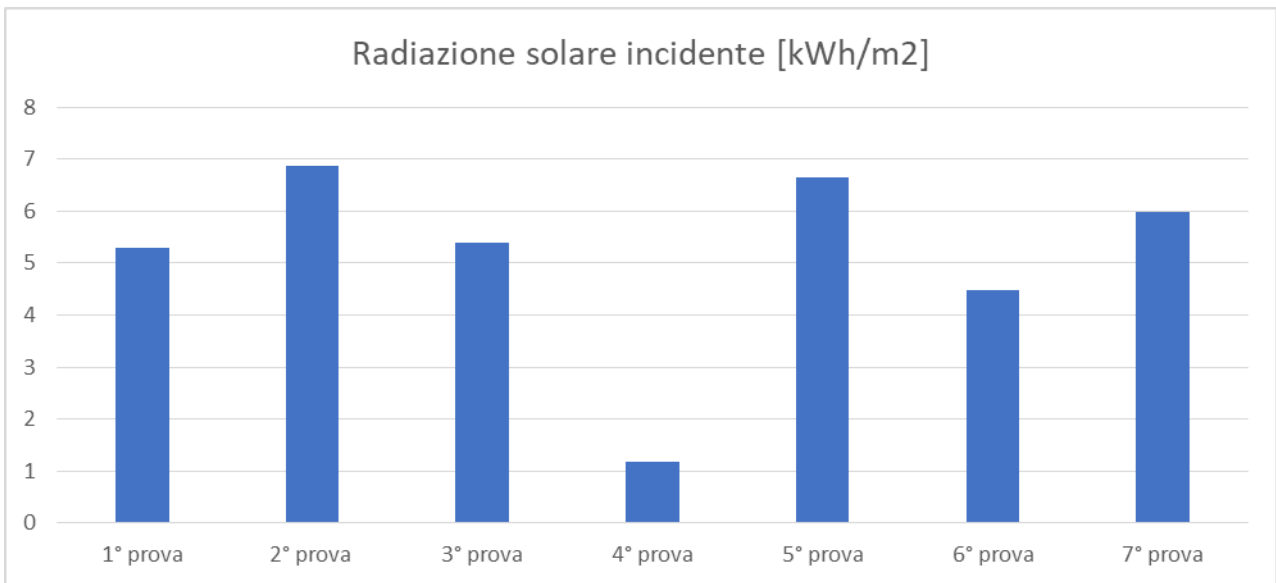


Figura 65: confronto radiazione solare sul piano dei moduli nelle giornate di prova

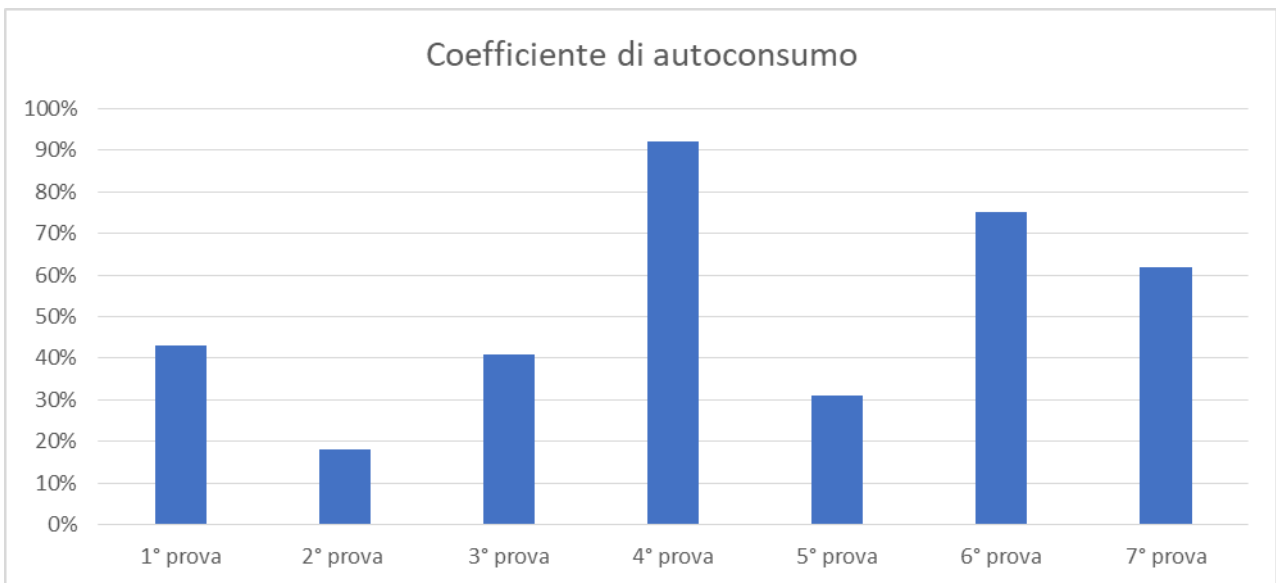


Figura 66: confronto coefficiente di autoconsumo relativi alla prove effettuate

3 Banco prova sperimentale realizzato presso il C.R. ENEA di Bologna

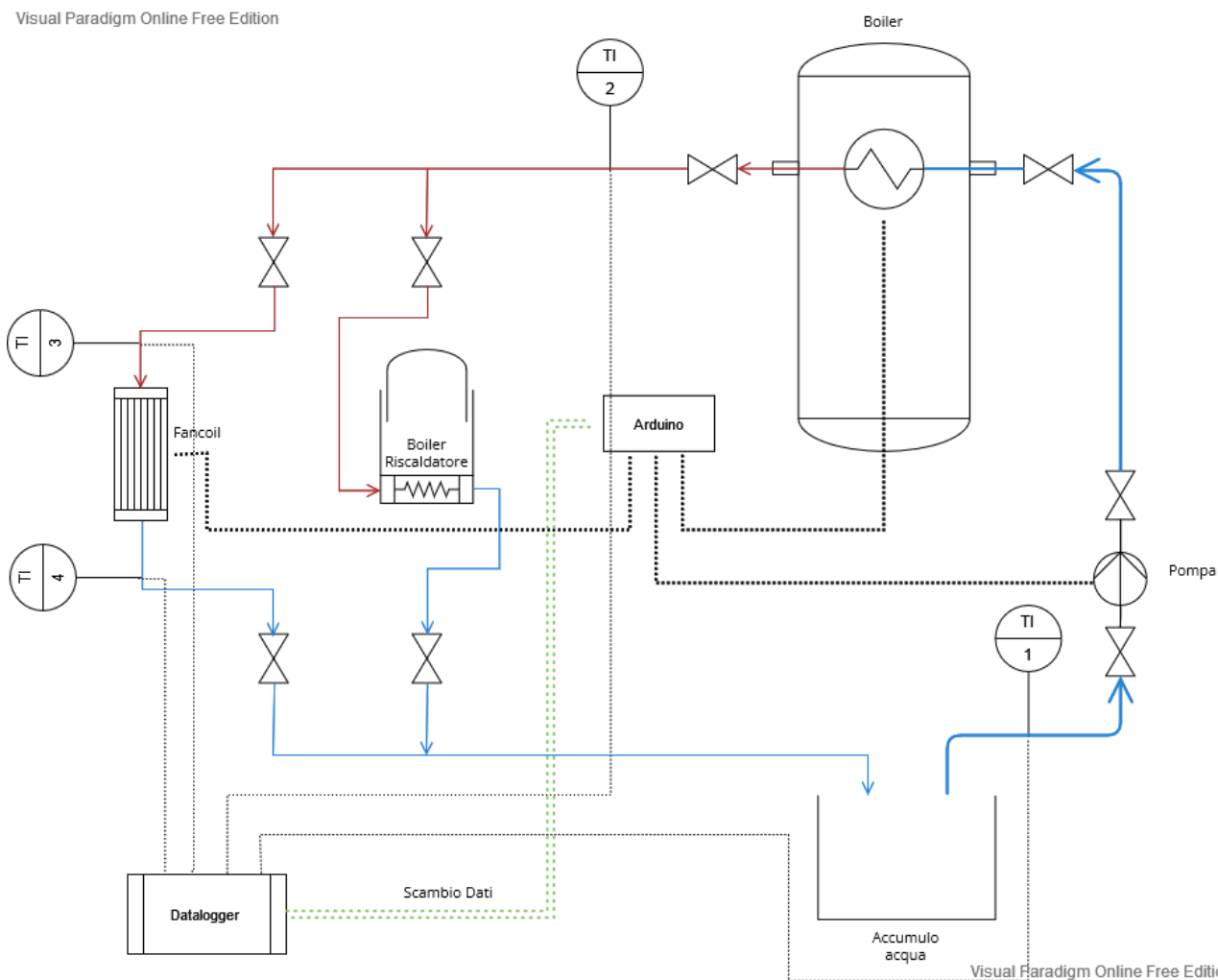
3.1.1 Aggiornamento del sistema

Rispetto a quanto riportato nel report relativo alle attività di Ricerca di Sistema Elettrico del 2020, il sistema di test è stato rivisto e corretto in funzione delle necessità emerse durante le prime fasi di test.

Il disegno concettuale del sistema completo è presentato in Figura 67, mentre nelle figure successive sono mostrate delle fotografie delle differenti parti del sistema come realizzato presso i locali di sperimentazione del centro ENEA di Bologna. Si può vedere come il sistema sia composto dalle seguenti componenti principali:

- Uno scalda-acqua elettrico (Figura 68)
- Una pompa di circolazione
- Due scambiatori di calore
- Un piccolo accumulo esterno/de-aeratore
- Un datalogger per l'acquisizione dati (Figura 71)
- Due calorimetri, di fatto equipaggiati di un misuratore di portata volumetrica e due termo-resistenze PT-500 ciascuno (Figura 69, Figura 70)
- Un modulo Arduino Uno-Genuino, che agisce da controller del sistema (Figura 72)
- Un relè a quattro ingressi, in grado di controllare l'accensione/spegnimento di quattro componenti separatamente (Figura 72)
-

Visual Paradigm Online Free Edition



Visual Paradigm Online Free Edition

Figura 67: Diagramma P&I della piattaforma di test utilizzata per i test



Figura 68: Sistema di test per lo scalda-acqua . Dettaglio dello scalda-acqua



Figura 69: Sistema di test per lo scaldacqua smart. Rappresentazione d'insieme del circuito, lato mandata dello scaldacqua



Figura 70: Sistema di test per lo scaldacqua smart. Dettaglio della mandata del boiler e punto di misura



Figura 71: Sistema di test per lo scalda-acqua smart. Dettaglio del datalogger utilizzato per l'acquisizione dati

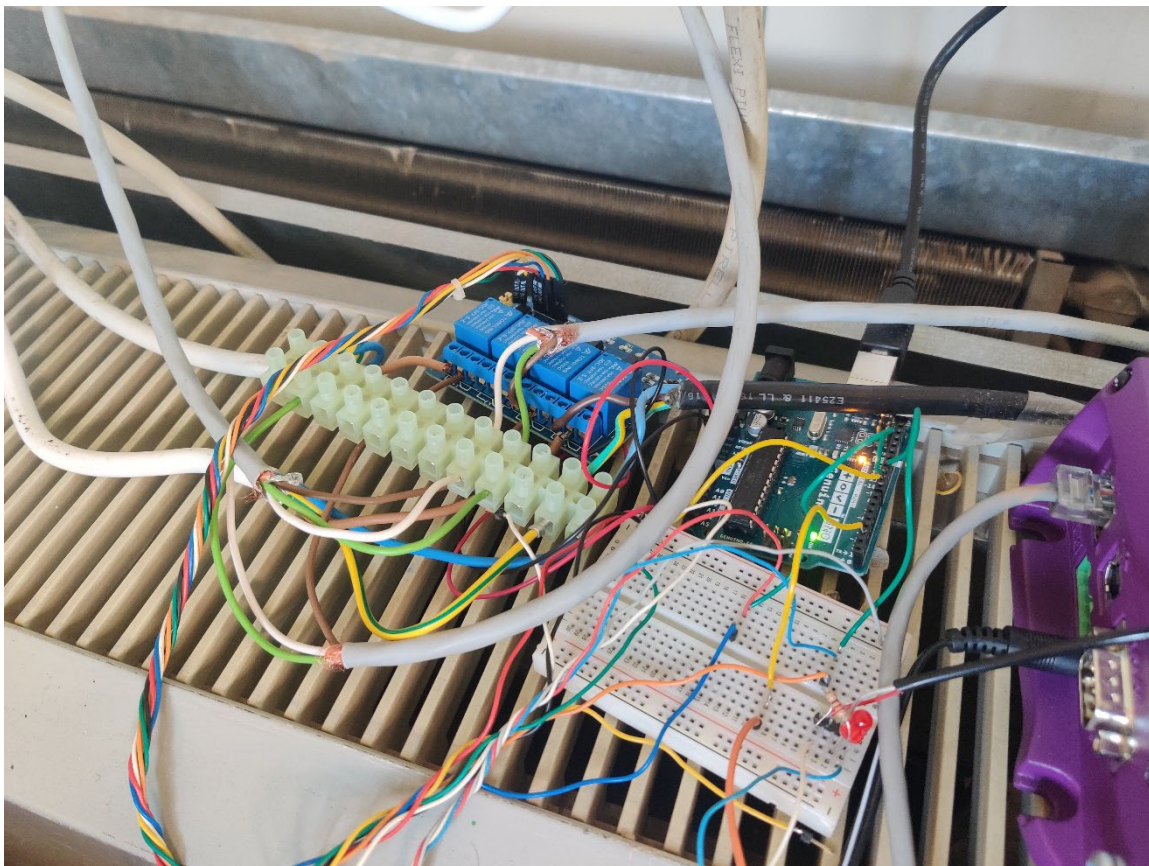


Figura 72: Sistema di test per lo scalda-acqua . Dettaglio del modulo Arduino per il controllo del sistema e del relè utilizzato per l'accensione/spegnimento delle varie componenti del sistema

Il sistema è pensato per simulare un sistema reale di produzione e utilizzo di acqua calda sanitaria ed è operato come segue: lo scaldacqua elettrico rappresenta il cuore del sistema, ed è alimentato dalla rete elettrica del laboratorio tramite un relè che è in grado di controllarne l'accensione e lo spegnimento. L'acqua in uscita dallo scaldacqua è convogliata verso due scambiatori di calore, che ne abbassano la temperatura¹. L'acqua in uscita dagli scambiatori è infine convogliata in un piccolo accumulo esterno, che funge da inerzia termica (si veda la nota 1), a valle del quale è posizionata la pompa di circolazione, anch'essa alimentata tramite un relè che ne permette l'accensione e spegnimento tramite segnali di controllo.

Dal punto di vista della gestione del sistema, il controller basato su modulo Arduino Uno è la parte fondamentale del sistema. Il controller assume due funzioni principali all'interno del sistema:

- **Simulare** il funzionamento delle parti del sistema non rappresentate da componenti reali, quali:
 - Il gestore di rete isolana, che invia al sistema segnali di richiesta di attivazione di consumi
 - L'impianto fotovoltaico, che immette potenza elettrica nella rete locale
 - I residenti dell'abitazione, che consumano acqua calda sanitaria
- **Regolare** le componenti del sistema oggetto dello studio, in particolare lo scaldacqua elettrico

Le strategie di controllo implementate nel modulo Arduino sono esplicitate nelle sezioni successive, in quanto risultano in parte differenti tra loro in base allo scenario che si è voluto simulare. Alcune ipotesi sono tuttavia comuni ad entrambi gli scenari testati:

- l'acqua all'interno dello scaldacqua elettrico non può superare gli 80°C, principalmente per questioni di sicurezza;
- l'acqua all'interno dello scaldacqua elettrico non dovrebbe mai scendere sotto i 45°C al fine di mantenere le condizioni di comfort per l'utenza;
- tra la temperatura massima (80°C) e minima (45°C) l'accensione e spegnimento dello scaldacqua elettrico può essere regolata a piacimento. L'ipotesi in questo caso è quella di posizionare una valvola termostatica di miscelazione in corrispondenza della mandata dello scaldacqua in grado di assicurare che l'acqua calda sanitaria sia distribuita nell'impianto di casa a temperatura costante;
- il profilo di consumo della domanda è simulato in base al profilo di prelievo giornaliero di acqua calda sanitaria di tipo M, come previsto dalla norma UNI 50440². Si fa qui notare che, non essendo possibile regolare la portata della pompa di regolazione tramite il modulo Arduino, si è scelto di regolare il consumo non in termini di portata ma di durata degli intervalli di consumo.

3.1.2 Scenario 1: Controllo da gestore di rete della rete isolana

Lo Scenario 1 oggetto di questo studio rappresenta il caso in cui il consumatore non sia dotato di sistemi di produzione decentralizzati, o comunque non a sufficienza da alimentare i propri consumi. In questo caso, l'idea di fondo del sistema è quella che il gestore della rete elettrica isolana possa regolare il funzionamento degli scaldacqua degli utenti, richiedendone l'accensione quando la rete risulta sovraccaricata dalla produzione di energia rinnovabile. Si tratta di fatto di implementare logiche di load-shifting, utilizzando le possibilità offerte dall'accumulo energetico decentralizzato nella forma di acqua calda.

L'algoritmo implementato nel modulo Arduino può essere sintetizzato come segue:

Algoritmo di regolazione: Scenario 1

per ogni t in T :

se Temperatura interna scaldacqua < 45°C

¹ Questa parte del sistema non rappresenta alcun utilizzatore reale, essendo il sistema pensato per simulare il consumo di acqua calda sanitaria; tale configurazione è pensata per evitare elevati sprechi di acqua, permettendo così di dissipare l'energia termica generata dallo scaldacqua senza il bisogno di elevati consumi di acqua di acquedotto.

² Si veda il report dell'annualità 2020 per maggiori dettagli sui diversi profili standard di consumo di acqua calda sanitaria.

azione accendi scalda-acqua
altrimenti se Temperatura interna scalda-acqua > 80°C
azione spegni scalda-acqua
altrimenti
se input controllo gestore = 1
azione accendi scalda-acqua

Nel caso dell’implementazione proposta in queste attività di ricerca l’input del gestore è stato generato come input all’interno del codice usato per programmare il modulo Arduino, ed è stato definito per semplicità come richiesta di accensione tra le 10:00 e le 18:00, ipotizzando una prevalenza di generazione fotovoltaica sull’isola. Il profilo di richiesta del gestore di rete è rappresentato, insieme al profilo di domanda in Figura 73 in termini di accensione e spegnimento della pompa di circolazione e in Figura 74 in termini di domanda energetica equivalente³.

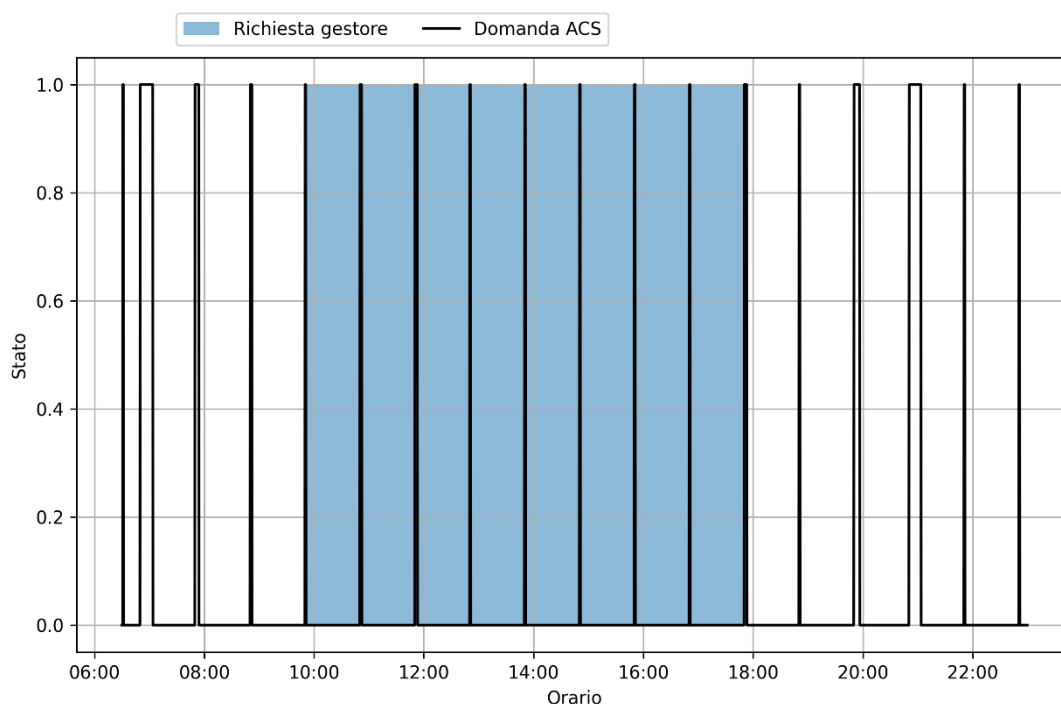


Figura 73: Rappresentazione dei profili di richiesta di accensione dello scalda-acqua da parte del gestore e della domanda di ACS degli utenti

³ La potenza equivalente associata alla richiesta del gestore di rete è ipotizzata basandosi sulla potenza di taglia dello scalda-acqua elettrico, pari a 1300 W. La potenza termica della domanda è calcolata ipotizzando una dT di 45°C, dato dalle temperature di riferimento di 60°C per l’acqua calda nello scalda-acqua e 15°C per l’acqua d’acquedotto

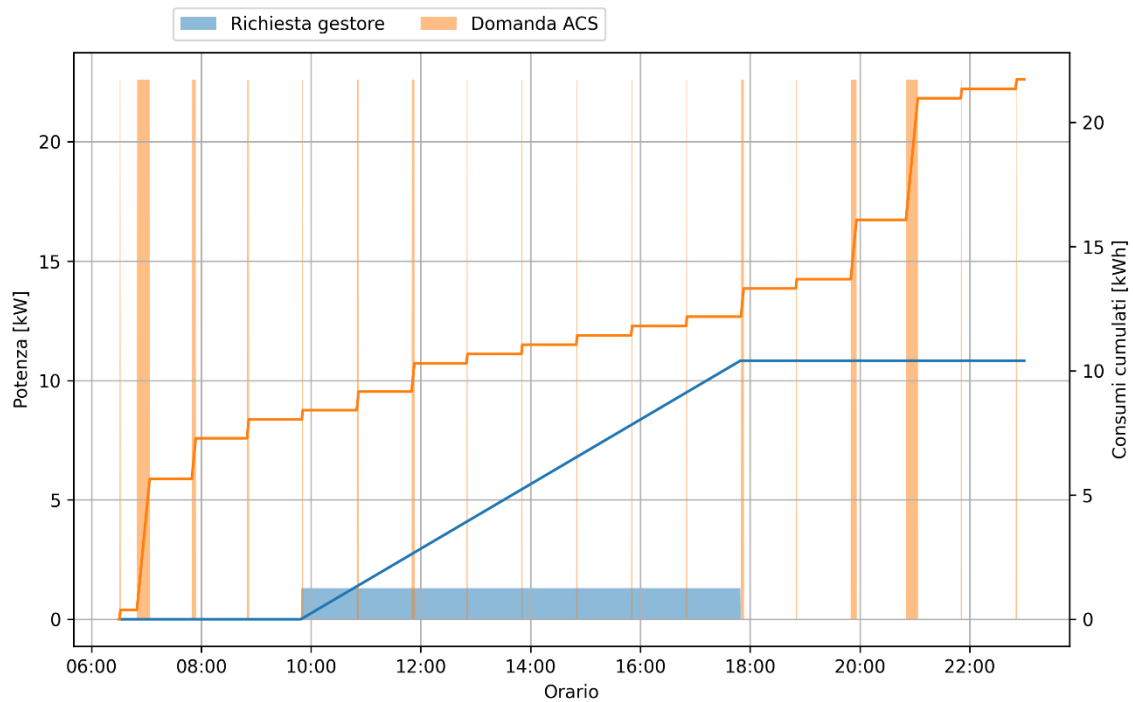


Figura 74: Rappresentazione dei profili di consumo dello scalda-acqua da parte del gestore e della domanda di ACS degli utenti

I risultati del test di riferimento, in cui lo scalda-acqua elettrico è regolato unicamente al fine del mantenimento della temperatura di circa 50°C al suo interno, sono mostrati in Figura 75. Si può notare come i periodi di accensione corrispondano approssimativamente ai periodi di maggiore utilizzo del boiler, la mattina e la sera, e quindi al di fuori del periodo di richiesta di assorbimento da parte del gestore di rete.

I risultati di queste attività di sperimentazione sono mostrati per i due test effettuati in Figura 76 e Figura 77. Si possono notare, per entrambi i casi, due eventi comuni:

- A inizio e a fine giornata risulta necessario attivare lo scalda-acqua anche in assenza di richiesta da parte del gestore. Questo è in parte dovuto alla temperatura massima impostata per questi test, pari a 70°C (ma come si vedrà in Sezione 3.1.3 la stessa tendenza è osservata anche con una temperatura massima di 80°C per l'accumulo), ma in parte anche alle dimensioni dell'accumulo non ottimali per i profili di carico utilizzati in questo test.
- Durante il periodo di richiesta di accensione dello scalda-acqua da parte del gestore di rete, vi è una fase durante la quale l'accumulo interno raggiunge la sua temperatura massima e non ed è quindi impossibilitato ad assorbire potenza dalla rete isolana come richiesto dal gestore.

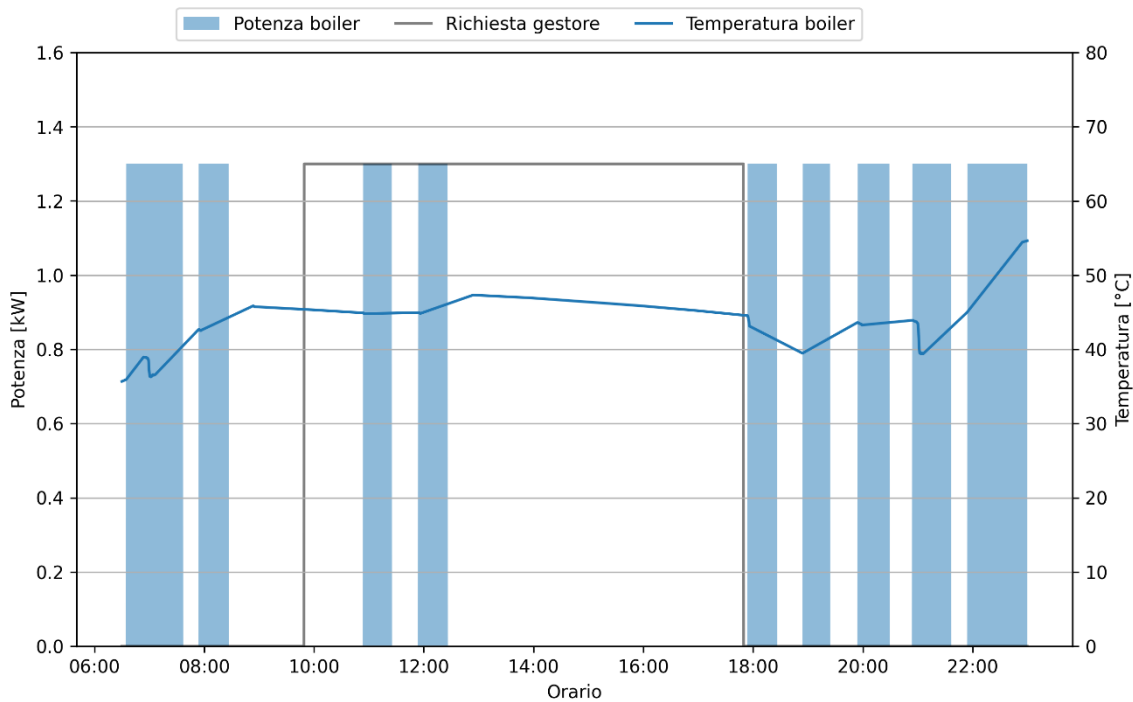


Figura 75: Risultati del test di riferimento per lo scalda-acqua regolato in modo “standard”, rispetto alla richiesta del gestore di rete dell’isola

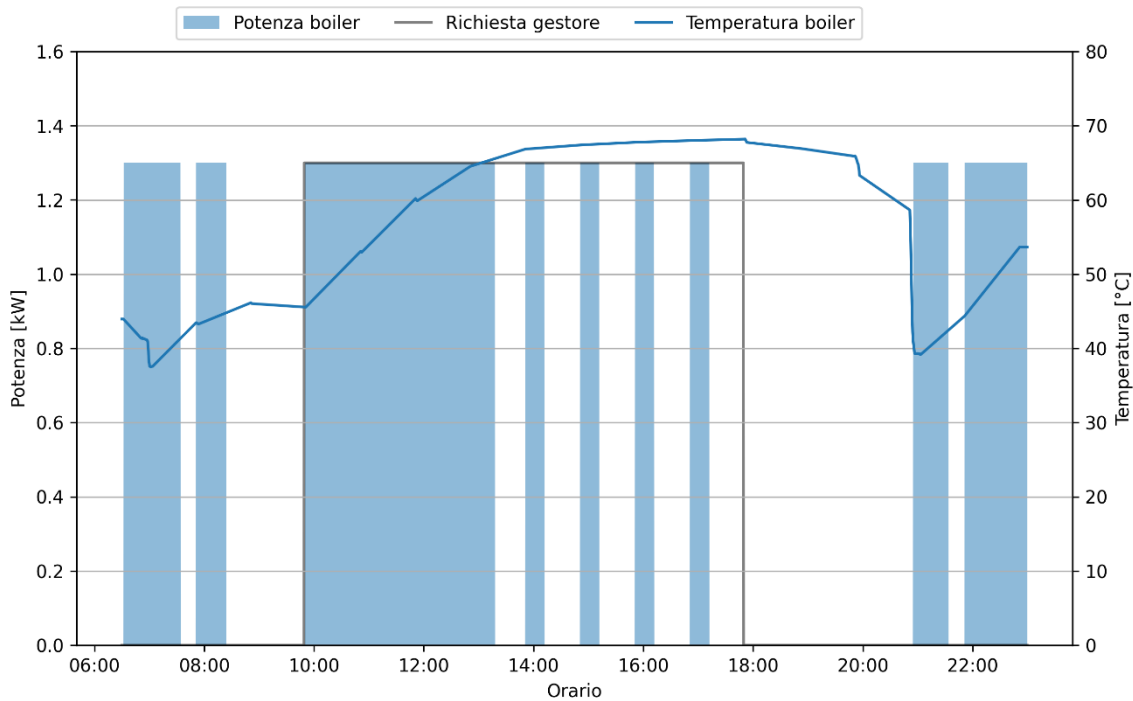


Figura 76: Test 1.1, risultati per potenza dello scalda-acqua, richiesta elettrica del gestore di rete dell’isola, e temperatura dell’accumulo interno dello scalda-acqua

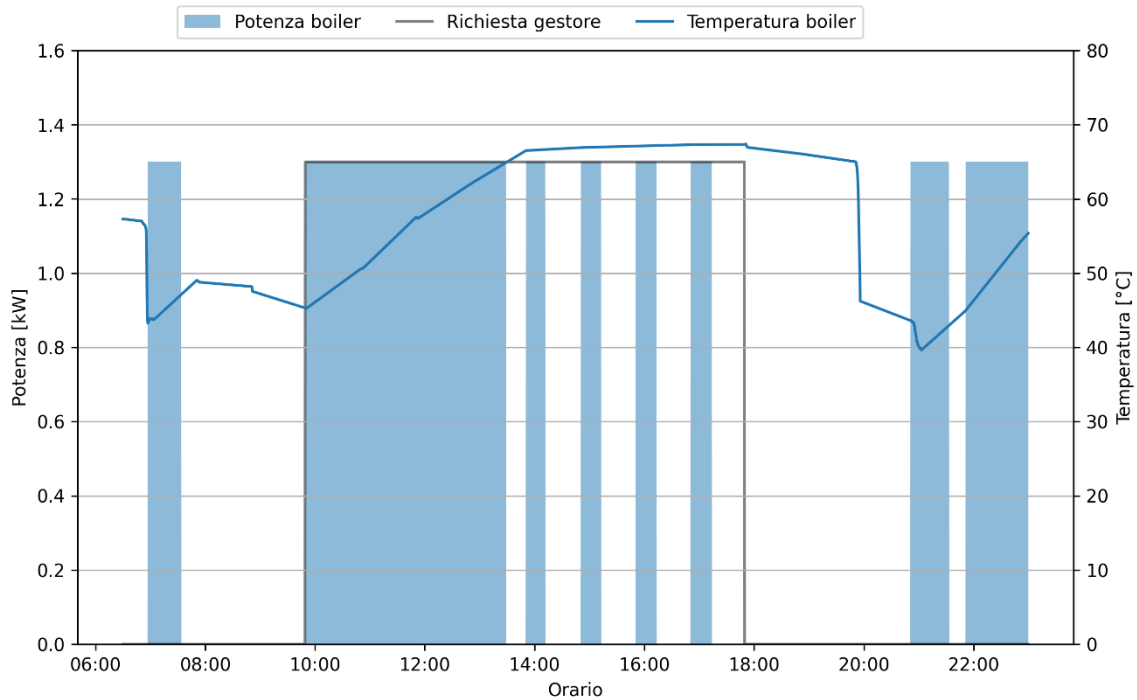


Figura 77: Test 1.2, risultati per potenza dello scalda-acqua, richiesta elettrica del gestore, e temperatura dell'accumulo interno dello scalda-acqua

Per avere una stima quantitativa dell'efficacia del sistema nello svolgimento delle sue funzioni vengono riportate le stime per il tasso di **autoconsumo** e quello di **autosufficienza**, calcolati in entrambi i test effettuati. Poiché, in questo scenario, non vi è una produzione fotovoltaica localizzata, i due concetti sono stati ridefiniti in modo da adattarli allo scenario in esame. In particolare si sono definiti:

$$Autoconsumo = \frac{\sum_t P_{SAE}(t) u_{GR}(t) dt}{\sum_t P_{SAE}^{max} u_{GR}(t) dt}$$

$$Autosufficienza = \frac{\sum_t P_{SAE}(t) u_{GR}(t) dt}{\sum_t P_{SAE}(t) dt}$$

Dove $P_{SAE}(t)$ rappresenta la potenza richiesta dallo scalda-acqua elettrico all'istante t , $u_{GR}(t)$ il segnale di richiesta di assorbimento di potenza inviato agli utenti da parte del gestore di rete (pari a 1 in caso di richiesta attiva e pari a 0 in caso di assenza di richiesta), e P_{SAE}^{max} la potenza massima assorbita dallo scalda-acqua elettrico.

Il tasso di autoconsumo misura la capacità del sistema di autoconsumare l'energia prodotta, che in questo caso è rappresentata dall'energia che viene richiesto di assorbire da parte del gestore di rete. Un tasso di autoconsumo pari a 0 risulterebbe nel caso in cui il boiler non si accenda mai durante i periodi di richiesta da parte del gestore, mentre un tasso di autoconsumo pari a 1 si avrebbe nel caso in cui il boiler sia sempre acceso quando vi è richiesta da parte del gestore.

Il tasso di autosufficienza misura invece la quota parte del consumo di riferimento (in questo caso quello dello scalda-acqua elettrico per la produzione di acqua calda sanitaria) che è soddisfatta da energia autoprodotta. Anche in questo caso si ha autosufficienza pari a 0 se lo scalda-acqua elettrico si accende solo al di fuori delle ore di richiesta del gestore, mentre si ha autosufficienza pari a 1 se accade l'inverso, ovvero lo scalda-acqua non è mai acceso durante le ore di richiesta da parte del gestore.

Un caso ipotetico di autoconsumo e autosufficienza simultaneamente pari a 1 rappresenta la totale indipendenza dalla rete elettrica.

Nel caso dei test effettuati in questa attività si sono potuti ottenere dei tassi di autoconsumo del 61% e 64% nei due test, associati a dei tassi di autosufficienza del 59% e 68%, un miglioramento sostanziale rispetto ai valori di riferimento, pari rispettivamente al 13% e 17%. Si vuole fare notare come, mentre sia relativamente semplice ottenere degli elevati tassi di autoconsumo e autosufficienza separatamente (rispettivamente sottodimensionando e sovradimensionando l'impianto fotovoltaico rispetto alla domanda), è spesso complesso raggiungere alti livelli di entrambi gli indicatori, come invece si è potuto ottenere nei test in questione.

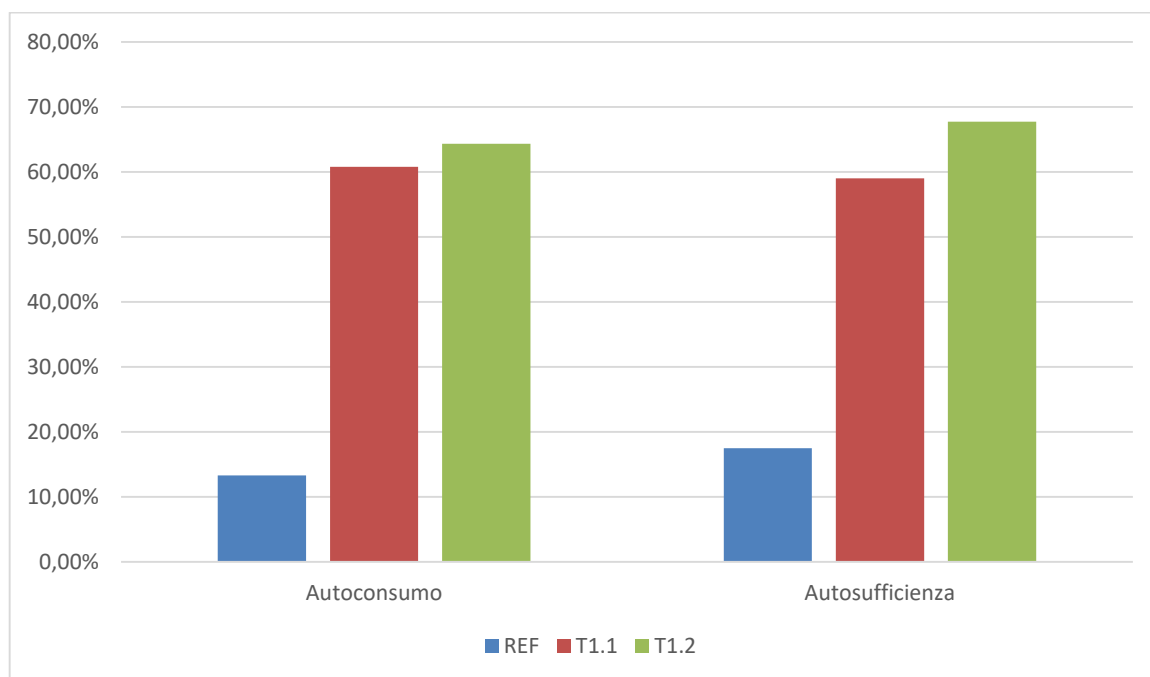


Figura 78: Tassi di autoconsumo e autosufficienza nei test T1.1 e T1.2

3.1.3 Scenario 2: Autoconsumo

Nel secondo scenario oggetto dei test di questa attività si è voluto realizzare un sistema pensato per massimizzare l'autoconsumo locale di energia prodotta in modo decentralizzato. A differenza dallo scenario precedente, in cui il controller riceve un segnale dal gestore di rete in funzione delle esigenze della rete stessa, in questo caso il tentativo è quello di evitare sbilanciamenti di rete direttamente alla fonte, cercando quindi di massimizzare l'autoconsumo di ciascun prosumer.

Per ottenere tale scopo massimizzando il risultato utile e minimizzando i costi di investimento e la complessità del sistema si è scelto di andare a intervenire unicamente sullo scaldacqua elettrico. Tali sistemi, come evidenziato in precedenti report tramite rilevazioni sul territorio [CIT], sono molto diffusi sulle isole minori italiane per la produzione di acqua calda sanitaria e rappresentano una parte rilevante dei consumi elettrici delle singole utenze residenziali isolate.

Il sistema progettato in questo modo è sostanzialmente analogo a quanto proposto nello scenario precedente, con la principale differenza data dall'input relativo alla necessità di accensione del boiler, che in questo caso è dato dalla produzione dell'impianto fotovoltaico.

Si vuole fare qui notare che, a livello di gestione del controller e di hardware, la soluzione più corretta sarebbe stata quella di utilizzare un sistema basato sulla modulazione di larghezza d'impulso (tipicamente chiamato PWM: Pulse-width Modulation) in grado di regolare con precisione la potenza utilizzata dallo scaldacqua elettrico in modo da farla corrispondere, istante per istante, con la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico. Nell'interesse di semplificare il più possibile il disegno del sistema, tuttavia, si è scelto di mantenere la configurazione standard del sistema, andando ad agire direttamente sul relè. Basandosi sugli intervalli di contabilizzazione tipici dei contatori di nuova generazione (15 minuti), si è scelto quindi di andare

ad attivare lo scalda-acqua elettrico per una durata tale da fare corrispondere, sui 15 minuti, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e quella utilizzata dallo scalda-acqua. Questo valore è riassunto nell'equazione che segue:

$$\Delta t_{SAE,on} = \min \left(\frac{\sum_{t=0}^{15} P_{FV}^t dt}{P_{SAE,max}}, 15min \right)$$

L'algoritmo implementato nel modulo Arduino può essere sintetizzato come segue:

Algoritmo di regolazione: Scenario 2

per ogni t_0 in [0, 15, 30...24*60 mins]

$$\Delta t_{SAE,on} = \min \left(\frac{\sum_{t=0}^{15} P_{FV}^t dt}{P_{SAE,max}}, 15min \right)$$

per ogni t in T:

se Temperatura interna scalda-acqua < 45°C

azione accendi scalda-acqua

altrimenti se Temperatura interna scalda-acqua > 80°C

azione spegni scalda-acqua

altrimenti se $t < t_0 + \Delta t_{SAE,on}$

azione accendi scalda-acqua

altrimenti

azione spegni scalda-acqua

Anche in questo caso si presenta una rappresentazione della situazione di riferimento, che corrisponde al caso in cui lo scalda-acqua elettrico non sia regolato secondo l'algoritmo presentato sopra finalizzato alla massimizzazione dell'autoconsumo. I risultati del test sono gli stessi presentati per la sezione 3.1.2, dove l'unico cambiamento, finalizzato a una migliore comprensione per il lettore, è dato dalla rappresentazione della potenza prodotta dal fotovoltaico al posto della richiesta di potenza dal gestore di rete. Poiché si è ipotizzato che il gestore di rete richieda assorbimento di potenza prevalentemente durante le ore di picco della produzione fotovoltaica, basandosi sulla prevalenza di potenziale solare per la generazione di energia rinnovabile nei contesti delle isole minori italiane, si vede come anche in questo caso l'accensione in condizioni "standard" dello scalda-acqua mal si accordi con i profili di produzione energetica dei pannelli fotovoltaici.

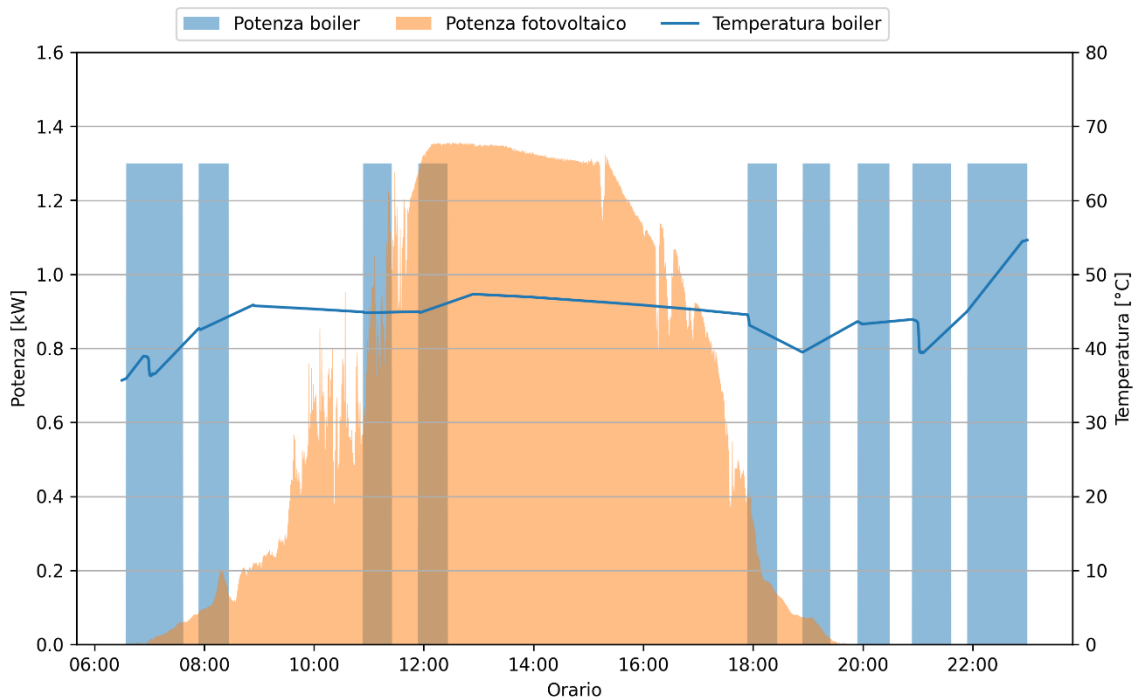


Figura 79: Risultati del test di riferimento per lo scalda-acqua regolato in modo “standard”, rispetto alla potenza prodotta dall’impianto fotovoltaico

Vengono di seguito mostrati i risultati per i test effettuati per due giorni diversi, con le stesse caratteristiche di input ma con diversi settaggi per la pompa di circolazione (impostazione della leva su “4” nel primo test, su “6” nel secondo) volti a simulare due diverse condizioni di consumo.

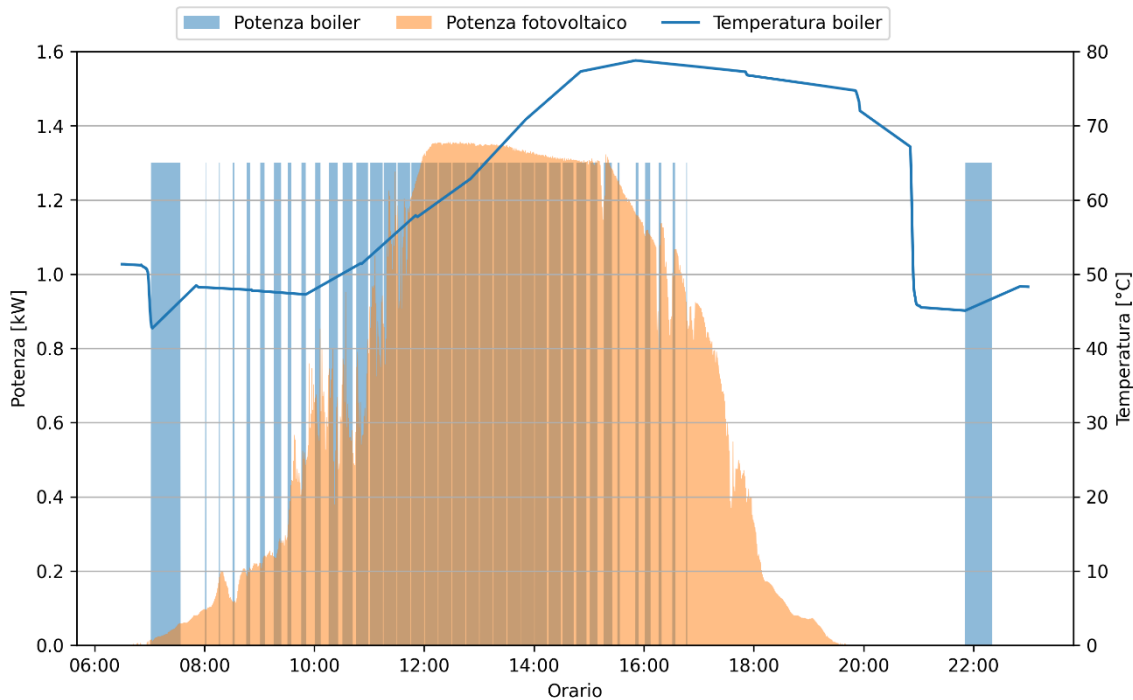


Figura 80: Test T2.1 in modalità autoconsumo, andamento della potenza richiesta dallo scalda-acqua elettrico, generata da fotovoltaico, e della temperatura all’interno dello scalda-acqua elettrico

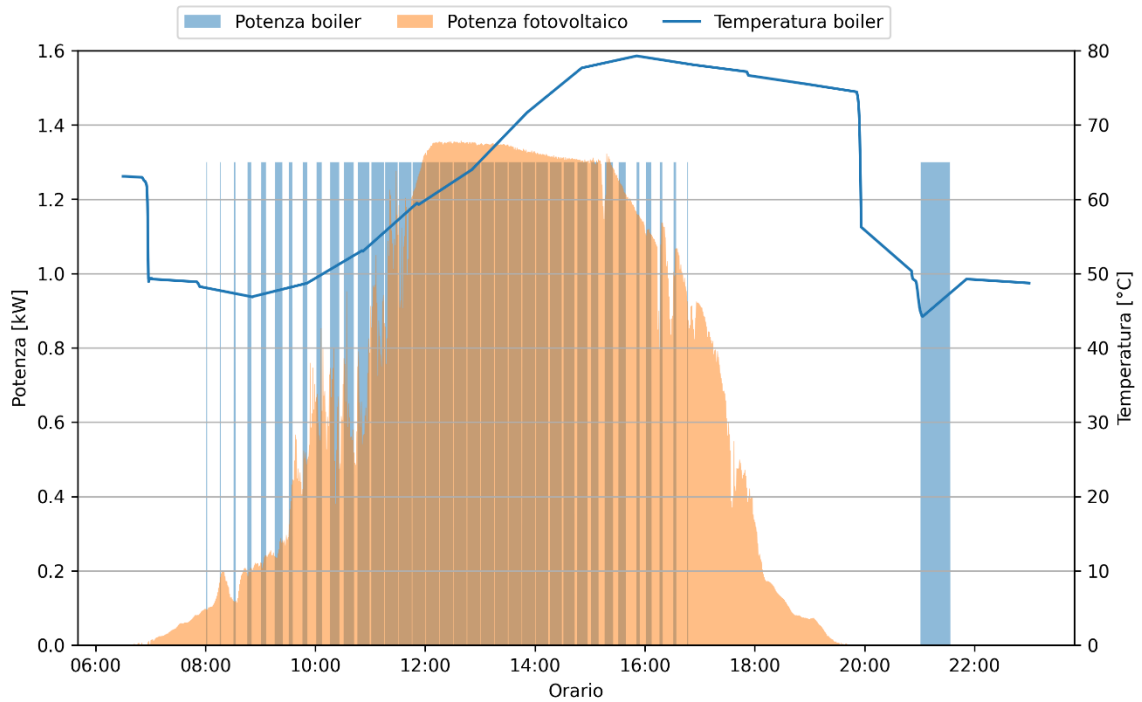


Figura 81: Test T2.2 in modalità autoconsumo, andamento della potenza richiesta dallo scalda-acqua elettrico, generata da fotovoltaico, e della temperatura all'interno dello scalda-acqua elettrico

Il funzionamento del sistema descritto nel testo precedente è evidenziato in Figura 80, e Figura 81, dove si vede chiaramente come gli intervalli di attivazione dello scalda-acqua elettrico, cadenzati ogni 15 minuti, diventano sempre più ampi fino alla parte della giornata durante la quale la potenza generata dall'impianto fotovoltaico è superiore alla potenza di targa dello scalda-acqua, portando quindi tali intervalli a una durata di 15 minuti.

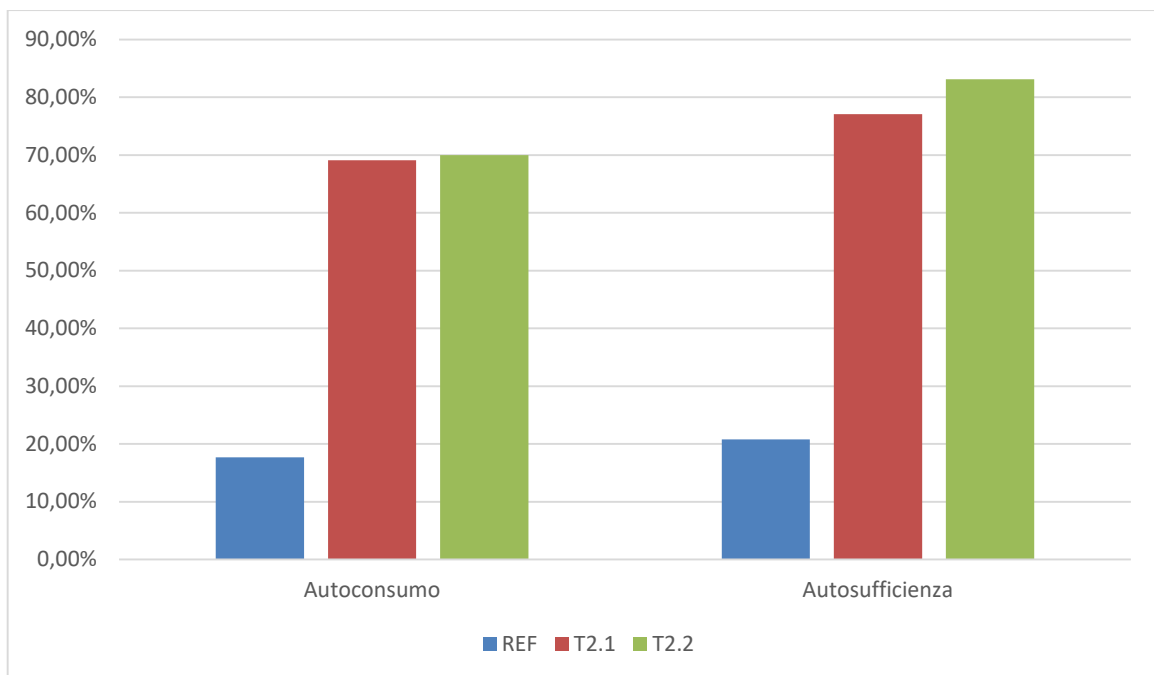


Figura 82: Tassi di autoconsumo e autosufficienza nei test T2.1 e T2.2

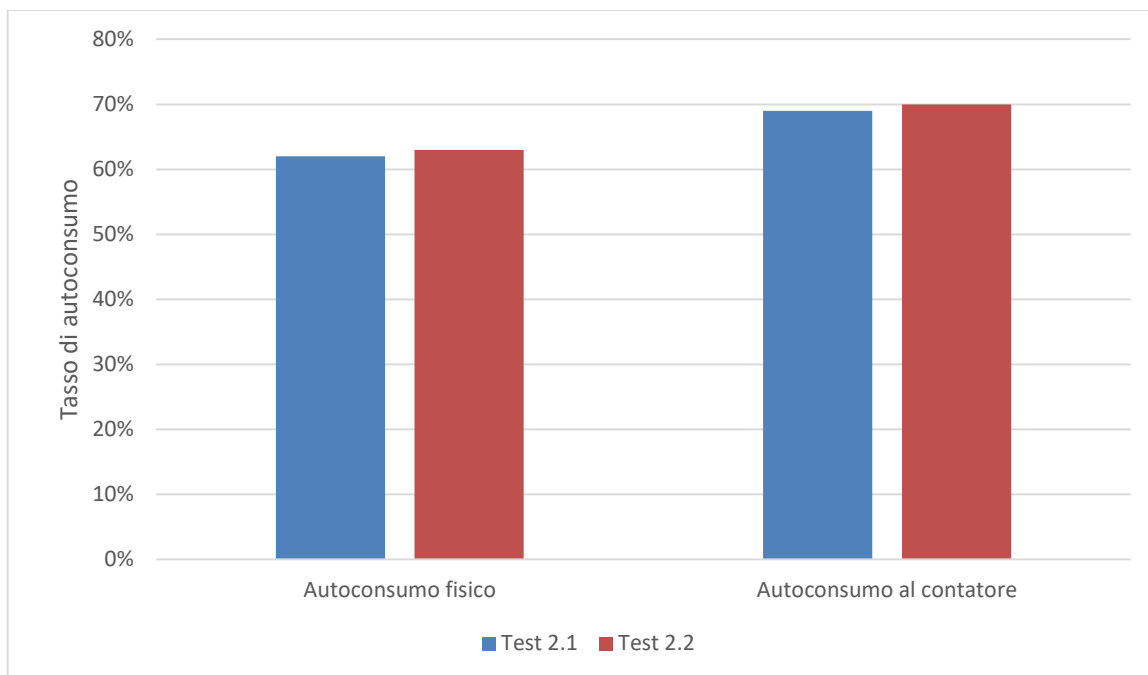


Figura 83: Differenza tra autoconsumo fisico e al contatore per i test 2.1 e 2.2

In entrambi i casi si può inoltre notare come l’accumulo raggiunga la temperatura massima (circa 80°C) attorno alle 16:00: vi è quindi un periodo della durata di circa 3 ore durante il quale lo scalda-acqua non è in grado di assorbire la potenza prodotta dal fotovoltaico se non in minima parte. Il fatto che invece, durante la fascia serale e quella mattutina, lo scalda-acqua debba essere acceso per dei brevi periodi al fine di garantire il comfort termico degli utilizzatori (mantenendo quindi la temperatura superiore a 45°C), suggerisce che un sistema dimensionato al fine di massimizzare l’autoconsumo e l’autosufficienza del sistema avrebbe necessità di un accumulo di maggiore entità, probabilmente prossimo ai 150 litri (invece ai circa 100 litri del sistema in esame). I due momenti della giornata in cui lo scalda-acqua viene acceso anche in assenza di richiesta dalla rete, al mattino e alla sera, corrispondono con i momenti di maggiore consumo giornaliero secondo il profilo di consumo standard. La differenza principale tra i due test è la portata d’acqua calda sanitaria, che porta in uno dei due casi alla necessità di accendere lo scalda-acqua anche al mattino.

Anche in questo caso sono state utilizzate le definizioni di tasso di **autoconsumo** e di **autosufficienza** per ottenere delle stime quantitative della capacità del sistema di raggiungere gli scopi per cui è stato pensato. In questo caso sono utilizzate le definizioni standard per questi indicatori, come riportato di seguito:

$$Autoconsumo = \frac{\sum_t \min(P_{SAE}(t), P_{FV}(t)) dt}{\sum_t P_{FV}(t) dt}$$

$$Autosufficienza = \frac{\sum_t \min(P_{SAE}(t), P_{FV}(t)) dt}{\sum_t P_{SAE}(t) dt}$$

Dove $P_{SAE}(t)$ rappresenta la potenza richiesta dallo scalda-acqua elettrico all’istante t , $P_{FV}(t)$ la potenza istantanea prodotta dall’impianto fotovoltaico, e P_{SAE}^{max} la potenza massima assorbita dallo scalda-acqua elettrico.

Anche in queste condizioni, in ogni caso, il sistema è in grado di raggiungere tassi di autoconsumo e autosufficienza molto elevati, come evidenziato in Figura 82: rispetto al caso di riferimento, l’autoconsumo passa dal 18% al 69-70%, e l’autosufficienza dal 21% al 77-83% a seconda del test.

Il livello di autoconsumo mostrato in Figura 82 è calcolato in base ai flussi aggregati sui 15 minuti, come spiegato in precedenza. La differenza tra l'autoconsumo "fisico" (calcolato sui valori istantanei) e quello al contatore è mostrata in Figura 83. È interessante notare come, nonostante l'autoconsumo reale sia inferiore a quello al contatore, i due valori siano sostanzialmente molto vicini tra loro. Questo è mostrato chiaramente da Figura 84 a Figura 87, dove i profili di autoconsumo sono mostrati in entrambi i test ed entrambe le configurazioni.

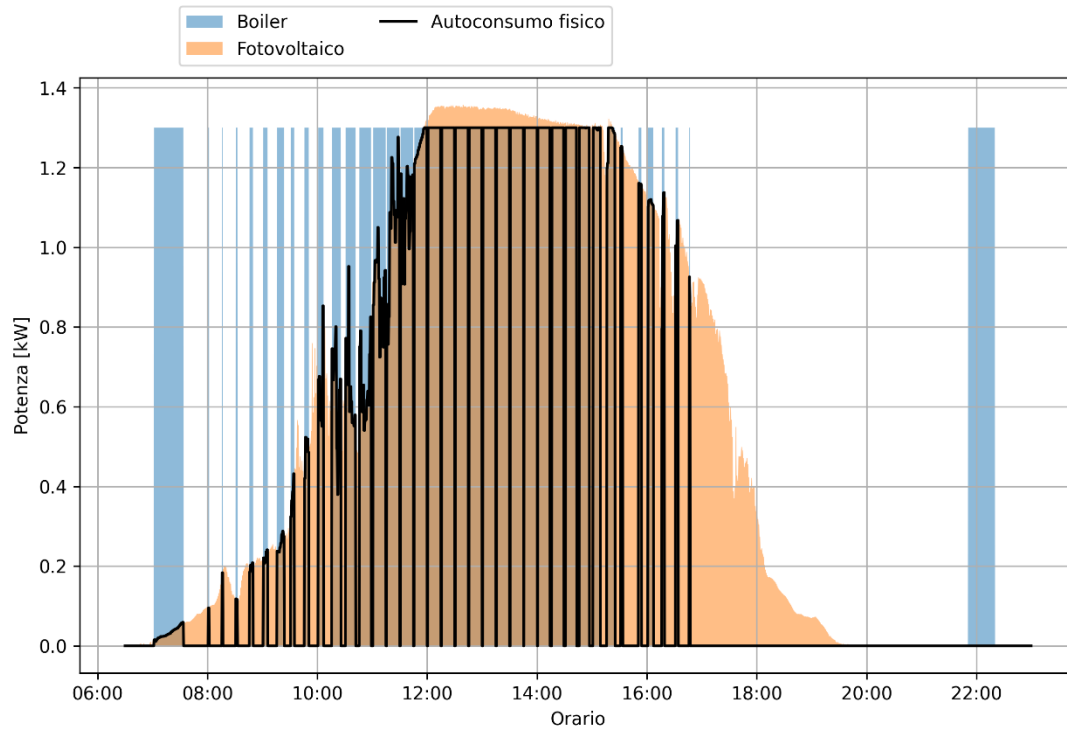


Figura 84: Test 2.1, profilo di autoconsumo fisico

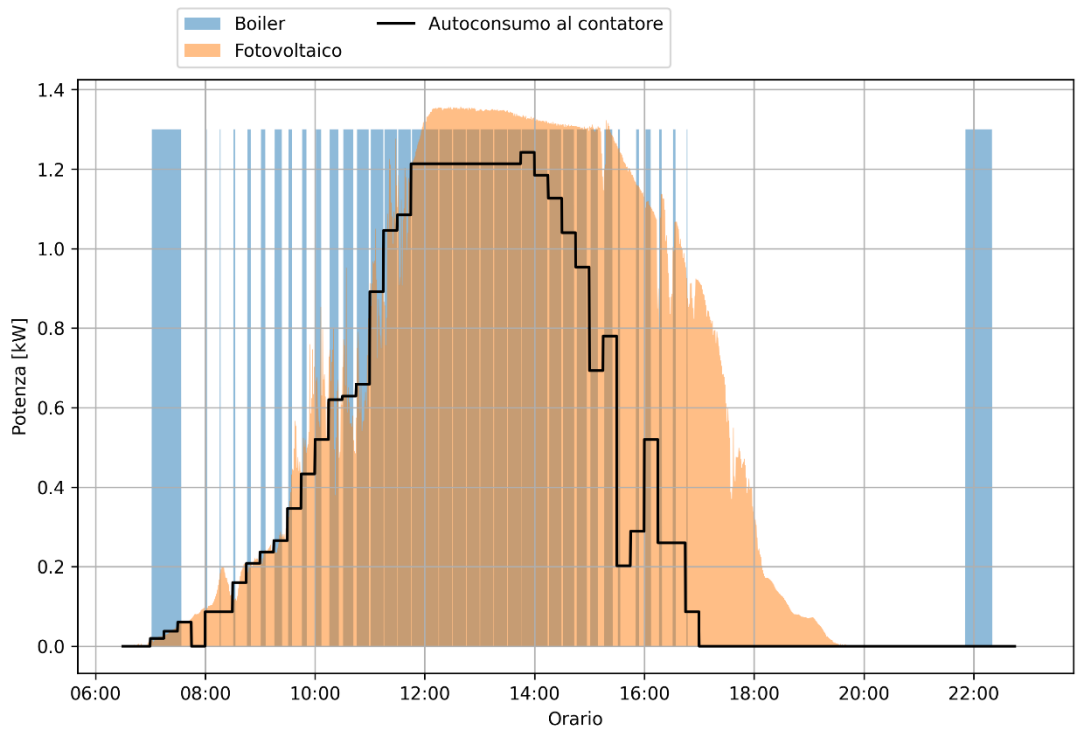


Figura 85: Test 2.1, profilo di autoconsumo al contatore

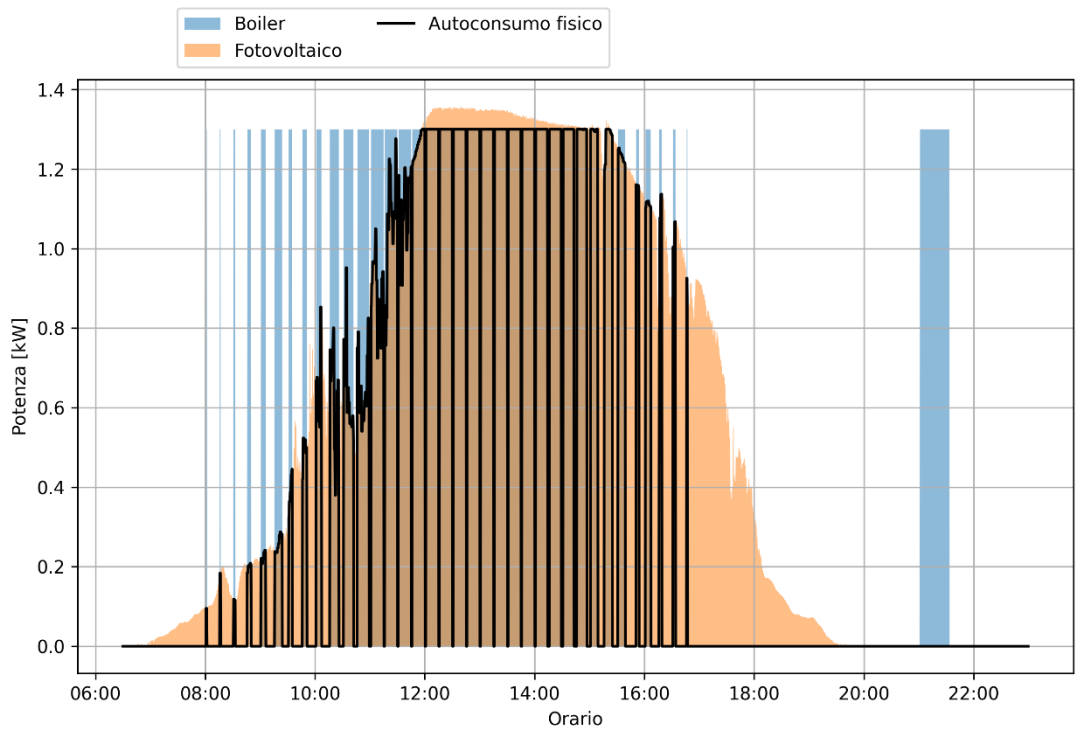


Figura 86: Test 2.2, profilo di autoconsumo fisico

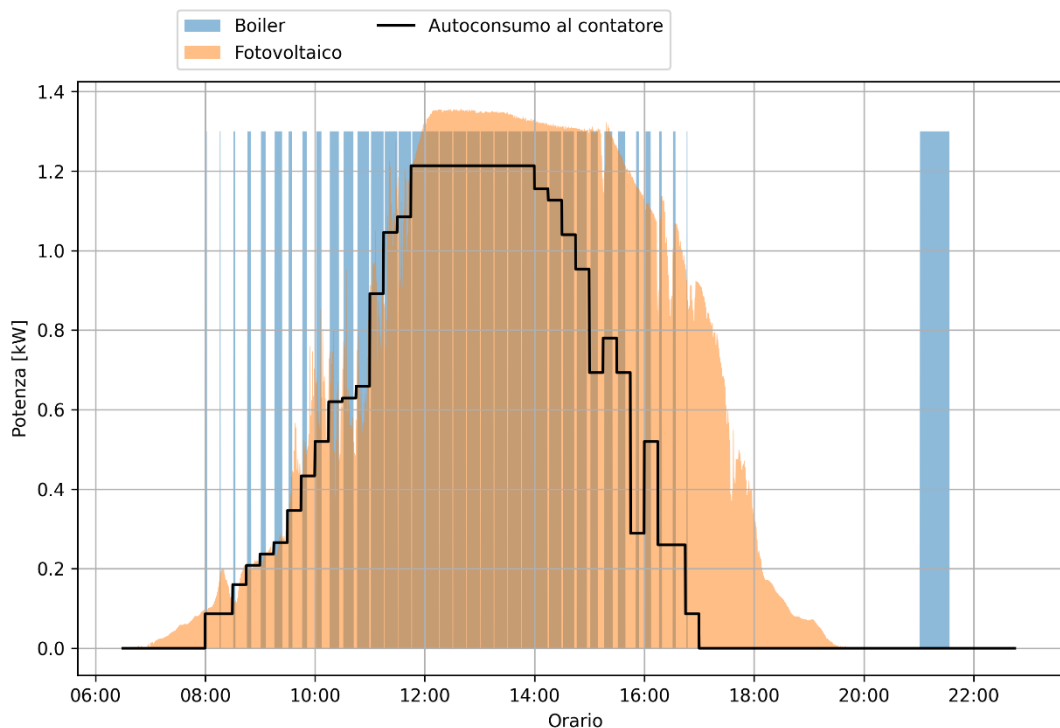


Figura 87: Test 2.2, profilo di autoconsumo al contatore

Nonostante il successo delle attività dei test, va comunque riportato il fatto che sono state rilevate delle criticità che andrebbero molto probabilmente affrontate nel caso di un'applicazione a un'utenza reale.

La prima di queste riguarda il tema della misura della temperatura dell'accumulo termico interno allo scaldacqua. Nel sistema proposto in questo studio, tale temperatura è stata rilevata in corrispondenza della mandata dello scaldacqua, e sono stati ritenute valide unicamente le misure effettuate in presenza di un flusso di acqua nella condotta. In condizioni di applicazione reale del sistema, si ritiene opportuno testare delle modalità per poter accedere direttamente alla temperatura all'interno dell'accumulo, in modo che questa possa essere non monitorata in modo più preciso: questo aspetto è fondamentale sia per il mantenimento del comfort per gli utenti dell'abitazione, sia per poter comunicare al gestore di rete (nel caso della configurazione 1) il livello di carica dell'accumulo, in modo da poter essere costantemente aggiornati sulle capacità degli utenti connessi al sistema di accumulare l'energia in eccesso da fonti non regolabili. A questo proposito va comunque fatto notare il fatto che le tempistiche relativamente brevi in gioco e il buon isolamento della maggior parte degli scaldacqua in commercio rende l'ipotesi di temperatura costante tra prelievi di acqua calda molto realistica.

3.1.4 Considerazioni finali sui risultati sperimentali ottenuti

Questa parte delle attività ENEA si è concentrata sull'analisi dell'applicazione di un sistema di controllo, caratterizzato da una grande semplicità di installazione e gestione, pensato per massimizzare l'autoconsumo di energia prodotta da fonti rinnovabili (prevalentemente fotovoltaico) in un contesto isolano. In particolare, sono state testate due modalità:

- una basata sulla massimizzazione dell'autoconsumo dal punto di vista dell'intera rete isolana, con un sistema pensato quindi per permettere l'accensione da remoto dello scaldacqua elettrico di un'utenza tipo isolana in funzione delle necessità della rete;
- una basata sulla massimizzazione dell'autoconsumo dal punto di vista del singolo utente, quindi con un sistema pensato per cercare di attivare lo scaldacqua elettrico in modo da attivarlo in maniera preferenziale quando vi è sufficiente potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico presso l'utenza.

I test hanno evidenziato come entrambe le configurazioni siano funzionali e permettano di raggiungere elevati livelli di autoconsumo e autosufficienza. Questo è reso particolarmente favorevole dal fatto che tale sistema sia facilmente implementabile anche con scaldacqua già esistenti, quindi a costi ridotti, e non presenti alcuna perdita di comfort per gli utenti. Se applicato invece a scaldacqua di nuova installazione, il sistema proposto può risultare ancora più efficace rispetto ai risultati ottenuti in questi test, in quanto sarebbe possibile associarlo ad una corretta progettazione dell'accumulo in modo da evitare, o comunque limitare al minimo, la durata dei periodi in cui non è possibile utilizzare l'energia prodotta da fonti rinnovabili a causa del raggiungimento della temperatura massima nell'accumulo.

Future attività in questa direzione si dovrebbero concentrare sull'estensione della sperimentazione a dei casi reali, includendo quindi a livello sperimentale (e non simulato) i profili di consumo di acqua calda sanitaria e di produzione di energia da fotovoltaico. Sarebbe inoltre opportuno valutare, sia a livello di progettazione che di controllo, come si possa bilanciare la presenza di un accumulo termico e di uno elettrico in ottica di massimizzazione dell'autoconsumo e contemporanea riduzione dei costi di installazione

4 Installazione e prove con nuovo impianto sperimentale PVT-accumulo elettrico - pompa di calore per ACS installato presso il C.R. ENEA Casaccia

4.1.1 Descrizione sistema sperimentale

Ne corso della presente linea di attività è stata seguita l'installazione presso il C.R. ENEA Casaccia dell'impianto ibrido sperimentale come descritto e progettato nella precedente linea di attività (Report ENEA RdS/PTR2020/140).

Come da schema semplificato riportato in Figura 88, il sistema sperimentale integra un impianto termofotovoltaico (PVT), una pompa di calore per ACS con accumulo termico da 500 litri e un inverter ibrido di piccola taglia con batteria a litio.

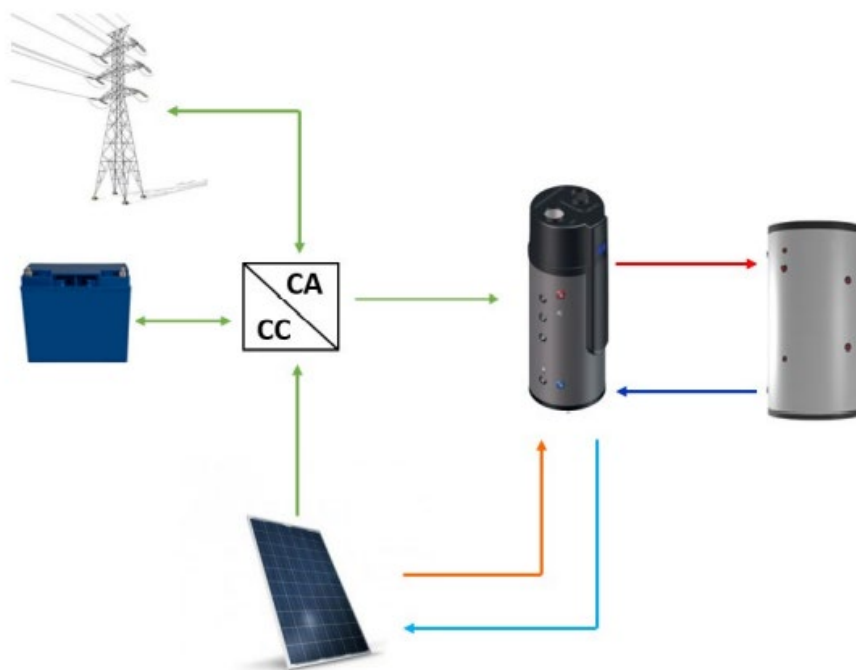


Figura 88: Layout generale impianto ibrido fotovoltaico termico - pompa di calore progettato presso il C. R. ENEA Casaccia

Le dimensioni del nuovo laboratorio e della nuova pompa di calore consentiranno di testare la tecnologia in esame per una micro comunità energetica isolana (autoconsumo condiviso di piccola comunità o di condominio).

L'impianto termo fotovoltaico PVT installato è composto da 7 moduli fototermici le cui caratteristiche termiche ed elettriche sono riportate in Tabella 1.

Tabella 1: Caratteristiche elettriche (sinistra) e termiche (destra) modulo PVT

Potenza nominale	320	Wp	Area lorda	1,63	m ²
Tensione di cortocircuito	40,4	V	Rendimento termico	47	%
Tensione alla massima potenza	33,2	V	Potenza termica nominale	827	W
Corrente di corto circuito	10,06	A	Portata	1,5-2,5	l/min
Corrente alla massima potenza	9,64	A	Perdita di carico	400-900	mmH ₂ O
Efficienza modulo	19,67	%	Volume fluido vettore	0,9	l/min
n°celle	60		Coefficiente α_1	7,96	W/m ² K
Coefficiente di temperatura (Potenza)	-0,38	%			
Coefficiente di temperatura (Tensione)	-0,29	%			

Come indicato nello schema di Figura 89, tramite un circuito idraulico chiuso viene recuperato il calore di scarto dal raffreddamento dei 7 moduli PVT per: i) alimentare lo scambiatore ausiliario integrato nell'accumulo termico della pompa di calore, ii) incrementare l'efficienza del campo fotovoltaico rispetto a un sistema tradizionale.

La pompa di calore per ACS ha una potenza termica da 2,2 kW con un COP nominale pari a 3.06. Questa presenta delle caratteristiche diverse rispetto alla pompa di calore installata presso il laboratorio di Lampedusa, infatti oltre ad avere uno storage di capacità maggiore (500 litri), l'acqua calda sanitaria viene prodotta istantaneamente tramite scambiatore interno e accumulo di acqua tecnica; questa modalità di funzionamento evita il problema della legionella e quindi la necessità di attivare periodicamente la resistenza elettrica ausiliaria.

Il sistema sperimentale prevede inoltre, come indicato nello schema di Figura 89, un accumulo termico di pre-riscaldamento da 500 litri (SB1); quest'ultimo viene inserito tramite un sistema di valvole a tre vie manuali nei mesi più freddi quando la temperatura dell'acqua in uscita dai moduli PVT potrebbe essere inferiore alla temperatura dell'acqua contenuta nell'accumulo della pompa di calore. L'utilizzo dell'SB1 consente di utilizzare il calore a bassa temperatura prodotto dai moduli PVT per preriscaldare l'acqua fredda in ingresso alla pompa di calore.

Come da schema di Figura 89, per emulare il profilo di consumo di acqua calda sanitaria è stato installato un serbatoio inerziale a vaso aperto da 2.000 litri il quale svolge una doppia funzione: i) recuperare l'acqua calda prelevata dalla pompa di calore evitando di sprecare acqua durante le prove, ii) sfruttando la stratificazione della temperatura dell'acqua e l'inerzia termica, viene prelevata acqua fredda della parte bassa dell'accumulo a temperatura equivalente a quella di fornitura dalla rete idrica.

Tramite un sistema autoclave-valvola motorizzata indicato nello schema di Figura 89 vengono riprodotti i profili di prelievo dell'acqua calda sanitaria; in particolare comandando in modo automatico dal Webserver del PLC l'apertura e chiusura della valvola a due vie si riproducono i profili di carico standard per l'ACS o i profili di utenti isolani già monitorati.

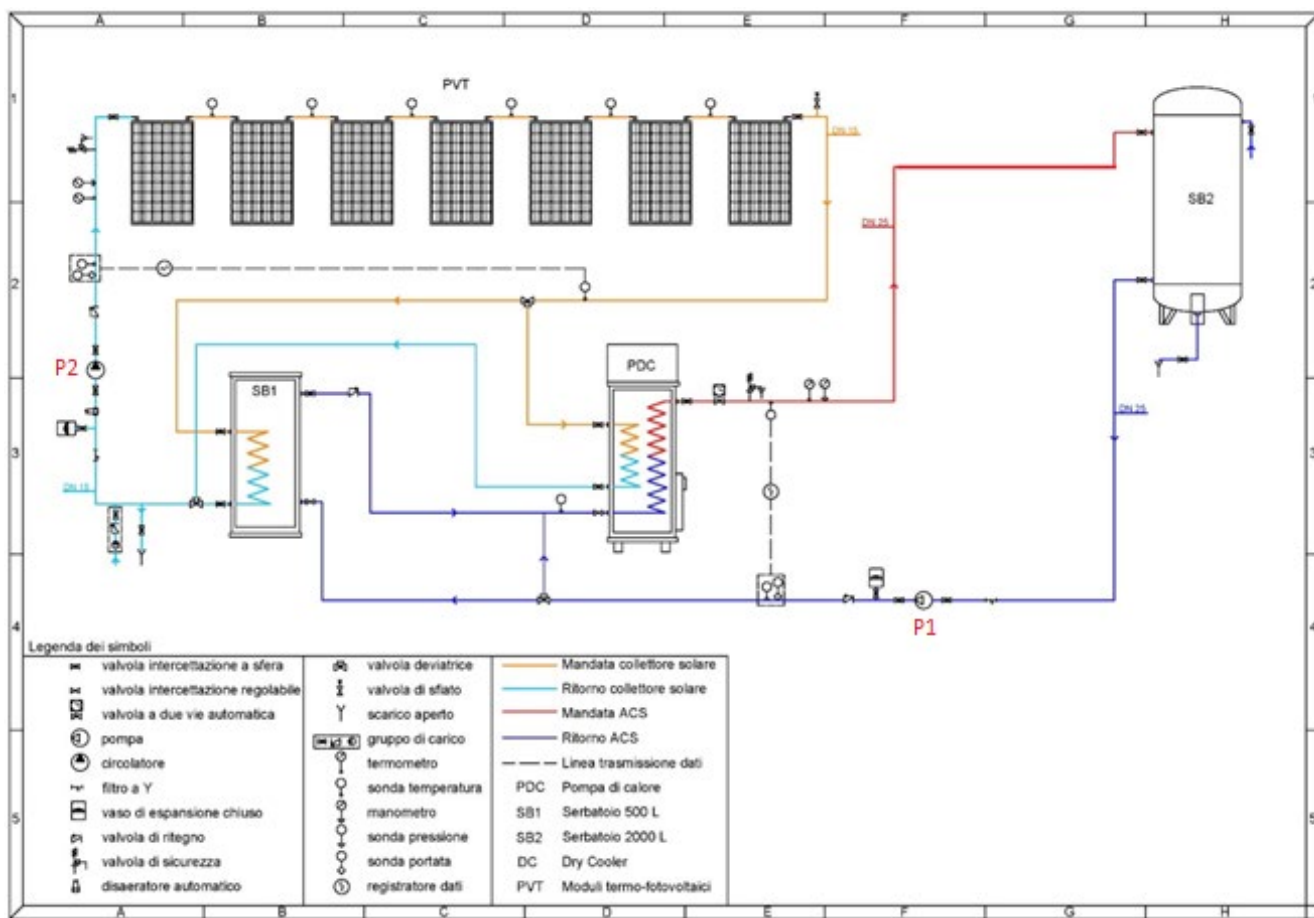


Figura 89: Layout sezione termica impianto sperimentale fotovoltaico ibrido FVT- pompa di calore con indicazione singoli componenti

L’inverter ibrido installato ha una potenza nominale pari a 3 kW e presenta la possibilità di alimentare in isola la pompa di calore da FV o da batteria; tra le diverse modalità di funzionamento è possibile selezionare la funzione a scambio zero (un sensore misura la potenza immessa o prelevata dalla rete e regola di conseguenza la potenza di batteria per annullare lo scambio) o a potenza fissa (consente di impostare da un sistema di controllo esterno la potenza immessa in rete o prelevata dalla rete). Si riportano nella seguente tabella le caratteristiche dell’inverter ibrido individuato per l’impianto sperimentale.

Tabella 2 Caratteristiche inverter ibrido

Inverter	
Potenza nominale AC	3.000 W
Massima potenza FV in ingresso	3.500 W
Massima potenza FV in ingresso per ogni MPPT*	2.000 W
Massima tensione FV in ingresso	600 V
Minima tensione MPPT	90 V
Massima tensione MPPT	580 V
Massima corrente FV in ingresso	12 A

Il sistema di accumulo elettrochimico integrato con l’inverter ibrido è del tipo Litio- Ferro -Fosfato avente un capacità nominale pari a 4,5 kWh e una potenza massima erogabile pari a 5 kW.

Si riportano di seguito gli schemi di connessione elettrica e termica seguiti per connettere i moduli fototermici con i componenti installati in apposita cabina prefabbricata.

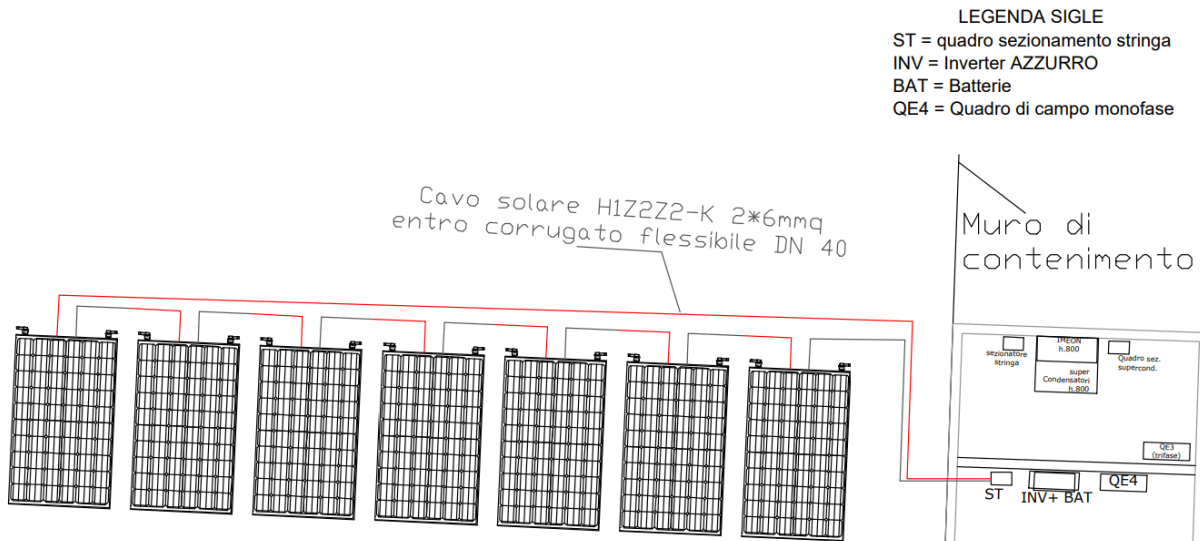


Figura 90: schema connessione elettrica moduli PVT ai componenti installati in cabina

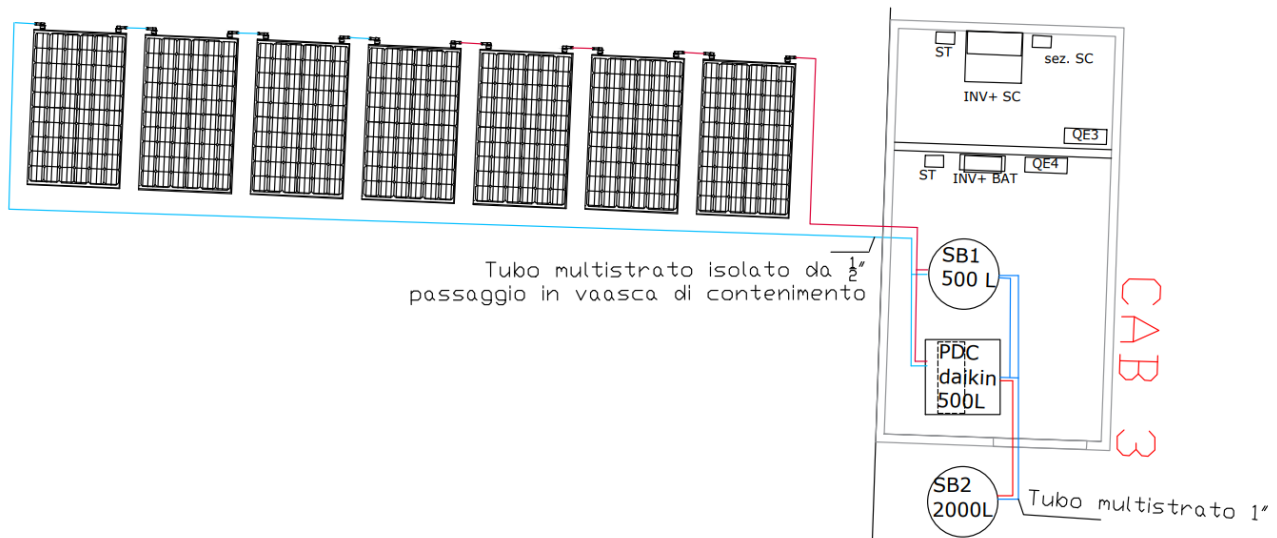


Figura 91: Schema connessione termo idraulica impianto ibrido FVT -pompa di calore ACS

Per la posa dell'inverter, della pompa di calore e dell'accumulo termico, come indicato in Figura 102, è stata utilizzata una parte dello spazio disponibile della nuova cabina in cemento prefabbricata, raffigurata nella foto di Figura 92; nella nuova cabina, installata nel corso dell'ultima annualità come descritto nel report ENEA RdS/PTR2021/127, sono alloggiati alcuni dei componenti dell'impianto ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. studiato nell'ambito delle linee di attività WP3 dello stesso progetto 1.5.

Come si può osservare dalla foto di Figura 92, la cabina è dotata di vasca di fondazione fuori terra facilitando l'installazione delle tubazioni e dei cavi per la connessione idraulica ed elettrica al campo fototermico.



Figura 92: Nuova cabina utilizzata per il posizionamento dei componenti d’impianto -installata a pochi metri del campo fototermico (Cabina 3)

4.1.2 Installazione campo fototermico da 2,24 kWp

L’installazione dei moduli fototermici è stata eseguita secondo gli schemi progettuali elaborati nella precedente annualità (Report ENEA RdS/PTR2020/140); in particolare si riporta di seguito lo schema di connessione termica e elettrica seguiti per l’installazione dei sette moduli fototermici.

Come riportato in Figura 93 la connessione termica dei moduli è stata eseguita per massimizzare l’efficienza, secondo le indicazioni riportate dal manuale tecnico, collegando in serie un numero massimo di 4 moduli.

La connessione elettrica invece, come indicato nello schema di Figura 94, è stata effettuata collegando in serie i 7 moduli per formare un’unica stringa con caratteristiche compatibili con i parametri di ingresso dell’inverter ibrido. Il cablaggio della stringa fotovoltaica è stata eseguita con cavo solare H1Z2Z2-K da 6 mmq dentro corrugato.

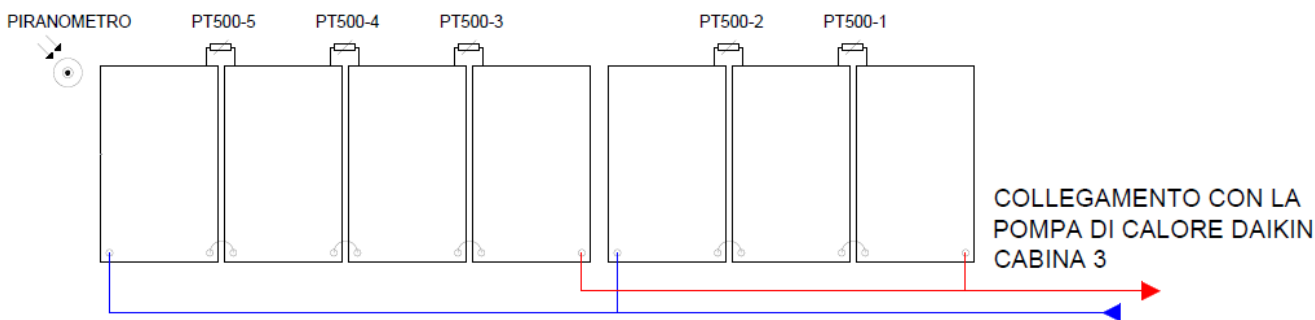


Figura 93: Schema progettuale connessione termica dei 7 moduli PVT

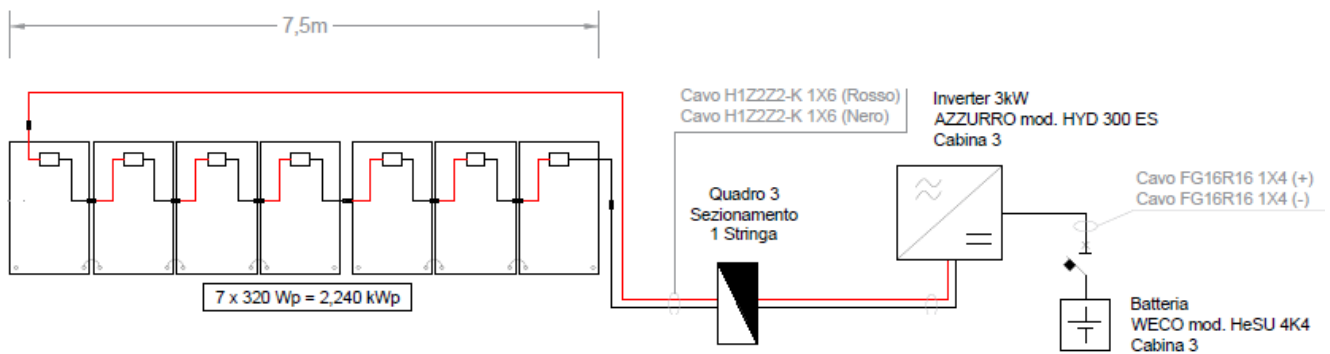


Figura 94: schema progettuale connessione elettrica 7 moduli PVT

Come indicato nella seguente illustrazione fotografica, i 7 moduli termo-fotovoltaici PVT sono stati posizionati nella zona sud dell'Edificio F83 in corrispondenza del terrapieno e a pochi metri dalla nuova cabina prefabbricata dove sono stati installati i restanti componenti d'impianto (Cabina 3).



Figura 95: Installazione dei 7 moduli fototermici nel terrapieno prospiciente l'edificio F83

Per la caratterizzazione sperimentale del campo fototermico e per valutarne le prestazioni complessive del sistema, come indicato nello schema di Figura 93 e nella foto di Figura 96, è stato installato un piranometro per misurare la radiazione incidente sul piano dei moduli e 5 sensori di temperatura del tipo PT 500 per misurare il salto termico tra ingresso e uscita dal singolo collettore termico. I sensori sono stati cablati per essere letti in continuo dai moduli I/O del PLC che gestisce l'impianto.



Figura 96: installazione campo foto termico da 2,1 kWp – dettaglio installazione piranometro e sensori di temperatura PT 500

Per la posa dei moduli fototermici, è stato utilizzato un sistema di supporto costituito da zavorre in calcestruzzo poste fuori terra (Figura 97); oltre alla funzione di zavorra e ancoraggio al suolo, il sistema permette di posizionare i moduli con una inclinazione ottimale 30° senza il ricorso ad ulteriori soluzioni per l’ancoraggio. Come si evince dalla foto di Figura 98, i moduli PVT sono stati agganciati alle zavorre in calcestruzzo tramite graffa terminale e centrale con viti M8 avvitate nella boccola annegata nel getto di supporto.



Figura 97: Zavorra scelta per il supporto dell’impianto PVT.



Figura 98: dettagli della posa dei moduli PVT e della connessione al circuito termico

Prima della posa del sistema di fissaggio e dell'impianto termo-fotovoltaico è stata necessario livellare il terreno per garantire un allineamento dei moduli come indicato in Figura 98.

La connessione idraulica dei 7 moduli PVT è stata eseguita secondo lo schema di Figura 93 con tubazione isolata del tipo multistrato con diametro da $\frac{3}{4}$ " posta dentro corrugato. In particolare la connessione idraulica delle due serie di collettori solari è stata derivata dal circuito principale tramite tubazione multistrato da $\frac{3}{4}$ " come la foto di dettaglio di Figura 99.



Figura 99: dettaglio connessione idraulica moduli PVT al circuito principale di mandate e ritorno dall'accumulo della pompa di calore

4.1.3 Installazione pompa di calore e accumulo termico di pre-riscaldamento in cabina

Nella nuova cabina prefabbricata è stata installata la pompa di calore per ACS da 500 litri e l'ulteriore accumulo da 500 litri (Figura 100) per la funzione di preriscaldamento dell'acqua fredda prelevata dalla condotta idrica. La pompa di calore è del tipo split con accumulo e compressore separati; quest'ultimo è stato installato all'esterno della cabina rispettando le distanze e le quote previste dal manuale tecnico.



Figura 100: posizionamento in cabina prefabbricata della pompa di calore per ACS da 500 litri e accumulo di pre-riscaldamento

La connessione idraulica della pompa di calore al campo solare fototermico è stata effettuata rispettando il layout di Figura 89; l'ingresso in cabina della condotta di mandata e ritorno dal campo solare è stato realizzato tramite il passaggio nei fori pre-realizzati nella vasca di fondazione e nel pavimento di cabina.

In particolare nella foto di Figura 101 è mostrata l'installazione in cabina di alcuni componenti del circuito solare: i) circolatore solare (P2 dello schema di Figura 89), ii) due valvole a tre vie manuali per inserire e disinserire l'accumulo di preriscaldamento secondo lo schema di Figura 89, iii) il misuratore della potenza termica prodotta dal campo solare (IFXM) iv) il misuratore della potenza termica prelevata dalla pompa di calore (isoflux).



Figura 101: dettaglio installazione componenti per connessione idraulica pompa di calore e accumulo di pre riscaldamento al campo solare fototermico (1)

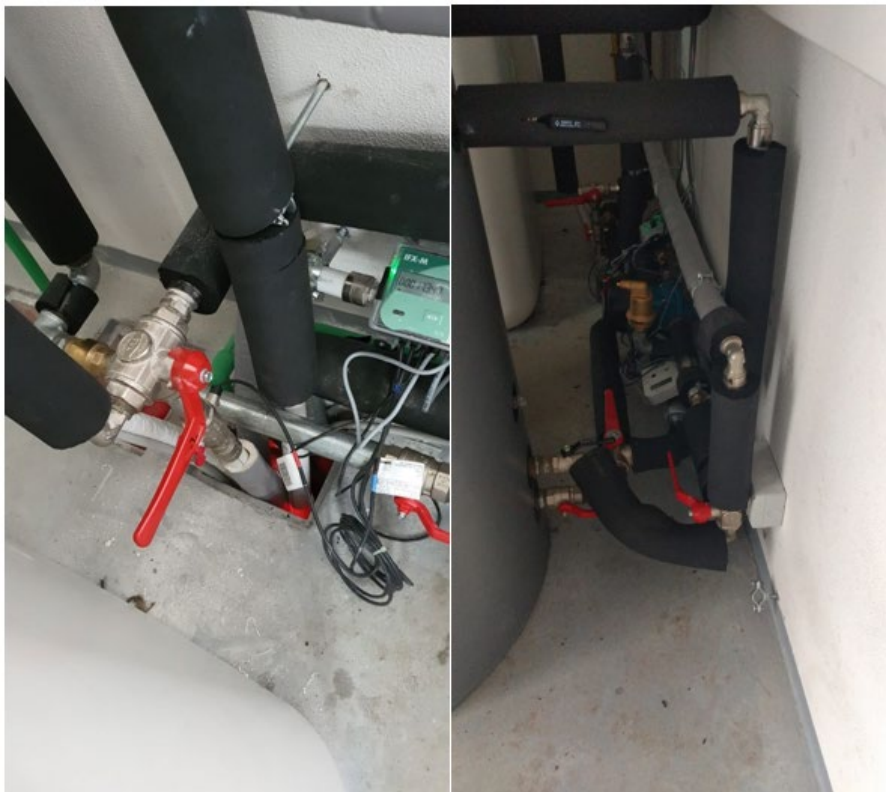


Figura 102: dettaglio installazione componenti per connessione idraulica pompa di calore e accumulo di pre riscaldamento al campo solare fototermico (2)

Per emulare i profili di prelievo di acqua calda sanitaria è stata installata all'esterno della cabina una pompa centrifuga monoblocco da 0,75 kW (pompa P1 nello schema di Figura 89) con vaso di espansione da 30 litri. La pompa idraulica è installata, come indicato nella foto di Figura 103, nel circuito multistrato da 1" che collega la pompa di calore all'accumulo inerziale da 2000 litri posizionato all'esterno della cabina. La pompa viene azionata da un pressostato ogni volta che viene aperta la valvola a due vie motorizzata dal Web Server per emulare il profilo di prelievo di acqua calda sanitaria come descritto nei successivi paragrafi.



Figura 103: Installazione fuori cabina della pompa idraulica e del vaso di espansione con funzione di autoclave per circuito acqua calda sanitaria

4.1.4 Installazione sezione elettrica: inverter ibrido con accumulo a litio

I componenti della sezione elettrica dell'impianto sono stati installati nella nuova cabina secondo lo schema di Figura 90. In particolare si riportano di seguito le foto con i dettagli di installazione dell'inverter ibrido da 3 kW, del sistema di accumulo a litio da 4,5 kWh (posizionato a terra in corrispondenza dell'inverter) e del quadro di sezionamento stringa a cui è connesso il campo fotovoltaico come da schema di Figura 94.



Figura 104: installazione in cabina dell'inverter ibrido da 3 kW, del sistema di accumulo a litio da 4,5 kWh e del quadro di sezionamento stringa

L'inverter ibrido tramite un apposito trasformatore amperometrico, installato subito a valle dell'interruttore generale del quadro di alimentazione, misura la corrente e la potenza scambiata dall'impianto con la rete elettrica. Impostando la modalità di funzionamento del tipo "Smart grid", l'inverter regola i flussi di potenza per annullare lo scambio con la rete secondo la seguente logica: i) nel caso di produzione del FV in eccesso rispetto al carico elettrico della pompa di calore, l'inverter dà priorità alla carica delle batterie a litio fino al raggiungimento dello stato di carica (SOC) pari al 100%, ii) nel caso di produzione da FV inferiore alla pompa di calore (es. durante le ore serali) l'inverter preleva potenza dalle batterie fino a raggiungere un SOC pari al 20%. Nel caso di raggiungimento del SOC di batteria pari a 100% o del SOC minimo pari al 20%, l'inverter immette l'eccesso di produzione in rete o preleva il sovraccarico dalla rete.

Il quadro elettrico generale Qe4, la cui descrizione dettagliata è riportata nel Report ENEA RdS/PTR2020/140, è stato installato in cabina come indicato nella foto di Figura 105.

In particolare dal quadro elettrico generale vengono alimentati: i) l'inverter ibrido, ii) la pompa di calore daikin, iii) la resistenza ausiliaria della pompa di calore (quest'ultima viene mantenuta normalmente spenta), iv) il circolatore solare; quest'ultimo viene alimentato tramite un contattore presente nel quadro azionato da PLC, v) pompa idraulica del circuito ACS, vi) misuratori termici.



Figura 105: Installazione quadro elettrico generale dell’impianto sperimentale

4.1.5 Webserver per il monitoraggio e controllo dei singoli componenti d’impianto

Per il monitoraggio e il controllo del nuovo impianto sperimentale sono state estese le funzionalità del PLC già installato nello stesso sito per gestire il sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. (Sistema di Accumulo e Produzione Integrata di ENergia Termica ed Elettrica) descritto nei Report ENEA Report RdS/PTR2021/127 e RdS/PTR2019/046.

In particolare sono stati installati i seguenti moduli I/O in un apposito quadro di comunicazione:

- un modulo Modbus RTU per comunicare con 2 misuratori termici e l’inverter ibrido,
- due moduli Analogico Digitale per leggere le 5 termoresistenze PT 500 installate all’uscita dei moduli PVT
- due contatti a relè per comandare l’accensione della pompa di calore con segnale esterno
- un contatto a relè per comandare la chiusura della valvola motorizzata a due vie utilizzata per riprodurre un profilo utente di prelievo di acqua calda sanitaria dalla pompa di calore.



Figura 106: Quadro di comunicazione installato in cabina 3 e contenente i moduli I/O per il controllo dei componenti d'impianto con il PLC.

La pompa di calore è dotata di due contatti, indicati nello schema di Figura 107, previsti per comandare l'accensione della stessa con logiche del tipo Demande Response (chiusura contatto HT/NT se tariffa elettrica è particolarmente vantaggiosa) o con logiche del tipo Smart grid (chiusura contatto SG) tramite un segnale proveniente dal gestore della rete o da un soggetto aggregatore.

Per le prove sperimentali in oggetto i due contatti HT/NT ed SG vengono gestiti dal PLC per attivare la pompa di calore con una logica di controllo del tipo power to heat: viene accumulata in energia termica la produzione elettrica del campo FV durante il giorno per essere consumata come acqua calda sanitaria durante le ore serali.

Nel casi in cui i contatti HT/NT e SG vengono chiusi il set point di temperatura della pompa di calore, passa da un valore base (35/40°C) ad un valore massimo (65°C), forzando la partenza della stessa.

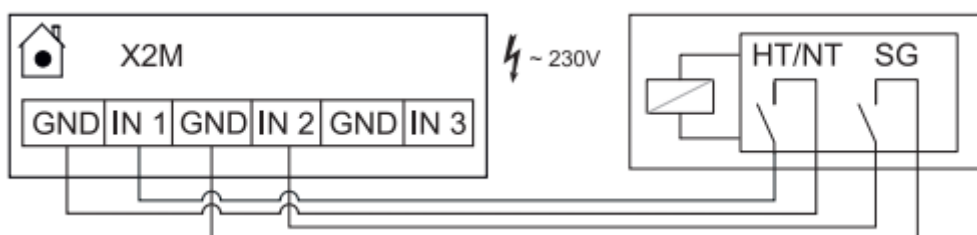


Figura 107: Contatti a bordo della pompa di calore per attivare la stessa da sistema di controllo esterno (fonte Daikin).

Con l'integrazione dei nuovi componenti del PLC sono state estese anche le funzioni del webserver del sistema SAPIENTE per controllare il nuovo impianto sperimentale come di seguito indicato.

Nuova pagina test write

Nella pagina "test write" riportata in Figura 108, è possibile svolgere le seguenti funzioni i) impostare il tempo di campionamento di tutte le misure, ii) accedere alla memoria del PLC tramite il comando "gestione file" per

scaricare i file di logging con tutte le misure termiche ed elettriche acquisite dai misuratori e sensori installati nell'impianto, iii) con il pannello di controllo "comandi manuali", il cui dettaglio è riportato in Figura 109, viene attivato manualmente il circolatore solare dei 7 moduli PVT, vengono chiusi i contatti HT/NT e SG della pompa di calore e viene comandata l'apertura della valvola a due vie motorizzata per emulare i consumi di acqua calda sanitaria da parte dell'utente.

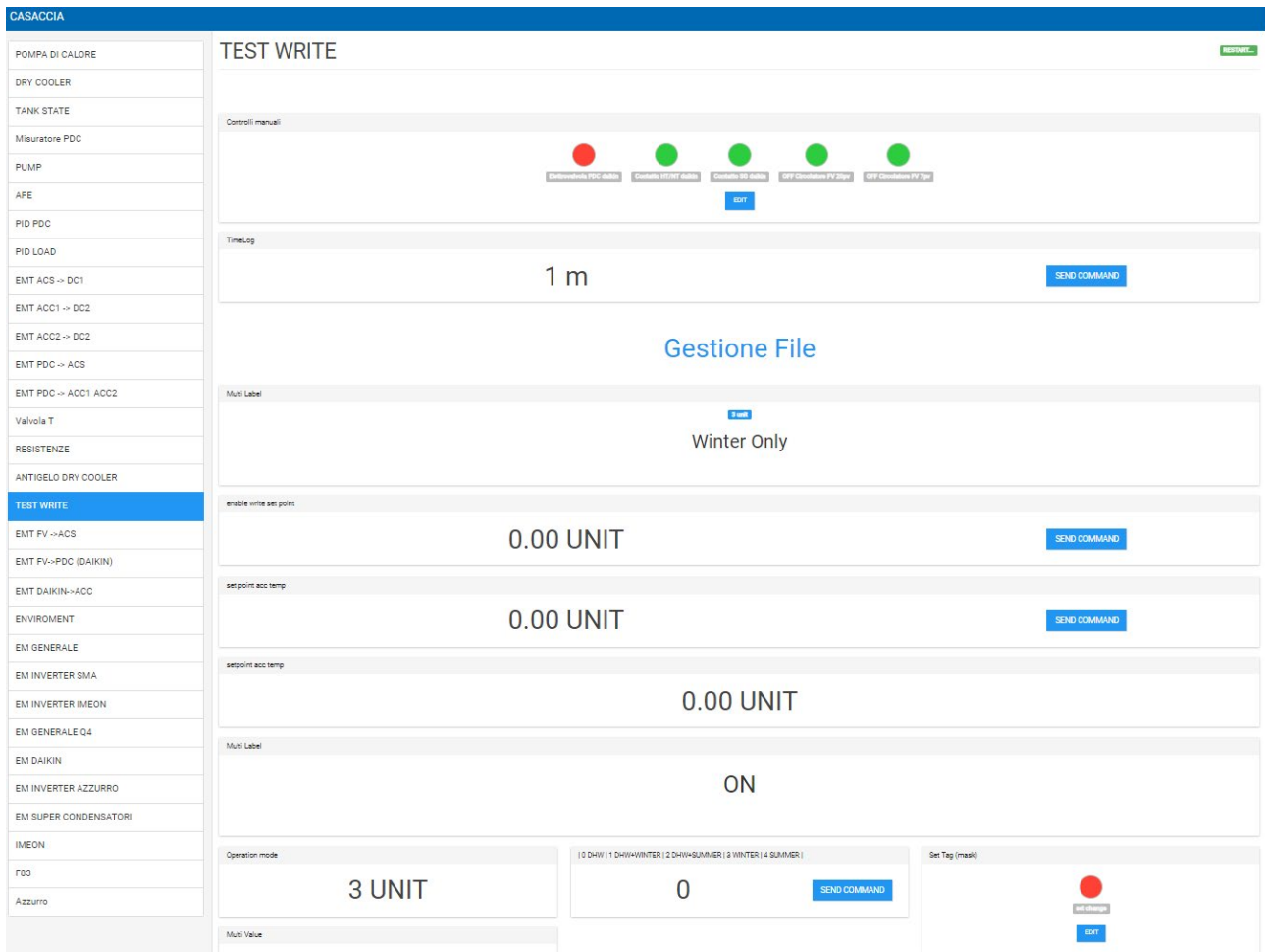


Figura 108: Interfaccia Web Server per controllo impianto ibrido FV-PDC-accumulo – pagina Test Write

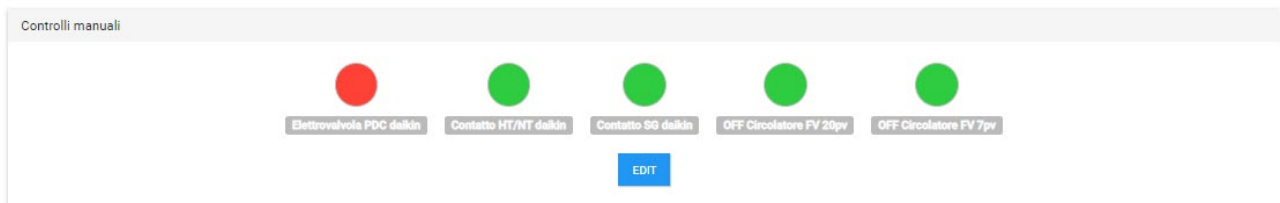


Figura 109: Interfaccia Web Server – pagina Test Write – dettaglio pannello "comandi manuali"

Interfaccia monitoraggio potenza termica fornita dai 7 moduli PVT

Nella pagina EMT FV – PDC vengono visualizzate le misure lette dall'Energy Meter termico installato nella condotta di ritorno del circuito solare come riportato nello schema di Figura 89 e nella foto di Figura 101. Come indicato in Figura 110 la pagina web, oltre alla potenza termica recuperata dai moduli PVT, viene visualizzata la portata del fluido termovettore (misurata dallo strumento con un sensore ad ultrasuoni), la

temperatura del circuito di mandata dal campo PVT all'accumulo della pompa di calore e la temperatura del circuito di ritorno.

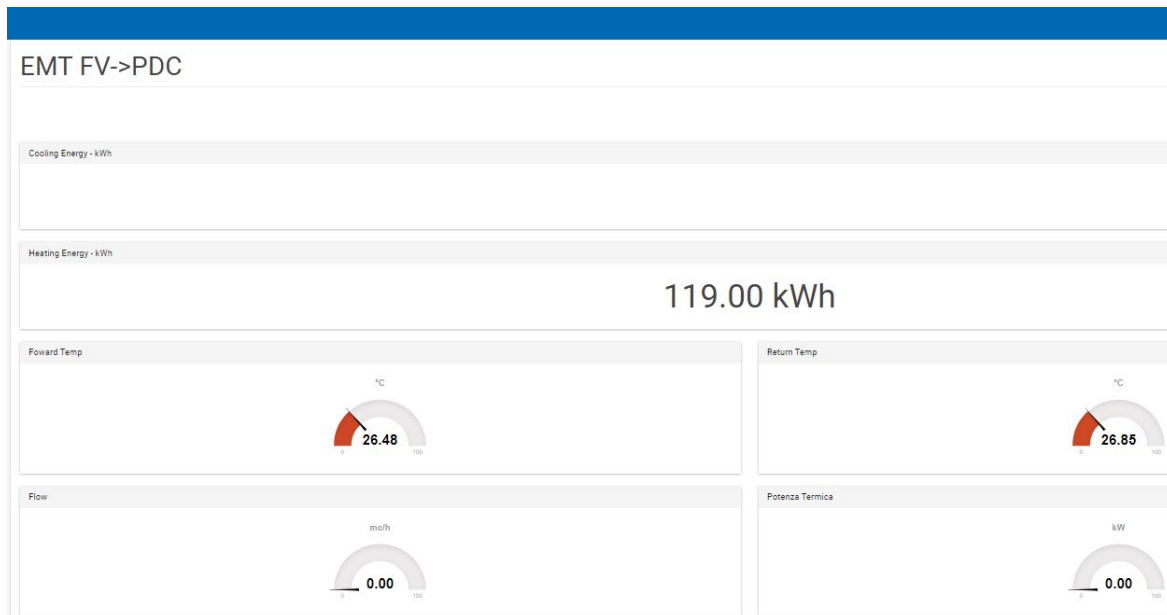


Figura 110: Web Server – pagina monitoraggio potenza termica prodotta dal campo PVT

Interfaccia monitoraggio prelievo acqua calda sanitaria

L'interfaccia web di Figura 111 fornisce le misure del profilo di prelievo dell'acqua calda sanitaria lette via Modbus dall'energy meter termico installato nel circuito utente che collega la pompa di calore con l'accumulo inerziale di 2000 litri come indicato nello schema di Figura 89. In particolare la pagina riporta le seguenti misure: i) la potenza termica per acqua calda sanitaria prelavata dalla pompa di calore, ii) la portata del prelievo di acqua calda, iii) la temperatura dell'acqua fredda in ingresso all'accumulo della pompa di calore, iv) la temperatura dell'acqua calda fornita dalla pompa di calore.

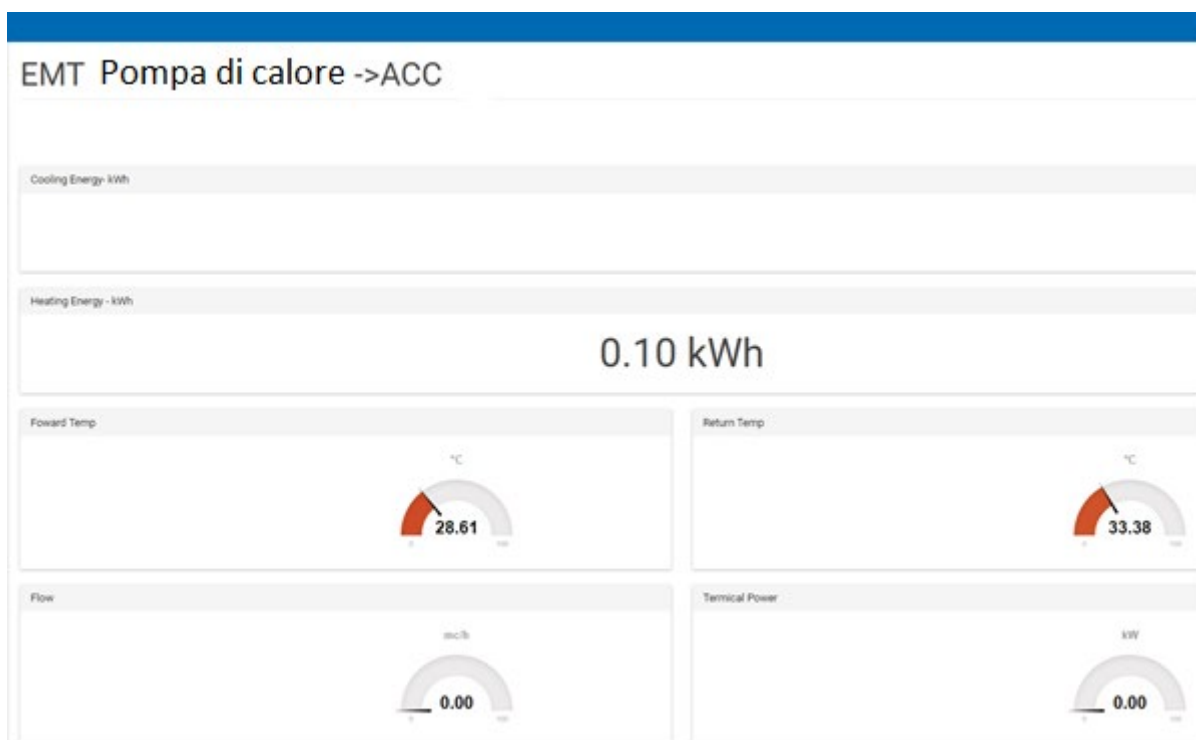


Figura 111: Web Server – pagina monitoraggio potenza termica per acqua calda sanitaria assorbita dall’accumulo delle pompa di calore

Pagina misure da sensori sul campo PVT

La pagina Enviroment del web serve fornisce le misure dei sensori installati direttamente sui moduli fototermici come indicato nello schema di Figura 93. La pagina web riportata in Figura 112 fornisce la misura dell’irraggiamento solare sul piano dei moduli e le temperature rilevate dalle termoresistenze PT500 poste all’uscita dei singoli moduli PVT. Le misure riportate dalla pagina web consentono di caratterizzare le prestazioni del campo fototermico.

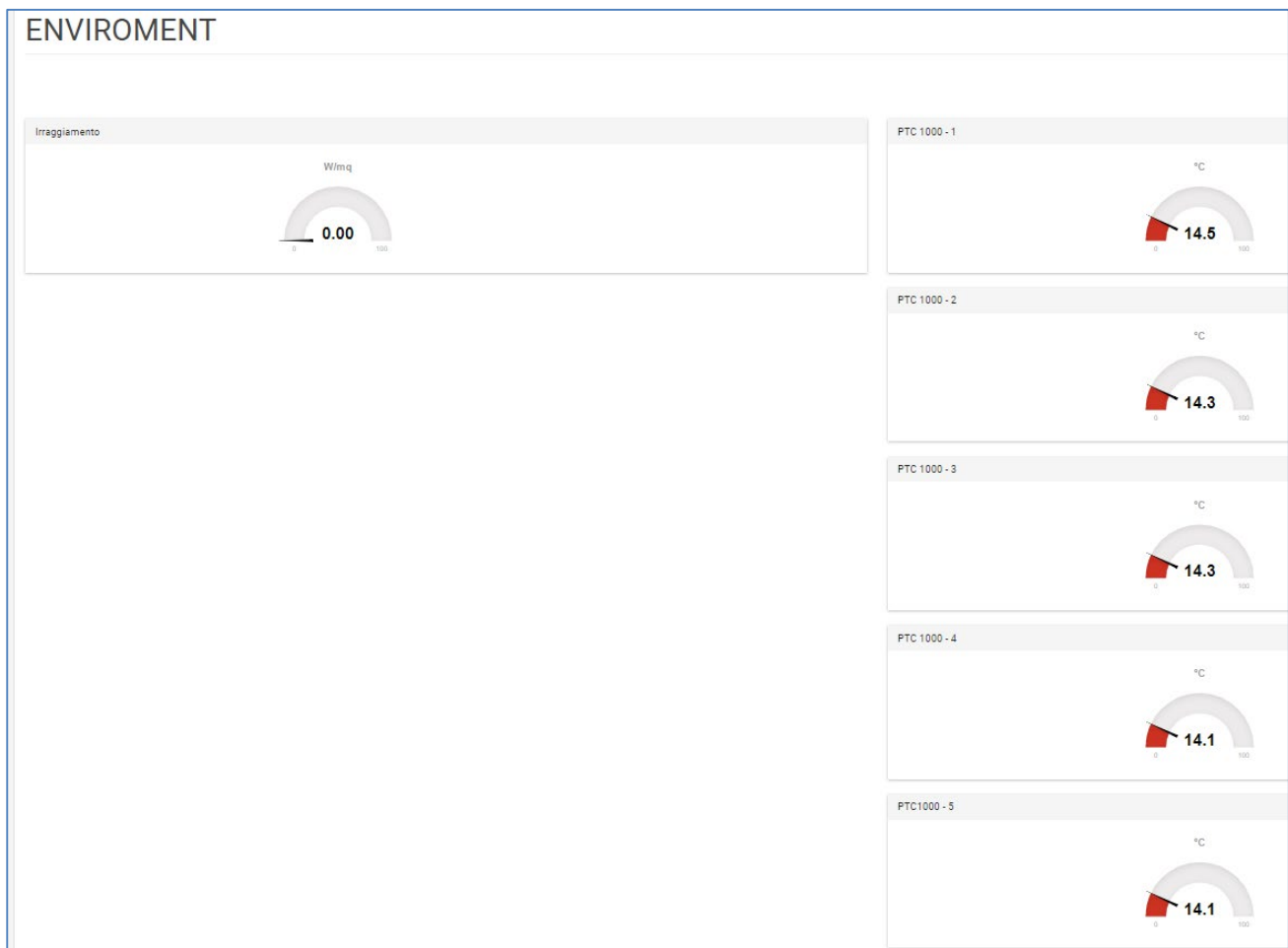


Figura 112: Web Server – pagina monitoraggio misure termiche da sensori installati sul campo fototermico

Pagina monitoraggio potenza scambiata con la rete tramite l'interruttore generale dell'impianto sperimentale

La pagina riportata in Figura 113, fornisce la misura dei parametri elettrici misurati a valle dell'interruttore generale del quadro di alimentazione dell'impianto sperimentale.

Anche se i componenti di impianto sono alimentati in monofase l'interruttore generale e lo strumento di misura sono di tipo trifase prevedendo una eventuale espansione dei componenti e una variazione futura della potenza installata. Per il suddetto motivo le misure riportate nella pagina web di figura di Figura 113 sono di tipo trifase anche se la potenza e la corrente vengono misurate solo dalla fase 3.

La pagina web visualizza la potenza scambiata con la rete dall'impianto sperimentale; in particolare la potenza immessa in rete dall'impianto PVT viene mostrata con un segno negativo, mentre la potenza prelevata dalla rete viene visualizzata con segno positivo.

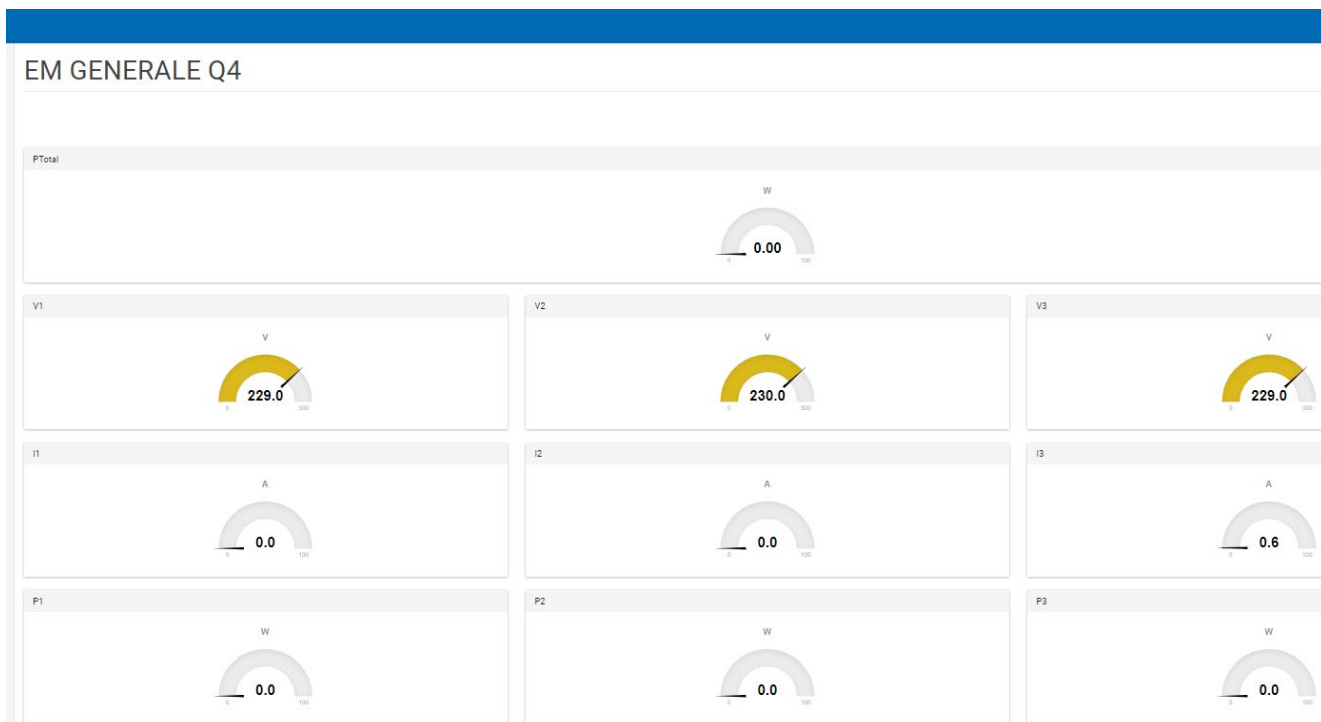


Figura 113: Web Server – pagina monitoraggio misure elettriche interruttore generale impianto sperimentale

Pagina misura carico elettrico pompa di calore

La pagina web riporta le misure dell’energy meter elettrico installato nella linea di alimentazione della pompa di calore per acqua calda sanitaria. In particolare viene visualizzata la tensione, la corrente e la potenza assorbita dalla pompa di calore.

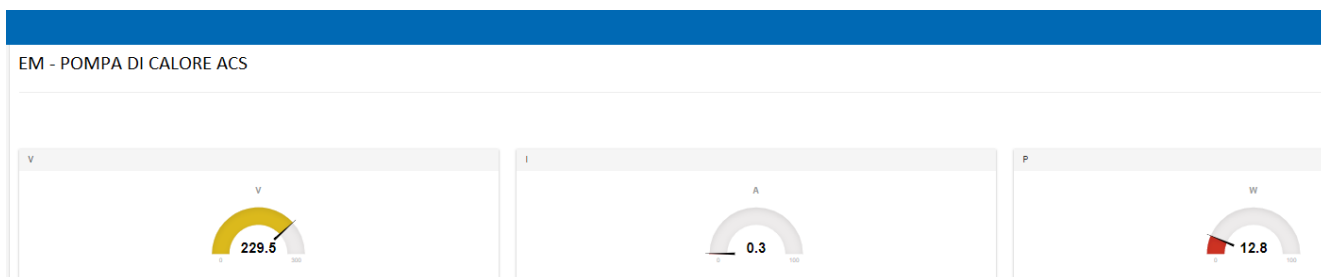


Figura 114: Web Server – pagina monitoraggio potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore per ACS

Pagina monitoraggio grandezze lato continua inverter ibrido

La pagina fornisce le misure fornite via Modbus dall’inverter ibrido. In particolare come riportato in Figura 115, nella pagina web viene riportato: i) lo stato di carica delle batterie a litio (SOC), ii) tensione, corrente e potenza erogata dalla sezione in continua dell’impianto fototermico, iii) tensione, corrente e potenza scambiata con la batteria, iv) temperatura di batteria.

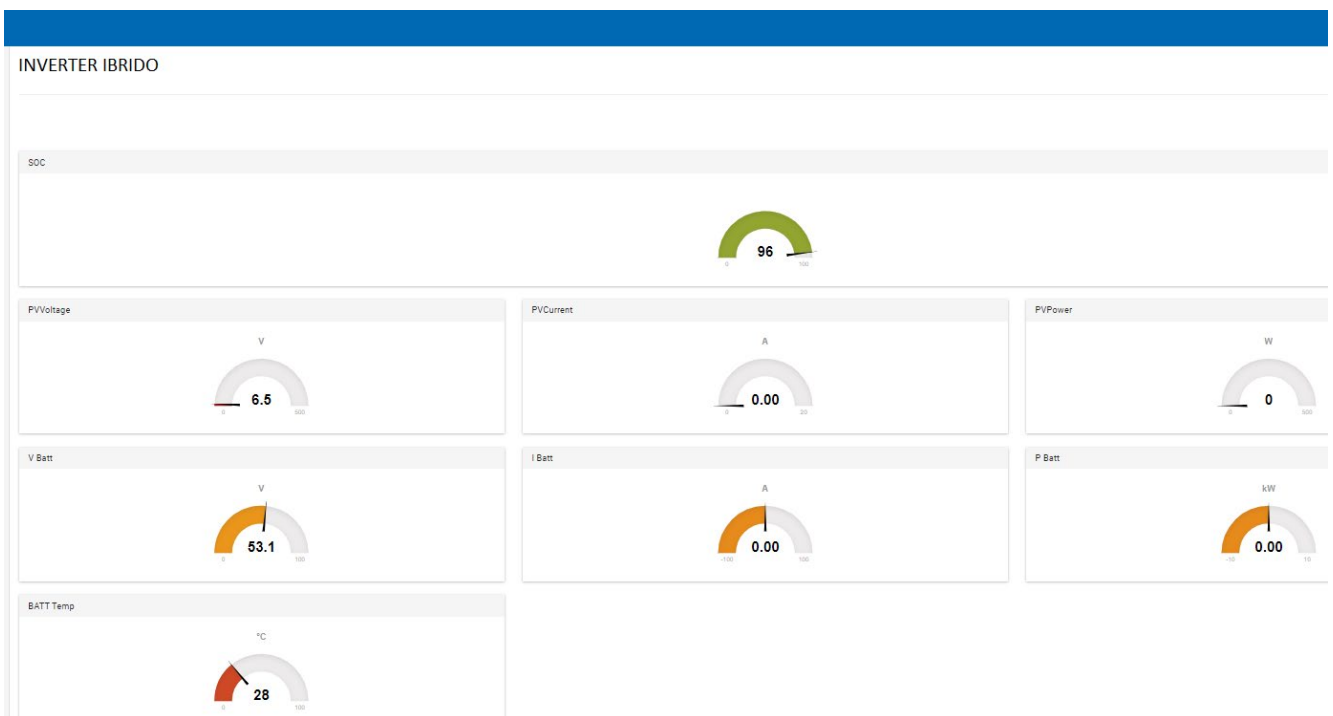


Figura 115: Web Server – pagina monitoraggio grandezze lato continua inverter ibrido

Pagina monitoraggio potenza generata in corrente alternata dall'inverter ibrido

La pagina riporta le misure dell'energy meter installato a valle dell'uscita in alternata dell'inverter ibrido.

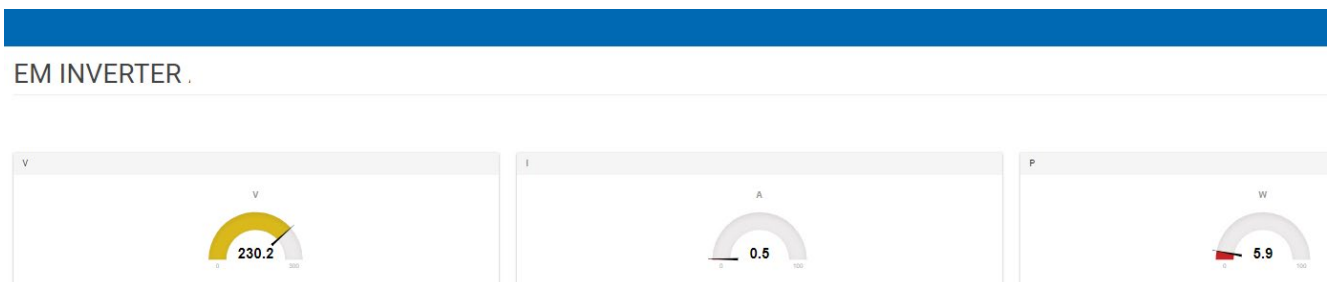


Figura 116: Web server – pagina monitoraggio grandezze elettriche lato corrente alternata inverter ibrido

4.1.6 Campagna di monitoraggio dell'impianto sperimentale

In questa sezione si riportano per alcuni giorni tipo i primi risultati della campagna di monitoraggio dell'impianto sperimentale sopradescritto.

Monitoraggio prova 1

Configurazione del sistema sperimentale durante la giornata di prova:

- superficie singolo modulo: 1,63 m²
- n° moduli: 7
- Superficie totale 11,41 m²
- modalità gestione inverter: smart grid (inseguimento profilo di potenza pompa di calore)
- impianto solare connesso all'accumulo termico della pompa di calore

Si riportano i principali profili di potenza monitorati:

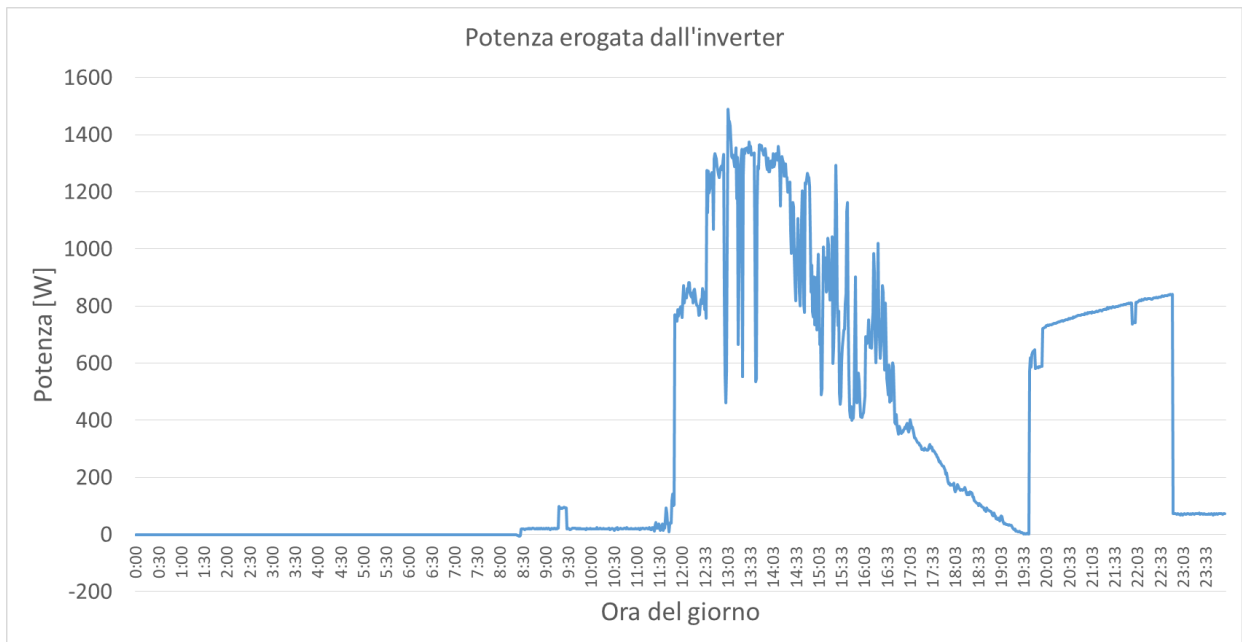


Figura 117: potenza erogata dall'inverter ibrido

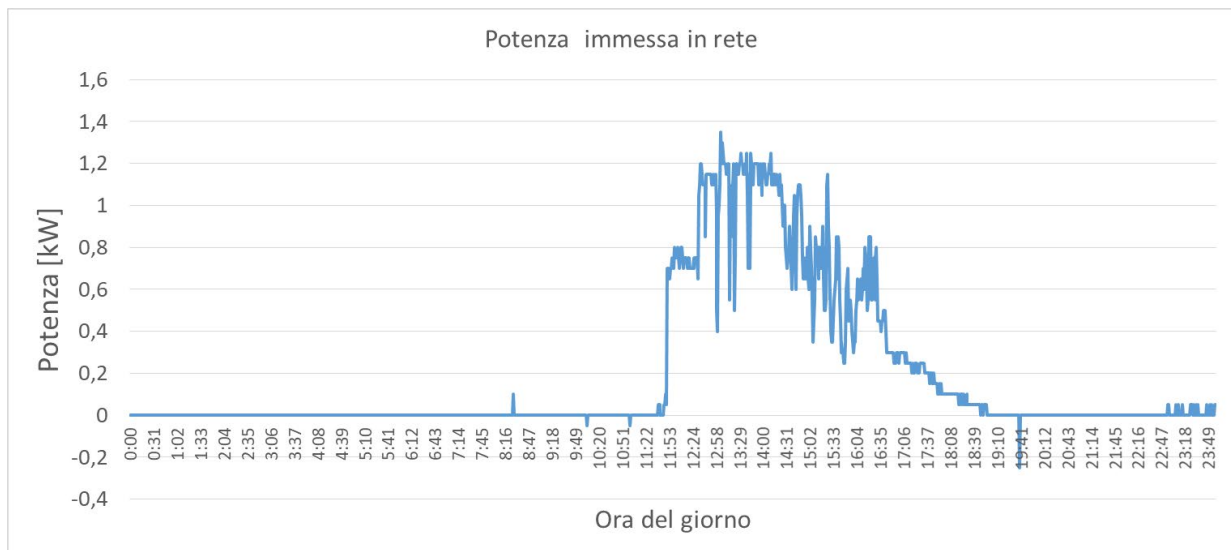


Figura 118: potenza erogata dall'inverter e immessa in rete (misura a valle dell'interruttore generale del quadro di alimentazione)

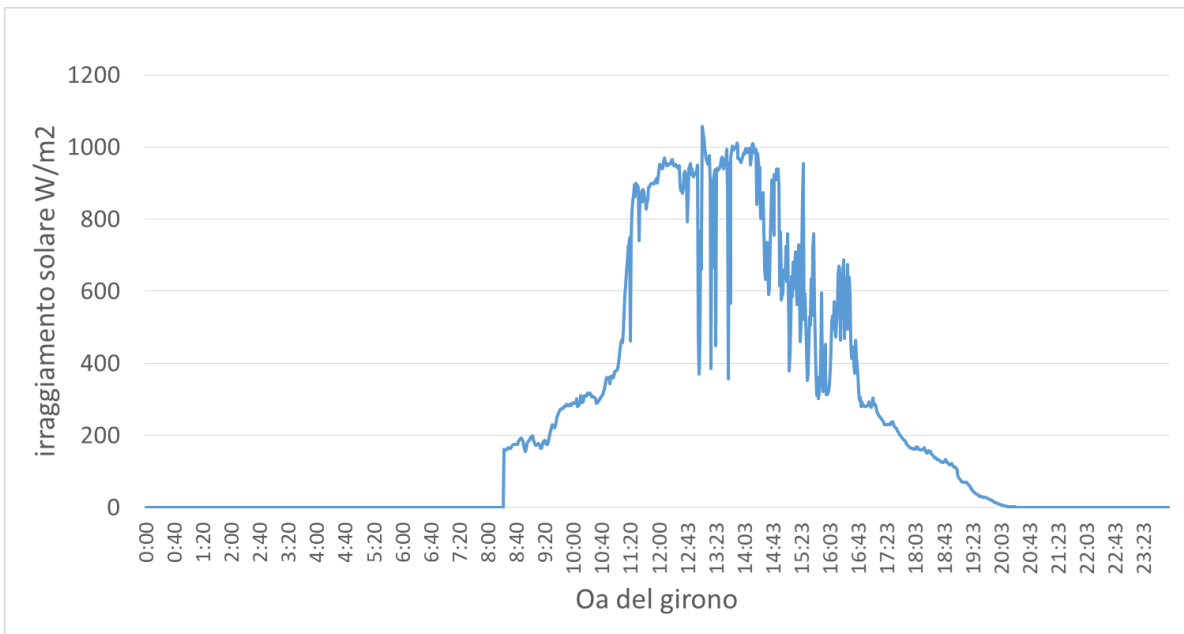


Figura 119: irraggiamento solare



Figura 120: Potenza termica recuperata dal raffreddamento dei moduli fototermici – circolatore solare attivato alle 12.30 circa

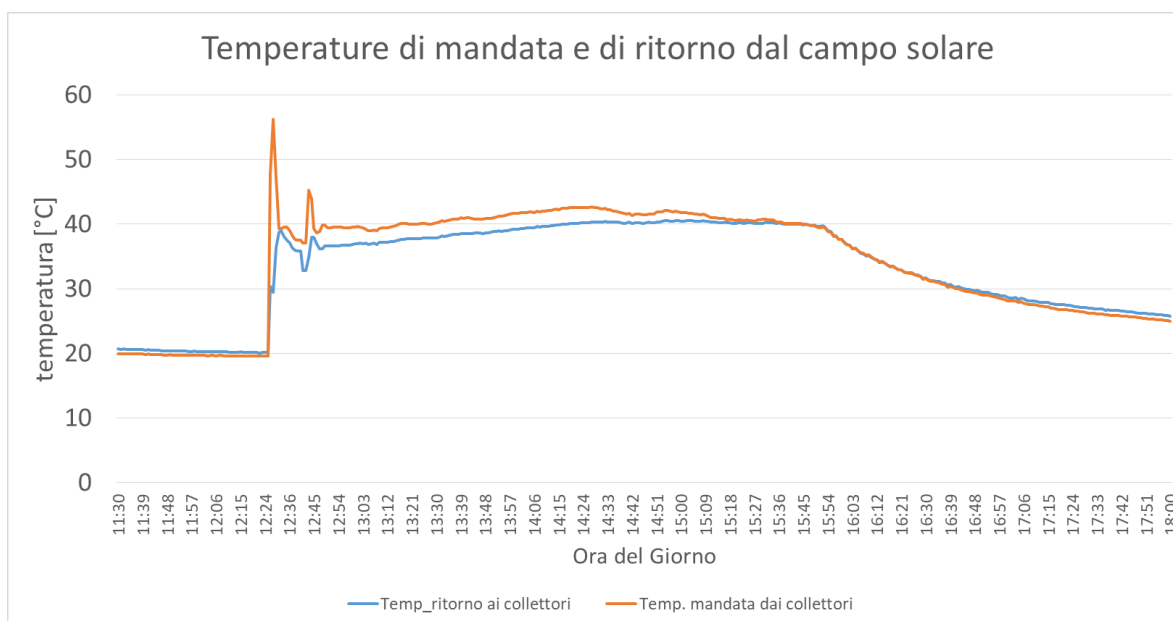


Figura 121: temperatura di mandate e ritorno dal campo fototermico

Dai risultati di monitoraggio riportati nelle precedenti figure si osserva:

- la potenza prodotta dell'inverter ibrido viene immessa totalmente in rete, in quanto non viene attivata la pompa di calore durante il giorno e gli altri carichi alimentati dal quadro di impianto sono nulli,
- la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore, avviata nelle ore serali, viene totalmente compensata dall'inverter ibrido prelevando potenza dalle batterie a litio caricate durante il giorno. La potenza prelevata dalla rete nelle stesse ore di funzionamento della pompa di calore è nulla,
- il circolatore solare attivato manualmente alle 12:30 circa genera un picco di potenza termica dovuto all'elevato salto termico tra mandate e ritorno del circuito solare durante il transitorio di avvio.
- il circuito solare riesce a recuperare dai moduli fototermici una potenza termica di scarto di circa 1,2 kW, dello stesso ordine di grandezza della potenza elettrica generata.
- l'innalzamento della temperatura di mandata al campo solare, dovuto ad un riscaldamento dell'accumulo della pompa di calore (nella prova non è stato applicato un carico per dissipare l'energia termica) comporta una riduzione della potenza termica recuperata dai moduli.

Dalla elaborazione dei monitoraggi si sono ottenuti le seguenti prestazioni energetiche:

- Energia FV erogata dall'inverter ibrido (immessa in rete): 5,23 kWh
- Energia elettrica assorbita dalla pompa di calore: 2,5 kWh
- Energia termica da collettori: 3,26 kWh
- Radiazione solare incidente: 5,41 kWh/m²

Dall'elaborazione dei primi risultati l'energia termica recuperata per raffreddare i moduli risulta circa il 60% dell'energia elettrica erogata dal campo fotovoltaico in corrente alternata.

La quota di energia termica recuperata risulta comunque migliorabile in quanto il circolatore solare è stato attivato da Web server solo alle 12:30 circa.

Monitoraggio prova 2

Rispetto alla precedente prova è stato modificato l'intervallo di attivazione del circolatore solare per recuperare l'energia termica di scarto durante l'intero periodo di funzionamento dell'impianto termofotovoltaico; si riportano di seguito le condizioni di prova e il monitoraggio delle principali grandezze elettriche e termiche dell'impianto sperimentale

- superficie singolo modulo: 1,63 m²
- n° moduli: 7
- Superficie totale 11,41 m²
- modalità gestione inverter: smart grid (inseguimento profilo di potenza pompa di calore)
- impianto solare connesso all'accumulo termico della pompa di calore
- orario attivazione circolatore solare: 5:00 (AM)
- orario disattivazione circolatore solare: 17:30

Si riportano i principali profili di potenza monitorati:

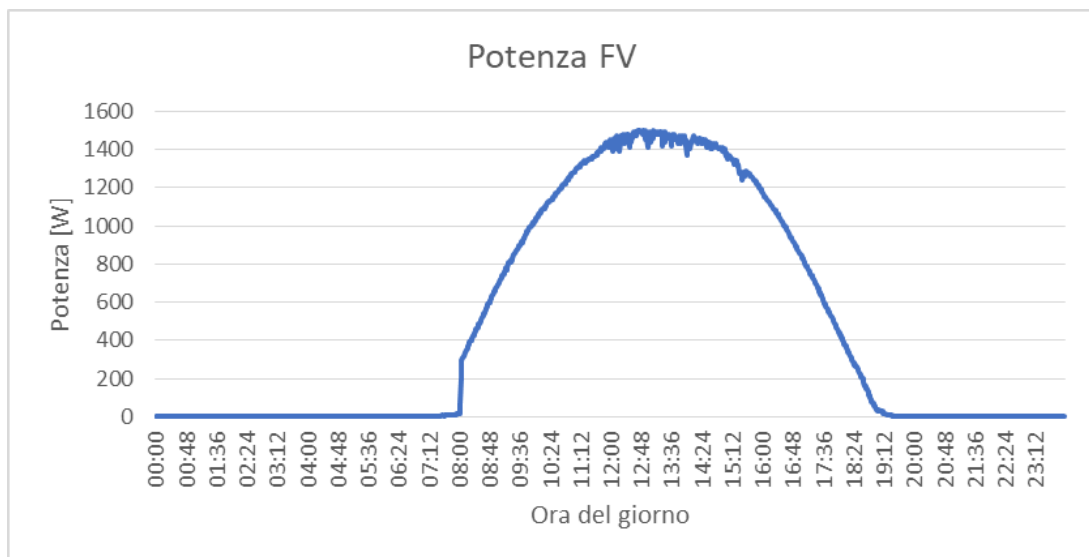


Figura 122: potenza elettrica generata dal campo termofotovoltaico ed erogata dall'inverter ibrido

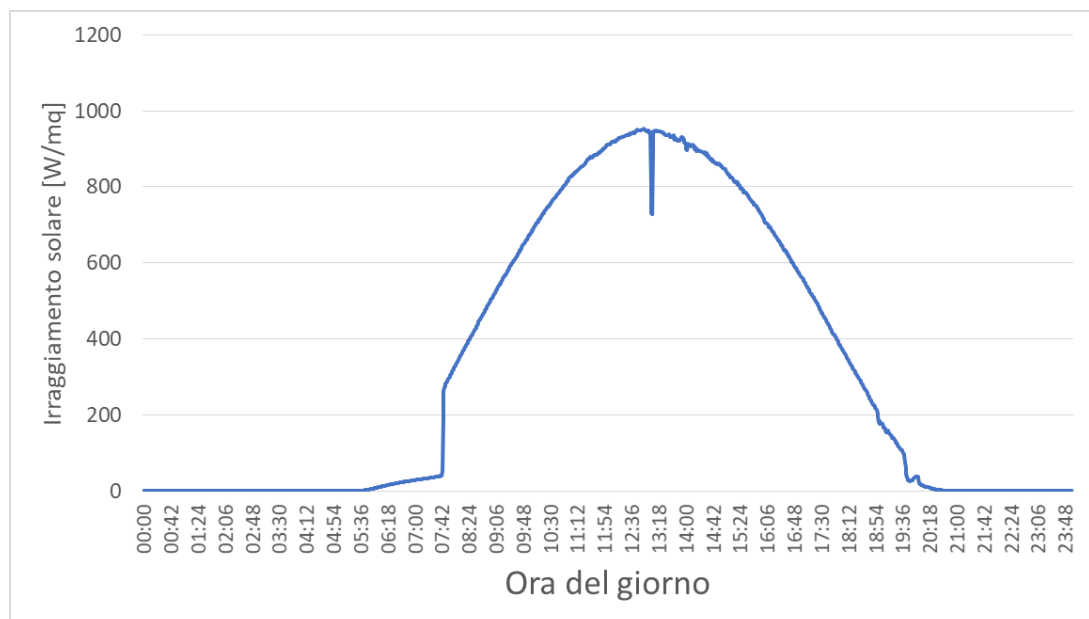


Figura 123: irraggiamento solare sul piano dei moduli misurato nella giornata di prova

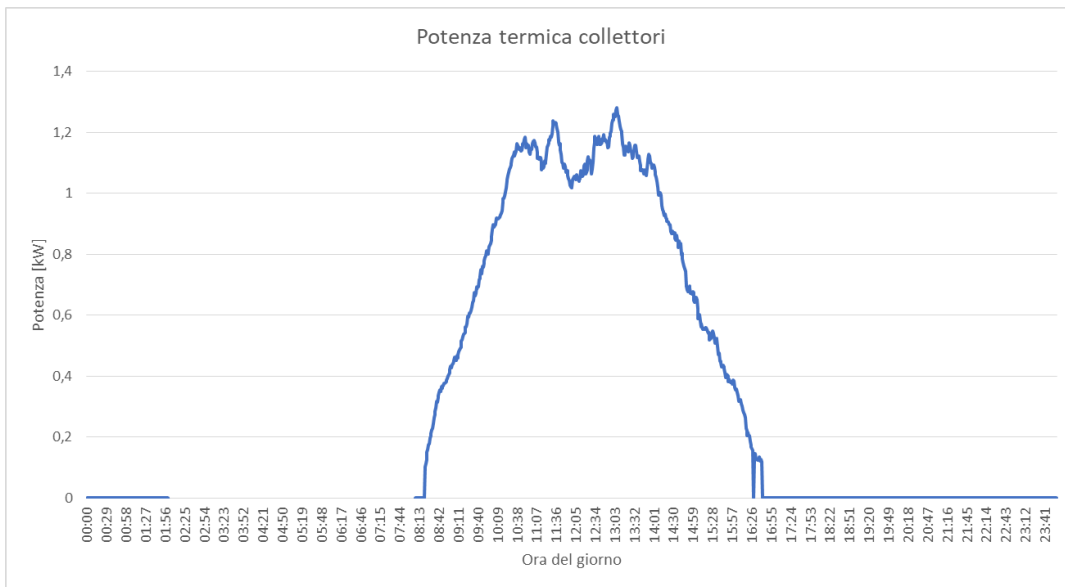


Figura 124: potenza termica recuperata dal raffreddamento dei moduli fototermici

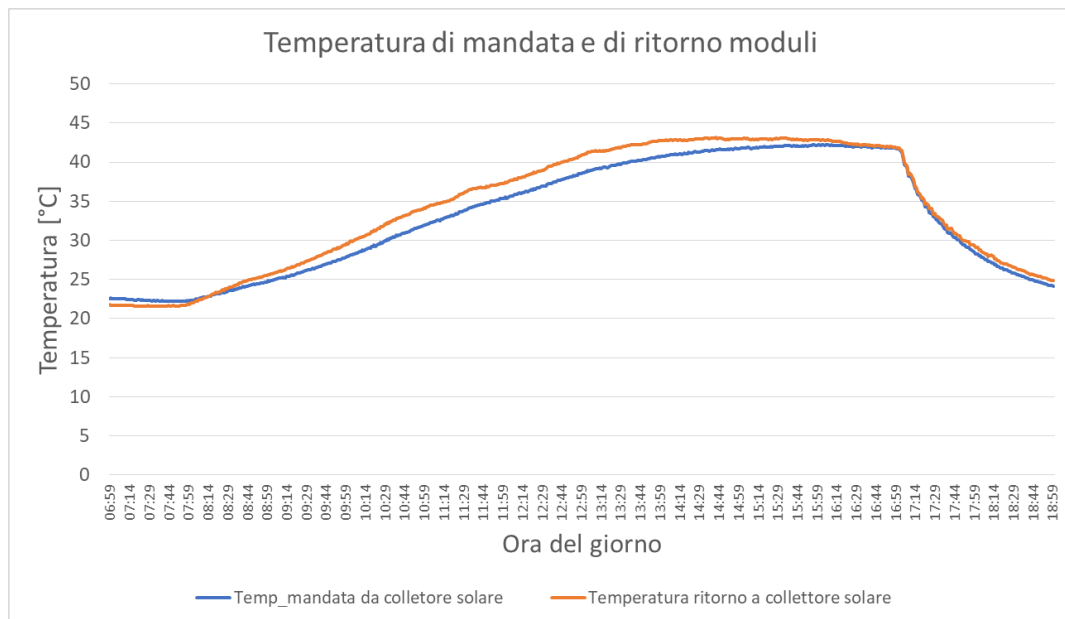


Figura 125: temperatura di mandate e ritorno dal campo fototermico

Dal monitoraggio delle principali grandezze elettriche e termiche sopra riportate si evince che:

- attivando il circolatore solare già dalle prime ore del girono il profilo della potenza termica recuperata risulta più regolare rispetto alla precedente prova in linea con l'irraggiamento solare sul piano dei moduli,
- come per la prova precedente, la potenza termica massima estratta dal raffreddamento dei moduli fotovoltaici è di poco inferiore alla massima potenza elettrica generata,
- come per la prova precedente, nelle ore pomeridiane l'innalzamento della temperatura di ritorno dall'accumulo della pompa di calore riduce la potenza recuperata dal raffreddamento del campo solare.

Si riporta di seguito l'analisi energetica ottenuta dalle misure monitorate e memorizzate dal Web Server:

- Energia FV erogata dall'inverter ibrido (immessa in rete): 10,88 kWh
- Energia termica recuperata dal raffreddamento dei moduli fotovoltaici: 6,79 kWh
- Irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli: 7,8 kWh/m²

Dall'elaborazione dei dati energetici si osserva un incremento della produzione termica rispetto alla prova precedente dovuto ad attivazione del circolatore solare dalle prime ore di produzione del campo fotovoltaico; infatti la produzione di energia termica rispetto alla produzione elettrica passa da circa il 60% della precedente prova a circa il 63% della prova attuale.

5 Biodigestore di piccola taglia: campagna di monitoraggio sistema integrato sperimentale

Nel corso della linea di attività in oggetto è stata condotta una campagna di misure con il microgeneratore a biogas progettato da ENEA e installato nella precedente annualità presso la sede di Marsala (TP) de *i Nuovi Mille*, startup nel campo delle tecnologie dell'ingegneria chimica per l'energetica che da diversi anni opera nel settore della biodigestione anaerobica di piccola taglia; inoltre la scelta del sito ha garantito una gestione continua del biodigestore (fornitura continua di scarti organici).

Come indicato nello schema di Figura 128, il sistema sperimentale è costituito da sue sezioni indipendenti:

- Sistema 1: costituito dal biodigestore domestico e da una caldaia a biogas da 19 kWt
- Sistema 2: costituito da biodigestore domestico, motore a combustione interna alimentato a biogas, pompa di calore per acqua calda sanitaria con accumulo da 217 litri, sistema di recupero calore dai gas di scarico del motore.

I due sistemi sopra riportati sono descritti nel dettaglio nel report ENEA della scorsa annualità RdS/PTR2020/140; nello stesso report sono descritte le prove condotte con l'impianto sperimentale nella configurazione prevista dal Sistema 1 e le prime prove per caratterizzare il funzionamento del motore alimentato dal biogas del Biodigestore.

In questa annualità sono state eseguite le prove con l'impianto sperimentale nella configurazione completa come previsto dal Sistema 2.

In particolare come indicato nello schema funzionale del sistema sperimentale di Figura 127, il biogas prodotto dal biodigestore, accumulato a pressione atmosferica in una sacca di stoccaggio da 600 litri, alimenta un gruppo elettrogeno da 2 kW elettrici; quest'ultimo nella configurazione microgeneratore fornisce energia elettrica per alimentare il compressore della pompa di calore ed energia termica all'accumulo integrato da 217 litri.

Per il recupero dell'energia termica dai gas di scarico del motore primo, quest'ultimo è stato equipaggiato con uno scambiatore fumi/acqua realizzato come indicato in Figura 126; un primo scambiatore, realizzato con tubazione in rame avvolta al collettore di scarico del motore, è collegato in serie ad un secondo scambiatore fumi/acqua a doppio tubo realizzato in alluminio; i gas di scarico attraversano lo scambiatore lungo l'asse longitudinale del cilindro mentre l'acqua, attraverso degli attacchi di 1/2", circola nel tubo interno opportunamente alettata al fine di massimizzare la superficie di scambio termico dal lato gas.

Lo scambiatore è stato successivamente isolato termicamente apponendo diversi strati di lana di vetro per limitare le perdite termiche.



Figura 126: Rappresentazioni di dettaglio dello scambiatore di calore per il recupero energetico sui gas di scarico del motore a combustione interna.

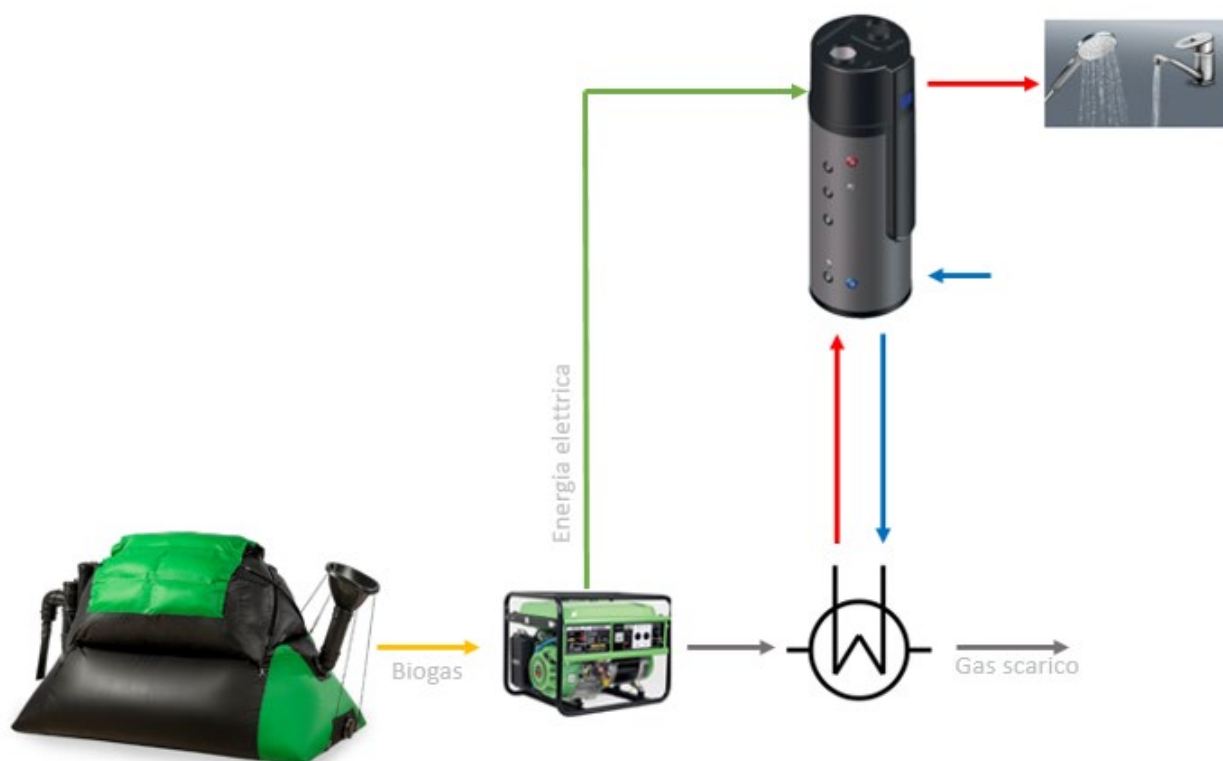


Figura 127: Schema funzionale – microgeneratore a biogas sperimentale (sistema 2)

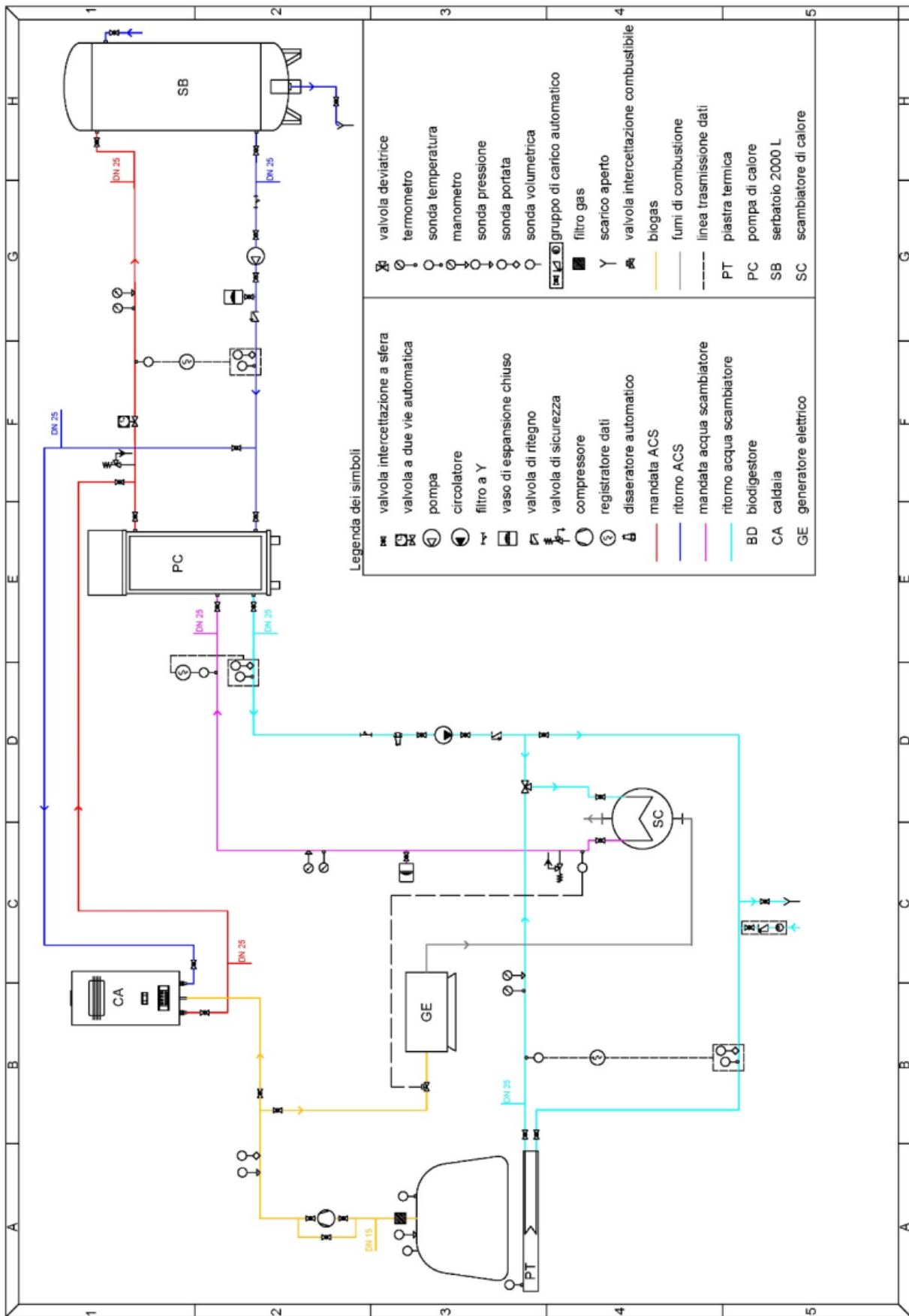


Figura 128: Layout dettagliato del sistema sperimentale a biogas con biodigestore domestico

La pompa di calore per ACS integrata nell'impianto sperimentale è del tipo monoblocco con un accumulo da 217 litri riscaldato dal condensatore del circuito frigorifero e da due scambiatori interni ausiliari per recuperare il calore da sorgente esterne. Come indicato nello schema di Figura 127 e di Figura 128 nell'impianto sperimentale lo scambiatore ausiliario della pompa di calore è collegato in serie allo scambiatore fumi/acqua per fornire all'accumulo l'energia termica recuperata dai gas di scarico del motore. Tra le caratteristiche della pompa di calore si segnala inoltre la sua potenza nominale pari a 700 W e un COP medio pari a 2,81.

La pompa di calore è alimentata elettricamente dal microcogeneratore, è prevista inoltre una alimentazione direttamente dalla rete per poter provare e caratterizzare la macchina separatamente dal funzionamento del sistema sperimentale.



Figura 129: pompa di calore monoblocco per acqua calda sanitaria connessa al cogeneratore dell'impianto sperimentale

Per la campagna di misura condotta in questa annualità sono stati installati e utilizzati i seguenti strumenti:

- Un misuratore di portata volumetrica per la misura volumetrica del biogas.
- Un contatore termico dotato di un misuratore di portata con tecnologia ad ultra suoni e due sonde di temperatura di tipo PT500 installato nel circuito scambiatore acqua/fumi – accumulo pompa di calore per misurare la potenza termica recuperata dai gas di scarico del motore a combustione interno
- Un contatore termico per misurare il profilo di carico termico per ACS prelevato dall'accumulo della pompa di calore (generato con l'apertura dell'elettrovalvola azionata da timer).
- Un analizzatore di biogas con scheda dati, con il quale è stato quantificato durante le prove la composizione del biogas (CH₄, CO₂, O₂, H₂S e NO_x).

- Un multimetro digitale con trasformatore amperometrico per le misure di produzione della potenza elettrica erogata dal motore e assorbita dalla pompa di calore. Si riporta di seguito una foto con i dettagli dei misuratori utilizzati nell'impianto sperimentale.



Figura 130: da sinistra: analizzatore di biogas, misuratore energia termica a ultra suoni, misuratore volumetrico biogas

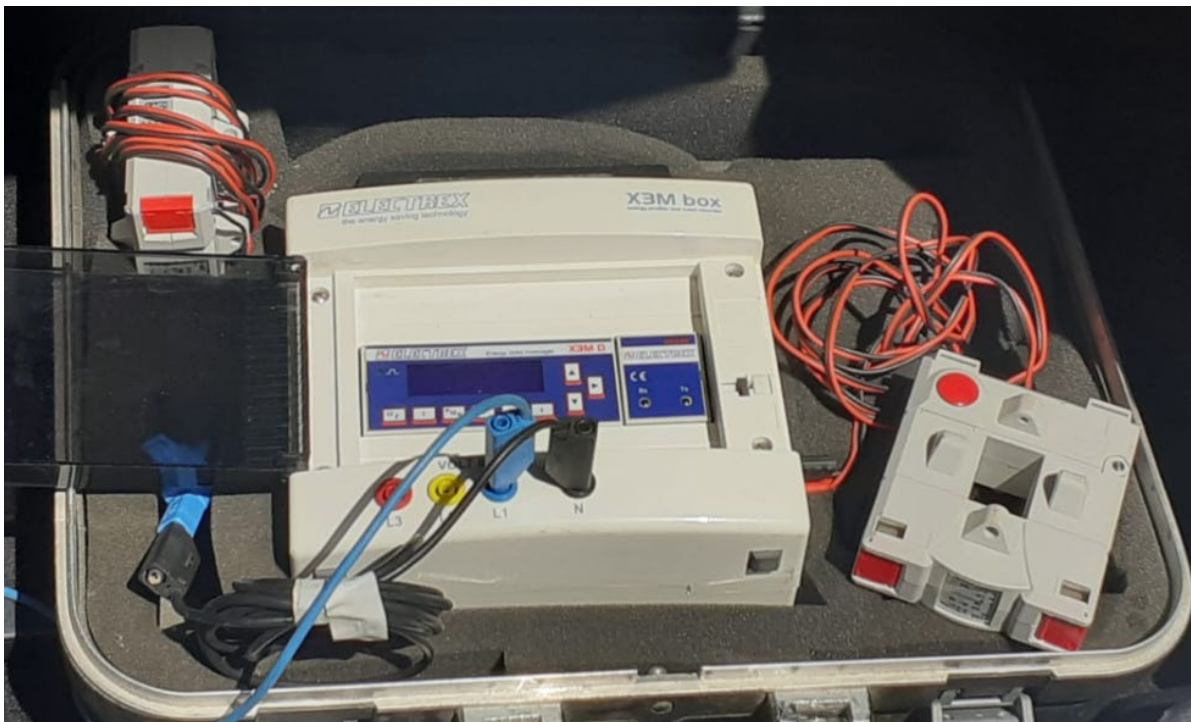


Figura 131: multimetro digitale con trasformatore amperometrico per le misura della potenza elettrica erogata dal motore e assorbita dalla pompa di calore

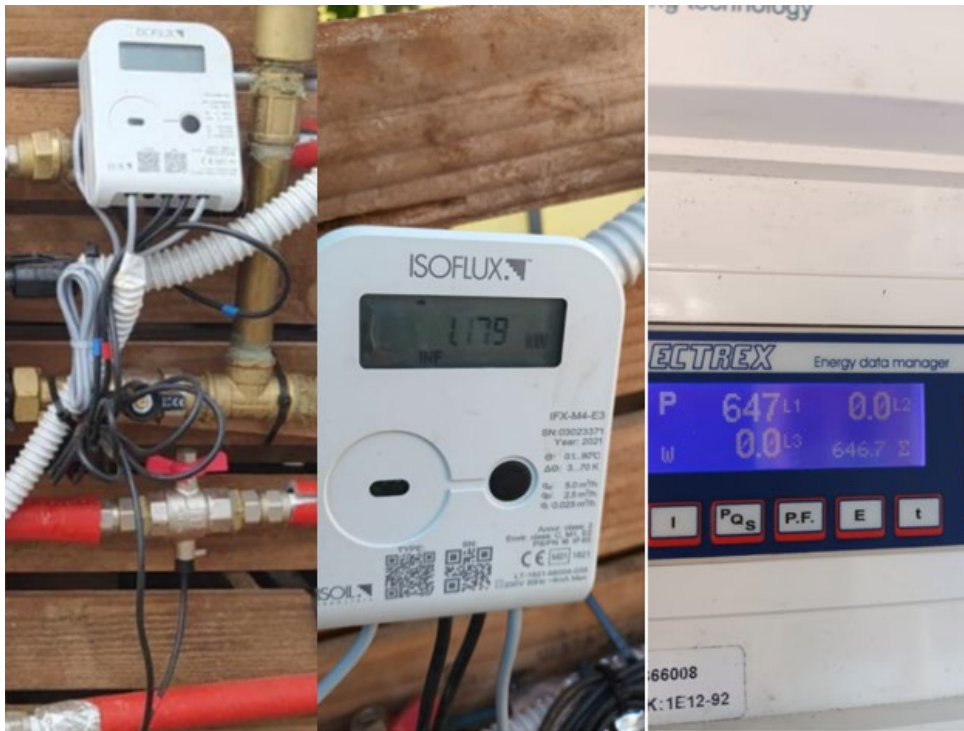


Figura 132: dettaglio installazione misuratore termico nel circuito scambiatore fumi/acqua -pompa di calore, dettaglio misura potenza termica recuperata dallo scambiatore fumi/acqua, dettaglio misura potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore



Figura 133: installazione quadri elettrici per l'alimentazione e il sezionamento dei singoli componenti d'impianto

I monitoraggi del sistema sperimentale integrato, funzionante in condizioni reali, ha permesso di caratterizzarne le prestazioni e valutare l'entità dei risparmi energetici ottenibili dagli utenti isolani in sostituzione degli scaldacqua elettrici, soluzione diffusa nelle isole minori per la produzione di acqua calda sanitaria.

Si riporta di seguito l'analisi delle misure elettriche e termiche relative al monitoraggio del sistema sperimentale integrato in due giornate tipo.

Per il funzionamento del sistema sperimentale integrato sono state utilizzate più sacche di biogas prodotto dallo stesso biodigestore in modo da consentire una durata più lunga della prova affinché le valutazioni energetiche non siano influenzate dai transitori di avvio e di spegnimento dell'impianto.

Prova 1

La prova 1 è stata condotta per un tempo pari a circa un'ora; si riporta di seguito l'analisi delle misure elettriche e termiche acquisite durante il funzionamento dell'impianto.

Tabella 3: Prova 1 – elaborazione misure elettriche e termiche – calcolo delle prestazioni del sistema

Prova 1		
Biogas consumato	m ³	0,912
Durata prova	min	60
Frazione di CH ₄ contenuta nel biogas (da misura)	%	66
Potere calorifico inferiore Biogas prodotto	kWh/m ³	6,34
	MJ/kg	27,6
Energia primaria consumata	kWh	5,78
Temperatura iniziale dell'accumulo	°C	42
Temperatura finale dell'accumulo	°C	48
Potenza elettrica media assorbita dalla pompa di calore durante la prova	kW	0,60
Energia elettrica erogata dal motore e assorbita dalla pompa di calore	kWh	0,60
potenza termica media misurata scambiatore fumi/acqua	kW	0,84
Energia termica fornita dallo scambiatore acqua/fumi	kWh	0,84
volume acqua riscaldata	m ³	217
calore specifico acqua	kWh/kg*K	0,001162
Energia termica totale fornita all'accumulo ACS (pompa di calore + scambiatore acqua fumi)	kWh	1,51
Efficienza conversione biogas - energia termica	kWh/m ³	1,66
Efficienza recupero termico motore (energia termica fornita dallo scambiatore di calore/energia primaria consumata)	%	14,53
Rendimento elettrico motore	%	10,38

Prova 2

La prova 2 è stata condotta per una durata pari a circa 1 ora e 45 minuti, durante la quale sono stati acquisite le misure elettriche e termiche puntuali dei principali componenti del sistema sperimentale come di seguito riportato.

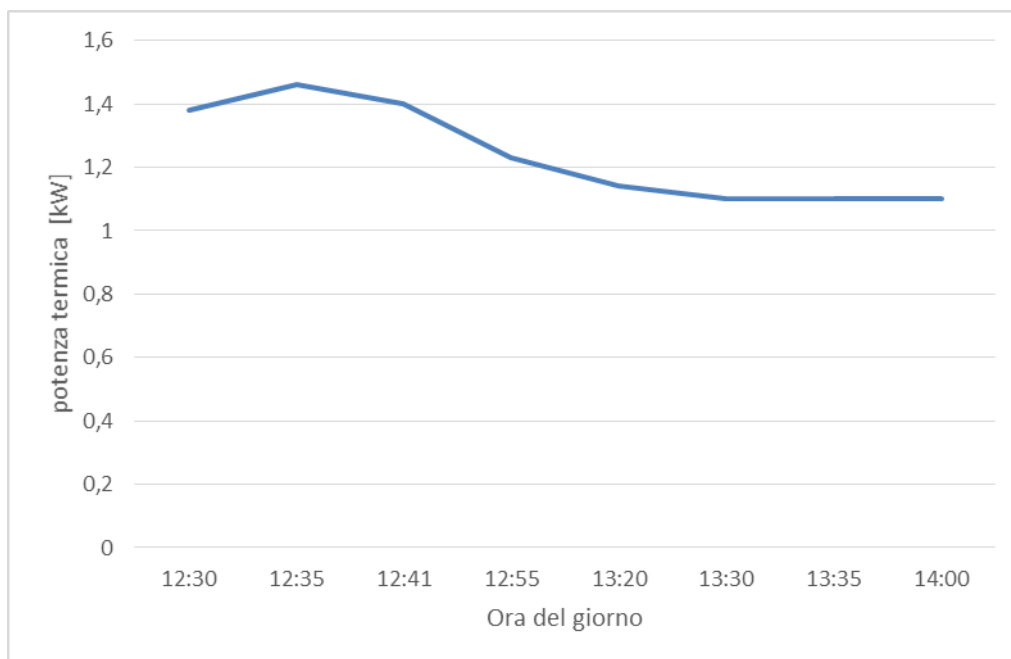


Figura 134: Potenza termica recuperata dallo scambiatore fumi/acqua e ceduta all'accumulo della pompa di calore

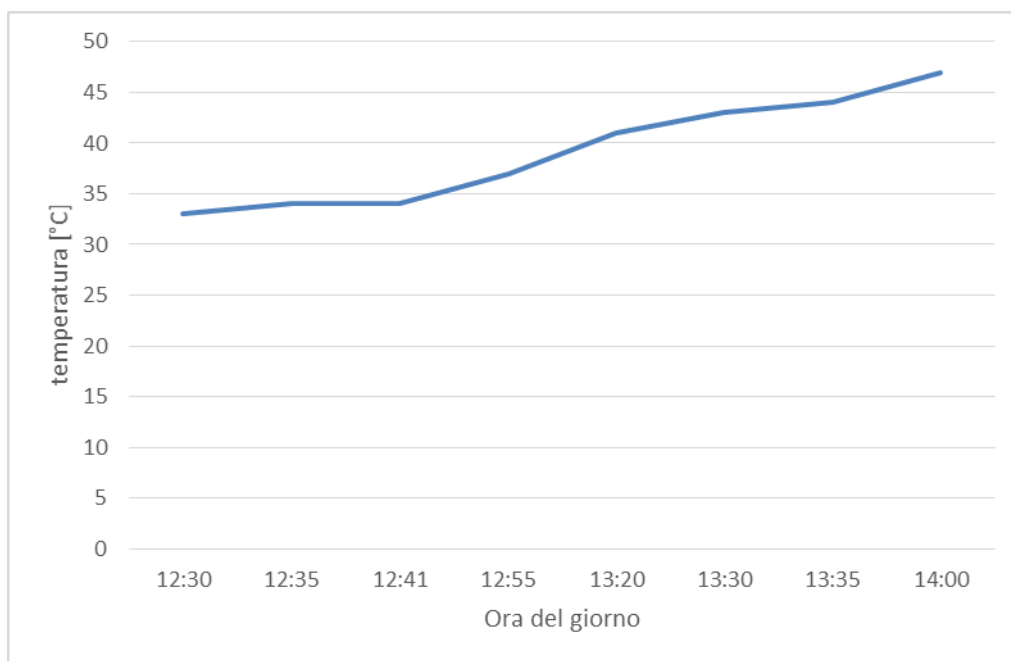


Figura 135: temperatura dell'acqua calda sanitaria nell'accumulo termico – misura indicata dal display della pompa di calore

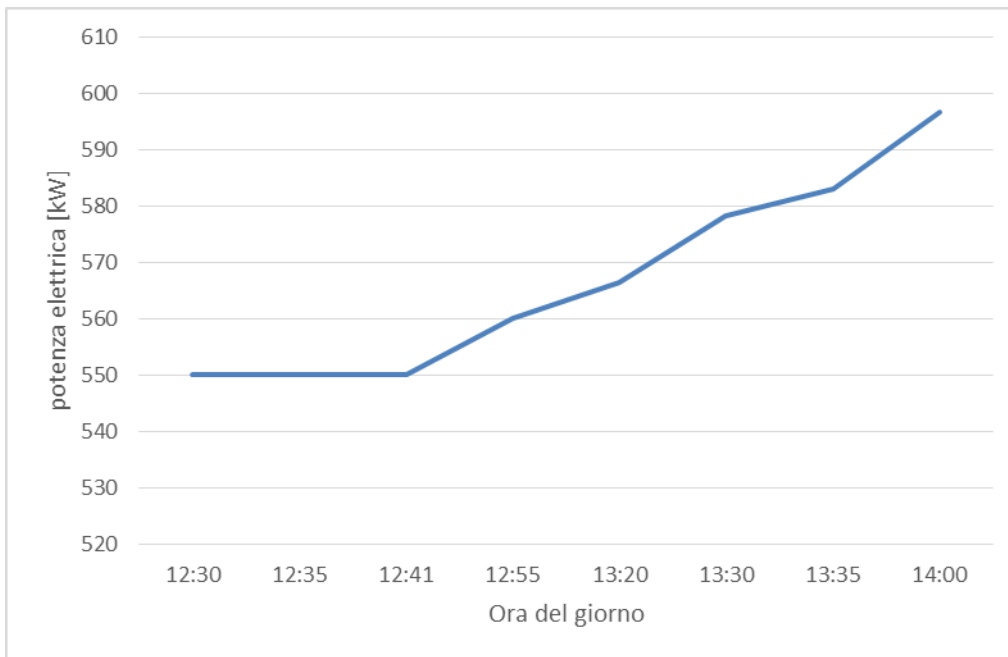


Figura 136: potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore e fornita dal microgeneratore

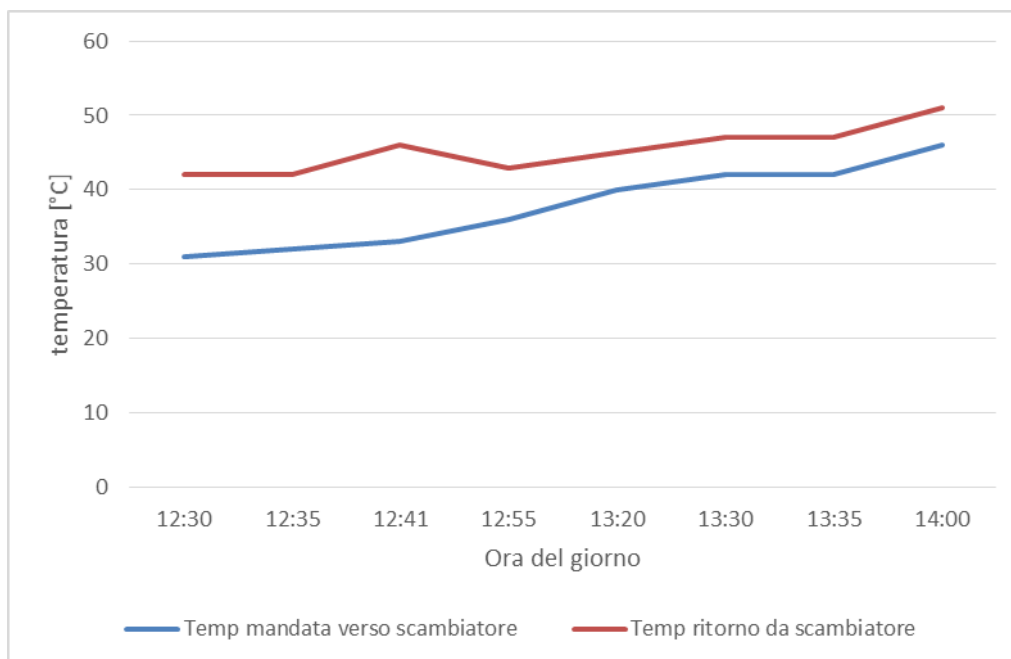


Figura 137: temperatura di mandata allo scambiatore fumi/acqua e temperatura di ritorno dallo scambiatore verso accumulo termico – misura fornita delle sonde PT500 del contatore termico

Le misure puntuali sopra riportate sono state elaborate per ricavare le prestazioni energetiche complessive del sistema sperimentale integrato come riportato nella seguente tabella:

Tabella 4: Prova 2 - elaborazione misure elettriche e termiche – calcolo delle prestazioni del sistema

Prova 2		
Biogas consumato	m ³	2,065
Durata prova	min	100
Frazione di CH ₄ contenuta nel biogas (da misura)	%	55
Potere calorifico inferiore Biogas prodotto	kWh/m ³	5,28
	MJ/kg	25,5
Energia primaria consumata	kWh	10,90
Temperatura iniziale dell'accumulo	°C	33
Temperatura finale dell'accumulo	°C	48
Potenza elettrica media assorbita dalla pompa di calore durante la prova	kW	0,56
Energia elettrica erogata dal motore e assorbita dalla pompa di calore	kWh	0,93
potenza termica media misurata scambiatore fumi/acqua	kW	1,1
Energia termica fornita dallo scambiatore acqua/fumi	kWh	1,8
volume acqua riscaldata	m ³	217
calore specifico acqua	kWh/kg*K	0,001162
Energia termica totale fornita all'accumulo ACS (pompa di calore + scambiatore acqua fumi)	kWh	3,78
Efficienza conversione biogas - energia termica	kWh/m ³	1,83
Efficienza recupero termico motore (energia termica fornita dallo scambiatore di calore/energia primaria consumata)	%	16,81
Rendimento elettrico motore	%	8,56

I risultati dell'analisi dimostrano un corretto accoppiamento termico ed elettrico tra singoli componenti del sistema sperimentale basato sull'integrazione del biodigestore con il microgeneratore e la pompa di calore. Dai risultati delle prove infatti è possibile osservare che:

- i) il sistema alimentato a biogas è in grado di innalzare la temperatura dell'acqua all'interno dell'accumulo termico da circa 33°C ad una temperatura utile per l'utilizzo come acqua calda sanitaria (48°C) come indicato nel grafico di Figura 135 ,
- ii) Il valore della potenza termica recuperata dallo scambiatore acqua/fumi, indicata in Figura 134, consente di integrare la potenza fornita all'acqua calda sanitaria dalla pompa di calore,
- iii) La potenza termica fornita dallo scambiatore acqua/fumi si riduce durante la prova, come indicato nel grafico di Figura 134, in quanto aumentando la temperatura di ritorno dalla pompa di calore si riduce l'efficienza di scambio e di conseguenza la potenza recuperabile dai gas di scarico del motore,
- iv) Il salto termico tra ingresso e uscita dallo scambiatore fumi/acqua si riduce durante la prova, comunque il valore della temperatura di mandata alla pompa di calore si mantiene sufficientemente alta (Figura 137) per consentire la cessione di calore tramite lo scambiatore ausiliario dell'accumulo termico.
- v) La potenza assorbita dalla pompa di calore aumenta durante la prova, come indicato in Figura 136, in quanto aumenta la temperatura dell'accumulo rispetto alla temperatura esterna con la conseguente riduzione del COP.

vi) L'energia termica generata durante il funzionamento del sistema sperimentale, in particolare per la prova 2, è prossima al fabbisogno termico giornaliero per acqua calda sanitaria monitorato nelle precedenti presso alcune utenze domestiche dell'isola di Lampedusa, come meglio descritto di seguito

Dalle prove emergono anche alcune criticità legate alle prestazioni energetiche complessive del sistema sperimentale; in particolare dalle elaborazioni riportate in Tabella 3 e in Tabella 4 si osserva un valore medio dell'efficienza di conversione da biogas in energia termica (pari a circa 1,7 kWh/m³) minore rispetto alla soluzione base con sola caldaia ottenuta dalle prove condotte nella precedente annualità pari a circa 4,6 kWh/m³ (RdS/PTR2020/140).

La ridotta produzione di acqua calda sanitaria a parità di consumo di biogas rispetto alla soluzione con caldaia può essere ricercata nelle seguenti cause:

- i) Diverso layout di prova per il sistema 2. Il circuito termico del sistema sperimentale che utilizza direttamente la caldaia, diversamente dal sistema che integra il motore a combustione interna e la pompa di calore, non presenta accumuli e scambiatori di calore per trasferire l'energia termica; l'acqua calda generata dalla caldaia viene direttamente misurata e utilizzata dall'utente;
- ii) Ridotta efficienza elettrica del motore alimentato a biogas: dalle misure riportate in Tabella 3 e in Tabella 4 il rendimento elettrico del motore durante la prova (valore medio pari a circa il 9%) è più basso rispetto al suo valore nominale; la causa del ridotto rendimento elettrico è dovuto alla modulazione spinta della potenza elettrica erogata fino a circa 4 volte rispetto alla potenza nominale del motore stesso; questo comporta un punto di lavoro lontano da quello a massima efficienza. Dai risultati della prova 1, riportati in Tabella 3, si nota infatti come nel caso di una maggiore potenza media assorbita dalla pompa di calore (a causa della più elevata temperatura nell'accumulo durante la prova) si ha un incremento del rendimento elettrico del motore (passa dall'8% all'10%).
- iii) Ridotta efficienza di recupero termica del calore di scarto del motore: il rendimento termico del motore nella prova 2 riportata in Tabella 4 è circa il 17%; tale valore si riduce nella prova 1 a circa il 14 % a causa della più elevata temperatura di lavoro dell'acqua calda presente nell'accumulo durante il funzionamento del sistema. Come osservato in precedenza infatti, la maggiore temperatura del fluido termovettore riduce la potenza ceduta nello scambiatore fumi – acqua.

Prove sperimentali mirate a caratterizzare nel dettaglio lo stesso motore a combustione interna utilizzato nel sistema sperimentale sono state condotte dall'Università di Bologna nella stessa annualità i cui risultati sono stati riportati nel Report RdS/PTR2021/148. Nello stesso report l'Università di Bologna valuta soluzioni per migliorare l'efficienza di recupero del calore dei gas di scarico con l'obiettivo di limitare le dispersioni di calore verso l'ambiente e migliorare le prestazioni termiche del motore.

Per valutare l'entità dei risparmi energetici ottenibili dagli utenti isolani dall'applicazione del sistema sperimentale in sostituzione degli scaldacqua elettrici, è stata elaborata la misura di produzione media di biogas in funzione della temperatura interna del biodigestore; le misure sono state avviate già nella precedente annualità come descritto nel RdS/PTR2020/140 sia presso il sito dell'impianto sperimenta sopra descritto, sia presso il banco prova realizzato presso l'ENEA di Bologna.

Dalle misure rilevate manualmente per 18 giorni e riportate nel grafico di Figura 138, viene confermato quanto già ottenuto dai monitoraggi riportati in RdS/PTR2020/140, la produzione di biogas è legata alla temperatura interna del biodigestore; in particolare dalle misure rilevate la produzione media giornaliera varia da circa 26 litri/giorno, con una temperatura del biodigestore di circa 32 °C, ad una produzione di circa 15 litri/giorno per una temperatura del biodigestore di circa 27 °C.

Dai dati rilevati si ottiene una produzione media di circa 20,5 litri/giorno per l'intero periodo di monitoraggio, se si limita il periodo di osservazione al solo periodo in cui la temperatura si mantiene sopra 30°C, la produzione media giornaliera è pari a circa 22 litri/giorno.

Durante il periodo di osservazione il biodigestore è stato alimentato con circa 35,5 kg di scarti organici in 12 giorni ottenendo un valore medio pari a circa 3 kg/giorni; quest'ultimo valore è in linea con la produzione media giornaliera dello scarto organico presso gli utenti domestici isolani ottenuto nella precedente

annualità attraverso l'indagine territoriale e la distribuzione dei questionari presso gli utenti delle isole minori (RdS/PTR2020/140).

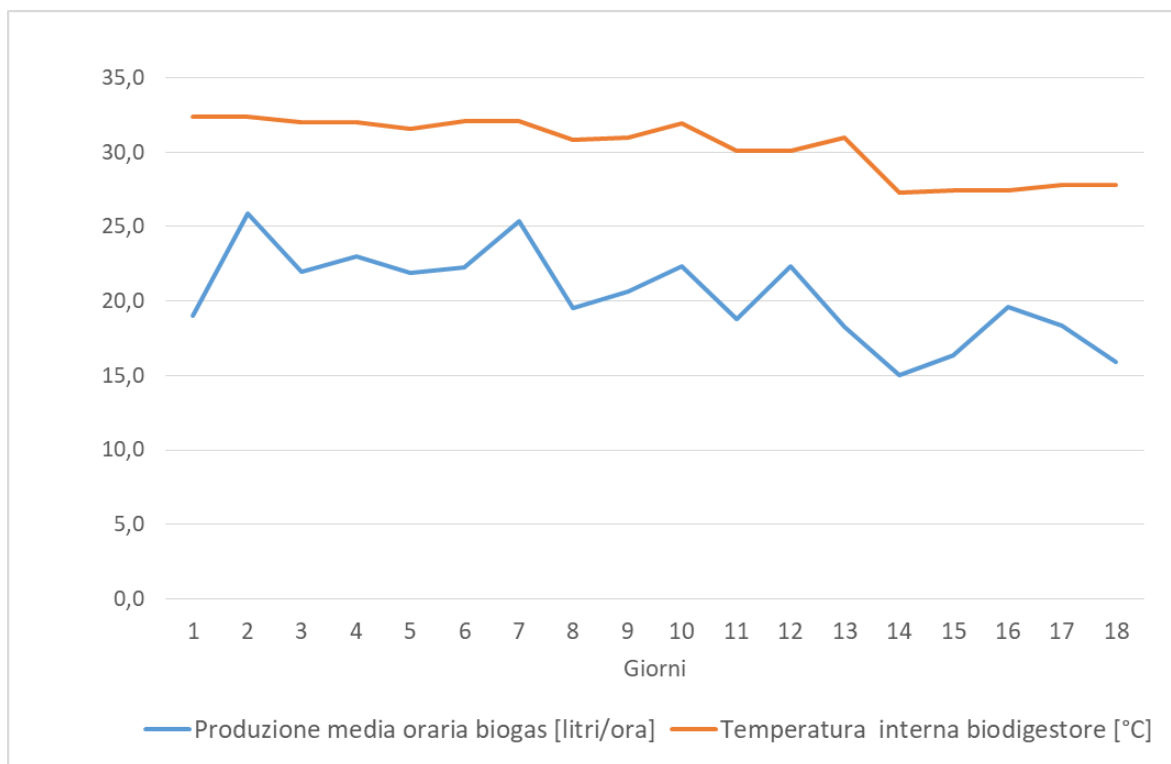


Figura 138: Andamento temperatura interna biodigestore vs produzione media giornaliera di biogas

Dalla precedente analisi si ottengono i seguenti possibili scenari di produzione giornaliera di biogas alimentando il biodigestore con 3 kg/giorno di scarti organici

- Scenario minima produzione: 15 litri/ora * 24 = 360 litri/giorno valutato con la temperatura del biodigestore a 25°C,

- Scenario massima produzione: 26 litri/ora * 24 = 624 litri/giorno, valutato con la temperatura del biodigestore a 32°C

Per valutare la produzione di energia termica media giornaliera corrispondente ai due scenari precedenti, è stato considerato il coefficiente medio di conversione del biogas ottenuto dalle prove sperimentale paria a circa 1,7 kWh/m³;

-Soluzione minima produzione: 0,360 m³/giorno * 1,7 kWh/m³ = 0,6 kWh/giorno

-Selezione massima produzione: 0,624 m³/giorno * 1,7 kWh/m³ = 1 kWh/giorno

La soluzione sperimentale monitorata sarà oggetto di interventi migliorativi con l'obiettivo di individuare le soluzioni che consentano di aumentare il rendimento termico ed elettrico del microgeneratore a biogas, in particolare verranno adattate al sistema integrato sperimentale le soluzioni analizzate dall'Università di Bologna e descritte nel Report RdS/PTR2021/148.

Per analizzare i benefici energetici ottenibili dagli utenti isolani, nel caso di utilizzo del biodigestore integrato con il microgeneratore e pompa di calore, sono stati analizzati i consumi di acqua calda sanitaria ottenuti nelle precedenti annualità dal monitoraggio di scaldacqua elettrici installati presso utenze domestiche isolane.

In particolare si riporta di seguito il profilo del carico elettrico giornaliero di uno scaldacqua monitorato presso una utenza domestica dell'isola di Lampedusa nel mese di Agosto e nel mese di Marzo.

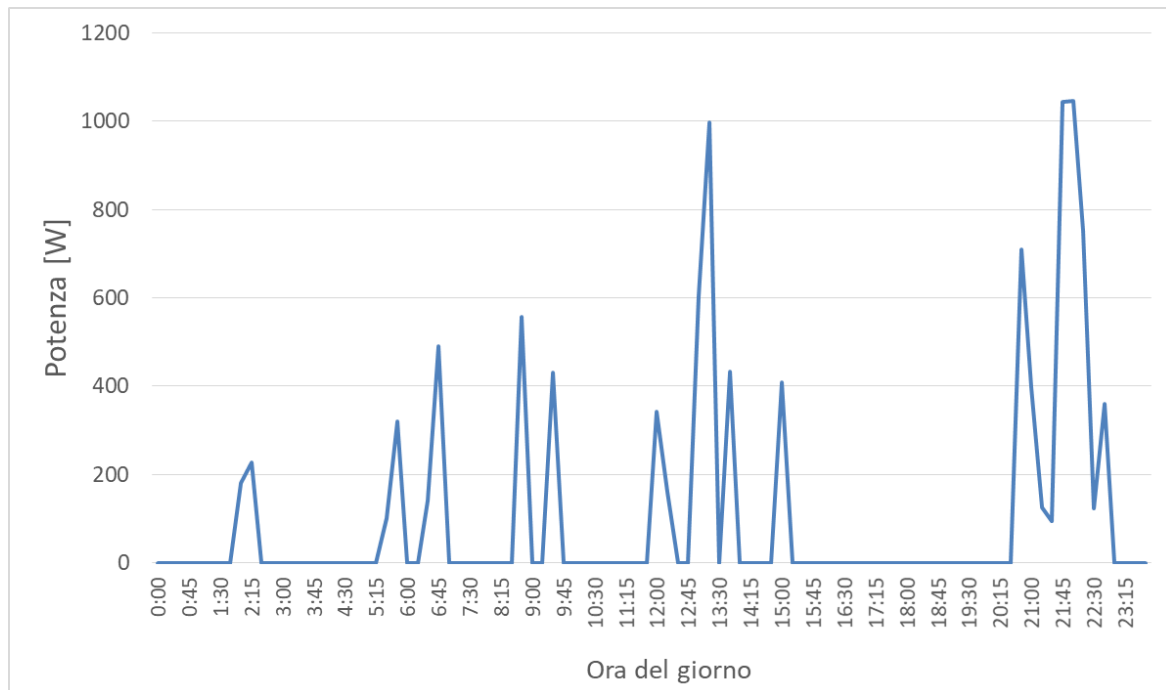


Figura 139: profilo di potenza assorbita dallo scaldacqua elettrico – utenza domestica isolana – giornata di monitoraggio mese di Agosto

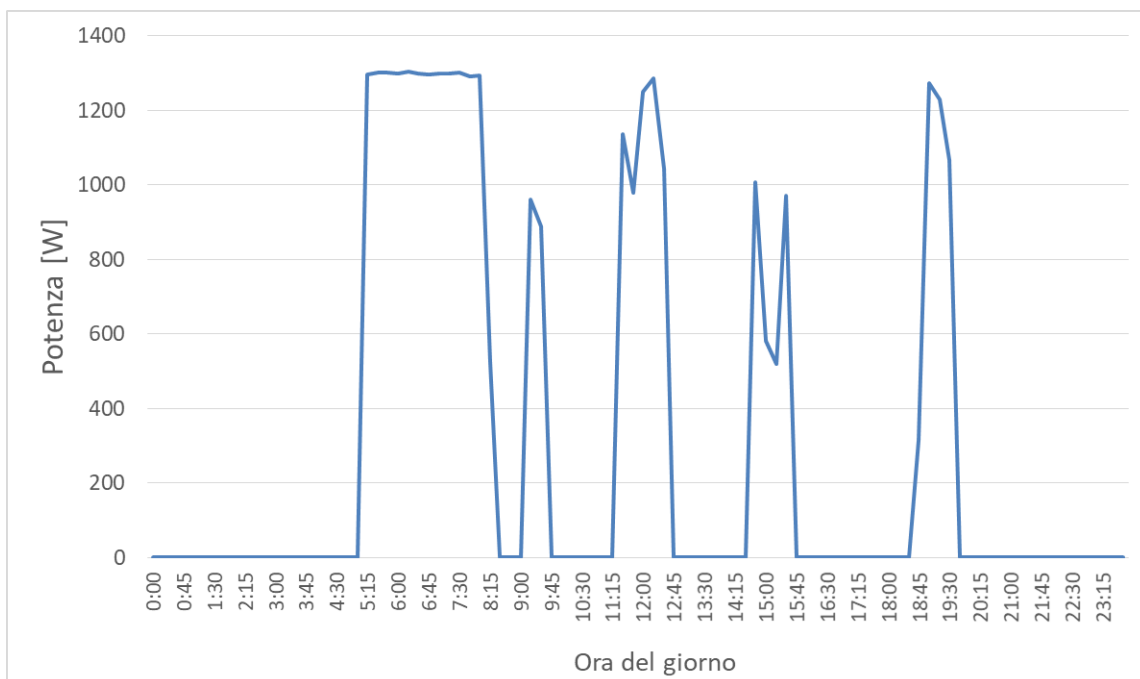


Figura 140: profilo di potenza assorbita dallo scaldacqua elettrico – utenza domestica isolana – giornata di monitoraggio mese di Marzo

Dall'analisi dei profili di carico giornalieri per ACS riportati in Figura 139 e in Figura 140, si ottiene per il mese di Agosto un consumo per ACS pari a 2,5 kWh, mentre per il mese di marzo il consumo sale a 7,6 kWh. I minori consumi di ACS durante la stagione estiva sono dovuti la maggiore impegno fuori abitazione da parte degli utenti per le attività legati alla stagionalità e al turismo.

Quindi, utilizzando i risultati ottenuti dalle prove sperimentali, il sistema integrato biodigestore-microcogeneratore-pompa di calore potrebbe portare ad una riduzione del consumo di energia elettrica per ACS fino al 40%.

Risulta importante osservare che la sostituzione dello scaldacqua elettrico con la pompa di calore comporta un ulteriore risparmio di energia elettrica per la quota di consumo di acqua calda sanitaria non fornita dal biogas.

Ipotizzando un incremento del rendimento termico del motore fino al 60%, come ottenuto dalle prove svolte dall'Università di Bologna (RdS/PTR2021/148) con la configurazione del motore a combustione interna in assetto ottimizzato, si stima un incremento del coefficiente di conversione in energia termica da biogas da circa 1,7 kWh/mc a circa 3,4 kWh/mc.

In riferimento al suddetto scenario ottimale la produzione di biogas giornaliera precedentemente valutata potrebbe incrementarsi per le due soluzioni sopra riportate come di seguito indicato

-Soluzione minima produzione: $0,360 \text{ m}^3/\text{giorno} * 3,4 \text{ kWh/m}^3 = 1,22 \text{ kWh/giorno}$

-Selezione massima produzione: $0,624 \text{ m}^3/\text{giorno} * 3,4 \text{ kWh/m}^3 = 2,12 \text{ kWh/giorno}$

In questo secondo ipotetico scenario ottimale l'utilizzo del sistema integrato biodigestore-microcogeneratore-pompa di calore comporterebbe una riduzione del consumo di energia elettrica per ACS, in riferimento ai suddetti consumi monitorati, dal 27% (rispetto al profilo di carico elettrico mese di marzo) a circa l'85% (rispetto al profilo di carico elettrico mese di marzo).

6 Analisi dell'impatto della diffusione di tecnologie innovative distribuite per la generazione elettrica

L'ottimizzazione di un sistema di produzione energetico è il primo passo per ridurre il fabbisogno di un qualunque sistema (inteso sia come comunità isolata che come grande nazione) per perseguire una politica di sostenibilità economica e ambientale, in grado di ridurre il consumo di combustibili fossili e di conseguenza le emissioni di gas serra. Pur ottimizzando al massimo i sistemi di gestione, la riduzione dei consumi che si può ottenere non è sufficiente per ridurre significativamente l'emissione di gas serra, perché il consumo energetico pro-capite è così elevato che una produzione basata solo sulle fonti rinnovabili, attualmente disponibili anche se utilizzate su larga scala, non è sufficiente a coprire la domanda. Il suddetto limite si fa sentire maggiormente, fino a diventare elemento critico del sistema, soprattutto nelle piccole reti di distribuzione, quali quelle delle isole, che sono scollegate dalla rete elettrica continentale. Le fonti rinnovabili non possono da sole garantire una copertura della domanda energetica perché la produzione è variabile nel tempo, non è programmabile e quindi non può assicurare il soddisfacimento delle richieste, che anch'esse sono soggette a possibili fluttuazioni importanti a seconda delle esigenze delle utenze finali (es. legate alla stagionalità). Un sistema ibrido che sfrutta la sinergia tra fonti rinnovabili e non, è in teoria la combinazione di produzione energetica migliore per minimizzare i costi di esercizio e le emissioni, come descritto in [1] per una rete completamente autonoma come quella presente su un'isola.

Per le ragioni sopradescritte, gli studi sulla gestione dell'energia nelle isole sono argomento di elevato interesse negli ultimi decenni, in quanto l'isola si presta per effettuare delle analisi di sistema e dei modelli matematici che poi sono scalabili per ambiti più grandi: in sostanza l'isola si presta come laboratorio reale per simulare una gestione efficiente dell'energia.

L'obiettivo dell'attività descritta in questa sezione è stato quello di proporre un piano strategico di rinnovamento del sistema energetico insulare, sia a livello centralizzato che decentralizzato (generazione distribuita di calore ed elettricità), che porti al raggiungimento di determinati obiettivi (e.g. quota generazione da energia rinnovabili o emissioni specifiche di CO₂) minimizzando i costi del sistema. Questo è stato effettuato tramite un approccio basato sull'ottimizzazione lineare (MILP – Mixed Integer Linear Programming). Il contesto di ottimizzazione è stato definito in modo da includere i seguenti aspetti:

- valutazione di design alternativi per diversi valori di incidenza della generazione di energia da fonti rinnovabili;

- analisi dettagliata del comportamento del sistema in condizioni operative mediante l'approccio delle giornate tipo, basato sui consumi e sulle condizioni meteo misurati;
- inclusione della necessità di accumulo dell'energia, sia a livello giornaliero che stagionale.

6.1 Concetto di smart grid e analisi di letteratura

La *smart grid* è un modello ideale in cui un insieme di diverse fonti di produzione di energia che alimentano una rete di distribuzione e accumulo, a cui sono collegati diversi tipi di utenti finali, è governato da un'intelligenza artificiale che gestisce la produzione, lo stoccaggio e il consumo dell'energia in modo da ottimizzare tutti i processi coinvolti e assicurare che, in ogni momento, l'offerta soddisfi la domanda.

Il modello della smart grid può essere esteso a diversi ambiti territoriali. Tipicamente si tratta di ambiti non troppo estesi che mantengono una connessione fisica con la rete di distribuzione energetica principale (elettrica e gas), di cui però si aspira a renderli autonomi sfruttando il più possibile eventuali piccoli distributori locali. Ciò è soprattutto vero oggi a seguito dalla diffusione di tecnologie energetiche rinnovabili sempre più economiche, installabili dai privati e dagli stessi utenti finali, spinti a questo investimento dalla riduzione dei costi operativi. In questo contesto la smart grid si comporta quindi come una rete virtuale, che gestisce una porzione più o meno piccola della rete principale in modo tale da alleggerire il carico globale che grava sulla stessa, razionalizzando i consumi e ottimizzando la produzione energetica locale qualora presente. Inizialmente la smart grid fu concepita per la gestione e distribuzione dell'energia elettrica dopo l'avvento di sistemi di generazione distribuita sul territorio legati principalmente alle fonti rinnovabili (pannelli fotovoltaici, turbine eoliche). Attualmente il concetto di smart grid è stato ampliato prevedendo l'integrazione, accanto alla tradizionale distribuzione di energia elettrica, dei sistemi di distribuzione di energia termica (teleriscaldamento) e di raffrescamento. In questo modo si creano delle reti intelligenti di gestione energetica globale sul territorio, che cercano di sfruttare le possibili sinergie tra diverse fonti energetiche, minimizzando le perdite e assicurando la copertura della richiesta. Tipicamente per garantire ciò è necessario adottare un sistema di produzione ibrido, ossia basato sia sulle fonti rinnovabili che su tecnologie tradizionali e sistemi di stoccaggio energetico.

Un'applicazione specifica del concetto di smart grid è che può essere sfruttata per rendere energeticamente indipendente una piccola realtà locale (produttiva e/o abitativa) che non possa essere efficacemente collegata a una rete energetica nazionale. Questo concetto si ritrova ampiamente sviluppato in letteratura, in particolare per l'applicazione a sistemi energetici locali come quelli delle piccole isole, dove non sono giustificati insediamenti di produzione di energia di grande dimensione e dove non è possibile avere un collegamento con la rete nazionale.

Per aumentare l'affidabilità di sistemi indipendenti dalla rete nazionale occorre sviluppare un sistema di gestione efficace che garantisca la copertura della richiesta in ogni momento dell'anno, creando una rete di comunicazione tra i diversi impianti di produzione di energia, come dimostrato in [2], dove si applica l'approccio PDMM (Primal Dual Method of Multipliers). Per quanto riguarda il modello di produzione energetica più idoneo per una rete locale, in letteratura sono state studiate varie combinazioni di produzione. Ad esempio, in [3] è stato effettuato uno studio di ottimizzazione energetica basato sull'algoritmo SAPSO (SA-Simulated Annealing + PSO-Particle Swarm Optimization) da cui risulta possibile coniugare la riduzione dei costi con quella delle emissioni inquinanti nell'ambito di un sistema di produzione energetico ibrido. Analogamente è stato svolto uno studio per confrontare diverse combinazioni di produzione energetica sull'isola Pratas [4], per cercare di ridurre le emissioni la combinazione migliore in questo caso è un sistema composto da generatore Diesel, pannelli fotovoltaici e serbatoi di stoccaggio. Lo studio di gestione di una smart grid risulta fondamentale per rendere energeticamente indipendente un settore, ma anche per poter andare a valutare come ridurre le emissioni, come illustrato in [5]: sulle isole l'installazione di impianti da fonte rinnovabili incide positivamente sia sulla riduzione delle emissioni che dei costi annui, per quanto riguarda la richiesta di energia termica, elettrica e per il raffrescamento estivo. Ulteriori ricerche sono state effettuate per cercare di rendere il più possibile energeticamente autosufficienti singole infrastrutture: nel caso ad esempio dell'applicazione all'Università di Cipro [6] dove è stata proposta una nano-grid, cioè una

rete di distribuzione limitata al singolo edificio e basata su pannelli fotovoltaici e batterie per lo stoccaggio energetico. Il sistema descritto è stato sviluppato perché negli ultimi decenni la richiesta di corrente continua nelle apparecchiature elettroniche di uso quotidiano è aumentata rispetto alla richiesta di corrente alternata, al punto da valutare di produrre e distribuire corrente continua direttamente in loco, evitando così le perdite dovute alla conversione da corrente alternata, fornita dalla rete, in continua.

Gli studi descritti precedentemente si occupano di coprire le richieste di energia termica, elettrica e di climatizzazione dei locali. Un modello che tiene conto anche della parte dei trasporti è riportato in [7], dove sulla base dell'algoritmo PDMM è stata dimostrata l'affidabilità e l'accuratezza del programma nel garantire la copertura della richiesta energetica mediante una gestione intelligente della rete (Figura 141).

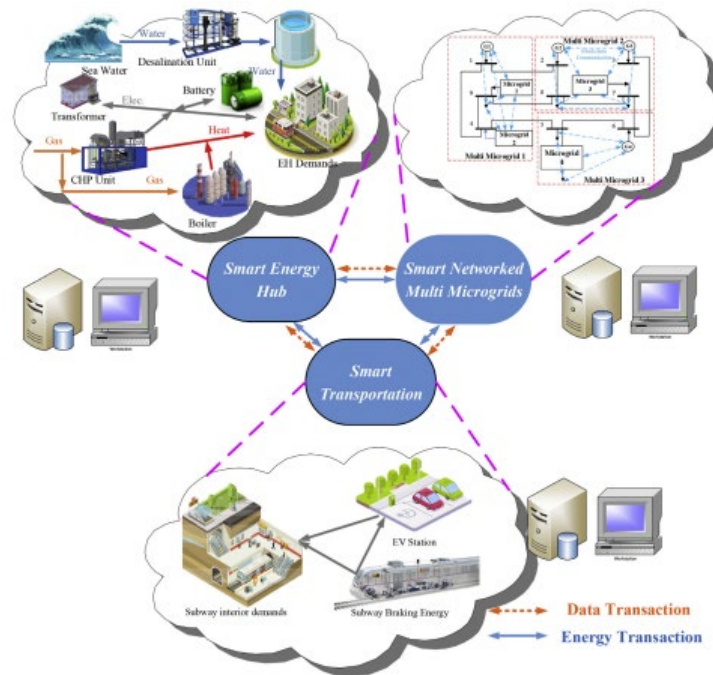


Figura 141: Rappresentazione della smart grid studiata in [7]

6.2 Il caso di Lampedusa

Un modello che prevede il passaggio da un sistema di generazione centralizzato ad uno distribuito di tipo ibrido, immaginando sistemi locali di accumulo elettrico, termico e anche idrico, è stato applicato all'isola di Lampedusa, in quanto questa rappresenta bene la condizione tipica delle isole del Mediterraneo: clima mite durante tutto il tempo dell'anno e richiesta energetica fortemente dipendente dalla presenza turistica. Situata a Sud della costa centro meridionale siciliana (distante circa 205 km), Lampedusa è la maggiore delle isole dell'Arcipelago delle Pelagie, estendendosi per 20,2 km² in direzione Est-Ovest. È un'isola prevalentemente rocciosa (altezza massima 133 m.s.l.m.) caratterizzata dalla scarsità delle risorse idriche, basate sulla raccolta dell'acqua piovana e sullo sfruttamento di alcuni pozzi artesiani. Dal punto di vista climatico, il totale dei gradi giorno (GG) per l'isola di Lampedusa è pari a 568 GG, che portano l'isola a fare parte della fascia climatica A il cui periodo di riscaldamento va dall'1 dicembre al 15 marzo.

L'isola ha una popolazione residente di circa 6494 abitanti (densità 321,5 ab./km²), concentrata nel centro urbano dell'isola sviluppato su una superficie di circa 0,6 km² a Sud-Est, direttamente collegato alle principali infrastrutture e impianti presenti sull'isola (porto, aeroporto, dissalatore, depuratore, centrale elettrica, faro). Non è installato un termovalorizzatore, quindi i rifiuti vengono raccolti presso il Centro Comunale di Raccolta e trasferimento dei rifiuti solidi urbani (CCR), impacchettati e trasportati tramite navi in Sicilia. Così come dalla Sicilia giungono tutte le merci, a partire dal combustibile fossile fino ai generi alimentari, essendoci sull'isola solo un'attività di pesca e un'attività agricola che non è in grado di soddisfare la domanda

della popolazione. In passato anche l'approvvigionamento di acqua dolce potabile avveniva mediante navi cisterna.

Come riportato in [8], il 75% degli edifici è stato costruito tra il 1946-2000 ed è prevalentemente in muratura portante, pertanto è ragionevole ritenere che vi sia un elevato potenziale di risparmio energetico derivante dalla realizzazione di interventi di efficientamento energetico dell'involucro edilizio e degli impianti. Circa il 50% dei consumi energetici totali annui è legato al settore residenziale e terziario (Figura 142): la richiesta energetica dell'utenza domestica e alberghiera rappresenta quindi il punto di partenza della modellazione del sistema energetico di Lampedusa.

L'economia di Lampedusa è essenzialmente basata sul turismo, che è la principale fonte di reddito, seguito dalla pesca e dalle attività ad essa connessa. I consumi energetici sono influenzati dalla presenza turistica e triplicano nella stagione estiva. La forte stagionalità della domanda, insieme alla mancanza di una connessione alla rete elettrica nazionale, rende complicata la gestione di una possibile produzione energetica basata su fonti rinnovabili. Come è noto, infatti, una rete di piccole dimensioni è difficilmente gestibile in modalità 100% rinnovabile a causa della complessità di gestire la stocasticità della produzione e, nel caso di Lampedusa, anche appunto a causa della forte stagionalità della domanda.

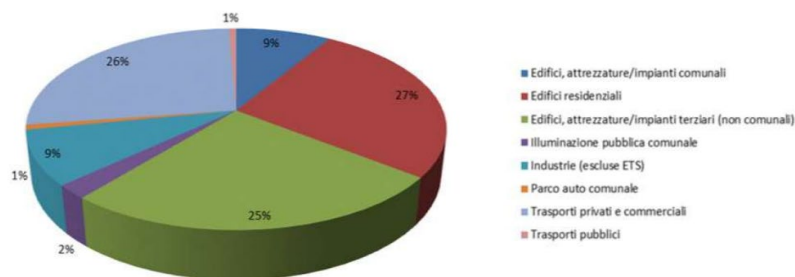


Figura 142: Ripartizione percentuale usi finali energia per settore (2011) [8]

Considerando il consumo energetico dell'amministrazione comunale si osserva che la principale voce di spesa è quella del dissalatore, che vale circa il 60% del totale. L'attuale sistema è basato sull'osmosi inversa (reverse osmosis, RO) ed è alimentato dall'energia elettrica prodotta dalla centrale termoelettrica a gasolio dell'isola, costituita da 8 motori diesel per una potenza complessiva di 22 MW. A questo proposito, il problema di come ridurre i costi della dissalazione è stato affrontato nello studio in [9] mediante l'utilizzo del software Multi Objective Genetic Algorithm (MOGA) e il Multi Objective Water Cycle Algorithm (MOWCA), giungendo a ritenere una soluzione valida la combinazione Reverse Osmosis System accoppiata al solare termico.

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, questo copre circa il 30% dei consumi annui ed è collegato a un parco veicolare vecchio e altamente inquinante, in quanto il 75% dei veicoli ricade nelle categorie Euro 1-3. Nelle mezze stagioni e in quella invernale il traffico è molto limitato, mentre in estate la grande affluenza di turisti induce un aumento drastico del traffico locale. Si può notare anche che il 90% dei veicoli è rappresentato da automobili e motocicli per un trasporto individuale o familiare. Il servizio di trasporto pubblico è composto da solo due linee di autobus che collegano il centro urbano dell'isola con la periferia. Il numero limitato di veicoli disponibili, distribuiti in poche corse durante il giorno, è senz'altro insufficiente nella stagione estiva e non può fare fronte alla grande richiesta di spostamento dei turisti che ricorrono quindi al noleggio di mezzi individuali per potersi muovere sull'isola.

6.3 Modello di calcolo

In questo studio il processo di modellazione dell'isola, come esempio di sistema isolato ed autosufficiente, è stato sviluppato progressivamente a stadi: per prima cosa sono stati implementati i consumi delle utenze residenziali e alberghiere, legati al flusso turistico, considerando il diverso andamento stagionale della popolazione; a seguire sono stati considerati i consumi relativi al fabbisogno di acqua potabile dell'isola; infine, è stata inclusa anche la domanda connessa alla mobilità. Questo procedimento a stadi ha permesso

di evidenziare come, al variare della richiesta, possano variare le fonti, e le conseguenti tecnologie utilizzate per la produzione energetica nel corso dell'anno, e come predisporre strategie basate solo su parte della domanda energetica isolana possa portare a risultati sub-ottimali.

Per garantire la copertura della richiesta, con particolare riferimento alle ampie fluttuazioni legate alle presenze turistiche, è necessario prevedere, accanto alle fonti rinnovabili, sistemi di accumulo e di generazione tradizionale di energia da attivare al bisogno. In sostanza si tratta di creare un modello che preveda un sistema ibrido basato su una quota di energia tradizionali, già presenti, una seconda quota basata sulle fonti rinnovabili (solare, eolico) e sullo smaltimento dei rifiuti, e un sistema di accumulo dell'energia elettrica e termica ed eventualmente di acqua potabile.

In generale su un'isola il soddisfacimento della richiesta energetica comporta non poche problematiche nella gestione in quanto:

- i costi di esercizio sono tipicamente maggiori;
- occorre prevedere accumuli di energia per poter soddisfare i picchi di richiesta, quando non sia disponibile abbastanza energia dalle fonti rinnovabili;
- i rifiuti vanno smaltiti in spazi ristretti o esportati con costi aggiuntivi di gestione.

Il modello sviluppato prevede la possibilità di adottare un biodigestore simile a quello già descritto nei Report RdS/PTR2019/055 e RdS/PTR2020/140 in grado di smaltire i rifiuti organici tramite digestione anaerobica, con la conseguente produzione di biogas, facilmente stoccabile e utilizzabile in loco e all'occorrenza per soddisfare i picchi di domanda energetica. Per quanto riguarda i rifiuti inorganici, l'alternativa al loro trasporto via mare è lo smaltimento mediante combustione in un termovalorizzatore per la produzione di energia termica ed elettrica.

6.3.1 EnergyScope TD

Per valutare come ottimizzare la produzione energetica sono disponibili vari software di calcolo basati su ottimizzazione lineare (LP), Mixed Integer Linear Programming (MILP), Non-linear Programming (NLP), Genetic Algorithm (GA), Evolutionary Algorithm (EA) e Particle Swarm Optimization (PSO). Per trovare la soluzione ottimale per l'isola di Lampedusa si è deciso di adottare un approccio lineare ed è stato utilizzato il programma *EnergyScope TD* [2]. Il software, reperibile online, è stato sviluppato in collaborazione tra l'Università Cattolica di Lovanio (Belgio) e il Politecnico Federale di Losanna (Svizzera), allo scopo di ricercare la soluzione ottimale per la produzione energetica nelle vallate alpine della Svizzera, localizzate in territori relativamente isolati e in parte autosufficienti (culturalmente nati come comunità agricolo-pastorali autosufficienti con scarsissimi contatti con l'esterno). Il software è scritto nel linguaggio di programmazione GLPL, derivato da AMPL [10], che è il linguaggio proprietario, che viene poi tradotto dal programma GLPK che crea le matrici contenenti i vincoli e i dati necessari al risolutore (glpsol) per trovare la soluzione.

Il modello energetico definito in questo studio, partendo da EnergyScope, è adattabile a vari contesti di piccola scala, oltre alle piccole isole del Mediterraneo, ad altre località isolate in cui non sia garantito il collegamento alla rete elettrica nazionale e l'approvvigionamento idrico.

EnergyScope consente di valutare l'ottimizzazione della produzione, conversione e accumulo di energia, tanto per quel che riguarda la scelta di investimento tra le diverse tecnologie disponibili quanto per la scelta del mix ottimale ad ogni intervallo temporale considerato; EnergyScope permette di ottimizzare il sistema basandosi su due obiettivi spesso contrastanti: la minimizzazione dei gas a effetto serra, e la minimizzazione dei costi totali. EnergyScope può essere applicato a qualunque entità locale, che sia un paese, una valle, un quartiere, un'isola o una regione. Oltre che per le sue funzionalità, che ben si adattano al caso in esame, la scelta per questa attività è caduta su EnergyScope anche in funzione della sua natura di software non proprietario, concepito per essere modificabile dall'utilizzatore a suo piacimento a seconda delle proprie esigenze lavorative. Il software è realizzato mediante un algoritmo lineare, diviso in sets (insiemi), parameters (parametri), variables (variabili indipendenti e dipendenti) e constraints (vincoli). I dati vengono elaborati per ogni ora dell'anno (8760 ore), determinando un tempo computazionale di elaborazione dei risultati di qualche ora.

Al fine di ridurre il peso computazionale della risoluzione del problema di ottimizzazione, EnergyScope TD fa uso dell'approccio delle "giornate tipo" (*Typical Days*, TD [11]). In base a questo approccio, dati gli andamenti orari per tutti i giorni dell'anno, il software va a ricercare un numero ridotto di giorni, la cui numerosità è scelta dall'utente, che permettano di rappresentare l'andamento annuale riducendo il numero totale di intervalli temporali da ottimizzare.

Infine, EnergyScope è adatto anche per un sistema con alta penetrazione di fonti rinnovabili in quanto è in grado di modellare tanto i sistemi di accumulo energetici giornalieri quanto quelli stagionali, così da permettere di considerare in maniera precisa l'accumulo di energia nei momenti di surplus energetico da utilizzarsi nei momenti di deficit energetico sia durante il corso di una stessa giornata che nel corso dell'anno.

EnergyScope è basato su due principali funzioni. La prima funzionalità è costituita dal modello usato per selezionare i Typical Days in base alla richiesta dell'utente; nel caso specifico si ricercano dodici giornate rappresentative mediante l'implementazione del metodo di F. Dominguez-Munoz [CIT]. Nella versione originale dello strumento i dati che si utilizzano per costruire la matrice sono 365x120: per ciascuna categoria (5: percentuale di consumo del riscaldamento, elettricità per illuminazione, solare, eolico e idroelettrico) si considera un valore orario (24x5=120) per tutti i giorni dell'anno. Come output sono restituiti i 365 giorni dell'anno, raggruppati in 12 cluster, associati ognuno a uno dei 12 TD calcolati dal programma, in modo tale da minimizzare l'errore di approssimazione. Il programma permette in ogni caso la scelta libera da parte dell'utilizzatore tanto delle categorie di domanda energetica, quanto del numero di TD da utilizzare per ottenere il bilanciamento desiderato tra riduzione dei tempi di risoluzione del problema e riduzione dell'errore di approssimazione.

La seconda funzionalità di Energyscope è quella principale, e consente l'ottimizzazione del sistema energetico. Essa richiede la definizione del modello del sistema da ottimizzare, che viene effettuata tramite la dichiarazione delle sue parti fondamentali (insiemi, parametri, variabili, vincoli, funzione obiettivo) e dall'inserimento dei dati che descrivono il caso specifico, che includono principalmente la domanda energetica nelle sue varie forme e la descrizione tecnologica (efficienza, etc) ed economica (costi di investimento, manutenzione, etc) delle differenti tecnologie che possono essere installate.

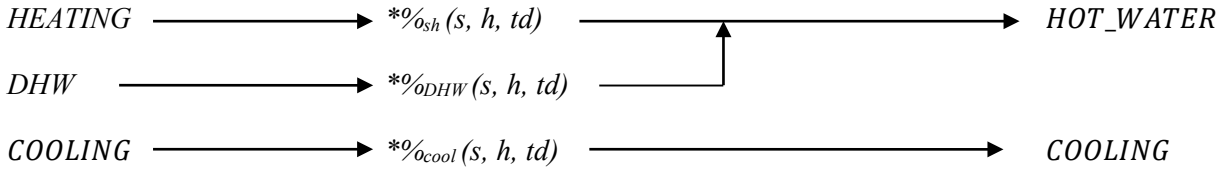
6.3.2 Modello base per la realtà isolana

Per poter creare un modello realistico di un contesto isolano occorre imporre vari vincoli di produzione e gestione dell'energia per rispecchiare le condizioni reali di distribuzione energetica nella rete isolana.

EnergyScope utilizza alcuni concetti chiave per sviluppare il problema. In primis definisce un set diverso per le richieste di energia da soddisfare, le varie tipologie di energia disponibili, le risorse, le tecnologie utilizzabili per produrre e trasformare l'energia in base alle esigenze del consumatore finale, le tipologie di stoccaggio. Crea anche un insieme, chiamato layers, in cui si effettua un bilancio tra le risorse in input e l'energia richiesta in output. L'analisi dettagliata di tutte queste tecnologie, risorse, tipologie di consumo e il loro andamento durante l'anno, ha lo scopo di cercare la soluzione ottimale, ossia la combinazione migliore tra le varie tecnologie per garantire la copertura delle richieste energetiche al minor costo complessivo.

Il primo vincolo che viene imposto è che la richiesta energetica annuale sia soddisfatta, ponendo cioè un vincolo sul tempo: le richieste "end uses input" orarie per ciascun typical day e per ciascun layer sono date dalle percentuali orarie di utilizzo dell'energia nelle sue varie forme (elettricità, ACS, riscaldamento e raffrescamento) considerando le eventuali perdite, ove presenti. Questo vincolo è fondamentale in quanto bisogna garantire che il mix energetico trovato dal programma sia in grado di rispondere alle esigenze dell'utente in ogni ora dell'anno; ciò è garantito se in un sistema isolato l'approvvigionamento energetico è di tipo ibrido, cioè basato sia su fonti rinnovabili, che per definizione non sono programmabili, che su combustibili fossili.

$$\begin{array}{l}
 \text{EndUsesInput} (eui) = \sum_{s \in \text{SECTORS}} \text{endUses}_{\text{year}}(eui, s) \quad \forall eui \\
 \text{ELECTRICITY} \qquad \qquad \qquad * \%_{\text{elec}}(s, h, td) + \text{Net}_{\text{loss}}(h, td) \qquad \qquad \qquad \text{ELECTRICITY} \\
 \text{EndUses}(eut, h, td)
 \end{array}$$



$$\text{End_Uses}(l, h, td) = \begin{cases} \sum_{s \in \text{SECTORS}} \left(\text{end_uses_demand_year}[\text{OTHER_EL}, s] * \text{electricity_time_series}[s, h, td] \right) + \text{Network_losses}[l, h, td], l = \text{ELECTRICITY} \\ \sum_{s \in \text{SECTORS}} \left(\text{end_uses_demand_year}[\text{HEATING}, s] * \text{heating_time_series}[s, h, td] + \text{end_uses_demand_year}[\text{DHW}, s] * \text{DHW_time_series}[s, h, td] \right), l = \text{HOT_WATER} \\ \sum_{s \in \text{SECTORS}} \left(\text{end_uses_demand_year}[\text{COOLING}, s] * \text{cooling_time_series}[s, h, td] \right), l = \text{COOLING} \\ \text{altrimenti } 0 \end{cases}$$

$$\forall l \in \text{LAYERS}, \forall h \in \text{HOURS}, \forall td \in \text{TYPICAL_DAYS}$$

Il costo totale che deve minimizzare il software si calcola effettuando la somma dei costi di investimento annualizzati (con τ che rappresenta il fattore di annualizzazione dei costi di investimento), di manutenzione delle tecnologie e operativi delle risorse. I costi di investimento annualizzati sono i costi d'investimento tenuto conto del loro ammortamento, cioè della suddivisione dell'esborso iniziale per il numero di anni che si prevede di potere utilizzare l'impianto.

$$C_{tot} = \sum_{j \in \text{TECH}} (\tau(j) C_{inv}(j) + C_{maint}(j)) + \sum_{i \in \text{RES}} C_{op}(i) \quad (1)$$

$$\text{con } \tau(j) = \frac{i_{rate}(i_{rate} + 1)^{lifetime(j)}}{(i_{rate} + 1)^{lifetime(j)} - 1} \quad \forall j \in \text{TECH} \quad (2)$$

$$C_{inv}(j) = c_{inv}(j)F(j) \quad \forall j \in \text{TECH} \quad (3)$$

$$C_{maint}(j) = c_{maint}(j)F(j) \quad \forall j \in \text{TECH} \quad (4)$$

$$C_{op}(i) = \sum_{t \in T | \{h, td\} \in T_{HTD}(t)} c_{op}(i) F_t(i, h, td) t_{op}(h, td) \quad \forall i \in \text{RES} \quad (5)$$

Per calcolare le emissioni di anidride carbonica della produzione di energia, si considera il Global Warming Potential totale (GWP_{tot}), dato dalla somma di quello operativo (GWP_{op}) su base annuale tenuto conto dei periodi di esercizio, e di quello di costruzione (GWP_{constr}), considerando la vita media operativa dell'impianto e la sua dimensione.

$$GWP_{tot} = \text{Total}GWP_{constr} + \text{Total}GWP_{op} \quad (6)$$

$$\text{Total}GWP_{op} = \sum_{i \in \text{RES}} GWP_{op}(i) \quad (7)$$

$$\text{Total}GWP_{constr} = \sum_{j \in \text{TECH}} \frac{GWP_{constr}(j)}{lifetime(j)} \quad (8)$$

$$GWP_{constr}(j) = gwp_{constr}(j) F(j) \quad \forall j \in \text{TECH} \quad (9)$$

$$GWP_{op}(i) = \sum_{t \in T | \{h, td\} \in T_{HTD}(t)} gwp_{op}(i) F_t(i, h, td) t_{op}(h, td) \quad \forall i \in \text{RES} \quad (10)$$

La potenza installata di ogni tecnologia deve essere compresa tra la minima e la massima potenza di dimensionamento di tale tecnologia. In generale, la dimensione minima è stata imposta per tenere in conto degli impianti esistenti, mentre la dimensione massima è utilizzata per tenere in conto dei limiti intrinseci alle potenzialità di generazione energetica da fonti rinnovabili:

$$f_{min}(j) \leq F(j) \leq f_{max}(j) \quad \forall j \in TECH \quad (11)$$

La potenza oraria di una tecnologia dipende sia dalla disponibilità oraria della risorsa per quanto riguarda le rinnovabili ($c_{p,t}$), sia da un fattore capacitivo annuale che considera il mantenimento del sistema e delle ore di effettivo utilizzo (c_p). Ciò rappresenta una semplificazione, in quanto un impianto che viene utilizzato al 80% della sua potenza nominale per tutta la durata dell'anno ha un c_p pari a 0,8, come quello che avrebbe un impianto che invece funziona sempre al 100% della propria potenza nominale ma per l'80% del tempo.

$$F_t(j, h, td) \leq F(j) c_{p,t}(j, h, td) \quad \forall j \in TECH, \forall h \in H, \forall td \in TD \quad (12)$$

$$\sum_{t \in T | \{h, td\} \in T_{HTD}(t)} F_t(j, h, td) t_{op}(h, td) \leq F(j) c_p(j) \sum_{t \in T | \{h, td\} \in T_{HTD}(t)} t_{op}(h, td) \quad (13)$$

$$\forall j \in TECH$$

L'utilizzo delle risorse deve essere minore o uguale alla loro disponibilità annuale, con riferimento a quelle immagazzinabili e limitate; questa funzionalità è stata utilizzata principalmente per il caso dei rifiuti, la cui disponibilità è stata imposta pari a quanto storicamente prodotto in un anno sull'isola.

$$\sum_{t \in T | \{h, td\} \in T_{HTD}(t)} F_t(j, h, td) t_{op}(h, td) \leq avail(i) \quad \forall i \in RES \quad (14)$$

Per il bilancio energetico orario per typical day sui layers si assegna un segno positivo agli output e uno negativo agli input; si considera la conversione energetica dalla risorsa alla richiesta ed eventuali passaggi da una forma all'altra di energia con la possibilità di stoccare e prelevare dallo stoccaggio.

$$\sum_{i \in RES \cup TECH \setminus STO} f(i, l) F_t(i, h, td) + \sum_{j \in STO} (Sto_{out}(j, l, h, td) - Sto_{in}(j, l, h, td)) - EndUses(l, h, td) = 0 \quad \forall l \in L, \forall h \in H, \forall td \in TD \quad (15)$$

Per quanto riguarda lo stoccaggio dell'energia occorre considerare che vi sono limiti giornalieri, stagionali, efficienze di trasformazione di energia stoccata in potenza, tempi di ricarica e scarica. Nello specifico si impone che il livello dello stoccaggio al tempo (t) sia pari a quello a ($t-1$), tenuto conto delle perdite, più gli input e meno gli output dall'accumulo, con le rispettive efficienze.

$$Sto_{level}(j, t) = Sto_{level}(j, t - 1) \cdot (1 - \%_{stoloss}(j)) + t_{op}(h, td) \cdot \left(\sum_{l \in L | \eta_{sto,in}(j,l) > 0} Sto_{in}(j, l, h, td) \eta_{sto,in}(j, l) - \sum_{l \in L | \eta_{sto,out}(j,l) > 0} \frac{Sto_{out}(j, l, h, td)}{\eta_{sto,out}(j, l)} \right) \quad (16)$$

$$\forall j \in STO, \forall t \in T | \{h, td\} \in T_{H_TD}(t)$$

Per i sistemi di stoccaggio giornalieri si impone che a fine giornata il livello nell'accumulo sia sempre lo stesso.

$$Sto_{level}(j, t) = F_t(j, h, td) \quad \forall j \in STO \text{ DAILY}, \forall t \in T | \{h, td\} \in T_H_TD(t) \quad (17)$$

Mentre per i sistemi di accumulo utilizzati anche per stoccaggio stagionale, la capacità è vincolata da un valore massimo.

$$Sto_{level}(j, t) \leq F(j) \quad \forall j \in STO \setminus STO \text{ DAILY}, \forall t \in T \quad (18)$$

La potenza inseribile ed estraibile da uno stoccaggio di energia è limitata dalla capacità installata, disponibilità di energia stoccabile, tempo di scarica e ricarica dell'accumulo.

(19)

$$Sto_{in}(j, l, h, td)t_{sto,in}(j) + Sto_{out}(j, l, h, td)t_{sto,out}(j) \leq F(j)\%_{sto_avail}(j) \quad \forall j \in STO, \forall l \in L, \forall h \in H, \forall td \in TD \quad (19)$$

Segue il calcolo delle perdite di rete per ogni tecnologia; nel modello isolano sono state considerate solo quelle della rete elettrica, in quanto non è presente una rete di teleriscaldamento contrariamente al modello iniziale di EnergyScope concepito per la Svizzera.

$$Netloss(eut, h, td) = \sum_{i \in RES \cup TECH \setminus STO | f(i, eut) > 0} f(i, eut) F_t(i, h, td) \%_{netloss}(eut) \quad (20)$$

$$\forall eut = EUT, \forall h \in H, \forall td \in TD$$

Per la produzione di energia da fonti rinnovabili occorre imporre un vincolo aggiuntivo tale da considerare il fatto che l'energia elettrica in output è prodotta solo quando vi è energia (solare, eolica) disponibile.

Inoltre, nel caso specifico del solare termico, per rendere realistico il modello questa tecnologia non viene mai installata da sola, in quanto non è possibile garantire la copertura della richiesta di acqua calda durante i picchi di consumo per via della variabilità intrinseca della richiesta dell'utente e dall'interferenza delle condizioni meteorologiche locali sulla produzione di calore dal sole. Il dimensionamento del solare termico è dato dalla differenza tra la quota ritenuta necessaria a soddisfare il consumo di ACS (o DHW) e le quote coperte dalla tecnologia di produzione di calore tradizionale (programmabili).

$$F(TERMAL_SOLAR) = \sum_{j \in TECH_{OF_EUT}(HOT_WATER) \setminus \{TERMAL_SOLAR\}} Fsol(j) \quad (21)$$

Nel sistema reale poi, anche se il modello considera i sistemi di produzione termica aggregati, ogni singola unità di consumo è indipendente dalle altre e non vi può essere uno scambio di calore tra esse. Per questo il modello richiede l'inserimento di un vincolo che imponga che ogni singola unità contribuisca al totale secondo una percentuale costante che è definita dal bilancio tra le due fonti di produzione del calore tradizionali e termico solare più la quantità di energia termica stoccata, detratta la componente utilizzata.

$$F_t(j, h, td) + F_{t,sol}(j, h, td) + \sum_{l \in L} (Sto_{out}(i, l, h, td) - Sto_{in}(i, l, h, td)) =$$

$$Shares_{LowTDec}[j] \sum_{s \in SECTORS} \left(end_{usesdemandyear}(DHW, s) * \frac{DHW_{time_series}(s, h, td)}{t_{op}(h, td)} + end_{usesdemandyear}(HEATING, s) * \frac{heating_{time_series}(s, h, td)}{t_{op}(h, td)} \right) \quad (22)$$

$$\forall j \in TECH_OF_EUT(HOT_WATER) \setminus \{TERMAL_SOLAR\}, \quad i \in TS_OF_DEC_TECH(j) \setminus \{AIR_CON\}, \quad \forall h \in H, \quad \forall td \in TD$$

Per soddisfare la richiesta energetica di calore (ACS e riscaldamento) anche durante i picchi occorre operare un lieve sovradimensionamento (il modello prevede un sovradimensionamento arbitrariamente fissato al 10%, che è stato mantenuto nel caso in esame).

$$F(j) \geq \%_{Peak,sh} \max_{h \in H, td \in TD} \{F_t(j, h, td)\}$$

$$\forall j \in TECH_OF_EUT(HOT_WATER) \setminus \{TERMAL_SOLAR\} \quad (23)$$

Il modello permette inoltre di imporre un vincolo sulla produzione totale di gas a effetto serra generata sull'isola, che può essere utilizzata per ottenere soluzioni in un'ottica di ottimizzazione multi-obiettivo.

$$GWP_{tot} \leq gwp_{limit} \quad (24)$$

Essendo Lampedusa un'isola di dimensioni ridotte è necessario anche andare ad imporre un limite alla superficie occupata dai pannelli solari termici e fotovoltaici installati sui tetti degli edifici.

$$A_{PVroof} + A_{ST} \leq area_{MAX} \quad (25)$$

$$con \quad A_{PVroof} = F ["PV_roof"] * (10^9) * 0.0066 \quad (26)$$

$$A_{ST} = F ["TERMAL_SOLAR"] * (10^9) * 0.0014 \quad (27)$$

Una volta conclusa la dichiarazione di tutti i vincoli si dichiara la funzione obiettivo, che in questo caso è minimizzare il costo totale o le emissioni di gas a effetto serra. Infine, il modello descrive al programma come organizzare gli output in vari file, raggruppando i costi, le emissioni, gli andamenti orari di ogni tecnologia e stoccaggio.

La versione originale di EnergyScope contiene vincoli e parametri aggiuntivi, perché vi sono ulteriori possibili tecnologie, vettori energetici e risorse rispetto a quelli disponibili sulle piccole isole non collegate alla rete elettrica nazionale. Dal programma sono state escluse: il nucleare, l'energia elettrica importata/esportata e

gli impianti cogenerativi perché hanno tipicamente potenze eccessive, rispetto alla potenza in media richiesta su un'isola; il carbone, l'idrogeno, Gas Naturale Liquefatto (LNG), Gas Naturale (NG) e altre risorse, perché non disponibili almeno in termini di costi nel contesto isolano.

Viceversa, EnergyScope non tiene in considerazione il problema dei rifiuti, aspetto rilevante se non si dispone di spazi da poter adibire allo smaltimento, determinando la necessità di un trasporto sulla terra ferma con i relativi costi e consumi energetici. In particolare si distingue la disponibilità dei rifiuti organici, più complessi da immagazzinare ma che prestano ad usi specifici (quali la digestione anaerobica), da quelli non organici, che devono essere trasferiti a terra o eliminati in loco con un termovalorizzatore (attualmente non presente).

6.3.3 Dati indipendenti dai Typical Days

Il programma prevede una diversa dichiarazione per i parametri del modello in relazione alla dipendenza dal numero di Typical Days. Un file include le dichiarazioni dei set e dei parametri indipendenti dai TD (*ESTD_data.dat*), quali i costi di investimento, mantenimento, operativi, emissioni di costruzione, potenza massima e minima di dimensionamento della tecnologia (Tabella 5); i costi sono riportati in milioni di euro. È stato inoltre necessario stabilire l'efficienza di conversione per ogni tecnologia e stoccaggio in base alla risorsa utilizzata, come riportato in Tabella 6.

Per le risorse occorre indicare la disponibilità sull'isola, il valore di Global Warning Potential (GWP) e costo operativo (Tabella 7). Ovviamente non essendo collegata alla rete elettrica nazionale la disponibilità di energia elettrica sarà nulla, pertanto tutta quella che occorre deve essere creata in loco.

Infine, per ciascun tipo di stoccaggio si devono fissare i tempi di ricarica e scarica, le perdite e la disponibilità di accumulo (Tabella 8).

Tabella 5: Parametri indipendenti dalla scelta dei typical days: costo d'investimento capitale, di mantenimento, GWP di costruzione, vita stimata della tecnologia (lifetime), fattore di utilizzo, percentuale minima e massima di utilizzo della tecnologia, potenza minima e massima di dimensionamento

Parametri	C_{inv}	C_{maint}	gwp_{constr}	lifetime	C_p	$F_{min}\%$	$F_{max}\%$	f_{min}	f_{max}
Unità	[M€/GW o M€/GWh]	[M€/GW o GWh/year]	[ktCO ₂ eq/GW]	[years]	-	-	-	[GW o GWh]	[GW o GWh]
PV_ground	1300 ^a	20.67 ^b	2081.43	25	1	0	1	0	0.003 ^c
PV_roof	1800 ^a	28.62 ^b	2081.43	25	1	0	1	0	0.1
WIND	2000 ^a	32.61 ^b	622.85	20	1	0	1	0	0.013 ^c
AIR CON ^f	525.45	22.48	164.89	18	1	0	1	0	20
BOILER LPG	169.3	5.08	21.09	17	1	0	1	0	20
BOILER EL ^e	42.69	0.19	1.47	15	1	0	1	0	10 ^a
TERMAL SOLAR	384 ^a	4.224 ^g	100 ^a	17	1	0	1	0	20
HP	525.45	22.48	164.89	18	1	0	1	0	20
ENGINE DIESEL ^f	250	15	490.88	20	1	0	1	0	20
ENGINE LPG ^f	350	20	490.88	20	1	0	1	0	20
WASTE TO ENERGY ^d	3126.67	118.88	647.82	25	0.85	0	0.5	0	20
BIOW_TO FUEL ^f	0	0	0	50	1	0	1	0	100000
W_TO FUEL ^f	0	0	0	50	1	0	1	0	100000
BATT	600 ^a	0	61.3	10 ^a	1	0	1	0	100000
TS_AIR CON	30 ^a	0	0	25	1	0	1	0	100000
TS_BOILER LPG	20.26	0	0	25	1	0	1	0	100000
TS_BOILER EL	20.26	0	0	25	1	0	1	0	100000
TS_TERMAL SOLAR	20.26	0	0	25	1	0	1	0	100000

TS_HP	20.26	0	0	25	1	0	1	0	100000
S_WASTE FUEL ^f	20.26	0	0	25	1	0	1	0	100000
GRID	61100	0	0	80	1	0	1	0	20

^a valori modificati rispetto ai valori iniziali in Energy Scope (ES)

^b valori scalati in base ai valori in ES ($C_{\text{maintPV}}=C_{\text{inv}} * 15.9/1000$, $C_{\text{maintWIND}}=C_{\text{inv}} * 23.9/1466$)

^c valore massimo di impianto installabile sull'isola di Lampedusa (per l'eolico e fotovoltaico a terra [12])

^d per tale tecnologia si sono presi i valori dal file ES riferiti a IND_COGEN_WASTE

^e per tale tecnologia si sono presi i valori dal file ES riferiti a DEC_DIRECT_ELEC

^f tecnologia aggiunta rispetto a ES

^g è 1,1% del costo d'investimento

Tabella 6: Efficienze di trasformazione delle tecnologie

Parametro layers_in_out:	Electricity	LPG	Diesel	Waste	Cooling	Hot Water	Res Wind	Res Solar	Bio Waste	Waste Fuel
ELECTRICITY	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LPG	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
WASTE	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
RES WIND	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
RES SOLAR	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
BIO WASTE	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
PV_ground	1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
PV_roof	1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
WIND	1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
AIR CON	-1	0	0	0	3	0	0	0	0	0
BOILER LPG	0	-1.111	0	0	0	1	0	0	0	0
BOILER EL	-1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
TERMAL SOLAR	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0
HP	-0.333	0	0	0	0	1	0	0	0	0
ENGINE DIESEL	1	0	-2.5	0	0	0	0	0	0	0
ENGINE LPG	1	-2.5	0	0	0	0	0	0	0	0
WASTE_TO ENERGY	0.444	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.222
GRID	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BIOW_TO FUEL	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1
W_TO_FUEL	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	1

Tabella 7: Parametri legati alle risorse presenti (disponibilità, costo operativo, GWP operativo)

Parametri	Avail [GWh/y]	gwp _{op} [ktCO ₂ eq/GW]	c _{op} [M€/GWh]
ELECTRICITY	0 ^a	0.4818	0 ^a
LPG	1000 ^a	0.3448	0.177230769 ^l
DIESEL	1000 ^a	0.3148	0.0774 ^l
WASTE	15 ^h	0.1501	0
RES WIND	1000000	0	0
RES SOLAR	1000000	0	0
BIO WASTE	11.2 ⁱ	0.1501	0

^h si è calcolato a partire dalla quantità di rifiuti annuali raccolti a Lampedusa (6751 ton), sottraendo il 30% di incombustibili, la parte di rifiuti organici [i] e considerando il potere combustibile pari a 20 GJ/ton

ⁱ sapendo che per abitazione all'anno si hanno 810 kg di rifiuti organici, su Lampedusa consideriamo circa 2500 abitazioni e il potere combustibile pari a 20 GJ/ton

^l sono stati valutati partendo dal prezzo di mercato sull'isola

Tabella 8: Parametri legati allo stoccaggio di energia (tempi di carica e scarica, disponibilità di accumulo, percentuale di perdite)

Parametri	Storage charge time [h]	Storage discharge time [h]	Storage availability [%]	Storage losses [%]
BATT	4	4	1	0.0002
TS_AIR CON	4	4	1	0.00824
TS_BOILER EL	4	4	1	0.00824
TS_BOILER LPG	4	4	1	0.00824
TS_HP	4	4	1	0.00824
TS_TERMAL SOLAR	4	4	1	0.00824
S_WASTE_FUEL	4	4	1	0.00824

6.3.4 Dati dipendenti dai Typical Days

In un altro file invece sono contenuti i set e parametri dipendenti dai TD, e la relazione tra ore all'anno (periods, 8760 ore), le ore della giornata (24h) e il typical day a cui quella giornata si riferisce. I parametri che dipendono strettamente dal TD sono la richiesta di energia elettrica (raffrescamento e altri usi), energia termica per riscaldamento e acqua calda sanitaria (ACS), la capacità del solare fotovoltaico e termico, vento, rifiuti organici. Questi valori sono espressi come rapporti, in quanto vanno moltiplicati per la potenza nominale della singola tecnologia.

L'approccio delle "giornate tipo" e la sua applicazione al modello

Energyscope TD è basato su di un approccio all'ottimizzazione dei sistemi energetici caratterizzato da una granularità temporale oraria, con un orizzonte temporale della durata di un anno. In linea teorica, questo richiederebbe per ogni parametro e variabile di ottimizzazione una dimensionalità di 8760 valori. Si può facilmente capire come mantenere questa dimensione del problema, nonostante la linearità dell'approccio permetta la gestione di matrici di ottimizzazione di grandi dimensioni, lo renderebbe difficilmente trattabile dal punto di vista numerico. Per questo, Energyplus TD si basa sull'approccio delle "giornate tipo" (typical days, TD): l'intero anno di riferimento viene semplificato in modo che ogni giorno dell'anno sia rappresentato da un TD, il cui numero viene scelto nella fase iniziale di definizione del problema in modo da trovare un giusto bilanciamento tra la precisione dei risultati (favorita da un elevato numero di TD) e le necessità di riduzione dello sforzo computazionale (che richiede una riduzione del numero dei TD).

Nella pratica, tuttavia, l'ostacolo principale risulta la necessità di partire dai dati orari per tutte le tipologie di parametri dipendenti dal tempo. A seconda della tipologia di problema questo può essere particolarmente complesso: nel particolare, nel caso in questione, i dati relativi alla domanda energetica per consumi elettrici generali, riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria per l'intera isola sono difficilmente reperibili. Per questa ragione si è scelto di utilizzare un approccio "ibrido", che segue la procedura seguente:

1. Calcolo della produzione energetica da fonti rinnovabili (eolico, solare termico, solare fotovoltaico) in base a dati climatici orari
2. Ove disponibile, stima della domanda energetica per gli usi sopra menzionati basandosi su profili orari standard. Nel caso dell'isola di Lampedusa, la domanda è stata ridotta a due categorie principali: utenze alberghiere e utenze residenziali
3. Valutazione dell'errore stimato al variare del numero di TD, e conseguente scelta del numero di TD da adottare, e di quali siano tali giorni durante l'anno
4. Ricalibrazione del calcolo della domanda energetica oraria per i TD scelti in base a ulteriori considerazioni

Parametri di ottimizzazione relativi alla produzione energetica da fonti rinnovabili

Per quanto riguarda i $c_{p,t}$ del solare termico, fotovoltaico (PV) ed eolico sono stati usati i dati orari derivanti da un monitoraggio ENEA condotto per 15 anni (2003-2017), in riferimento alle seguenti grandezze: temperatura esterna (dry e dew point), irraggiamento (all'estradosso e non, globale, diretto, diffuso), umidità

relativa, direzione e velocità del vento, pressione atmosferica, opacità, visibilità, albedo, quantità di precipitazioni, giorni dall'ultima nevicata, presenza di aerosol nell'aria, in modo da creare un anno tipo.

In particolare per il fotovoltaico è stata usata la colonna dati dell'irraggiamento globale, moltiplicando per l'efficienza di un pannello preso come campione e dividendolo per la potenza di design. Per l'eolico invece è stata prima calcolata la potenza per una turbina eolica che segue l'andamento tipico riportato in Figura 143 (con velocità di cut-in, cut-off, rated speed); per trovare il $c_{p,t}$ la suddetta è stata divisa per la potenza massima che si calcola a partire dal cubo della velocità massima a cui può girare la turbina (cut-off 15 m/s). Per il solare termico è stato preso in esame un collettore solare termico non ricoperto, calcolata l'efficienza oraria e trovato il $c_{p,t}$ moltiplicando per l'irraggiamento globale diviso quello massimo annuale a Lampedusa.

Una volta calcolati tutti i $c_{p,t}$ sono stati inseriti nel file *data.dat* della prima parte del programma EnergyScope, che va in a individuare i Typical Days minimizzando la distanza euclidea nella matrice cluster ed effettuando in sostanza una clusterizzazione.

Stima preliminare del fabbisogno energetico

Per i dati relativi all'andamento orario dei consumi delle singole abitazioni/attività per tutto il periodo dell'anno suddiviso per le varie tipologie energetiche (ACS, riscaldamento, raffrescamento, altro) si è fatto riferimento a condizioni standard e proceduto per ipotesi per poter produrre l'andamento orario dei typical days, da usare poi per elaborare i dati nel software. Le giornate dell'anno sono state raggruppate in riferimento alle condizioni stagionali rappresentative di: inverno, quando il riscaldamento è acceso (essendo in fascia climatica A, per Lampedusa si considera la stagione termica compresa tra il 1° dicembre al 15 marzo, per 6 ore al giorno); estate, quando l'impianto di raffrescamento è acceso ed è elevata la presenza dei turisti; mezze stagioni, per quei mesi in cui non serve climatizzare, per via della temperatura mite e ci sono pochi turisti sull'isola. Sapendo poi che, una voce importante di consumo elettrico negli alberghi è data dalla produzione di ACS si è deciso di dividere la richiesta di energia elettrica (sia per il settore residenziale che per quello alberghiero) in base all'utilizzo: raffrescamento, riscaldamento, ACS e altro. Per l'andamento di queste voci di consumo sono state usate curve di carico adimensionali genericamente riferite a utenze alberghiere e abitazioni.

Per una preliminare compilazione, intesa a verificare che il programma fosse in grado di analizzare i dati, nonostante le varie modifiche effettuate, sono stati posti valori arbitrari, ma realistici, della potenza utilizzata. Si è deciso di trascurare la mobilità e il contributo di energia consumata dal dissalatore, prendendo in esame le richieste di energia del residenziale e del settore alberghiero (riscaldamento, raffrescamento, ACS, energia elettrica).

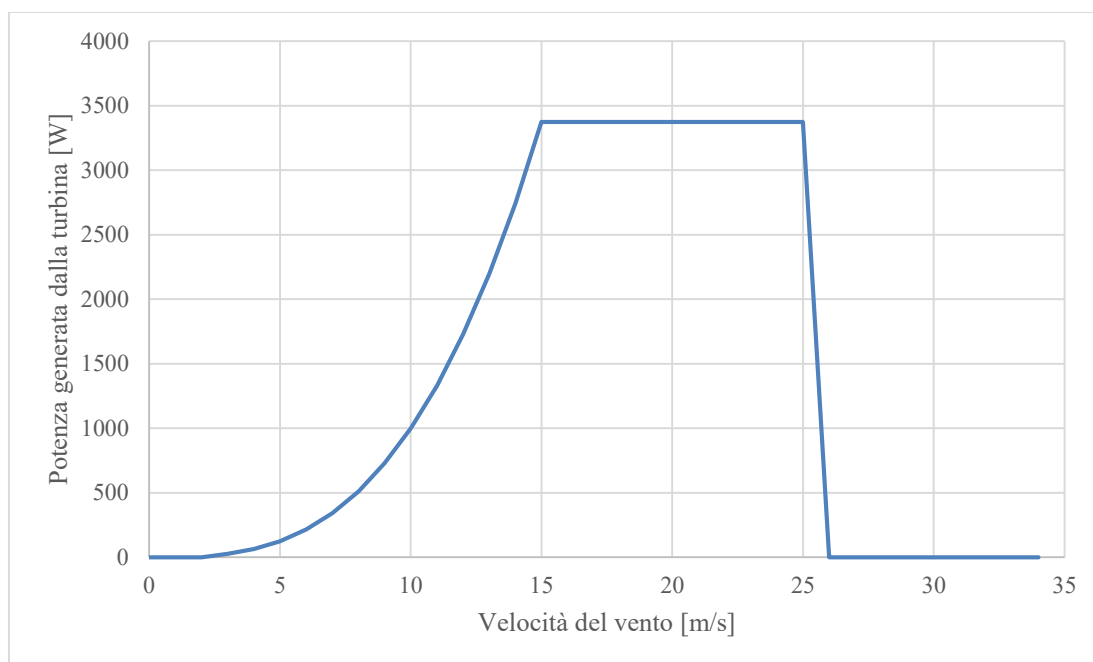


Figura 143: Andamento della potenza ricavabile da una turbina eolica in funzione della velocità del vento

Analisi e scelta delle giornate tipo

A questo punto è stato necessario individuare per il caso specifico di Lampedusa il numero di TD per giungere ad un giusto compromesso tra una riduzione delle dimensioni del problema (pochi TD) e precisione (molti TD). EnergyScope prevede come standard l'uso di 12 TD, praticamente uno per ogni mese; è stata valutata la variazione del margine di errore con il numero di TD da 3 a 24, come illustrato in Figura 144.

Sulla base dei risultati sopra esposti appare ragionevole cercare di modellare il caso studio con 6 TD, perché dopo l'errore cala relativamente di poco rispetto alla diminuzione a cui si assiste tra 3 e 6 TD. Per trovare i 6 nuovi Typical Days sono state calcolate giorno per giorno le richieste di riscaldamento, raffreddamento, ACS e altro in funzione delle presenze turistiche mensili, riportate nella Figura 145. Le 6 giornate tipo che risultano dalla compilazione del modello per la clusterizzazione sono riportate in Tabella 9.

Ricalibrazione dei dati relativi al fabbisogno energetico per le giornate tipo identificate

L'ultima fase del procedimento di impostazione dei dati richiesti da Energyplus TD per la definizione del problema di ottimizzazione, in relazione ai dati dipendenti dal tempo, è il ricalcolo del fabbisogno alla luce della scelta effettuata per il numero e la specificità dei TD. Questa operazione è stata ripetuta per le due categorie principali di consumo individuate: utenze alberghiere e utenze residenziali, come esposto di seguito. In particolare, in entrambi i casi, si è definito un modello "avanzato" per le varie categorie di consumo, definito in funzione di variabili note e di parametri che sono stati calcolati in base a considerazioni ingegneristiche e con l'intento di minimizzare l'errore rispetto ai consumi aggregati annuali, forniti dal PAESC dell'isola.

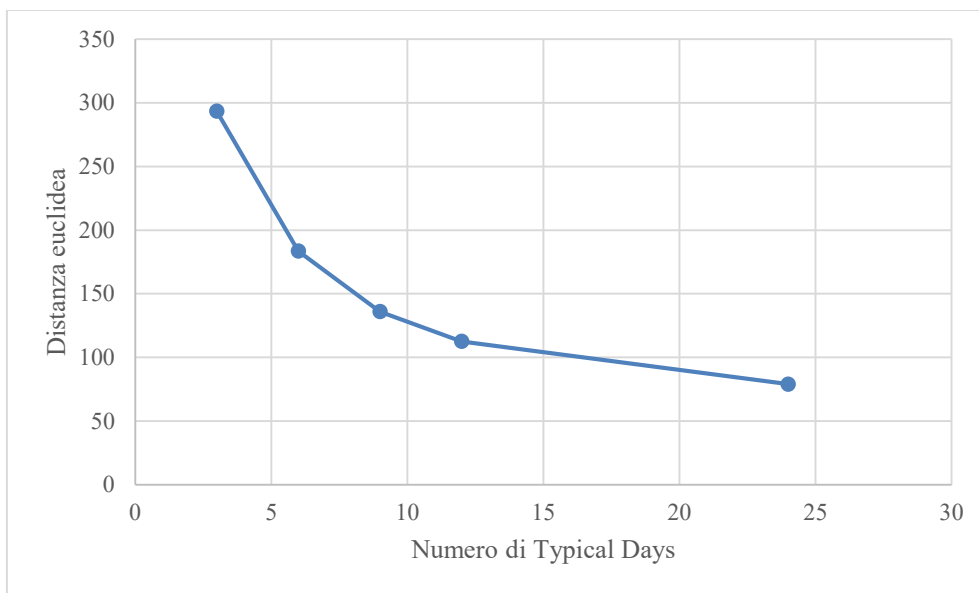


Figura 144: Andamento della distanza euclidea al variare del numero di Typical Days considerato

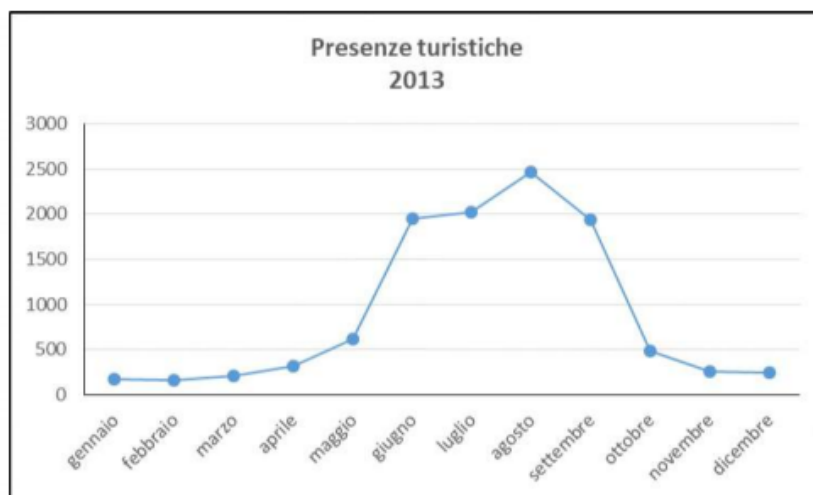


Figura 145: Presenze turistiche anno 2013, grafico preso da PAESC [13]

Tabella 9: Typical Days individuati dal software

Typical Days	37	117	213	227	303	355
	6 febbraio	27 aprile	1° agosto	15 agosto	30 ottobre	21 dicembre
Rinomino	1	2	3	4	5	6
Ripetizione nell'anno	97	65	91	31	44	37

I dati dei consumi dell'utenza alberghiera sono stati rielaborati in funzione delle presenze turistiche, attraverso la compilazione di un file in Python che identifica la combinazione migliore dei parametri per minimizzare l'errore totale, avendo a disposizione i valori dei consumi bimestrali di quattro alberghi (Figura 146) [22]. Lo stesso procedimento è stato eseguito per le abitazioni, di cui sono disponibili i consumi bimestrali di sette casi (Figura 147), ricavando le due seguenti categorie: le dimore occupate tutto l'anno (Dimora Fissa = DF) e le Case Vacanza (CV). Le prime sono caratterizzate da consumi significativi durante tutto l'anno, ma maggiori d'inverno; mentre le seconde presentano picchi di consumo prevalenti in estate suggerendo un utilizzo dell'abitazione di tipo turistico e non continuativo.

Utente	Bimestre					
	1°	2°	3°	4°	5°	6°
H1	384	403	3156	9324	5718	635
H2	5286	3488	4115	11999	7999	2964
H3	4250	4401	11655	39651	30113	11182
H7	12958	10301	7189	25520	24607	11423
Media	5720	4648	6529	21624	17109	6551

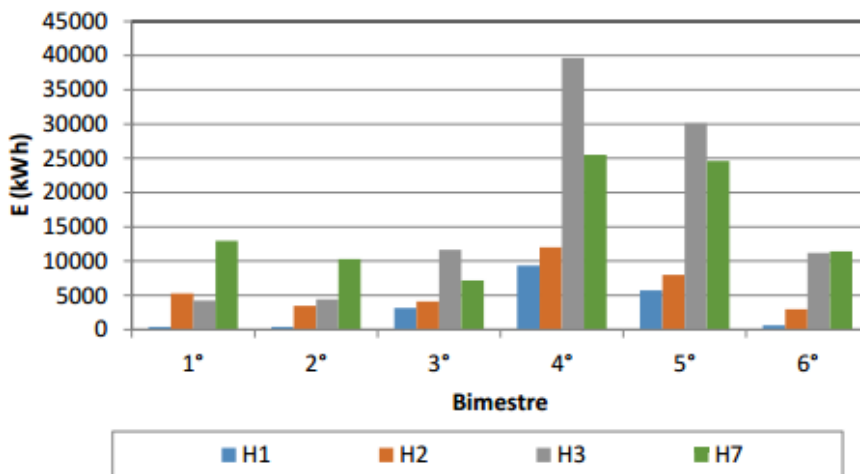


Figura 146: Consumi bimestrali delle utenze alberghiere [22]

Utente	Bimestre					
	1°	2°	3°	4°	5°	6°
R1	567	519	334	791	544	628
R2	1012	850	701	619	556	778
R3	1301	1064	860	902	824	961
R4	132	28	65	134	133	0
R5	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
R6	805	736	585	776	572	614
R7	2736	1307	1280	1016	1157	1771
R8	1731	1749	1330	2278	1393	1277

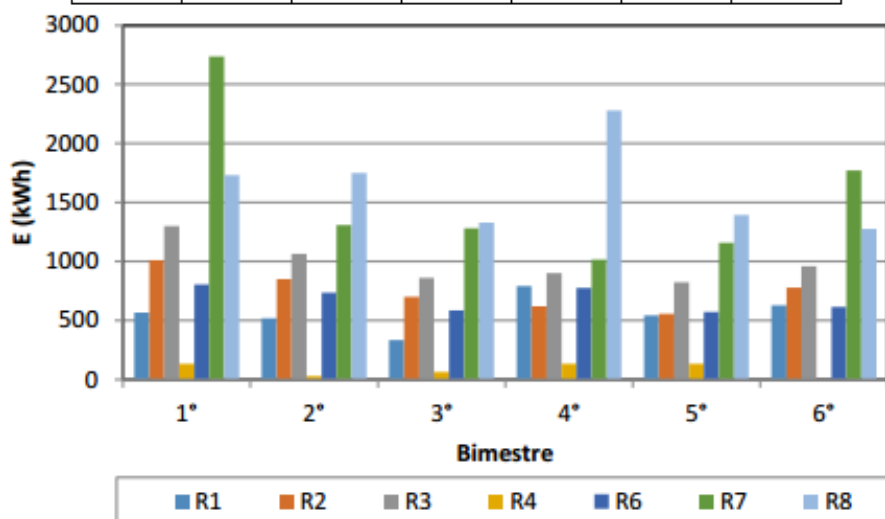


Figura 147: Consumi bimestrali delle utenze residenziali [22]

Nel caso delle utenze alberghiere, si sono mantenuti i profili di carico relativi durante le ore della giornata, ma sono stati ricalcolati i valori diversi giorno per giorno. I consumi calcolati sono quelli relativi a: riscaldamento, raffrescamento, ACS, e altri consumi elettrici. Di seguito si riporta la formulazione del modello per le utenze alberghiere e i parametri per la calibrazione (Tabella 10).

Per il riscaldamento e raffrescamento, si è ipotizzato di poter stimare il fabbisogno in funzione della temperatura esterna di bulbo secco. A questo proposito, si è ipotizzata la seguente relazione:

$$Q_{day} = \bar{U} A_{tot} \Delta T_{day} \quad (28)$$

dove il valore medio della trasmittanza è ipotizzato secondo la seguente relazione:

$$\bar{U} = \frac{A_{me}}{A_{tot}} U_{me} + \frac{A_{fin}}{A_{tot}} U_{fin} + \frac{A_{sol}}{A_{tot}} U_{sol} = 1.795 \frac{W}{m^2 K} \quad (29)$$

In cui le A rappresentano le superfici e le U rappresentano le trasmittanze di ciascuna superficie, mentre i pedici me , fin , sol e tot si riferiscono rispettivamente ai muri esterni, alle finestre, al solaio e al totale. Nel calcolo della trasmittanza media si è fatto riferimento a un edificio campione di $90 m^2$ esteso su un unico piano con muro esterno non isolato di 25 cm di pietra, finestra con doppio vetro, solaio non isolato.

Il valore della differenza di temperatura media giornaliera è invece stato calcolato basandosi sull'ipotesi che segue:

$$\Delta T_{day} = \begin{cases} T_{Media,est} - T_{int} \text{ per il raffrescamento, } T_{int} = 26 \\ T_{int} - T_{Media,est} \text{ per il riscaldamento, } T_{int} = 20 \end{cases} \quad (30)$$

Per il consumo di acqua calda sanitaria si è invece calcolato un valore dipendente dal numero di presenze, noto con definizione mensile. Il profilo di consumo standard è quindi moltiplicato per un valore dipendente dal mese, e calcolato come:

$$Q_{mese} = mc_p \Delta T \quad (31)$$

dove:

$$m = 50 \frac{l}{persona \cdot di} * (\text{persone}_{fisse} + \frac{N_{tur,m}}{N_{alberghi}}) * N_{gg,m} \quad (32)$$

$$\Delta T = T_{ACS} - 15 \quad (33)$$

dove $N_{tur,m}$ rappresenta il conto delle presenze turistiche mensili per il mese m , $N_{alberghi}$ il numero di alberghi isolani (150), $N_{gg,m}$ il numero di giorni nel mese m , e T_{ACS} la temperatura dell'acqua calda sanitaria. Per concludere, i consumi elettrici di vario tipo sono stati definiti nuovamente in base alle presenze turistiche mensili, e definiti in modo generico come una funzione lineare delle presenze mensili:

$$Q_{mese} = q_{altro0} + q_{altro1} * \frac{N_{tur,m}}{N_{alberghi}} * N_{gg,m} \quad (34)$$

Ne risulta quindi che i parametri da calibrare per minimizzare l'errore sui consumi totali sono:

- La superficie totale occupata da utenze alberghiere
- La temperatura media di produzione e consumo dell'ACS
- I due parametri della relazione lineare associata al consumo elettrico
- Il numero di persone considerate come "fisse" (quindi indipendenti dai dati sul numero di presenze mensili) nelle utenze alberghiere.

Soluzione che minimizza l'errore:

$$Errore = \sum_{i=1}^6 \frac{|E_i - \hat{E}_i|}{E_{tot}} = 0.1917$$

Sulla base delle ipotesi descritte, si rendono necessari 250 strutture per arrivare al consumo annuo attuale degli alberghi a Lampedusa (11,7 GWh rispetto ai 12,5 dichiarati [8]), come sintetizzato in Tabella 11, valore ragionevole rispetto alla numerosità di hotel e B&B ottenibile da una ricerca online su vari siti web di agenzie turistiche.

Tabella 10: Parametri di calibrazione delle utenze alberghiere

Parametri di calibrazione	
Area totale [m ²]	5488
T _{ACS} [°C]	55.7
q _{altro0} [kWh/mese]	650
q _{altro1} [kWh/mese]	7
Persone fisse	1.33

Tabella 11: Fabbisogno totale annuo calcolato per le utenze alberghiere suddiviso per le varie tipologie di richieste energetiche

Fabbisogno totale annuo per utenze alberghiere [GWh]				
ACS	Riscaldamento	Raffrescamento	Altro	TOTALE
1.75	2.03	1.61	6.32	11.72

Un ragionamento simile è stato proposto per le utenze residenziali. Sono di seguito presentate le differenze del modello residenziale rispetto al modello utilizzato per le utenze alberghiere.

Nel caso del calcolo del fabbisogno per riscaldamento/raffrescamento sono stati modificati i valori di riferimento per la differenza di temperatura media tra interno ed esterno:

$$\Delta T_{day} = \begin{cases} T_{Media,est} - T_{int} \text{ per il raffrescamento, } T_{int_{CV}} = 24 \text{ e } T_{int_{DF}} = 26 \\ T_{int} - T_{Media,est} \text{ per il riscaldamento, } T_{int_{CV}} = 15 \text{ e } T_{int_{DF}} = 18 \end{cases} \quad (35)$$

Nel caso del consumo per altri usi elettrici, si è eliminata la componente indipendente dal numero di presenze:

$$\text{Altro: } Q_{mese} = q_{altro0} * N_{gg,m} \quad (36)$$

$$\begin{array}{ll} \text{CV} & \text{DF} \\ \text{Errore} = \sum_{i=1}^6 \frac{|E_i - \hat{E}_i|}{E_{tot}} = 0.0578 & \text{Errore} = \sum_{i=1}^6 \frac{|E_i - \hat{E}_i|}{E_{tot}} = 0.1027 \end{array}$$

Tabella 12: Parametri di calibrazione delle utenze residenziali

Parametri di calibrazione		
	CV	DF
Area totale [m ²]	110	100
T _{ACS} [°C]	51.09	49
q _{altro0} [kWh/mese]	12.06	6.86
Persone fisse	0.477	2.5

A questo punto è stato necessario trovare la combinazione di numero di case vacanze e dimore fisse in modo tale che il consumo annuo corrisponda al valore riportato per Lampedusa in [8], pari a circa 14,94 GWh (Tabella 13). Per giungere a tale valore sono necessarie 2.000 dimore fisse e 500 case vacanze, dati che possono considerarsi allineati a quelli dell'ultimo censimento (2019), dove risolta una media di circa 2,42 persone per famiglia e una popolazione residente stimata attorno 6.494 persone.

Tabella 13: Fabbisogno totale annuo calcolato per le utenze residenziale suddiviso per le varie tipologie di richieste energetiche

Fabbisogno totale annuo per le utenze residenziali [GWh]				
ACS	Riscaldamento	Raffrescamento	Altro	TOTALE
3.79	3.49	0.45	7.21	14.94

Per poter eseguire la versione di EnergyScope adattata al caso studio sono stati integrati i suddetti dati, ma anche i fattori capacitivi orari ($c_{p,t}$) dell'eolico (*Wind*), fotovoltaico (*PV*), solare termico (*Thermal Solar*) e in aggiunta anche della produzione di rifiuti organici (*Bio Waste*). I valori capacitivi orari per l'eolico, fotovoltaico e solare termico sono stati estrapolati dai fogli di calcolo organizzati nel formato 365x24, prendendo i valori corrispondenti ai 6 TD individuati. Diversamente per i rifiuti organici, è stata considerata un'ipotesi semplificativa basata sulla produzione annuale di umido per abitazione, considerando che venga raccolto tutti i giorni alla stessa ora, così da avere un limite sulla disponibilità di rifiuti al termovalorizzatore.

6.3.5 Aggiunta del dissalatore al modello

Il programma da cui si è partiti per lo sviluppo del modello dell'isola di Lampedusa, essendo stato sviluppato per un'applicazione in Svizzera, non prevedeva le tecnologie di produzione di acqua dolce per dissalazione di acqua marina. Questa mancanza è stata colmata introducendo un layer specifico e tutte le tecnologie necessarie a tale scopo.

Esistono numerosi modelli di impianto di desalinizzazione, basati sull'energia elettrica e termica in diverse combinazioni, a seconda del processo utilizzato. Su tale argomento sono già presenti nella letteratura vari articoli di studi effettuati sugli impianti di desalinizzazione. Ad esempio in [14] si trova uno studio che confronta le diverse tecnologie disponibili e chiarisce come, a fronte di costi di installazione diversi, gli impianti di Reverse Osmosis (RO) apparentemente sfavoriti, in quanto richiedono un capitale iniziale maggiore, abbiano poi un costo di esercizio più basso e siano più facilmente abbinabili ad impianti rinnovabili (solare termico e fotovoltaico). Viceversa, gli impianti di dissalazione Multi-Stage Flash (MSF) e Multi-Effect distillation (MED) implicano la disponibilità di una fonte energetica convenzionale, basata sui combustibili fossili (generatore diesel) e quindi un costo di esercizio dipendente dal costo sul mercato, ma presentano un costo di installazione inferiore.

Tutti i sistemi principalmente utilizzati (RO, MSF, MED) possono essere inseriti in un sistema ibrido composto da fotovoltaico, eolico, batterie e generatori diesel, come effettuato in [15]. In questo studio gli autori, utilizzando il software Hybrid Optimization Models for Energy Resources (HOMER) per ricercare la soluzione ottimale, hanno dimostrato che RO è il sistema di desalinizzazione più economico nella gestione ordinaria, in quanto consente un alto livello di penetrazione delle fonti rinnovabili.

Nello specifico vengono inseriti nel modello le tre tipologie di dissalazione più comuni, i.e. Reverse Osmosis, Multi-Stage Flash e Multi-Effect Distillation, secondo i parametri riassunti in Tabella 14 e Tabella 15.

Tabella 14: Parametri indipendenti dalla scelta dei typical days per le tecnologie di dissalazione.

Parametri	C_{inv}	C_{maint}	gwp_{constr}	$lifetime$	C_p	$F_{min}\%$	$F_{max}\%$	f_{min}	f_{max}
Unità	[M€/GW o M€/GWh]	[M€/GW o GWh/year]	[ktCO ₂ eq/GW]	[years]	-	-	-	[GW o GWh]	[GW o GWh]
REVERSE OSMOSIS	8147	22.48	164.89	18	1	0	1	0	20
MS_FLASH	525.45	22.48	164.89	18	1	0	1	0	20
ME_DISTILLATION	525.45	22.48	164.89	18	1	0	1	0	20
S_WATER	20.26	0	0	25	1	0	1	0	10000

Tabella 15: Efficienze di trasformazione dell'energia per gli impianti di dissalazione considerati.

Parametro layers in out:	Electri city	LPG	Die sel	Wa ste	Cool- ing	Hot Water	Res Wind	Res Solar	Bio Waste	Waste Fuel	Wa ter
REVERSE OSMOSIS ^f	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
MS_FLASH ^f	0	0	0	0	0	-1.4	0	0	0	0	1
ME DISTIL- LATION ^f	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	1

La preparazione del modello richiede, dal punto di vista dei dati di input, il dettaglio dell'andamento orario della richiesta di acqua potabile nei typical days, differenziata per utenze alberghiere e residenziali sull'isola. Poiché gli unici dati utili relativi al consumo di acqua potabile sull'isola riguardano il consumo annuo di elettricità per alimentare il dissalatore installato a Lampedusa [13], è stato necessario effettuare delle ipotesi per. Noto il consumo di energia elettrica del dissalatore per m³ prodotto di acqua desalinizzata (3 kWh/m³ [15]), si è calcolata la quantità di acqua potabile prodotta annualmente e da questa si sono estrapolati i consumi mensili per i due tipi di utenze nel seguente modo. Dai consumi mensili si è infine calcolato il valore giornaliero rappresentativo di ogni mese che è stato poi assunto come valore del typical day appartenente a quel mese (Tabella 16).

In particolare:

- Consumo elettrico annuo del dissalatore = 3.63 GWh/anno
- Quantità di acqua desalinizzata = 1 210 000 m³/anno

Portata Acqua HouseHolds:
$$\dot{m} = \bar{m} * \left(persone_{fisse} + N_{CV} * \frac{N_{tur,m}}{N_{tur,max}} \right) * N_{gg,m} \quad (37)$$

Portata Acqua Hotels:
$$\dot{m} = \bar{m} * N_{tur,m} * N_{gg,m} \quad (38)$$

con \bar{m} calcolata dividendo la quantità di acqua annuale per il numero di presenze turistiche e residenti all'anno ($\bar{m} = 437 \frac{m}{pers*di}$). Si è quindi ipotizzato un consumo di acqua costante nel tempo all'interno di ogni mese: al di là della limitata veridicità di questa ipotesi (il consumo è, ad esempio, maggiore di giorno che di notte) si è voluto semplificare il lavoro ricordando che l'accumulo di acqua potabile per il consumo giornaliero è sostanzialmente limitato, e presenta costi relativamente ridotti, in confronto ai costi di accumulo di energia elettrica o termica.

Tabella 16: Valori della portata d'acqua potabile necessaria per il settore residenziale e alberghiero, calcolati in funzione della presenza turistica mensile

Presenze turistiche	Mese	Portata Acqua utenze residenziali [m ³ /mese]	Portata Acqua Hotels [m ³ /mese]
100	Gennaio	88260	1354
120	Febbraio	79767	1467
250	Marzo	88666	3384
400	Aprile	86199	5240
600	Maggio	89613	8122
2000	Giugno	90391	26200
2050	Luglio	93539	27750
2500	Agosto	94757	33842
1900	Settembre	90129	24890
500	Ottobre	89343	6768
250	Novembre	85806	3275
200	Dicembre	88530	2707

6.3.6 Aggiunta della mobilità al modello

Accanto all'ottimizzazione della produzione energetica è necessario considerare i costi e le emissioni del sistema di trasporto (pubblico e privato). L'attuale mobilità di merci e persone è fondamentalmente basata sui combustibili fossili, laddove l'inquinamento è un problema pressante si è cercato di convertire il sistema dei trasporti verso veicoli meno inquinanti o a inquinamento zero; in quest'ultimo caso si tratta di veicoli elettrici e prototipi ad idrogeno. Nelle grandi città dei paesi industrializzati, un'alternativa parziale è rappresentata dalle reti di trasporto ferroviario, sia in superficie che underground, e in tempi più recenti dall'utilizzo massiccio di veicoli elettrici a batteria. In un ambito isolano questi ultimi risultano più idonei, anche perché se ipotizzassimo sistemi di produzione di corrente continua diffusi si creerebbero le condizioni di ricarica dei singoli mezzi indipendente dalla rete, soprattutto per le isole geograficamente favorite da un'esposizione solare notevole durante tutto l'anno.

Gli studi svolti nell'ottica di una smart grid, con contestuale elettrificazione del parco automobilistico, hanno mostrato come i veicoli possono risultare utili come batterie di stoccaggio nelle fasi di sosta (nella modalità di accumulo definita "Vehicle to grid") [16]. Diversamente, laddove non esistono le condizioni di una mobilità veicolare si sono ipotizzati anche sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica basati su batterie mobili trasportabili via mare [17].

Concentrando l'attenzione sul caso studio di Lampedusa, dai precedenti lavori svolti sull'isola si è potuto verificare che i consumi isolani triplicano durante la stagione estiva (giugno-settembre) per via dell'elevata affluenza turistica. Una fetta non trascurabile dei consumi e delle emissioni annuali è data dalla mobilità, per via dell'arretratezza dei veicoli circolanti nell'isola (euro 0-3), che sono dati a noleggio ai turisti. In quanto usati pochi mesi all'anno dai villeggianti, i residenti non sono motivati ad acquistare veicoli elettrici, molto più costosi e di difficile gestione tecnica, che rappresenterebbero dei capitali immobilizzati per i pochi mesi di attività di noleggio, difficilmente recuperabili in termini di gestione economica. I veicoli a combustione interna meglio si prestano ad un uso non continuativo. Infatti, il consumo di carburante, che aumenta significativamente col flusso turistico, non incide sul proprietario del veicolo ma sul suo utilizzatore. Resta invece sull'isola l'inquinamento atmosferico che tuttavia, date le caratteristiche orografiche e climatiche di Lampedusa, non è un problema molto sentito.

In aggiunta alla mobilità terrestre nel modello dell'isola di Lampedusa occorre considerare le attività di pesca, unica industria presente oltre al turismo, e i collegamenti con traghetti e aerei alla terra ferma; entrambe queste voci si legano all'utilizzo di combustibile fossile. Ad oggi non sono disponibili i dati necessari all'elaborazione del modello e pertanto è stata valutata la sola mobilità terrestre locale, per la quale si è inoltre evitato di suddividere i trasporti pubblici dai privati, in quanto i secondi rappresentano più del 90% dei veicoli a Lampedusa; nel programma è stata quindi aggiunta un'unica voce di richiesta energetica per il trasporto. I valori delle efficienze sono stati lasciati uguali a quelli presenti nella versione originale di EnergyScope, in più è stata aggiunta la categoria *Car Diesel Old* per considerare le auto già presenti a Lampedusa (Tabella 17). Le tecnologie inserite nel modello sono dunque le auto Diesel, le auto a benzina, le auto ibride (HEV) e quelle a batteria (BEV).

Tabella 17: Efficienza di trasformazione dell'energia per le autovetture considerate

Parametro layers in out:	<i>Electr icity</i>	<i>Diese l</i>	<i>Wa ter</i>	<i>Mobil ity</i>
CAR DIESEL	0	- 0.386 8	0	1
CAR DIESEL OLD	0	-0.44 ⁴	0	1
CAR HEV	0	- 0.247 1	0	1

⁴ A differenza del resto della tabella, i cui valori provengono da [2] questo valore è stato ripreso da [18].

CAR BEV	- 0.086 3	0	0	1
---------	-----------------	---	---	---

Per il calcolo del costo d’investimento, di mantenimento e il GWP di costruzione si è partiti dai seguenti dati:

- numero di veicoli costante pari a 5000 autovetture;
- consumo attuale 30.6 GWh/anno.

Conoscendo il rendimento delle macchine Diesel da [19], pari a 0.44 kWh/pkm, si è trovato il fabbisogno annuo (F_m) espresso in Mpkm/anno: $F_m = 30.6 / 0.44 = 69.5 \frac{\text{Mpkm}}{\text{anno}}$.

Il fattore di utilizzo medio per veicolo risulta essere: $f_{\text{ref}} = 69.5 / 5000 = 0.0139 \frac{\text{Mpkm}}{\text{anno} \cdot \text{car}}$.

Questo fattore di utilizzo rappresenta il c_p del programma, perché rappresenta quanto viene in media utilizzata una vettura durante l’anno.

Partendo dai costi per auto attuali sul mercato si è andato a trovare il valore del modulo di investimento da inserire nel modello mediante le seguenti espressioni (Tabella 18):

$$\begin{cases} C_{inv} = C_{inv}^v * 5000 \\ C_{inv} = F * \widetilde{C}_{inv} \end{cases} \rightarrow \widetilde{C}_{inv} = \frac{C_{inv}^v * 5000}{F} \quad (39)$$

Per quanto riguarda il costo di mantenimento (Tabella 19), nel caso dell’auto a combustione interna è stato considerato un valore pari a 1/20 del costo medio di acquisto.

Infine, per trovare il valore del GWP di costruzione per ogni tipologia di autovettura (Tabella 20) si sono utilizzati i dati dal materiale supplementare del lavoro di Hawkins et al. [20], dopo aver eseguito le conversioni necessarie tra le diverse unità di misura secondo la seguente espressione:

$$gwp_{constr} = gwp_{constr/km} * distance * N^{\circ}_{vehicle} / F \quad (40)$$

In Tabella 21 è riportato un riepilogo dei parametri, indipendenti dalla scelta dei typical days, utilizzati per le autovetture considerate nel modello.

Tabella 18: Valori del costo di investimento per tipologia di autovettura

Tipo	C_{inv}^v [€/car]	\widetilde{C}_{inv} [M€/Mpkm/anno]
Diesel	15 000	129.4
HEV	20 200	175
BEV	36 000	310.54

Tabella 19: Valori del costo di mantenimento (Cmain) per tipologia di autovettura

Tipo	Valore in [€/pkm/h/y]	Valore usato in questo studio [M€/Mpkm/anno]
Diesel	25	6.47
HEV	36.7	9.5
BEV	10.6	2.74

Tabella 20: Valori del GWP di costruzione per tipologia di autovettura

Tipo	Valore originale [20]	Valore usato in questo studio [ktCO _{2eq} /Mpkm]
Diesel	60	77.6
HEV	77	100
BEV	83	107.39

Tabella 21: Riepilogo parametri indipendenti dalla scelta dei typical days per le autovetture considerate nel modello

Parametri	C_{inv}	C_{maint}	gwp_{constr}	$lifetime$	C_p	F_{min} %	F_{max} %	f_{min}	f_{max}
Unità	[M€/GW o M€/GWh]	[M€/GWh o GWh//year]	[ktCO ₂ _{eq} / GW]	[years]	-	-	-	[GW o GWh]	[GW o GWh]
CAR DIESEL	129.4	6.47	77.6	10	0.0139	0	1	0	10
CAR DIESEL OLD	0	6.47	0	10	0.0139	0	1	0.57964	0.57964
CAR HEV	175	9.5	100	10	0.0139	0	1	0	10
CAR BEV	310.54	2.74	107.39	10	0.0139	0	1	0	10

6.4 Risultati della ottimizzazione

Terminata la predisposizione del modello relativo al problema di ottimizzazione, questo è stato utilizzato per analizzare i risultati della risoluzione del problema in un certo numero di scenari.

Di seguito sono riassunti gli scenari analizzati:

- **Base:** Il problema definito “base” include solo i consumi energetici per riscaldamento, raffrescamento e consumi elettrici generici, escludendo quindi i fabbisogni per la produzione di acqua potabile e la mobilità. È a sua volta suddiviso in tre sotto-categorie
 - **Test:** Problema limitato all’utilizzo delle tecnologie attuali, in assenza di fonti rinnovabili. Si tratta sostanzialmente di una verifica del funzionamento corretto del problema, e permette di dedurre il dimensionamento del sistema energetico isolano nella sua configurazione attuale.
 - **Teorico:** Nel modello “teorico” si è lasciata completamente libera la dimensione installata di tutte le tecnologie. Rappresenta il caso in cui si potesse “ripartire da zero”, e non considera quanto attualmente installato sull’isola
 - **Progetto:** Nel modello “progetto” si è considerata la presenza degli impianti (centrale elettrica, boiler, etc.) esistenti, imponendone il costo di investimento a zero.
- **Base+acqua potabile:** Questo scenario parte dal base-progetto e aggiunge il fabbisogno di acqua potabile e le tecnologie associate. Anche in questo caso sono stati analizzati lo scenario di test, quello base teorico e quello base di progetto.
- **Completo:** Questo scenario parte dal precedente, aggiungendo il fabbisogno di mobilità e le tecnologie energetiche associate. Anche in questo caso sono stati analizzati lo scenario di test, quello base teorico e quello base di progetto.

6.4.1 Scenario Test

Per prima cosa si è eseguito il programma di ottimizzazione imponendo solo la presenza del generatore diesel, boiler LPG e del sistema di raffrescamento (caso Test) per verificare che i consumi annui di combustibile rispecchino effettivamente quelli necessari per soddisfare la quantità di energia richiesta, ottenuta sommando le varie voci di consumo dell’utenze residenziali e alberghiere (Tabella 22).

Tabella 22: Verifica della validità del modello modificato per l'applicazione sull'isola di Lampedusa

Tipo energia	Combustibile	Costo operativo [M€]	Costo operativo specifico [M€/GWh]	Energia teorica ricavabile [GWh]	Energia disponibile [GWh]	Energia richiesta [GWh]
Termica	LPG	2.1397	0.177230769	12.07	11	11
Elettrica	Diesel	2.9597	0.0774	38.24	15.29 - 7% (perdite) = 14.22	14.22

6.4.2 Scenari base (teorico e di progetto)

Appurato che il programma descrive uno scenario analogo alla realtà, sono state effettuate varie ottimizzazioni.

Lo scenario di ottimizzazione definito “base-teorico” rappresenta una situazione in cui tutti i componenti impiantistici siano nuovi;

Come mostrato in Tabella 22, la valutazione dei costi totali minimi per la produzione energetica ricavata dal modello che riproduce lo stato attuale dell'isola risulta essere pari a 5.33 M€/anno, corrispondente a un GWP totale di 21.27 ktCO_{2eq}/year. Questo GWP totale è interamente legato alle emissioni durante la fase operativa: trattandosi di impianti già presenti sull'isola, si è ipotizzato che i GWP di costruzione e i costi di investimento siano pari a zero. Come riportato in Tabella 23, il programma elabora il dimensionamento delle tecnologie attualmente presenti sull'isola. Sapendo che la centrale termoelettrica installata sull'isola ha una potenza nominale pari a 22 MW, si può porre pari a 22 MW la potenza installata dell'impianto. Lo stesso può essere fatto per le tecnologie relative al riscaldamento (gli scaldabagno elettrici, BOILER_EL_OLD nel modello) e per il raffrescamento (i condizionatori, AIR_CON_OLD nel modell). I valori delle potenze installate esistenti considerate nel modello sono riportati in Tabella 23.

Tabella 23: Modello base - Dimensionamento delle tecnologie calcolato dal programma

TECHNOLOGIES	Potenza/Energia installata [MW o MWh]
ENGINE DIESEL OLD	5.1
BOILER_EL_OLD	4.9
AIR CON OLD	1.0
TS_AIR_CON	8.2
TS BOILER EL OLD	28.0
BATT	0.0

La combinazione ottimale di produzione energetica nello scenario base-teorico che minimizza i costi (Figura 148), pari a 3.0 M€/anno, risulta avere un'emissione totale GWP_{tot} = 10.6 ktCO_{2eq}/year, di cui operativa 10.2 ktCO_{2eq}/year, decisamente inferiore ai 21.3 ktCO_{2eq}/year, valore ottenuto dalla simulazione del modello dello stato attuale. Questo risultato è in parte prevedibile in quanto la produzione di energia al momento non è stata pensata per minimizzare i costi né le emissioni, ma solo per garantire la copertura della domanda energetica massima che si verifica durante l'estate per il flusso turistico; inoltre gli impianti esistenti hanno prevalentemente una bassa efficienza (es. scaldabagni elettrici per la produzione di ACS). L'efficientamento del sistema energetico dell'isola di Lampedusa, ottenuto con l'introduzione delle pompe di calore a sostituire i vecchi impianti termici, il termovalorizzatore e impianti di produzione di energia rinnovabile (fotovoltaico, solare termico), otterrebbe un dimezzamento delle emissioni di anidride carbonica e dei costi totali.

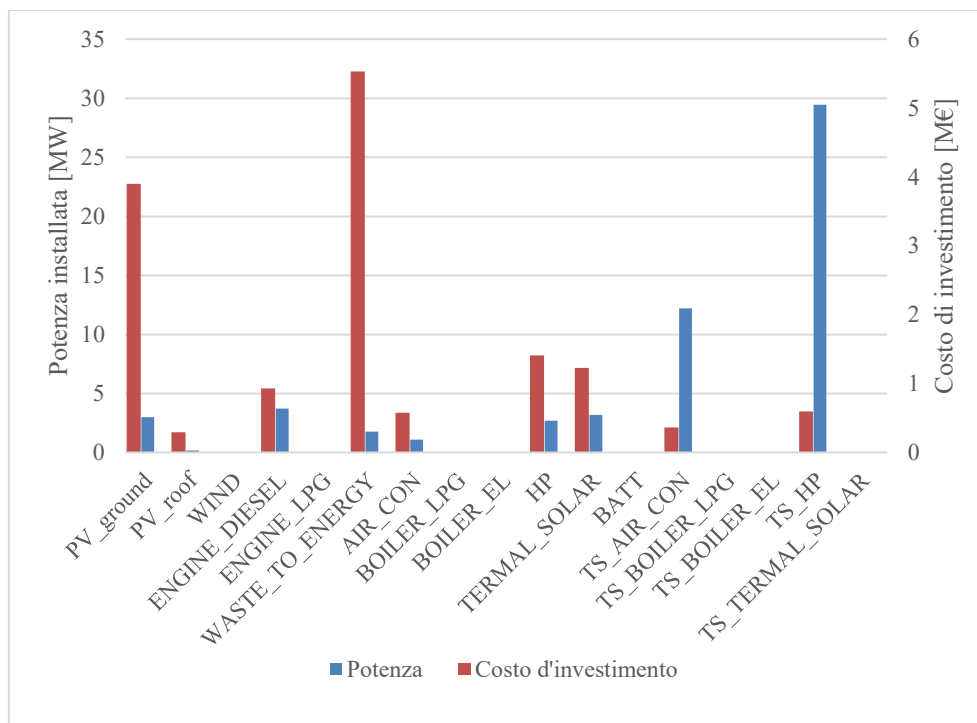


Figura 148: Scenario base-teorico - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia

Come introdotto precedentemente, si è definito anche uno scenario di simulazione che include la presenza dei soli impianti esistenti. In questo scenario i costi e le emissioni di costruzione relativi agli impianti esistenti sono stati posti pari a zero. Questo scenario è stato definito “base-progetto”. Questo scenario permette infatti di ottimizzare la produzione energetica con l’obiettivo di modernizzare e decarbonizzare il sistema energetico dell’isola ma tenendo in conto, in questo caso, degli impianti già presenti sul territorio.

Partendo dal modello dello stato attuale, si è poi sviluppato il modello del possibile progetto (scenario base-progetto) da realizzare sull’isola, tenendo conto degli impianti preesistenti e ponendo i limiti corretti di potenza installabile delle tecnologie rinnovabili. Il costo totale minimizzato da tale modello (Figura 149) risulta essere pari a 3.2 M€/anno, inferiore a quello ottenuto nell’elaborazione dello stato attuale (5.33 M€/anno), in quanto installando sistemi più efficienti e da fonti rinnovabili si riesce a risparmiare sull’uso del carburante dimezzando i costi. Inoltre, il GWP_{tot} ottenuto minimizzando il costo totale è 10.5 $ktCO_{2eq}/year$, di cui operativo 10.1 $ktCO_{2eq}/year$, che è la metà di quello attuale (21.3 $ktCO_{2eq}/year$).

Le ottimizzazioni presentate fino ad ora si sono basate sul singolo obiettivo di minimizzare i costi totali del sistema energetico isolano. Può a questo punto essere interessante valutare come evolve il sistema nel momento in cui le emissioni vengano tenute in conto. In particolare è stato impiegato il metodo epsilon-constraint, secondo il quale si vanno ad analizzare le diverse soluzioni del problema di ottimizzazione ottenute andando a imporre un limite sul secondo obiettivo (in questo caso le emissioni). Ridurre ulteriormente il GWP_{tot} provoca infatti un incremento del costo, dovuto essenzialmente ai nuovi investimenti per gli impianti di produzione. Ponendo un vincolo alle emissioni annualmente emesse (GWP_{limite}), sempre più restrittivo, si osserva come il programma varia la combinazione di produzione energetica. Per un valore di GWP_{limite} pari a 10 $ktCO_{2eq}/year$ (appena inferiore a quello che il software ha calcolato senza vincoli sul GWP , minimizzando solo il costo annuale), il programma incrementa il numero di pannelli fotovoltaici e delle pompe di calore, quindi con un lieve incremento del costo totale. Solo con valori di $GWP_{limite} < 4.9$ $ktCO_{2eq}/year$ il programma include l’eolico nella combinazione di tecnologie usate per produrre energia (Figura 150).

Ponendo invece come funzione obiettivo “minimizzare il GWP totale”, il software calcola un valore pari a 1.55 $ktCO_{2eq}/year$, di cui operativo 0.05 $ktCO_{2eq}/year$ e il restante 1.50 $ktCO_{2eq}/year$ di costruzione, cioè dovuto alla realizzazione degli impianti, considerata anche la loro durata nel tempo (*lifetime*). In questo caso il costo

totale sale a 5.4 M€/anno, con un incremento del 60% rispetto al costo minimo (3.2 M€/anno), ma sostanzialmente simile al costo attuale della produzione energetica calcolato dal programma (5.3 M€/anno). Sostanzialmente agli stessi costi attuali annuali sarebbe possibile, investendo nell'installazione di impianti nuovi e da fonti rinnovabili, ridurre le emissioni di CO₂ del 93% rispetto a quelle attuali. In questa simulazione di emissioni totali ridotte al minimo, si può osservare da Figura 151 che il fotovoltaico ha raggiunto il limite massimo di dimensionamento possibile sull'isola.

Ponendo invece come funzione oggetto "minimizzare il GWP totale operativo" si ottiene un valore di 0.028 ktCO_{2eq}/year, a scapito di un aumento del GWP totale (2.034 ktCO_{2eq}/year) e di un forte incremento del costo totale (8.528 M€/anno) rispetto a quello minimo. In questo caso anche l'eolico raggiunge il valore massimo di dimensionamento possibile sull'isola (Figura 152). Questo caso di ottimizzazione è stato proposto principalmente in quanto è quello maggiormente rappresentativo delle politiche di decarbonizzazione attuali, in cui l'attenzione è concentrata quasi unicamente sulle emissioni operative e solo in modo marginale su quelle di costruzione.

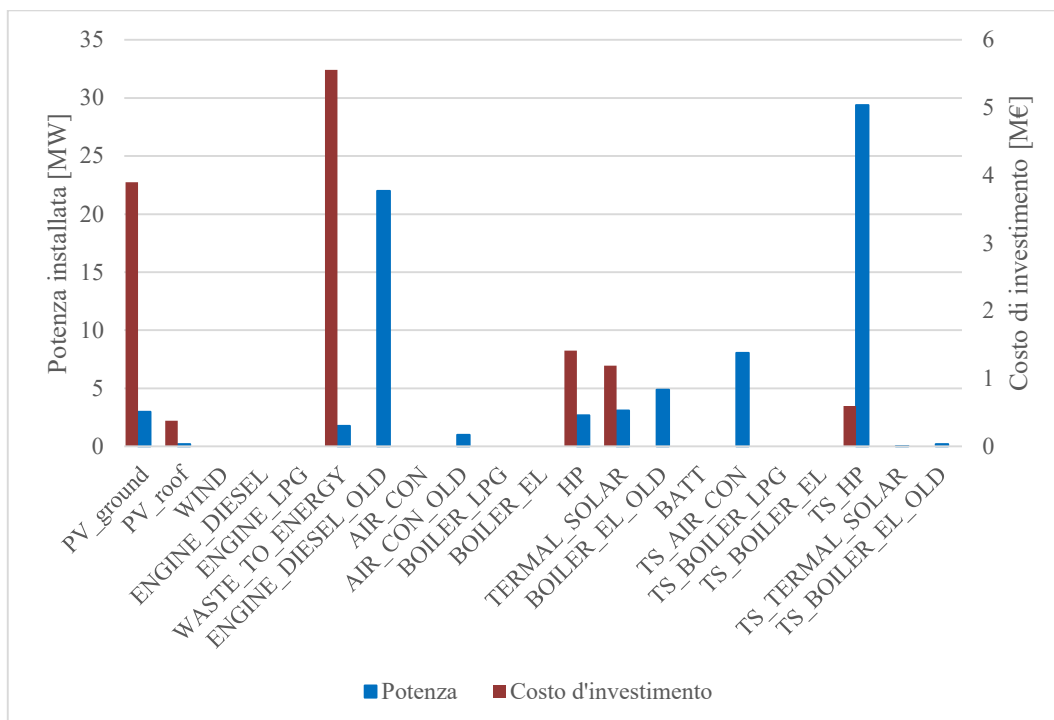


Figura 149: Scenario base-progetto - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia con l'obiettivo di minimizzare il costo totale annuo del sistema

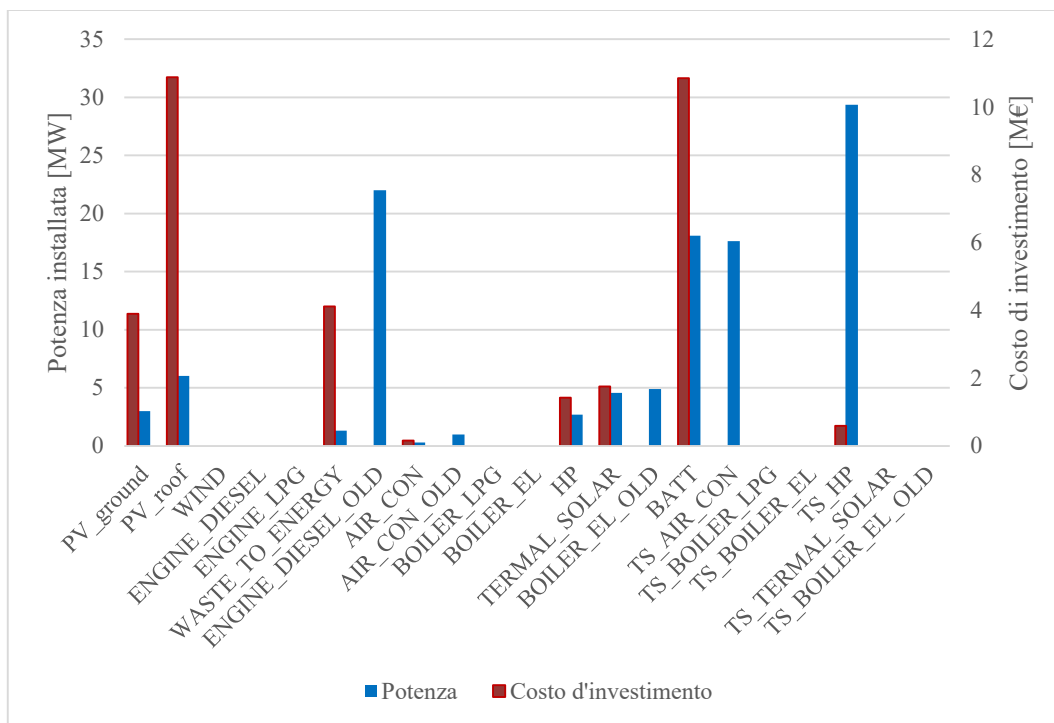


Figura 150: Scenario base-progetto - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia con l'obiettivo di minimizzare il costo totale annuo imponendo un limite al GWP_{tot} pari a 5 kton/anno

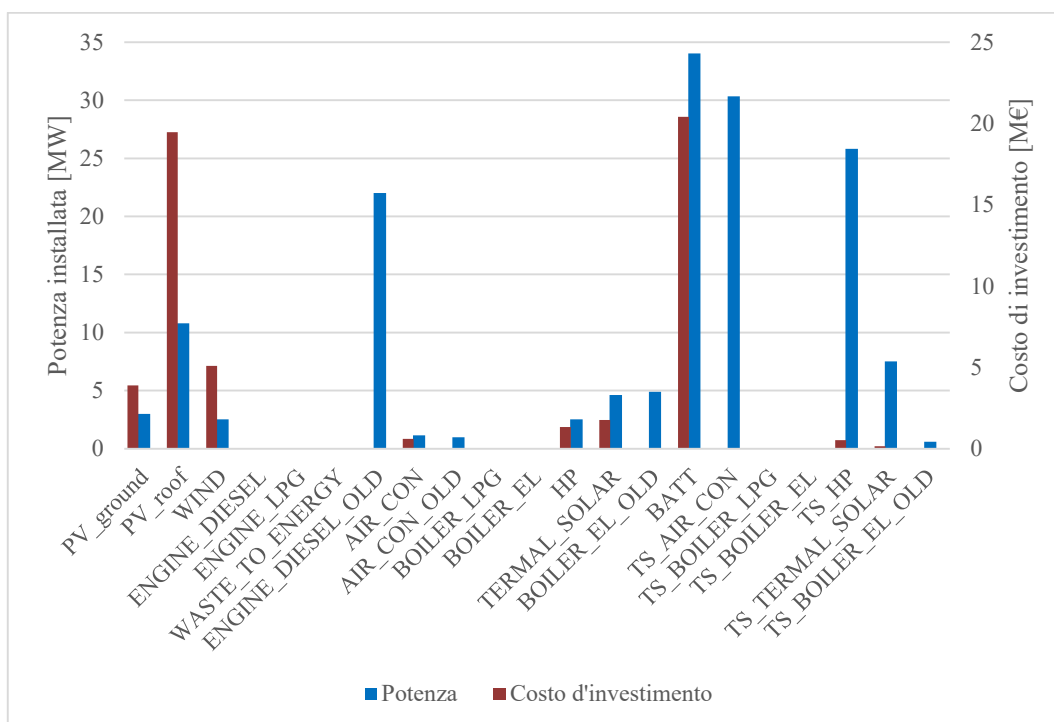


Figura 151: Modello base-progetto - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia con l'obiettivo di minimizzare le emissioni totali annue di CO₂

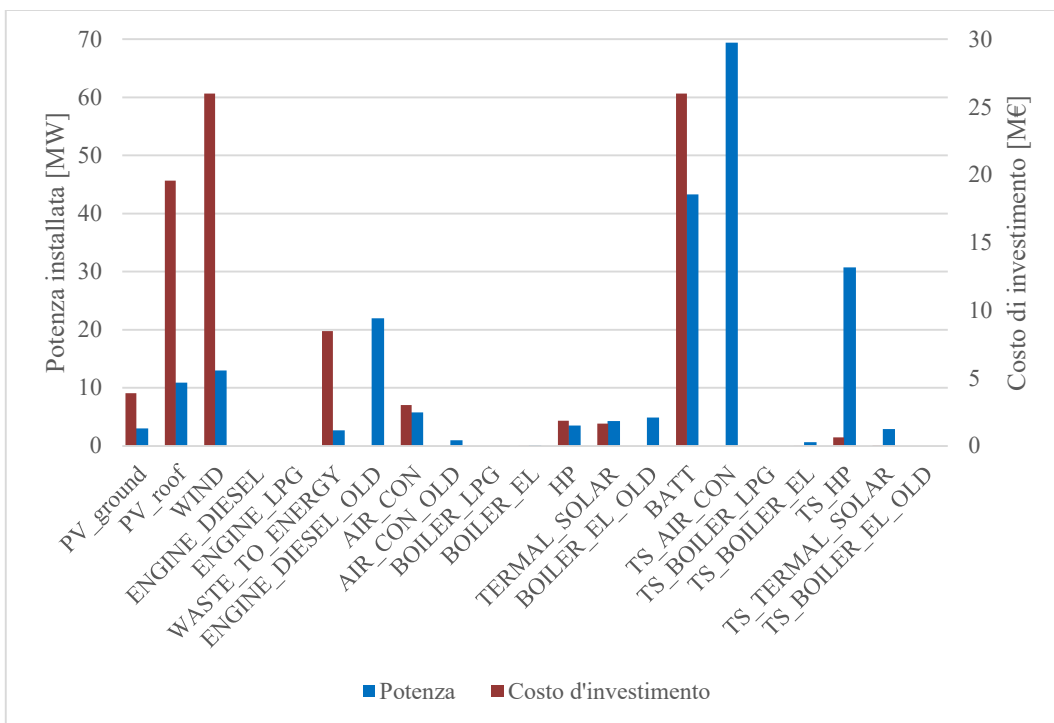


Figura 152: Modello base-progetto - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia con l'obiettivo di minimizzare le emissioni operative totali annue di CO₂

Dall'analisi dei grafici emerge come il programma aumenti la dimensione delle batterie al calare del limite di emissioni annue, in modo tale da poter stoccare il surplus energetico prodotto dalle rinnovabili per poterlo poi utilizzare al posto degli impianti tradizionali quando occorre.

È interessante osservare come varia la potenza installata delle fonti rinnovabili (fotovoltaico, solare termico, eolico) in funzione del GWP_{limite} impostato dall'utente, come mostrato in Figura 153.

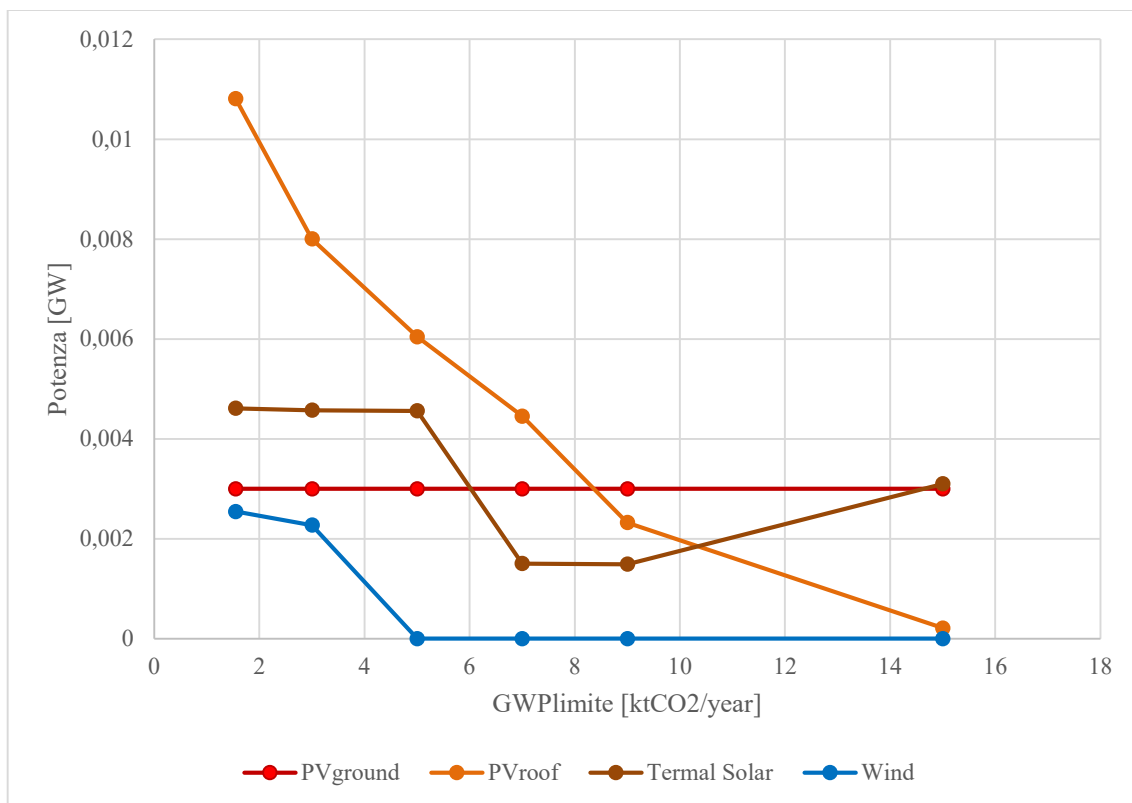


Figura 153: Modello base-progetto - Andamento della potenza dimensionata dal programma per le tecnologie da fonti rinnovabile in funzione del limite imposto sul GWP totale

Si può infatti osservare come, al calare del limite imposto sul GWP totale del sistema, aumenta costantemente il valore del fotovoltaico installato sui tetti; ciò non accade contestualmente al solare termico, in ragione del fatto che le due tecnologie sono in competizione in quanto condividono gli stessi spazi fisici disponibili. Solo quando si raggiunge un valore di GWP minore a 7 ktCO₂eq/year la quota del solare termico torna a salire, fino a raggiungere il massimo installabile stabilito dal programma che preferisce conservare l'area dei tetti ancora inutilizzata per installare pannelli fotovoltaici. Viceversa, dati i costi minori di installazione del fotovoltaico a terra, il programma fin da subito installa il valore massimo consentito. Mentre a causa dei costi elevati e dalla limitata resa dell'impianto eolico per come esso è stato incluso nel modello, il software inizia ad installarlo solo quando si vogliono ottenere valori molto bassi di emissioni totali annue. Come previsto, analizzando l'andamento dei costi al variare del GWP_{limite} (Figura 154), si osserva come il costo totale aumenta al diminuire del limite di GWP per via dell'aumento del costo d'investimento, in quanto bisogna costruire nuovi impianti di energia rinnovabile per ridurre le emissioni.

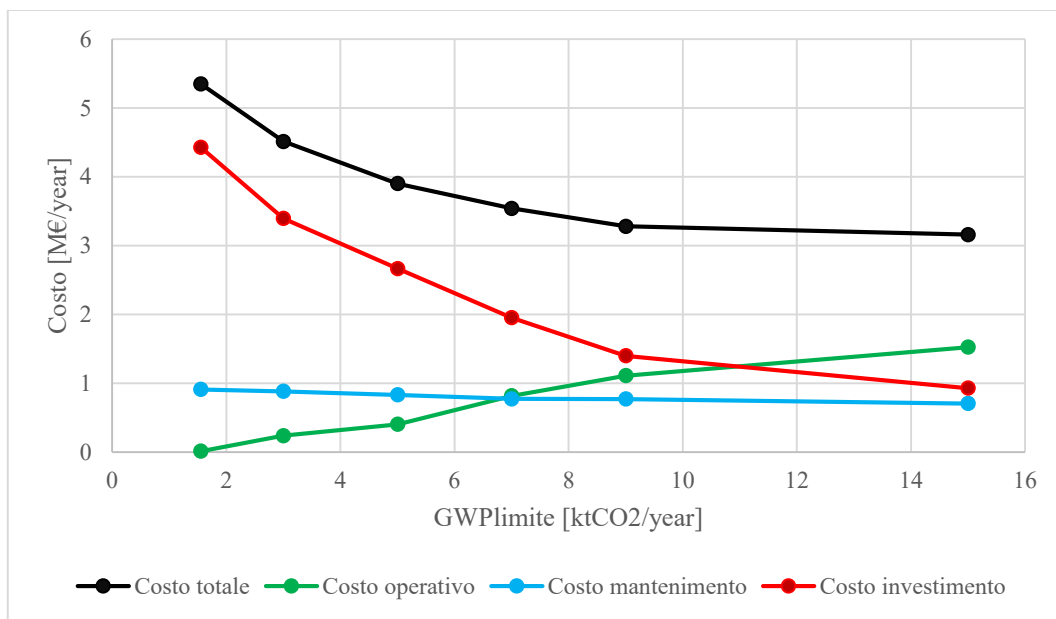


Figura 154: Modello base-progetto - Andamento dei costi totali annuali al calare del limite sul GWP totale annuo

6.4.3 Integrazione del dissalatore nel modello

Dopo aver aggiunto il dissalatore, si sono ripetute le medesime simulazioni per osservare come e se variasse la combinazione di produzione energetica sull'isola.

Lo scenario dissalatore-test, che rappresenta lo stato attuale dell'isola, risulta corrispondere a un costo totale minimo pari a 6.0 M€/anno, con GWP totale di 23.0 ktCO_{2eq}/year (interamente operativo) e la distribuzione di tecnologie di Tabella 24.

Tabella 24: Modello con dissalatore - Potenza delle tecnologie presenti necessaria per il soddisfacimento della richiesta energetica isolana

TECHNOLOGIES	F [MW o MWh]
ENGINE_DIESEL_OLD	22
BOILER_EL_OLD	5.2
AIR_CON_OLD	1
REVERSE_OSMOSIS_OLD	0.13
S_WATER	0
TS_AIR_CON	8.1
TS_BOILER_EL_OLD	20.4
BATT	0

Lo scenario dissalatore-teorico, che considera tutti i componenti impiantistici nuovi, ha un costo totale pari a 2.6 M€/year, con un GWP_{tot} = 9.8 ktCO₂/year di cui GWP_{op} = 9.4 ktCO₂/year. Figura 155 mostra le potenze dimensionate dal software per ogni tecnologia e i corrispettivi costi d'investimento: si può osservare come il programma cerca di ammortizzare l'elevato esborso per l'installazione del dissalatore con uno stoccaggio elevato della risorsa idrica. Inoltre, per la produzione di acqua potabile, nello scenario dissalatore-teorico vengono installate le tecnologie più tradizionali (MED e MSF) che hanno un costo d'investimento iniziale minore rispetto al Reverse Osmosis (RO).

Partendo dal programma dello stato attuale dell'isola, si è passati quindi all'analisi dello scenario dissalatore-progetto, caratterizzato da un costo totale minimo pari a 3.1 M€/anno, con un GWP_{tot} = 10.3 ktCO_{2eq}/year di cui operativo 10.0 ktCO_{2eq}/year (Figura 156).

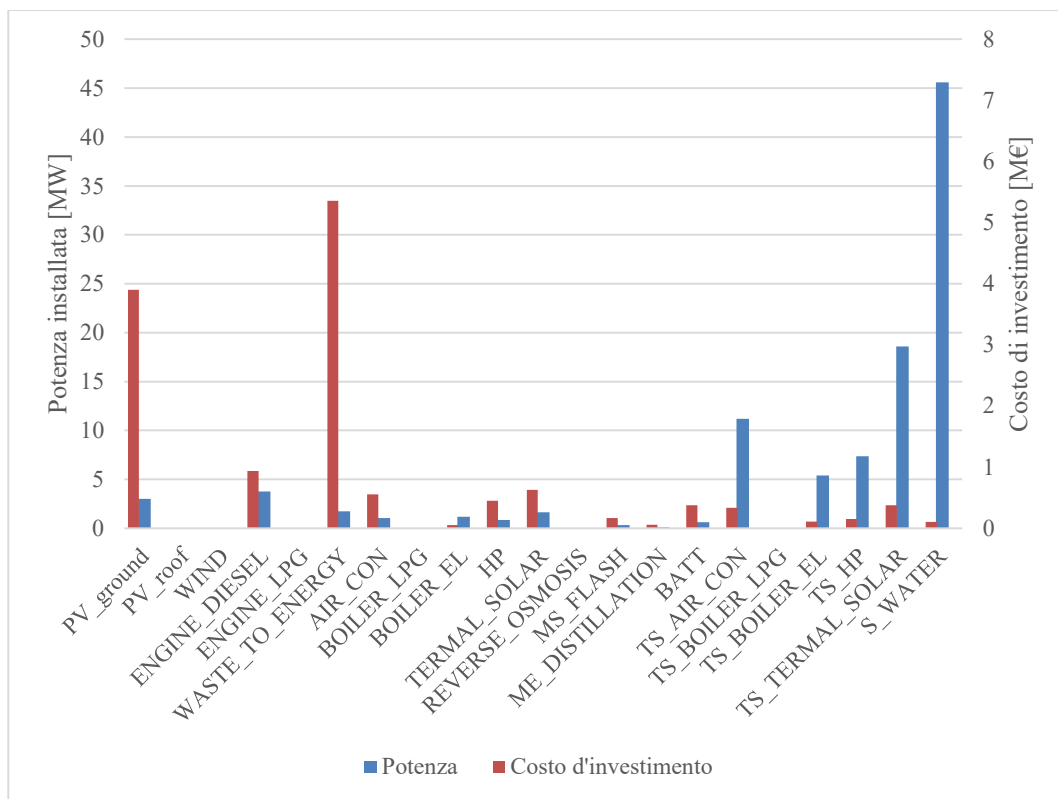


Figura 155: Scenario dissalatore-teorico - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia

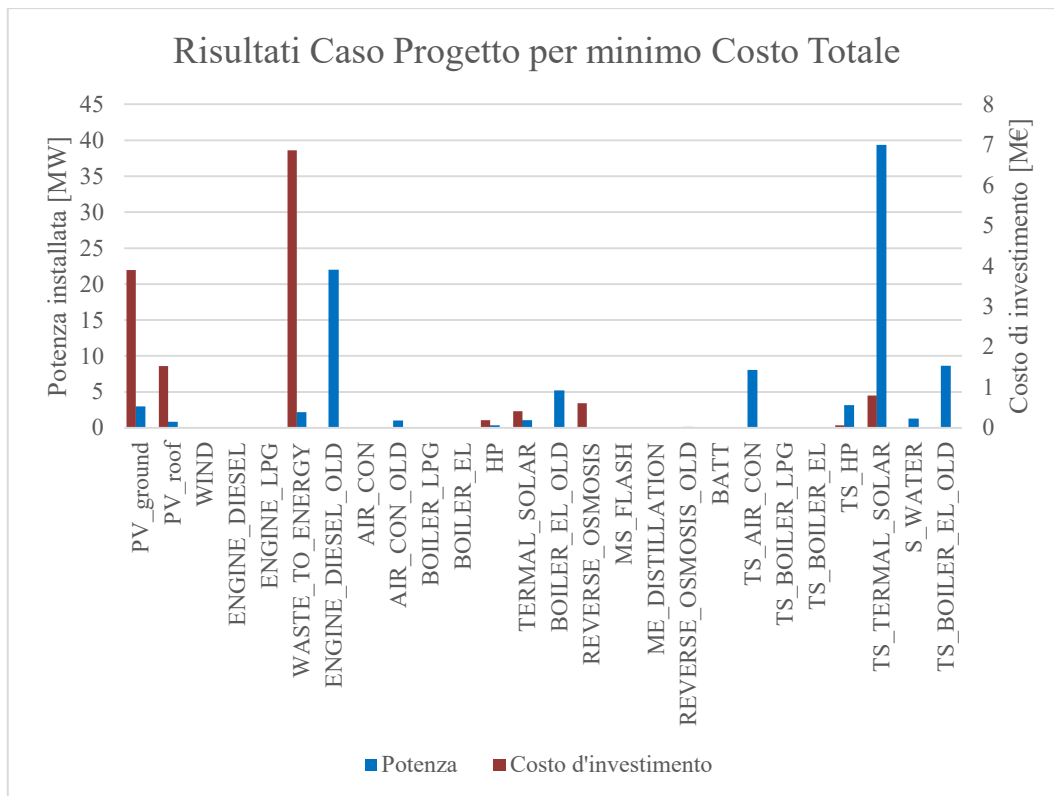


Figura 156: Scenario dissalatore-progetto - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia con l'obiettivo di minimizzare il costo totale annuo

Analogamente al modello base senza dissalatore, per ridurre il GWP_{tot} si riscontra un incremento del costo totale, dovuto essenzialmente ai nuovi investimenti per gli impianti di produzione e stoccaggio. Ponendo un limite alle emissioni annualmente emesse (GWP_{limite}) si va ad osservare come il programma varia la combinazione di produzione energetica. Per rispettare il vincolo del GWP_{limite} imposto, il modello prevede l'installazione di pannelli solari fotovoltaici, termici, pompe di calore, batterie per lo stoccaggio dell'energia elettrica e aumenta di poco anche lo stoccaggio di acqua desalinizzata, come si evince da Figura 157.

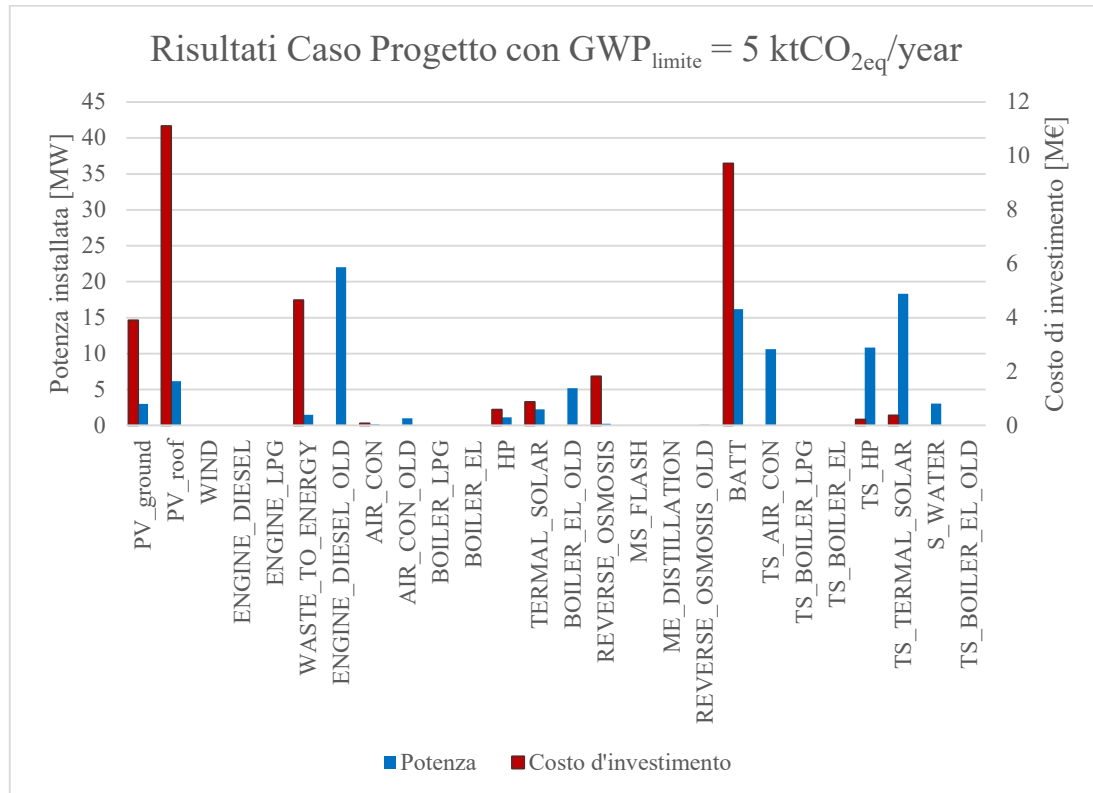


Figura 157: Modello con dissalatore - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia del Caso Progetto con l'obiettivo di minimizzare il costo totale annuo e il vincolo sulle emissioni totali annue pari a 5 ktCO₂eq/year

Per valori di $GWP_{limite} < 3.6$ ktCO₂eq/year il software include l'installazione di eolico, valore inferiore rispetto a quello calcolato senza la presenza del dissalatore e lo stoccaggio di acqua dolce.

Compilando il programma con l'obiettivo di minimizzare le emissioni (Figura 158), il minimo GWP_{tot} risulta essere pari a 1.7 ktCO₂eq/year (notevolmente inferiore a quello calcolato minimizzando i costi, 10.3 ktCO₂eq/year), di cui operativo 0.11 ktCO₂eq/year, per un costo totale pari a 5.7 M€/anno, quasi il doppio del costo minimizzato (3.1 M€/anno).

Se si cerca invece di ridurre al minimo il GWP operativo, il programma aumenta GWP_{tot} fino a 2.8 ktCO₂eq/year a causa del GWP di costruzione, ottenendo però un valore di GWP_{op} pari a 0 ktCO₂eq/year. Il costo totale diventa pari a sei volte quello minimo (18.8 M€/anno), dovuto essenzialmente all'elevato numero di batterie installate, come si vede in Figura 159.

A differenza dello scenario senza dissalatore, in questo caso si riesce a raggiungere l'azzeramento delle emissioni operative annuali. Questo appare tuttavia più una conseguenza di approssimazioni numeriche legate alla risoluzione del problema di ottimizzazione.

Per osservare come aumenta il costo totale al calare del GWP operativo totale, si sono effettuate delle simulazioni andando a imporre un limite progressivamente decrescente su quest'ultimo in modo da evidenziare la variazione del costo nel dettaglio (Tabella 25).

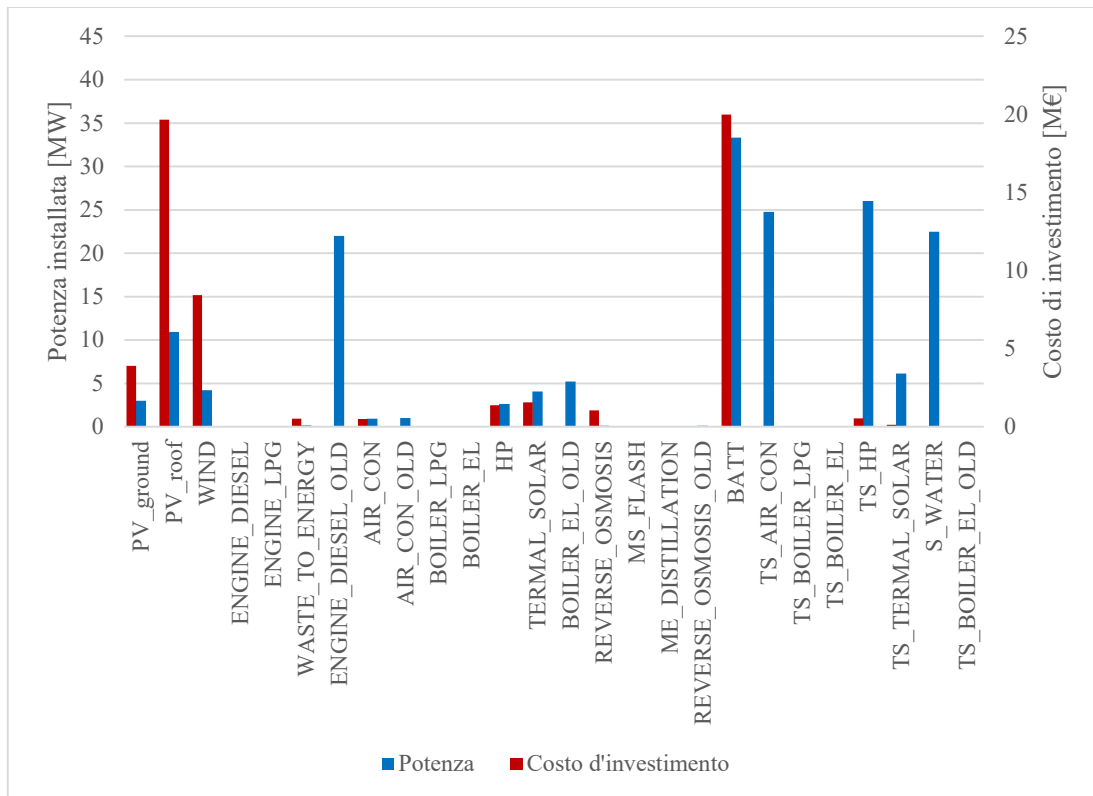


Figura 158: Scenario dissalatore-progetto - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia con l'obiettivo di minimizzare le emissioni totali annue di CO₂

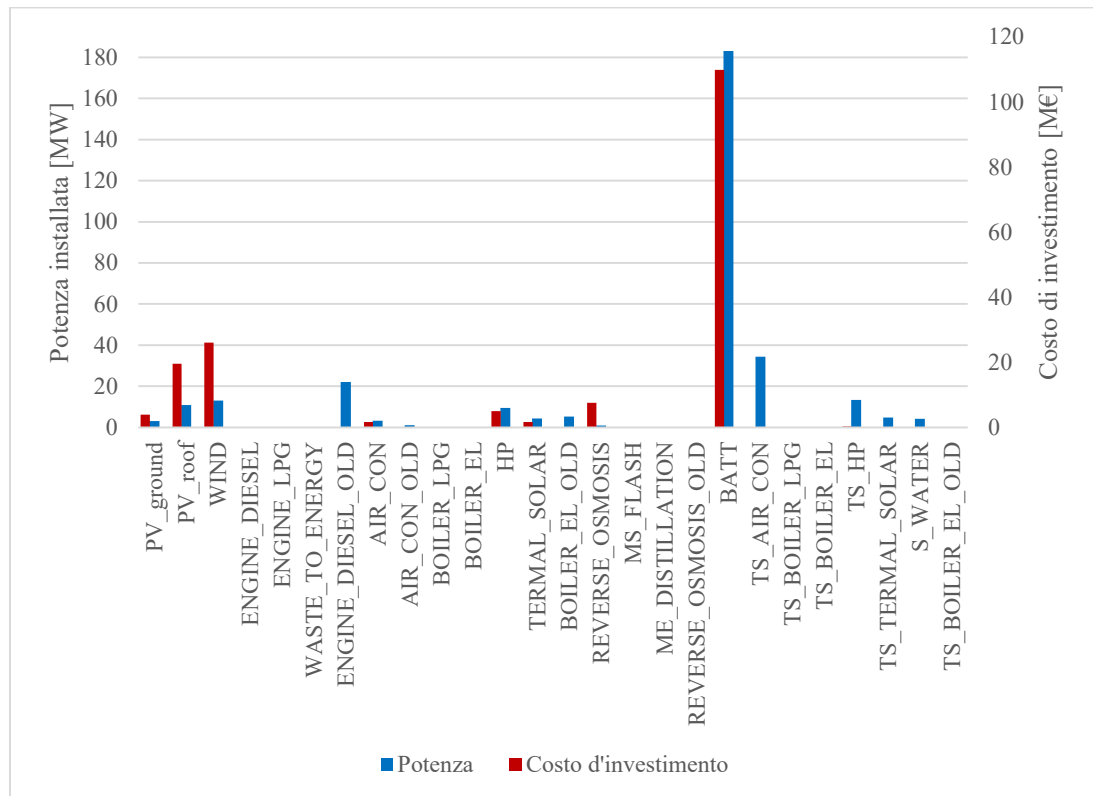


Figura 159: Scenario dissalatore-progetto - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia con l'obiettivo di minimizzare le emissioni totali operative di CO₂

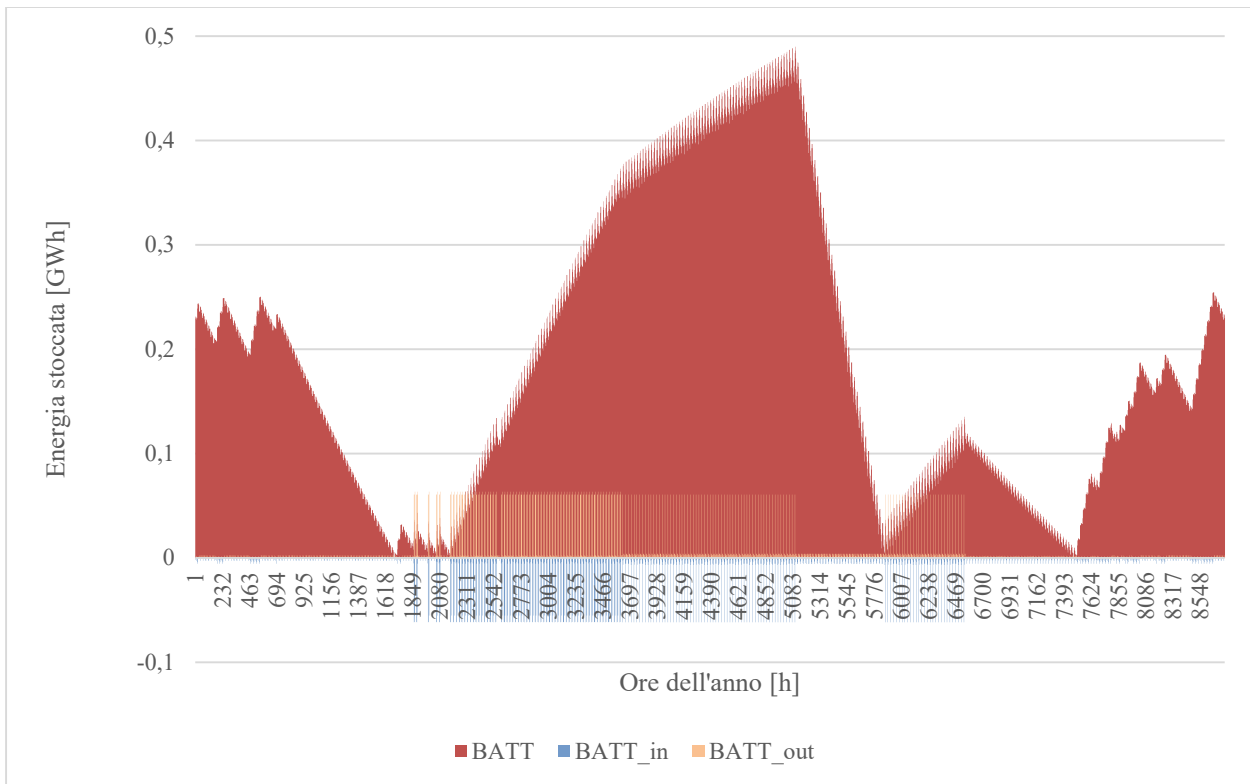


Figura 160: Scenario dissalatore-progetto - Andamento orario dell’energia delle batterie per minimo GWP operativo annuale

Tabella 25: Scenario dissalatore-progetto - Andamento del costo totale annuo e della potenza nominale delle batterie in funzione del limite sulle emissioni totali operative annuali (GWP_{op})

Limite su TotaleGWP _{op} [ktCO _{2eq} /year]	Minimo Costo Totale [M€/anno]	Batterie [MWh]
1	5.0	28
0.8	5.1	29
0.5	5.2	29
0.25	5.4	31
0.1	5.8	33
0.001	16.1	181

Imponendo un limite alla capacità massima installabile di batterie si osserverebbe un GWP minimo operativo non più nullo e una riduzione del costo totale; il programma tenderebbe quindi a stoccare più energia sotto forma di acqua desalinizzata, ovvero sfrutterebbe i surplus energetici per produrre acqua potabile. In particolare, ponendo il limite sulla batteria pari a 0.1 GWh, si ottiene un costo totale annuo pari a 14.5 M€/anno e il GWP operativo minimo risulta essere 0.045 ktCO_{2eq}/year. Come si può notare in Figura 161, lo stoccaggio di energia avviene sia nella batteria che nel serbatoio d’acqua, in parte minore.

È interessante osservare come varia la potenza installata delle fonti rinnovabili (fotovoltaico, solare termico, eolico) in funzione del GWP_{limite} impostato dall’utente. Come risulta in Figura 162, quando si raggiunge il valore minimo di GWP totale risulta una potenza eolica installata inferiore rispetto a quella disponibile, a differenza di quanto accade per la fonte solare.

Come previsto, analizzando l’andamento dei costi al variare del GWP_{limite} (Figura 163), si osserva come il costo totale aumenta al diminuire del limite di GWP per via dell’aumento del costo d’investimento, in quanto per ridurre le emissioni si rende necessaria la costruzione di nuovi impianti ad energia rinnovabile.

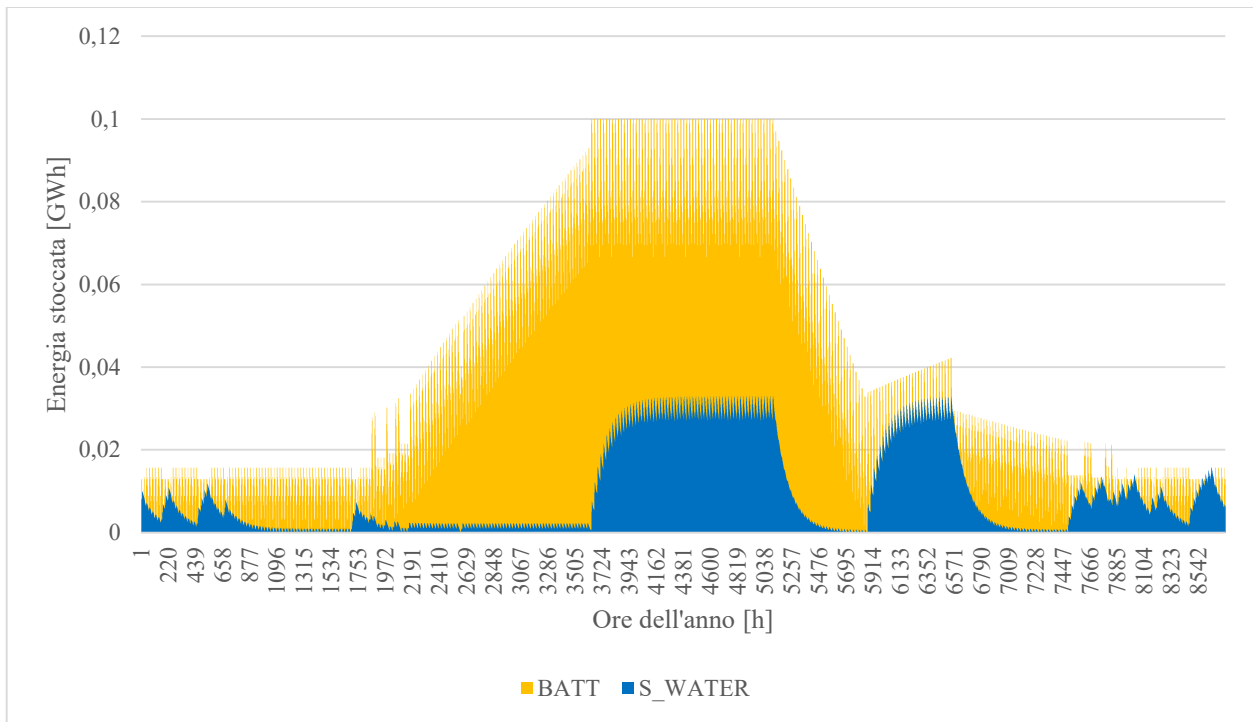


Figura 161: Scenario dissalatore-progetto - Andamento orario dell'energia delle batterie e dello stoccaggio di acqua desalinizzata per minimo GWP operativo annuale con limite sulla capacità massima installabile delle batterie

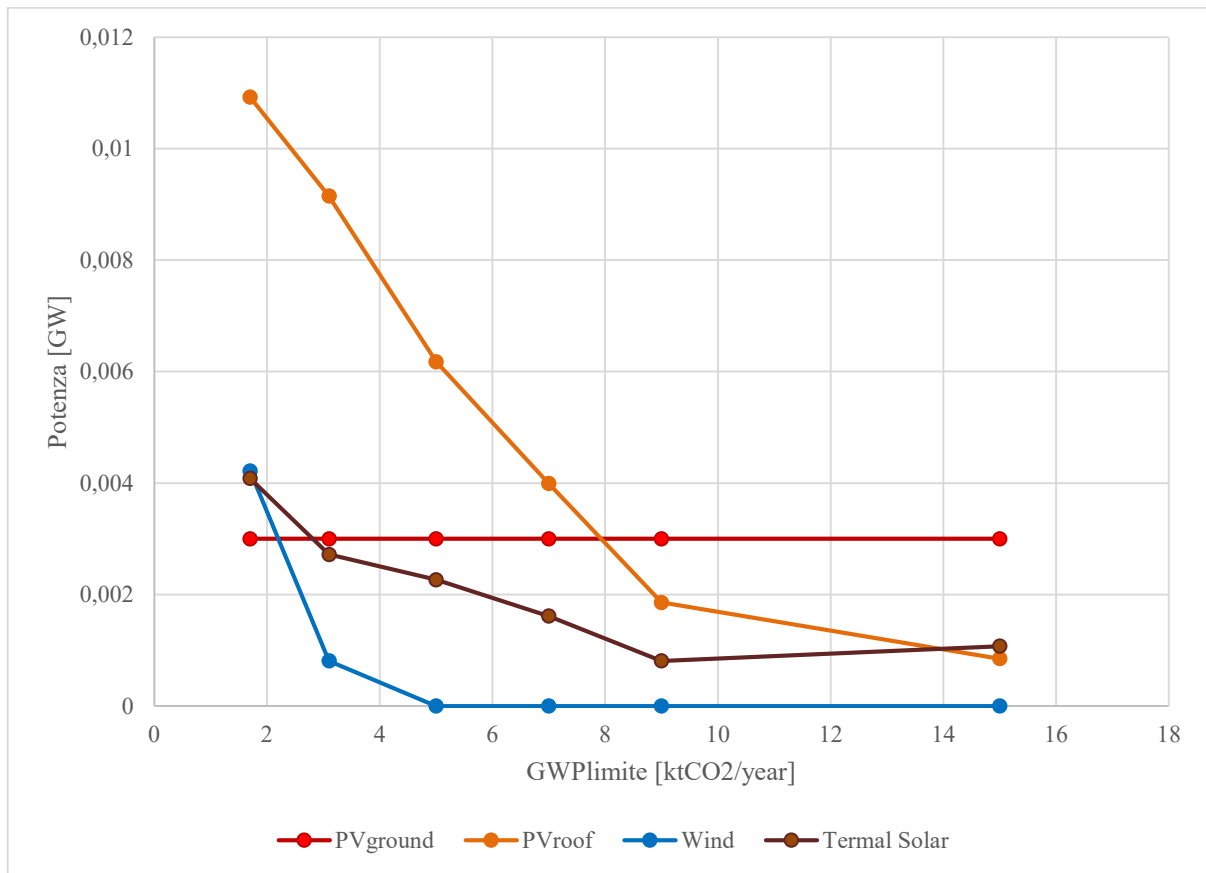


Figura 162: Scenario dissalatore-progetto - Andamento della potenza dimensionata dal programma per le tecnologie da fonti rinnovabile in funzione del limite imposto sul GWP totale

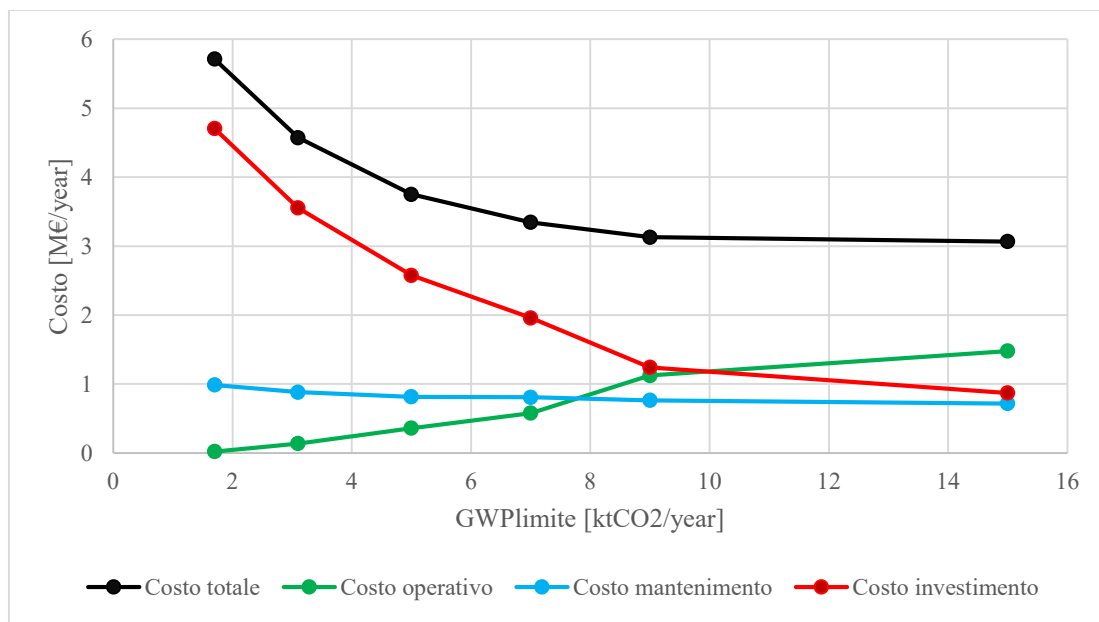


Figura 163: Scenario dissalatore-progetto - Andamento dei costi totali annui al calare del limite sul GWP totale annuo

6.4.4 Integrazione della mobilità nel modello: lo scenario completo

L'ultimo scenario valutato è quello definito "completo", che vede quindi anche l'inclusione della domanda relativa alla mobilità. Anche in questo caso sono state effettuate le ottimizzazioni per i casi test, teorico e progetto, definiti come negli scenari precedenti. I risultati dello scenario completo-test sono rappresentati in Tabella 26.

L'ottimizzazione dello scenario di test, rappresentativo della situazione attuale di Lampedusa, permette di ricavare anche la potenza complessiva installata calcolata dal programma per i veicoli presenti sull'isola (Tabella 27). Il costo totale annuale necessario per soddisfare la richiesta energetica è pari a 12.2 M€/year, con GWP totale che risulta essere tutto operativo, in quanto essendo una simulazione dello stato attuale si considerano solo gli impianti esistenti, uguale a 32.8 ktCO₂/year. Rispetto alla situazione senza mobilità le emissioni sono aumentate del 140%, mentre il costo totale annuo è incrementato del 200%, valori coerenti con quanto trovato in letteratura in quanto la richiesta energetica per soddisfare le esigenze della mobilità locale incide per un terzo dei consumi annuali.

Tabella 26: Consumo annuale di combustibile per il soddisfacimento della richiesta energetica isolana

Combustibile	Costo operativo [M€]	Costo operativo specifico [M€/GWh]	Energia teorica ricavabile [GWh]	Energia richiesta [GWh]
Diesel	8.068	0.0774	104.24	102.87

Tabella 27: Modello con mobilità - Potenza installata degli impianti presenti a Lampedusa

TECHNOLOGIES	F [MW o MWh]
ENGINE_DIESEL_OLD	22
BOILER_EL_OLD	5.2
AIR_CON_OLD	1
REVERSE_OSMOSIS_OLD	0.13
S_WATER	0
TS_AIR_CON	8.1
TS_BOILER_EL_OLD	20.4

BATT	0
CAR_DIESEL_OLD	255

Effettuando la simulazione dello scenario completo-teorico di Lampedusa, che considera cioè tutti i componenti impiantistici come nuovi, si ha un costo totale pari a 17.3 M€/anno, con un $GWP_{tot} = 22.9$ ktCO₂/year di cui $GWP_{op} = 18.0$ ktCO₂/year. La distribuzione della potenza installata per ogni tecnologia (Figura 164) mostra come, per minimizzare il costo totale annuo, il programma prevede solo autovetture a combustione interna per soddisfare le esigenze dei trasporti locali, scenario che rispecchia la situazione attuale veicolare di Lampedusa.

Partendo invece dallo stato attuale e dando la possibilità al programma di installare anche autoveicoli ibridi ed elettrici, minimizzando il costo totale, la distribuzione delle tecnologie (Figura 165) evidenzia un parco automobilistico inalterato, mentre si prevede l'installazione di impianti di energia rinnovabile, pompe di calore e termovalorizzatore. Il costo totale annuo scende a 9.22 M€/anno, inferiore al costo annuale stimato dal modello dello stato attuale dell'isola (12.2 M€/anno), con $GWP_{tot} = 20.1$ ktCO_{2eq}/year (due terzi delle emissioni quantificate dalla simulazione dello stato attuale, 32.8 ktCO₂/year), di cui 19.7 ktCO_{2eq}/year legati alle emissioni operative.

Ancora una volta si è proceduto a verificare l'effetto di imporre limiti decrescenti alle emissioni annualmente emesse (GWP_{limite}) si va ad osservare come il programma vari la combinazione di produzione energetica. Come nei casi precedenti, il programma per rispettare il vincolo del GWP_{limite} imposto, reagisce installando prima gli impianti da fonti rinnovabili. Nella maggior parte dei casi, pur riducendo il limite sulle emissioni annuali di gas a effetto serra, il programma non prevede la sostituzione dei veicoli tradizionali con auto elettriche o ibride (Figura 166).

Viceversa, quando l'obiettivo è minimizzare le emissioni totali annuali, il programma va a sostituire quasi tutte le auto tradizionali a combustione interna con auto elettriche (Figura 167). Il costo totale ovviamente aumenta, tre volte il costo minimo (9.22 M€/anno, contro i 31 M€/anno del caso attuale (test)), a favore di un dimezzamento del GWP_{tot} (8.6 ktCO_{2eq}/year, contro i 20.1 ktCO_{2eq}/year del caso attuale (test)).

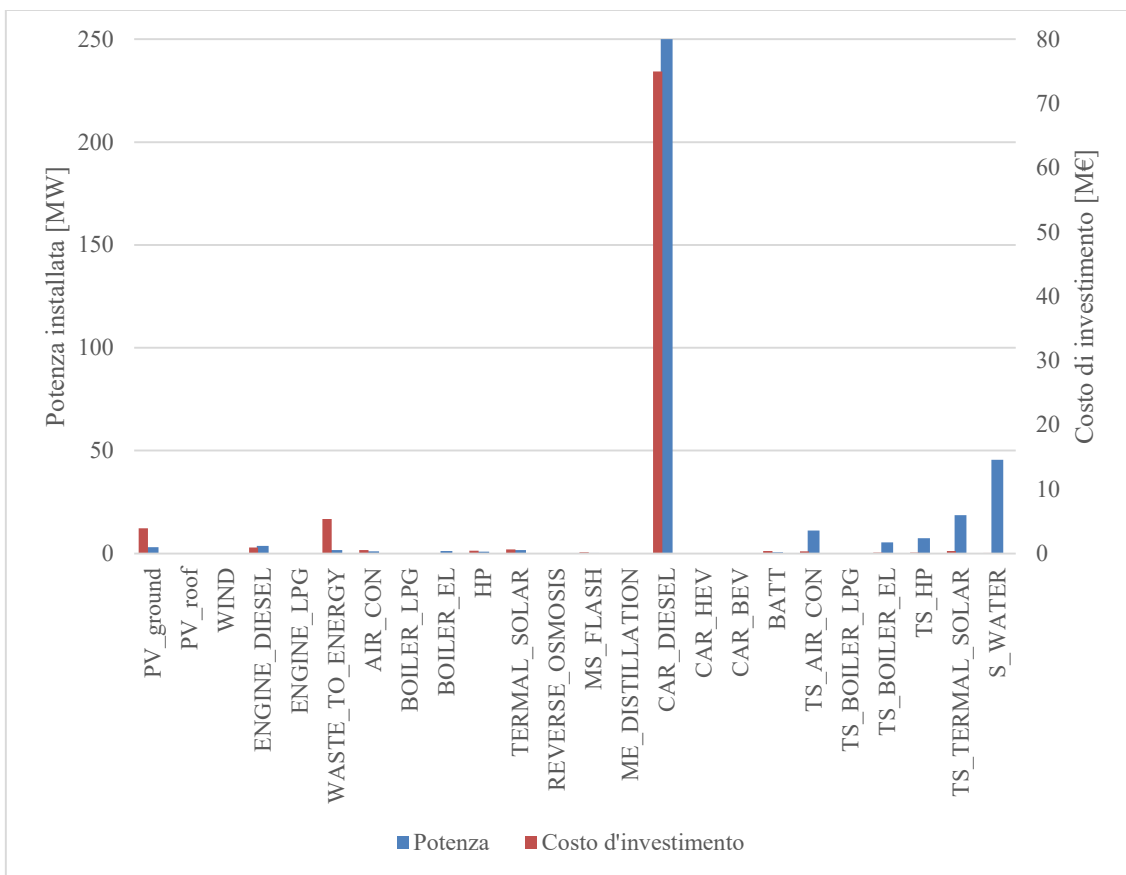


Figura 164: Scenario completo-teorico - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia

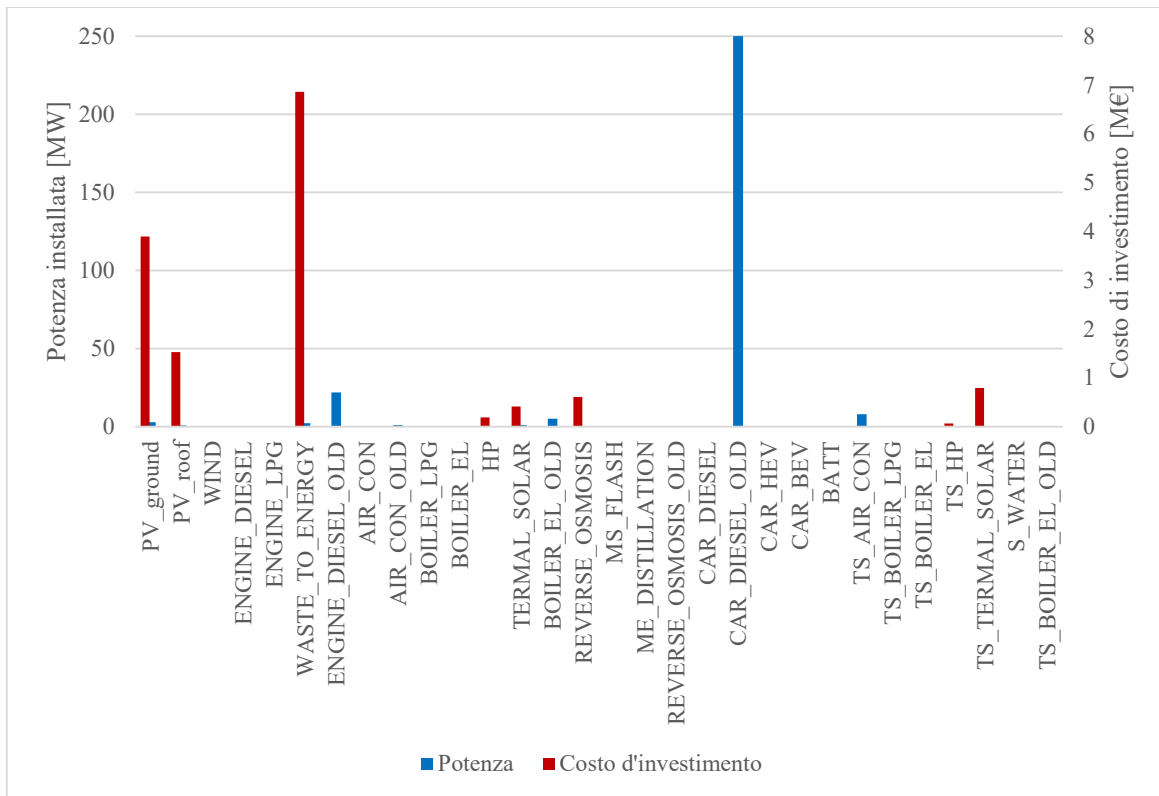


Figura 165: Scenario completo-progetto - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia con l'obiettivo di minimizzare il costo totale annuo

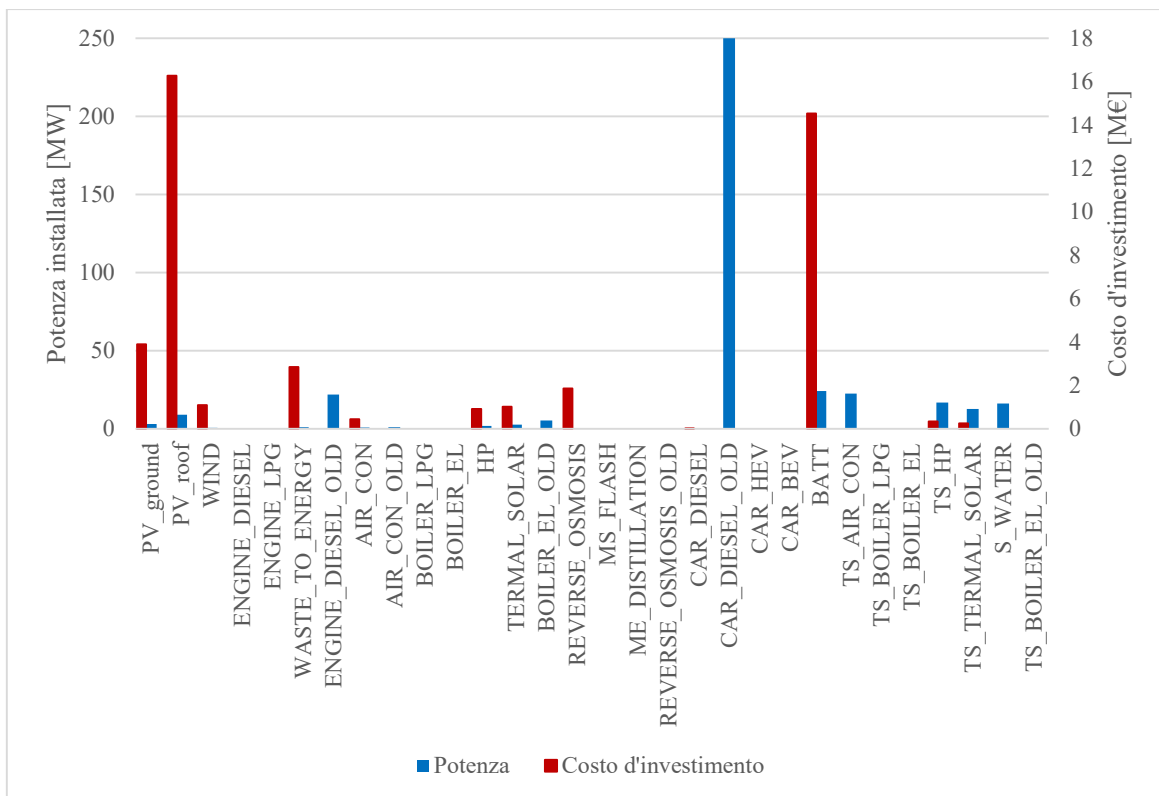


Figura 166: Scenario completo-progetto - Potenza dimensionata e costo d'investimento capitale per ogni tecnologia con l'obiettivo di minimizzare il costo totale annuo e il vincolo sulle emissioni totali annue di CO₂ pari a 13 ktCO_{2eq}/year

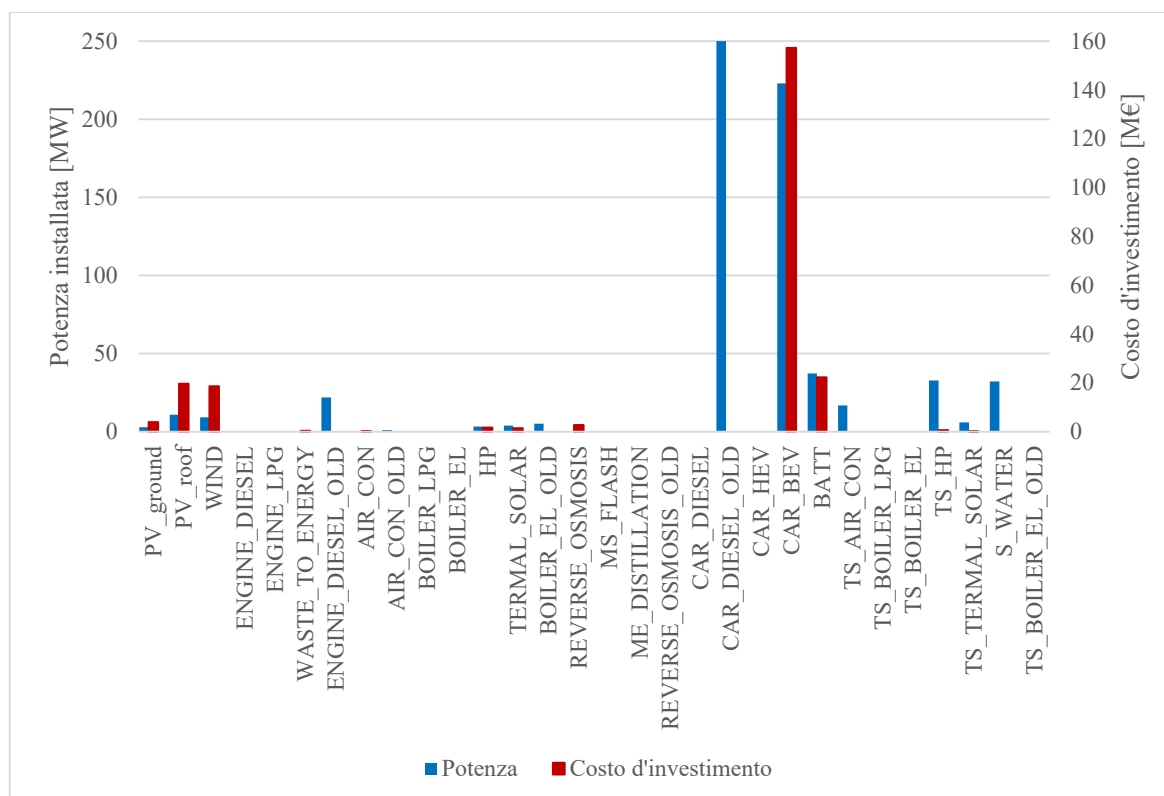


Figura 167: Scenario completo-progetto - Potenza installata e costo d'investimento del Caso Progetto per minimizzare le emissioni totali annuali di CO₂

Cercando la soluzione ottimale per minimizzare il GWP operativo (Figura 168), si trova che questo si annulla a scapito di un piccolo del costo totale che arriva a essere pari a 132 M€/anno e di un aumento del GWP_{tot} causato dall'incremento del GWP di costruzione (16.5 ktCO_{2eq}/year).

Il suddetto scenario prevede l'installazione di batterie come sistema di stoccaggio stagionale, per realizzare un accumulo durante l'inverno, quando si ha a disposizione più energia da fonti rinnovabili di quella necessaria a soddisfare la domanda, e per compensare i periodi estivi di elevata richiesta energetica, come mostrato in Figura 169.

I costi totali annuali aumentano in modo non lineare, in modo particolare nel caso in cui si vada a cercare la soluzione ottimale per minimizzare i costi ponendo un limite sul GWP operativo annuale, come illustrato nella Tabella 28.

Imponendo un limite alla capacità massima installabile di batterie si osserverebbe un GWP minimo operativo non più nullo e una riduzione del costo totale; il sistema inizierebbe inoltre a stoccare energia anche tramite la produzione di acqua desalinizzata durante le mezze-stagioni, quando è presente un surplus energetico combinato con un minore consumo idrico (Figura 170). Ponendo come limite all'energia stoccabile in batterie il valore di 0.1 GWh, si ottiene un GWP operativo minimo pari a 0.672 ktCO_{2eq}/year con un costo totale annuo di 42.6 M€/year (tre volte inferiore a quello per minimo GWP operativo, 132 M€/anno), mentre il GWP totale si ferma a 9.4 ktCO_{2eq}/year.

Variando il limite del GWP totale annuo, si osserva dalla Figura 171 come aumentano le potenze installate dal software degli impianti da fonte rinnovabile al calare di tale limite; solo per valori molto bassi del GWP si inizia a osservare l'installazione dell'eolico e di veicoli elettrici.

Osservando l'andamento dei costi in funzione del GWP limite (Figura 172) si osserva come il costo d'investimento aumenti esponenzialmente all'avvicinarsi del valore minimo di GWP totale, in quanto il software installa turbine eoliche, batterie e veicoli elettrici.

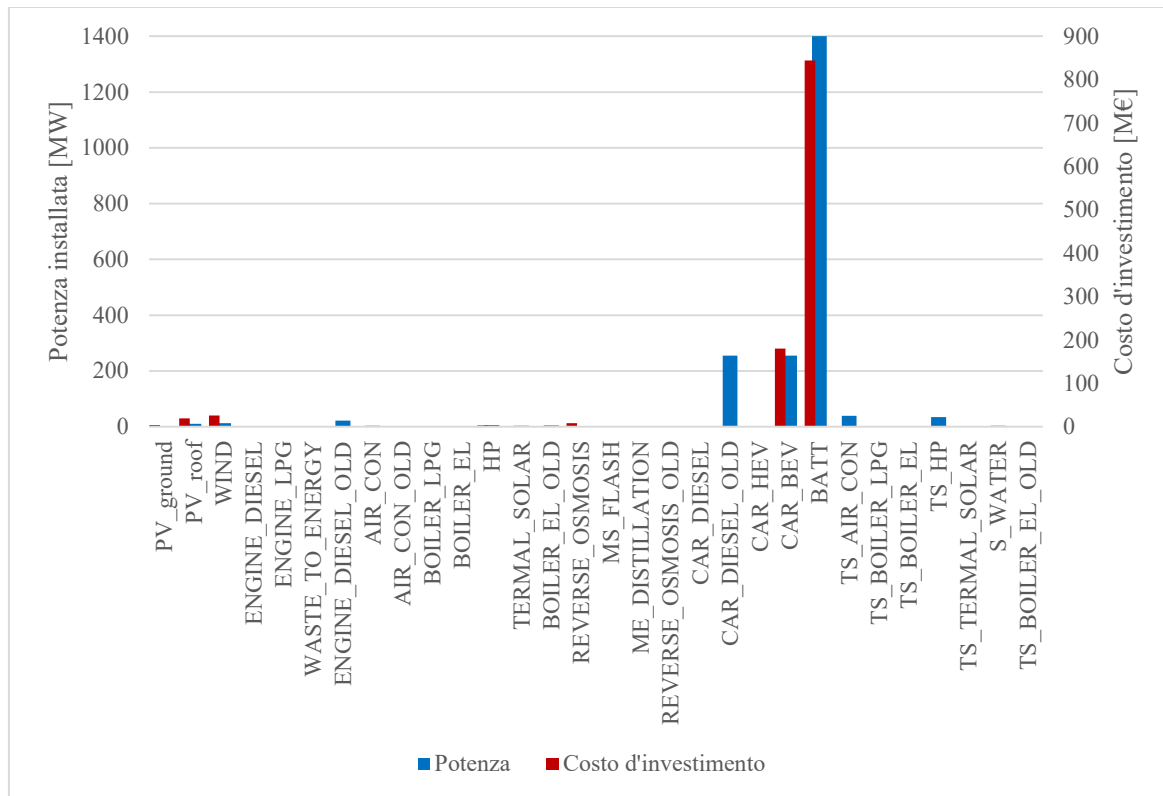


Figura 168: Scenario completo-progetto - Potenza installata e costo d'investimento per minimizzare le emissioni operative annuali di CO₂

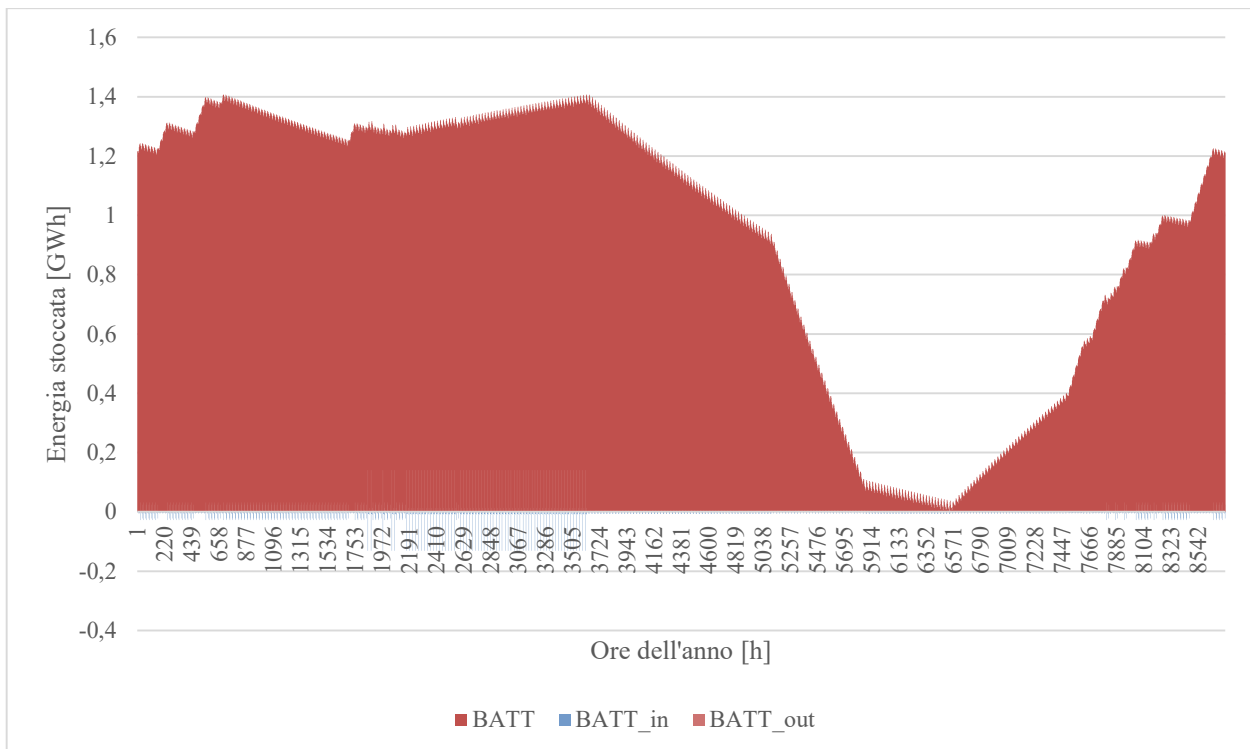


Figura 169: Scenario completo-progetto - Andamento orario dell'energia delle batterie per minimo GWP operativo annuale

Tabella 28: Scenario completo-progetto - Andamento del costo totale annuo, della potenza nominale delle batterie e delle macchine elettriche acquistate in funzione del limite sulle emissioni totali operative annuali di CO₂ (GWP_{op})

Limite su GWP operativo [ktCO _{2eq} /year]	Batterie [GWh]	Car_Bev [Mpkm]	Minimo Costo totale annuo [M€]
0	1.40	0.580	131
0.1	1.15	0.580	113
0.2	0.96	0.580	100
0.5	0.41	0.580	61.6
1	0.036	0.512	31.9
2	0.034	0.469	29.2

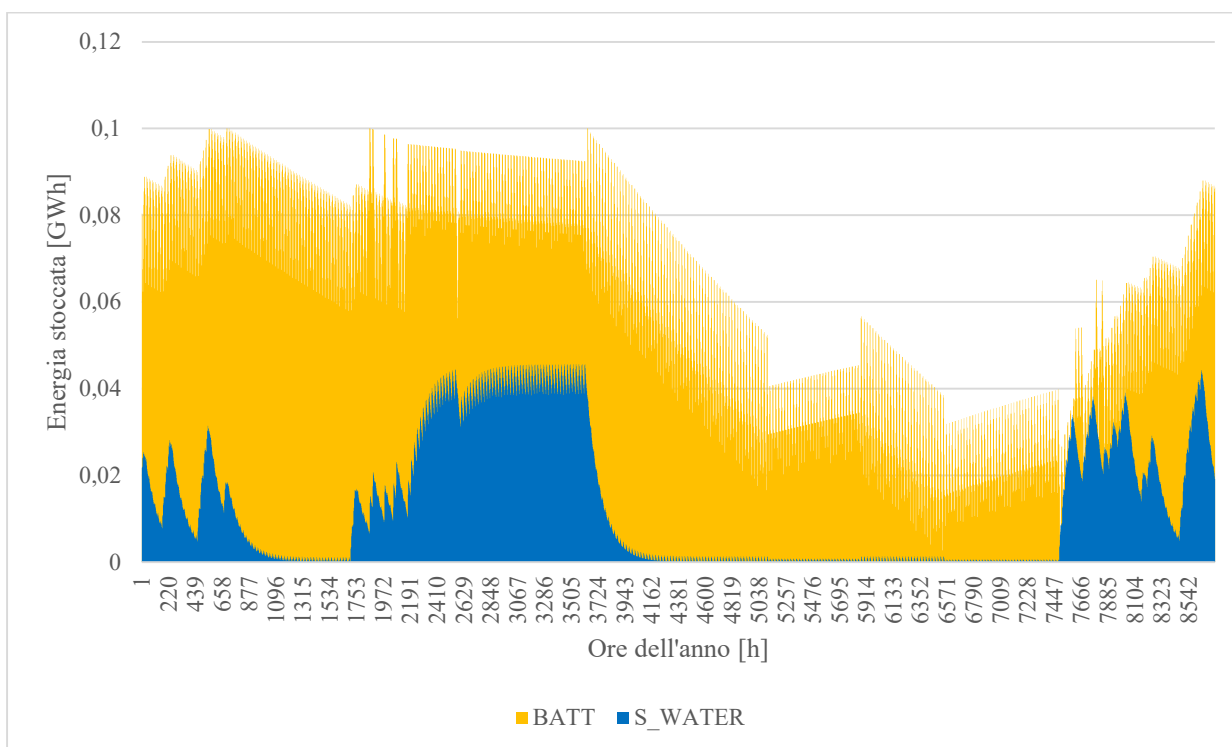


Figura 170: Scenario completo-progetto - Andamento orario dell'energia delle batterie e dello stoccaggio di acqua desalinizzata del Caso Progetto per minimo GWP operativo annuale con limite sulla capacità massima installabile delle batterie pari a 0.1 GWh

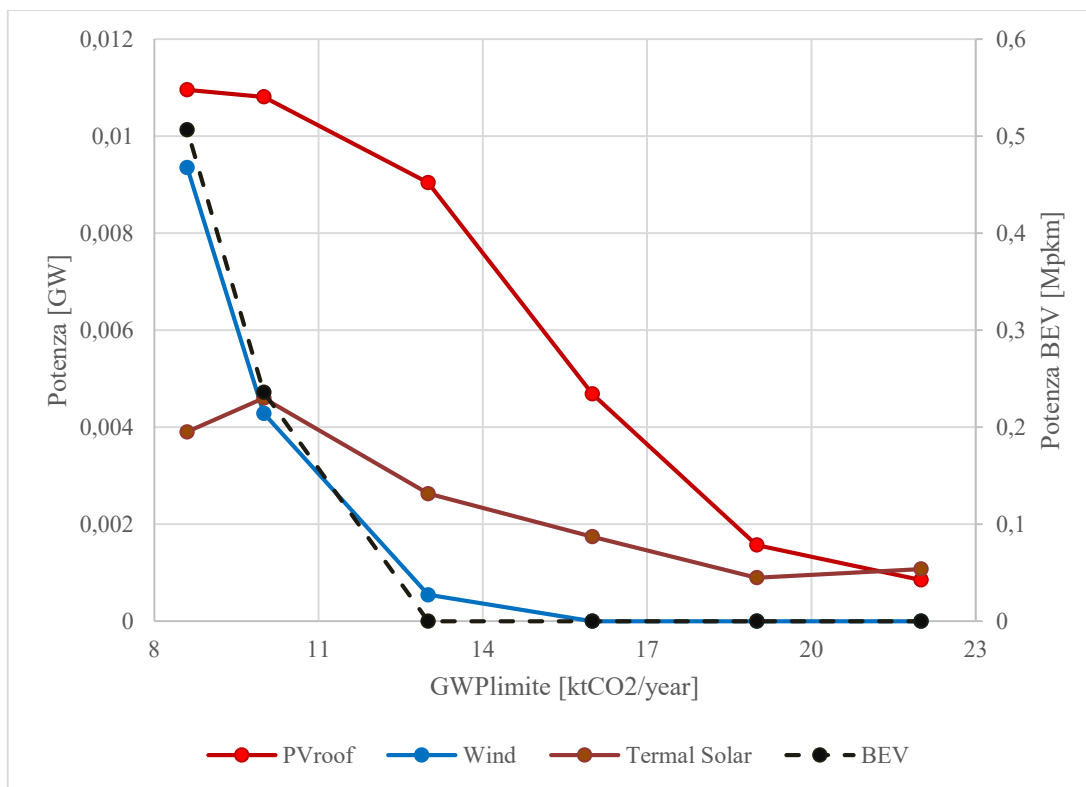


Figura 171: Scenario completo-progetto - Andamento della potenza dimensionata dal programma per le tecnologie da fonti rinnovabile e auto elettriche in funzione del limite imposto sul GWP totale.

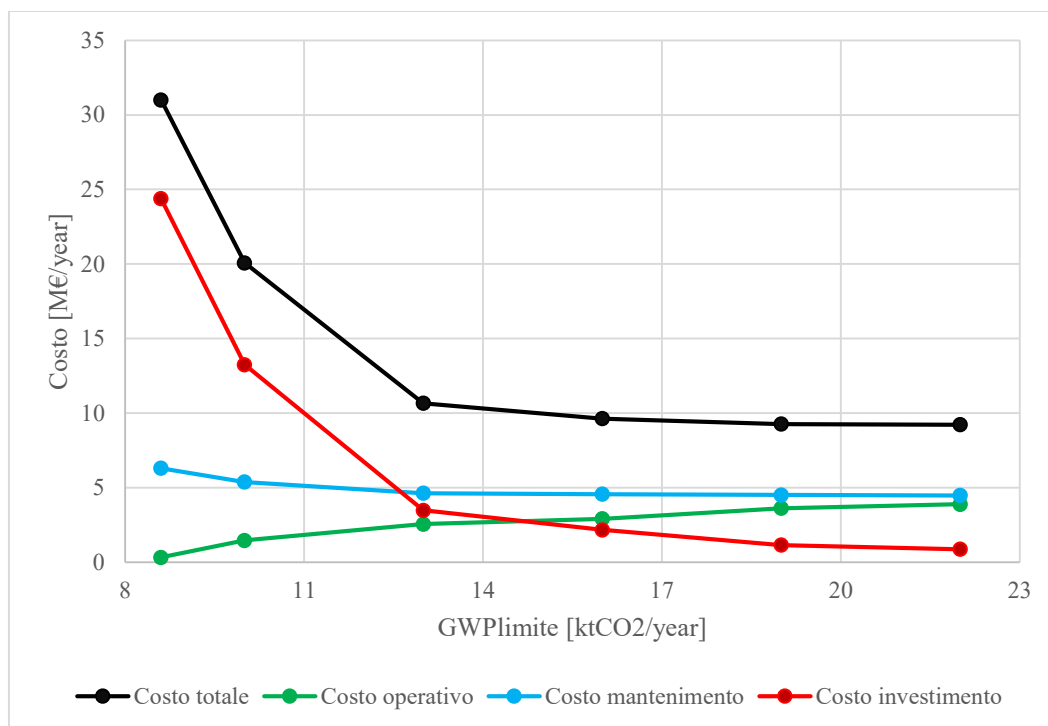


Figura 172: Scenario completo-progetto - Andamento dei costi totali annui al calare del limite sul GWP totale annuo

6.4.5 Analisi dei risultati ottenuti

Nel caso particolare di Lampedusa, dove esiste già un sistema di produzione energetica tradizionale basata sul gasolio e un impianto di desalinizzazione di tipo Reverse Osmosis, appare logico immaginare di sviluppare un sistema ibrido, valutando l'introduzione di sistemi rinnovabili, essendo sull'isola disponibile un alto livello di irraggiamento solare durante tutto l'anno e una costante presenza di ventilazione per via della sua localizzazione geografica.

Questo approccio è già stato oggetto di uno studio [21] effettuato in Iran su due isole, in cui il sistema ibrido è composto da solare, eolico e combustibile fossile (LPG). Tale sistema garantisce una continuità di prestazione nell'arco dell'anno e una migliore gestione dei costi. In questo studio la valutazione è stata svolta utilizzando il metodo PSO combinato al Artificial Neural Network (ANN) per diminuire il tempo computazionale di elaborazione dei dati. La scelta di un sistema ibrido (diesel e fotovoltaico con batterie), è stato proposto anche per i fabbisogni energetici dell'isola Pratas a Taiwan [7], dove lo scopo principale era ottenere una riduzione dell'emissioni di anidride carbonica per avere un beneficio ambientale, anche a fronte di un aumento del costo totale dell'energia; in questo studio è stato utilizzato il software HOMER.

Dall'analisi della situazione attuale dell'isola di Lampedusa risulta evidente che: la produzione di energia è dipendente dal generatore diesel; i generatori di calore sono tipicamente boiler elettrici a ridotta efficienza; il parco automobilistico è basato su veicoli datati a combustione interna. Si determina quindi un elevato potenziale di miglioramento in termini di riduzione dei consumi ed efficienza energetica, anche attraverso l'introduzione di impianti a fonte rinnovabile, pompe di calore, ecc., trasformando in sostanza il sistema energetico attuale in un sistema ibrido con più sistemi e fonti per la produzione energetica (fotovoltaico, eolico, solare termico, generatore diesel, termovalorizzatore).

All'interno di questo sistema, più flessibile e dinamico dell'attuale, si inseriscono sia la produzione di acqua dolce che lo smaltimento dei rifiuti. Per quanto riguarda la mobilità, basata attualmente su mezzi privati e in funzione delle esigenze turistiche, il problema della trasformazione del parco mezzi è molto complesso, non solo per ragioni economiche (dovrebbero essere i privati ad investire), ma anche per ragioni di gestione dei mezzi elettrici che necessitano di tecnologie per l'assistenza e la ricarica attualmente non disponibili, contrariamente a quello che accade con gli attuali veicoli a combustione interna.

Per creare il modello energetico dell'isola di Lampedusa si è deciso di utilizzare un approccio lineare, prendendo come base il programma EnergyScope, sviluppato per il territorio svizzero. Occorre tenere in conto che l'approccio lineare scelto ha alcuni limiti intrinseci; per quanto riguarda i rendimenti di trasformazione dell'energia per le varie tecnologie, ad esempio, si devono imporre dei valori costanti. Tuttavia per l'applicazione al caso studio tale approccio è risultato idoneo considerando la numerosità dei dati forniti, molti dei quali secondari (ricavati ad esempio da valori complessivi e distribuiti sulla base di andamenti presenti in letteratura sullo stesso contesto territoriale). Altro elemento da considerare riguarda la validità delle ipotesi fatte sui costi di investimento, soggetti a rapide variazioni soprattutto in relazione alla situazione energetica e all'evoluzione tecnologica. Per quanto concerne le emissioni annuali calcolate dal software sono sostanzialmente diverse dalle emissioni di riferimento presenti nel Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC) dell'isola [13], in quanto sono diversi i fattori di emissioni considerati. Da una migliore e più capillare implementazione di nuove apparecchiature per il riscaldamento, la produzione di acqua calda e il raffrescamento estivo, a cui aggiungere una quota di impianti fotovoltaici e di solare termico, si potrebbe già ottenere una riduzione dei costi operativi significativa, contestualmente a un calo delle emissioni, per quanto concerne la richiesta energetica delle utenze residenziali e alberghiere. Una più radicale trasformazione del sistema energetico globale dell'isola, nell'ottica di una riduzione drastica della produzione di inquinanti e gas serra, risulta essere nel breve periodo economicamente onerosa in quanto implicherebbe l'installazione di impianti eolici e di una elevata capacità di accumulo (batterie, attualmente ancora molto costose), oltre alla sostituzione dei veicoli presenti con autovetture elettriche. Si potrebbe mantenere il costo totale annuo più ridotto ipotizzando sistemi alternativi di stoccaggio dell'energia, come ad esempio la produzione di idrogeno, non oggetto della presente analisi. È ipotizzabile che con l'avanzamento tecnologico si rendano disponibili tecnologie sempre più performanti ed economicamente

vantaggiose per gli utenti, così da poter consentire lo stoccaggio di energia in maniera alternativa a quello offerto dal sistema tradizionale delle batterie.

Al diminuire di un possibile limite imposto sul GWP operativo annuale, si ottiene un aumento sostanziale del costo totale annuo, legato soprattutto all'installazione di numerose batterie, e del GWP di costruzione, soprattutto in un contesto come quello isolano dove tutto il materiale viene importato e assemblato in loco. Si è inoltre osservato che porre un limite sulle batterie installabili determina un GWP operativo non più nullo, a fronte di una diminuzione dei costi; il programma inoltre si indirizza verso uno stoccaggio maggiore di acqua potabile nei periodi di surplus energetici durante l'anno, facendo una sorta di stoccaggio stagionale sia con le batterie che coi serbatoi di acqua dolce. Questo accade perché il modello utilizzato considera tutto il sistema isola come una smart-grid energetica globale, realizzando un bilancio tra tutte le richieste e le risorse energetiche disponibili. Secondo il modello elaborato le macchine elettriche iniziano ad essere considerate come opzioni solo per valori abbastanza bassi di GWP; questo scenario è ovviamente influenzato dagli attuali elevati costi di mercato.

Quindi per minimizzare sostanzialmente le emissioni e raggiungere una decarbonizzazione di Lampedusa, accanto all'introduzione di impianti eolici e un elevato numero di batterie (con i relativi elevati costi di investimento), si dovrebbe affrontare una trasformazione radicale del modello di mobilità presente sull'isola. In sostituzione delle attuali auto utilizzare solo nel periodo estivo per brevi tragitti si potrebbe immaginare un sistema basato sui più moderni veicoli elettrici (monopattini e e-bike).

Il percorso di trasformazione del sistema energetico lampedusano può basarsi su un approccio graduale, a partire dall'installazione dei sistemi solari termici e fotovoltaici fino alla massima diffusione dei più moderni impianti per la climatizzazione dei locali e la produzione di acqua calda. Per ridurre ulteriormente le emissioni è possibile ipotizzare l'installazione di impianti eolici e una trasformazione dei sistemi di mobilità sull'isola, incentivando il car-sharing e l'uso di veicoli elettrici da parte dei residenti.

7 Analisi dell'impatto delle condizioni atmosferiche sulla produzione di impianti solari

Nel corso di questa annualità sono state svolte le attività relative all'analisi dell'impatto delle condizioni atmosferiche sulla produzione degli impianti FV indirizzate a:

- acquisire una serie di dati presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa, finalizzati a studiare l'impatto della torbidità atmosferica dovuta al particolato e della deposizione di particolato (soiling) sui pannelli solari;
- acquisire dati in siti aggiuntivi identificati nelle precedenti annualità; vengono presi in esame i dati raccolti nel sito urbano di Roma, con misure effettuate presso il Dipartimento di Fisica dell'Università Sapienza;
- riportare l'analisi delle misure del sito delle Madonie ai fini del loro utilizzo per la verifica del sistema
- definire gli algoritmi per l'estensione del calcolo degli effetti di opacità atmosferica sul territorio nazionale.

7.1 Siti e strumentazione

L'identificazione dei siti osservativi è indirizzata ad avere condizioni ambientali differenti, con tipi di particolato e condizioni operative differenti. In aggiunta al sito marino remoto di Lampedusa, dove grazie alle numerose misure attive è possibile implementare analisi di maggior dettaglio che negli altri siti, ci si è indirizzati verso un sito urbano, con particolato tipico di condizioni inquinate.

La strumentazione necessaria per la sperimentazione comprendere:

- misure di irradianza solare, necessarie per quantificare l'energia incidente nello spettro solare;

- misure di spessore ottico atmosferico del particolato, necessarie per quantificare gli effetti prodotti dalle variazioni di torbidità dell'atmosfera;
- misure di produzione da pannelli esposti a diverse condizioni di deposizione (uno mantenuto pulito ed uno no), ovvero misure di indice di soiling.

A Lampedusa, anche grazie al lavoro svolto nelle annualità precedenti ed alla strumentazione operativa presso l'Osservatorio climatico, erano operativi tutti i sistemi su descritti.

Nel sito urbano di Roma sono stati installati tutti gli apparati necessari per la sperimentazione e sono stati acquisiti i dati previsti. Sono stati analizzati i dati raccolti presso il sito montano delle Madonie, che viene utilizzato come riferimento per la verifica degli algoritmi. Verso la fine del progetto in questo sito è stato anche installato un sistema per la misura dell'effetto della deposizione di particolato sui pannelli.

7.1.1 Ambiente marino: Lampedusa

L'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa (<https://www.lampedusa.enea.it>) è operativo fin dal 1997 con osservazioni di proprietà atmosferiche e marine legate al clima. Grazie alla presenza di numerosi sistemi osservativi dedicati alla radiazione solare (oltre che a numerosi altri parametri), è stata avviata negli anni passati una linea di ricerca dedicata a quantificare l'impatto di nuvolosità e particolato atmosferico sulla produzione da sistemi fotovoltaici. Le analisi svolte negli anni precedenti hanno permesso di stimare la perdita di produzione dovuta alla opacità atmosferica indotta dalla presenza di particolato sospeso, e di quantificare gli effetti della deposizione del particolato su sistemi ottici che utilizzano la componente diretta della radiazione (ad es. sistemi a concentrazione).

Nell'ambito di questo triennio l'obiettivo è stato di quantificare gli effetti indotti direttamente sulla produzione, sia a causa della torbidità atmosferica, che della deposizione su pannelli fotovoltaici. A questo scopo sono stati installati alcuni sistemi aggiuntivi, che vanno ad integrare le osservazioni esistenti e già attive.

In particolare è stato installato un sistema per la misura del soiling ratio. Il soiling ratio (SR), rappresenta il rapporto tra la produzione del pannello con deposizione di polvere sulla sua superficie, rispetto a quella che si avrebbe con il pannello pulito. Lo strumento DustIQ determina il valore di perdita di trasmissione (TL, transmission loss) e di SR sulla base di misure dello scattering prodotto dal particolato che si è depositato sulla superficie dello strumento.

Lo strumento DustIQ è stato montato nelle precedente annualità come mostrato in Figura 173, su pannelli solari da 290 Wp operativi presso l'Osservatorio di Lampedusa. L'inclinazione dei pannelli è di circa 25°, la loro orientazione verso sud-sud-est. L'acquisizione dei segnali del DustIQ è stata effettuata regolarmente a partire dall'estate 2020, in parallelo con tutti gli altri parametri acquisiti con regolarità a Lampedusa.



Figura 173: Sistema per la misura del soiling, Kipp & Zonen DustIQ, installato presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa

Le osservazioni utilizzate per la stima degli effetti sulla produzione sono:

- misure di radiazione solare globale, diffusa e diretta, ottenute con piranometri e pireliometri su base fissa e su inseguitore solare; tutte le misure sono riferite alla scala di riferimento World Radiation Reference dell'Organizzazione Meteorologica Mondiale (OMM);
- misure di parametri meteorologici (pressione, temperatura, umidità relativa, direzione e velocità del vento, precipitazione) acquisiti dalla stazione meteorologica dell'Osservatorio;
- spessore ottico atmosferico degli aerosol acquisita tramite fotometro solare Cimel afferente alla rete globale AERONET.

Sono disponibili, per l'interpretazione dei dati, osservazioni aggiuntive di:

- profilo verticale del contenuto di particolato atmosferico, ottenuto tramite nefoipsometro Lufft;
- immagini continuative del cielo a risoluzione temporale di 1 min per determinare la copertura nuvolosa.

Nella analisi vengono inoltre utilizzate osservazioni dallo spazio con sensori MODIS e VIIRS che consentono di caratterizzare l'estensione nuvolosa ed il trasporto a lunga distanza di particolato.

La Figura 174 mostra i pannelli utilizzati a Lampedusa per la sperimentazione sugli effetti prodotti dal soiling.



Figura 174: Impianto per lo studio dell'effetto della deposizione sulla produzione dei pannelli fotovoltaici

7.1.2 Ambiente montano: Madonie

L'Osservatorio di Madonie-Piano Battaglia, in Sicilia, è stato identificato nelle annualità precedenti come sito montano per la verifica degli algoritmi.



Figura 175: La Stazione ENEA di Madonie-Piano Battaglia, che contribuisce alla rete osservativa Global Atmosphere Watch

La Stazione ENEA (37.88° N, 14.03° E) si trova a circa 1.650 metri di quota (Figura 175), in località Piano Battaglia del comune di Petralia Sottana (Palermo), sul versante meridionale del Pizzo Carbonara (1.979 metri di altitudine), all'interno del Parco Regionale delle Madonie. Dal 2020 la stazione di Madonie-Piano Battaglia (codice OMM MDN) è entrata a far parte della rete Global Atmosphere Watch, GAW, coordinata dall'OMM e dedicata a studiare l'evoluzione della composizione dell'atmosfera.

Il sito osservativo si trova sulle pendici di Monte Carbonara (vedi Figura 176); i lati ovest, sud, ed est sono abbastanza liberi da ostacoli, in modo da garantire una buona copertura diurna da parte della radiazione solare diretta.



Figura 176: Osservatorio di Madonie-Piano Battaglia; vista da nord-est

Con lo scopo di preparare i dati per la verifica del sistema di calcolo, è stata analizzata la serie storica di osservazioni disponibili, che comprendono dati meteorologici e di radiazione solare.

7.1.3 Ambiente urbano: Roma

Come specificato nelle precedenti annualità, il sito urbano è stato identificato con il Dipartimento di Fisica dell'Università Sapienza di Roma (DF-URS), dove è presente un tetto dove sono operativi numerosi strumenti e dove è stato possibile installare strumentazione aggiuntiva per la sperimentazione.



Figura 177: Strumentazione disponibile presso la sede del Dipartimento di Fisica dell'Università Sapienza dell'Osservatorio BAQUNIN (<https://www.baqunin.eu>)

Presso il Dipartimento di Fisica, con il quale ENEA ha da lungo tempo rapporti di collaborazione scientifica su tecniche di misura di parametri atmosferici, è attiva una stazione osservativa molto ben equipaggiata dedicata allo studio dell'atmosfera urbana (Boundary-layer Air Quality-analysis Using Network of Instruments; <https://www.baqunin.eu/>). Il Dipartimento di Fisica si trova al centro della città di Roma ed è un ottimo sito per sperimentazione in ambiente urbano.

La Figura 177 mostra le fotografie dei numerosi strumenti operativi presso DF-URS; Figura 178 mostra i fotometri solari installati sul tetto del Dipartimento durante una campagna di inter-calibrazione che ha avuto luogo nel 2019, cui ha partecipato anche ENEA. Tra la strumentazione, presso DF-URS sono operativi fotometri solari Cimel e Prede, un radiometro a banda rotante MFRSR, ed un piranometro per misure di irradianza solare.

Vari studi precedenti (ad es. (Ciardini, 2016) mostrano aerosol con caratteristiche marcatamente urbane, occasionalmente influenzate da eventi di trasporto a lunga distanza (incendi, aerosol desertico).



Figura 178: Fotometri solari installati sul tetto del Dipartimento di Fisica dell'Università Sapienza durante una campagna di intercalibrazione del 2019



Figura 179: Foto panoramica del tetto del Dipartimento di Fisica dell’Università. I pannelli oggetto della sperimentazione sono installati a sud della cupola, ed hanno l’orizzonte privo da ostacoli per buona parte della giornata.



Figura 180: Parte posteriore dei due pannelli installati sul tetto del Dipartimento di Fisica; il pannello di destra viene pulito regolarmente, e fornisce la produzione di riferimento. Il pannello di sinistra non viene pulito e permette di stimare l’effetto del soiling.

Sul tetto del Dipartimento di Fisica sono stati installati due pannelli da 100 W, affiancati (vedi Figura 178 e Figura 7-179), con una inclinazione di 27°. La corrente prodotta dai due pannelli è misurata da un sistema Campbell PVS-1, che misura continuamente la corrente di corto circuito dei due pannelli separatamente. Uno dei pannelli viene pulito regolarmente, e fornisce valori di riferimento per la produzione; l’altro pannello non viene pulito, e la sua produzione viene influenzata dall’effetto del soiling, e dalla variabilità delle condizioni legate a deposizione, precipitazione, vento, etc. Insieme alla corrente di corto circuito il sistema acquisisce anche la temperatura di funzionamento dei pannelli.

7.2 Osservazioni e risultati

7.2.1 Ambiente marino: Lampedusa

Come specificato in precedenza, la presenza di misure di molti parametri utili in concomitanza con condizioni favorevoli (sito nazionale con più esteso intervallo di angoli zenitali solari; orizzonte libero da ostacoli; ridotta nuvolosità) rendono l’Osservatorio Climatico di Lampedusa particolarmente adatto allo studio degli effetti prodotti dal particolato atmosferico sulla produzione fotovoltaica.

Figura 7-181 mostra l'evoluzione dello spessore ottico a 500 nm e dell'esponente di Angstrom misurati a Lampedusa nel 2021. Sono evidenti i casi di trasporto di aerosol dal Sahara, caratterizzati in genere da valori elevati di spessore ottico, e valori bassi di esponente di Angstrom (aerosol di grandi dimensioni). Il valore massimo, circa 1.3, è stato raggiunto il 12 agosto. L'estate è stata caratterizzata da persistenza di condizioni meteorologiche che hanno favorito l'arrivo di masse d'aria dal Sahara.

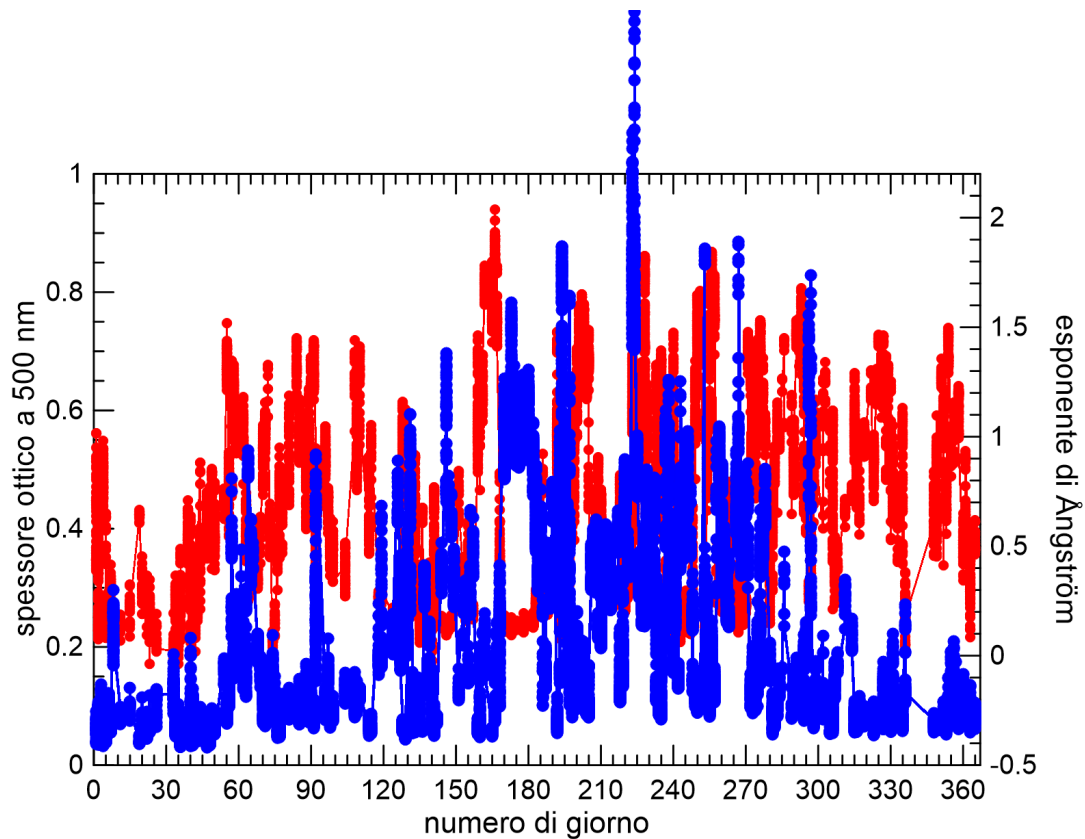


Figura 181: Evoluzione dello spessore ottico degli aerosol a 500 nm (curva blu) e dell'esponente di Angstrom (curva rossa) durante il 2021 a Lampedusa.

L'evoluzione di dettaglio delle osservazioni di spessore ottico ed esponente di Angstrom effettuate a Lampedusa durante i mesi di maggio, giugno e luglio 2021 è mostrata in Figura 7-182. Si notano estesi periodi con valori elevati di spessore ottico; in alcuni periodi sono disponibili anche misure notturne di spessore ottico, effettuate utilizzando la luna come sorgente di radiazione.

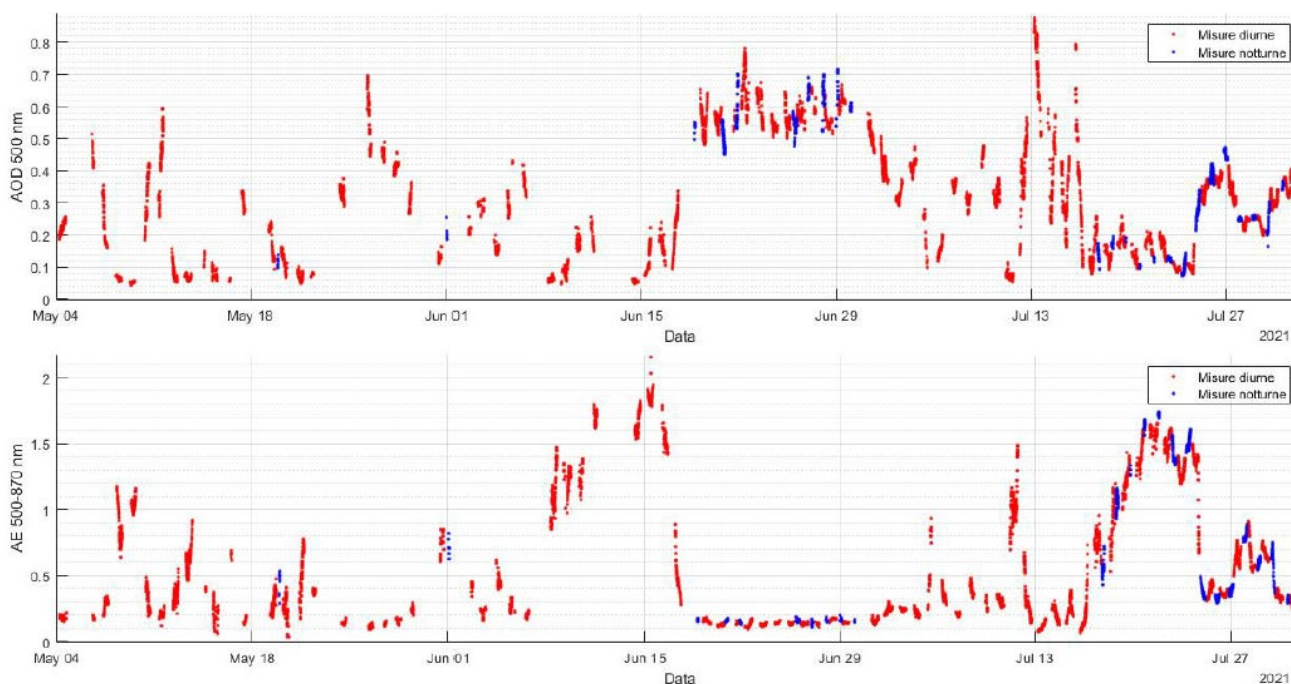


Figura 182: Evoluzione dello spessore ottico degli aerosol a 500 nm (grafico sopra) e dell'esponente di Angstrom (grafico sotto) durante il periodo maggio-luglio 2021 a Lampedusa.

Il verificarsi di lunghi periodi con presenza di particolato proveniente dal Sahara, che produce un impatto significativo sulla produzione dei pannelli fotovoltaici, è legato al perdurare di condizioni meteorologiche caratterizzate da una alta pressione stabile sul nord Africa. Le mappe del geopotenziale a 700 mb medie per i mesi di maggio-giugno-luglio di alcuni anni sono mostrate in Figura 7-183. La mappa del 2021 mostra la presenza di una alta pressione più intensa che negli altri anni; trattandosi di una media stagionale, questo riflette una maggiore persistenza e stabilità di questa configurazione rispetto agli altri anni. Studi precedenti (ad es. (Meloni, 2008)) hanno mostrato che questa configurazione favorisce il trasporto di aerosol desertico verso il Mediterraneo centrale e Lampedusa. Le relazioni tra configurazioni sinottiche e spessore ottico atmosferico, utilizzate anche nei modelli dinamici, sono alla base dei sistemi previsionali che forniscono stime di spessore ottico degli aerosol.

Tabella 29 mostra l'andamento dello spessore ottico dell'aerosol a 500 nm medio mensile per i mesi di maggio, giugno e luglio, per gli anni dal 2010 al 2021. I valori osservati nel 2021 sono i massimi del periodo, come conseguenza della persistenza della configurazione sinottica descritta sopra. La presenza di spessori ottici medi elevati ha un impatto sulla produzione di energia con sistemi fotovoltaici. L'impatto è maggiore per i sistemi a concentrazione rispetto ai pannelli convenzionali, in quanto l'attenuazione della componente diretta è più significativo di quello che si osserva sulla globale.

Figura 7-184 mostra l'evoluzione della media giornaliera dell'irradianza solare orizzontale misurata a Lampedusa durante il 2021 e parte del 2022. In questa figura è evidente l'effetto delle nubi, che produce una riduzione significativa dell'irradianza. Figura 7-185 e Figura 7-186 mostrano i dati orari di irradianza solare ad agosto 2021, che è riportato perché caratterizzato da condizioni dominanti di cielo sereno. Le variazioni osservate nel periodo sono riconducibili agli effetti dell'aerosol desertico discusso in precedenza.

È molto evidente la riduzione di irradianza solare che si verifica prima di metà agosto, con la massima riduzione il giorno 12, in corrispondenza al massimo di spessore ottico dell'aerosol. La riduzione dell'irradianza orizzontale è maggiore di 100 W/m^2 .

Questi effetti sono prodotti dall'incremento dell'opacità atmosferica indotta dalla presenza dell'aerosol desertico, che modula l'intensità della radiazione che raggiunge la superficie. A questa va sommata l'eventuale riduzione associata al soiling.

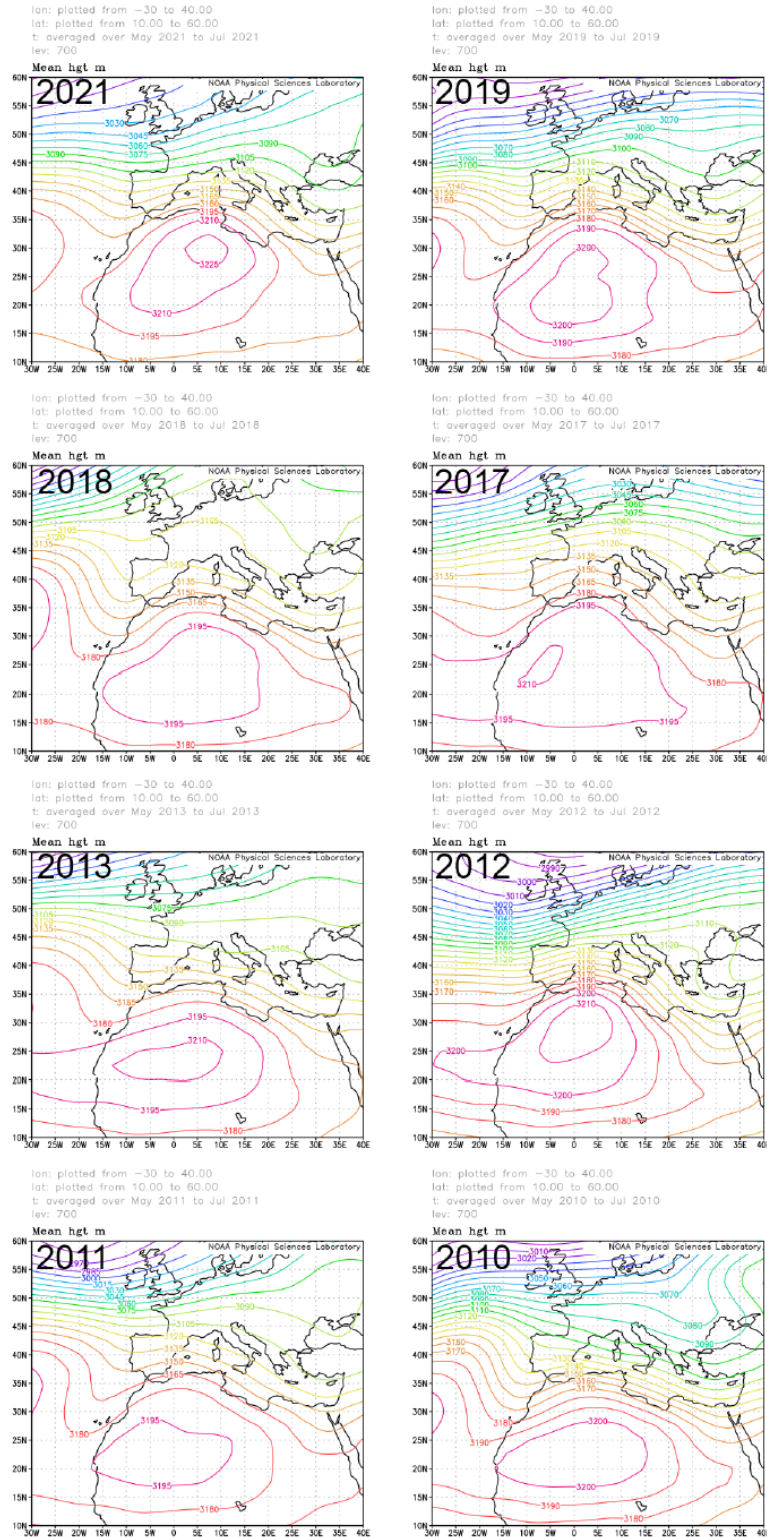


Figura 183: Mappe di geopotenziale a 700 mb medie per il periodo maggio-luglio e per diversi anni.

Anno	Maggio	Giugno	Luglio
2021	0.2216	0.3648	0.2887
2019	0.1053	0.2100	//
2018	0.2396	0.1793	//
2017	//	//	0.1873
2013	//	0.1770	0.2126
2012	0.1331	0.1624	0.2510
2011	0.1692	0.2029	0.2562
2010	0.1748	0.2126	0.1796
Media	0.1174	0.1635	0.1552

Tabella 29: Valori medi mensili dello spessore ottico a 500 nm misurato a Lampedusa durante vari anni.

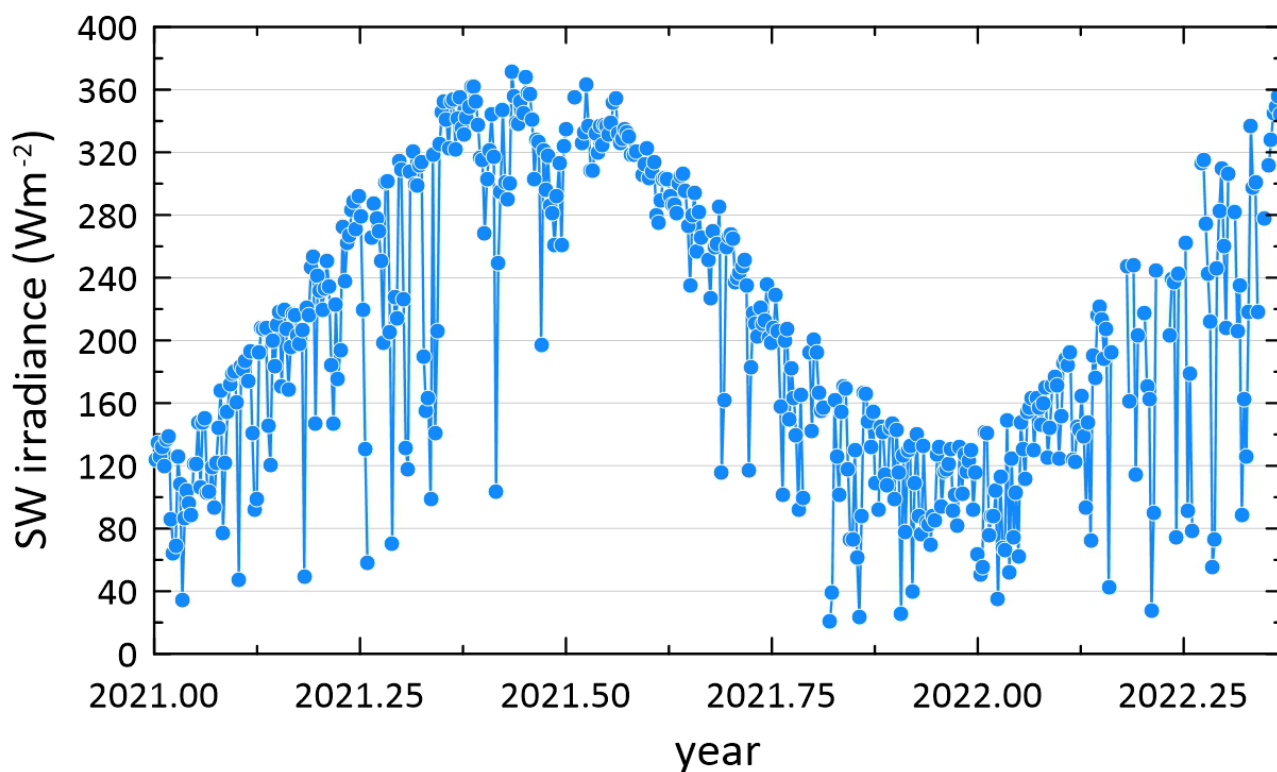


Figura 184: Evoluzione della media giornaliera della irradianza solare orizzontale misurata a Lampedusa durante il 2021 e parte del 2022.

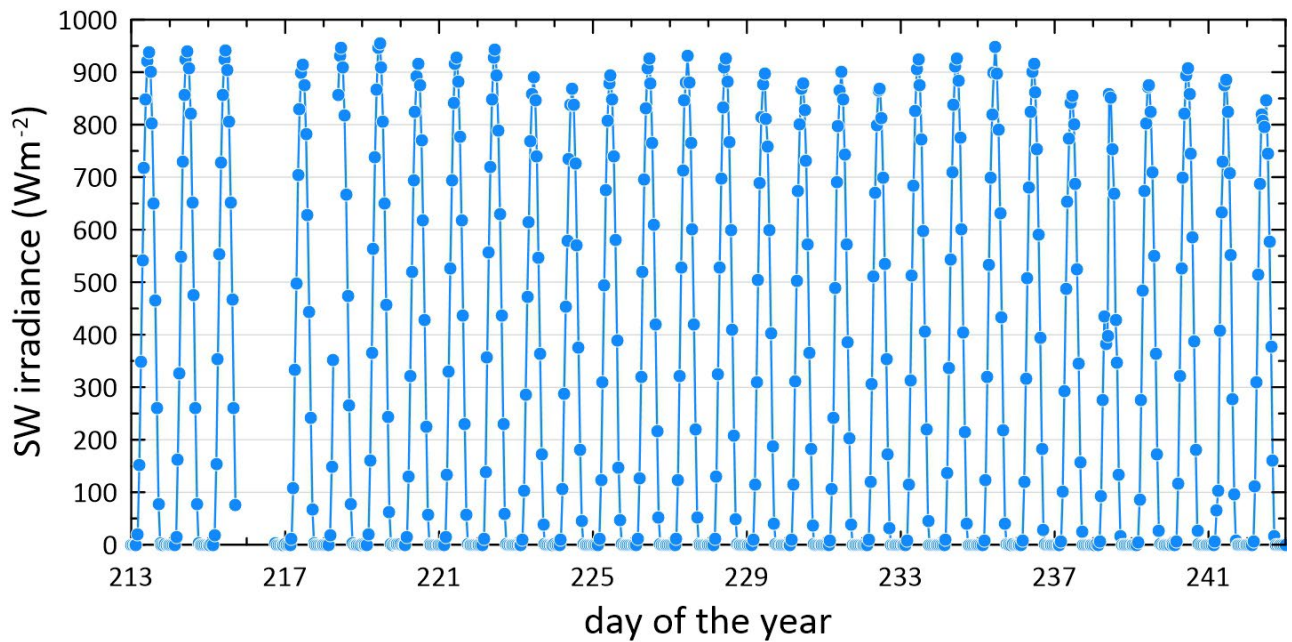


Figura 185: Evoluzione dell'irradianza media oraria durante il mese di agosto 2021 a Lampedusa.

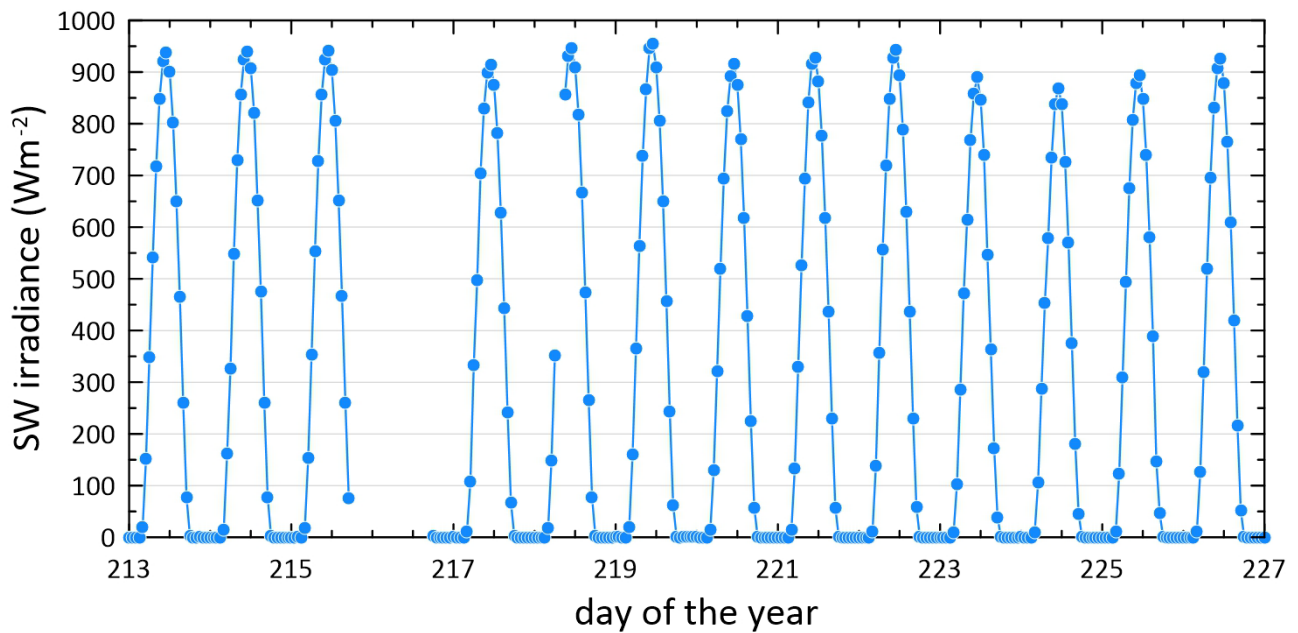


Figura 186: Evoluzione dell'irradianza media oraria durante il periodo 1-14 agosto 2021 a Lampedusa.

Figura 7-187 mostra l'evoluzione dell'indice di soiling misurato a Lampedusa con lo strumento DustIQ durante periodo di due anni, da metà 2020 a metà 2022. Alcuni problemi tecnici e di collegamento non hanno permesso di acquisire dati in alcuni periodi.

Il soiling ratio (SR), rappresenta il rapporto tra la produzione del pannello con deposizione di polvere sulla sua superficie, rispetto a quella che si avrebbe con il pannello pulito. Lo strumento DustIQ determina il valore di perdita di trasmissione (TL, transmission loss) e di SR sulla base di misure dello scattering prodotto dal particolato che si è depositato sulla superficie dello strumento.

La produzione dipende dalla somma degli effetti che producono una riduzione della radiazione che raggiunge gli elementi del pannello fotovoltaico; questa riduzione è in parte dovuta all'incremento di opacità atmosferica, ed in parte all'influenza della deposizione di particolato sulla superficie del pannello. Le misure ottenute con il DustIQ consentono di isolare l'effetto del soiling sulla produzione.

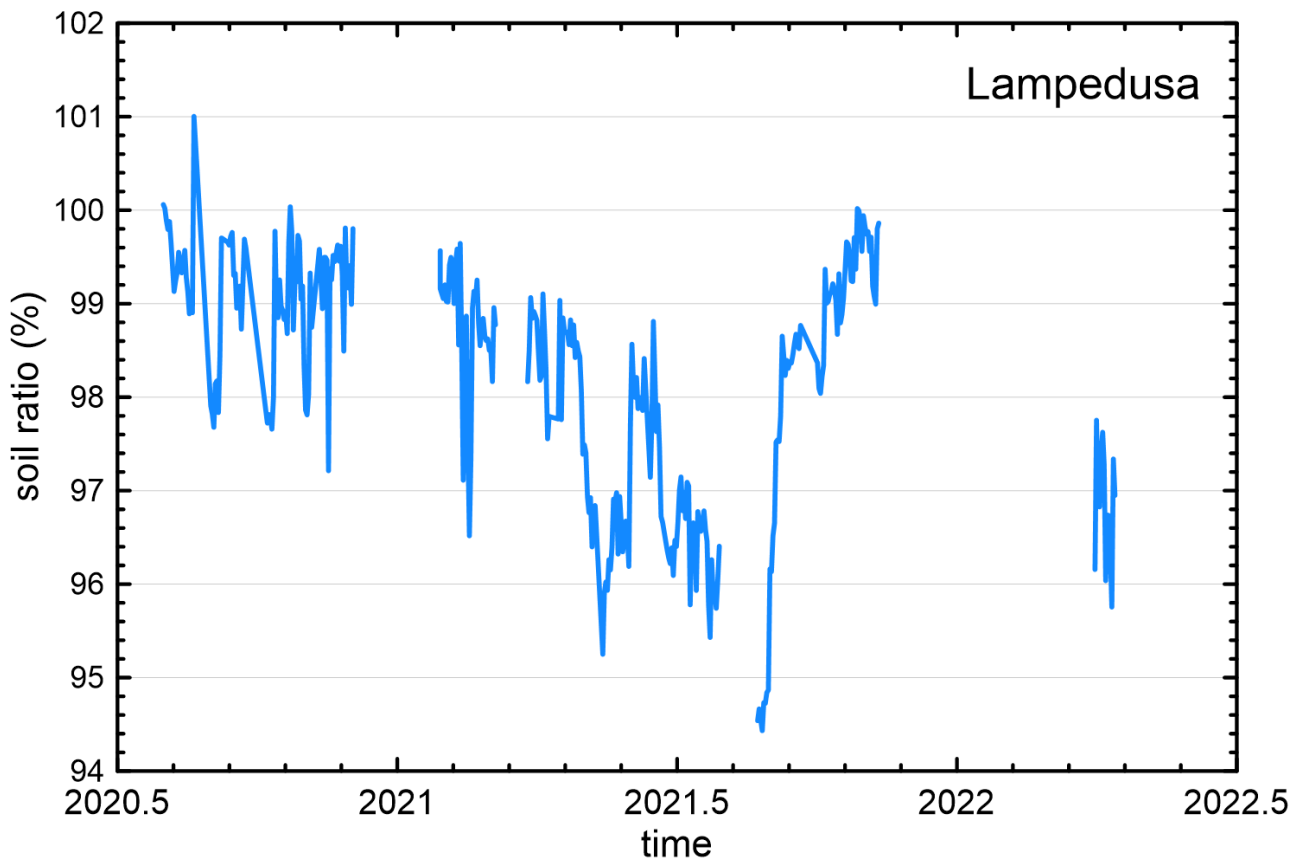


Figura 187: Evoluzione del rapporto di soiling misurato con lo strumento DustIQ a Lampedusa.

Sono molto evidenti variazioni rapide di SR, legate ad eventi di deposizione di aerosol, casi di precipitazione che possono aver portato a ripulire il sensore, condensazione di vapor d'acqua (frequente a Lampedusa nelle ore notturne). Gli effetti del soiling sono particolarmente evidenti nei mesi primaverili ed estivi del 2021, quando la riduzione di irradianza dovuta al soiling supera il 5%.

Attorno al mezzogiorno solare questa riduzione è di circa 50 W/m², e va a sommarsi a quella di circa 100 W/m² che si verifica sulla irradianza orizzontale.

La riduzione più evidente si osserva il 12 agosto. Figura 7-188 mostra l'evoluzione del profilo verticale del particolato atmosferico osservato con il ceilometer Lufft. Il grafico mostra che in questo caso lo strato di aerosol è presente nella parte più bassa della troposfera e raggiunge una quota massima di circa 4 km.

Figura 189 mostra una immagini a falsi colori delle osservazioni ottenute dal sensore satellitare VIIRS lo stesso giorno. Lo strato di particolato di origine Sahariana è molto evidente, ed interessa tutto il settore del Mediterraneo centrale.

CHM-15k Lampedusa 2021-08-12
P.I. ENEA - Level 1.0 data - Preliminary Results

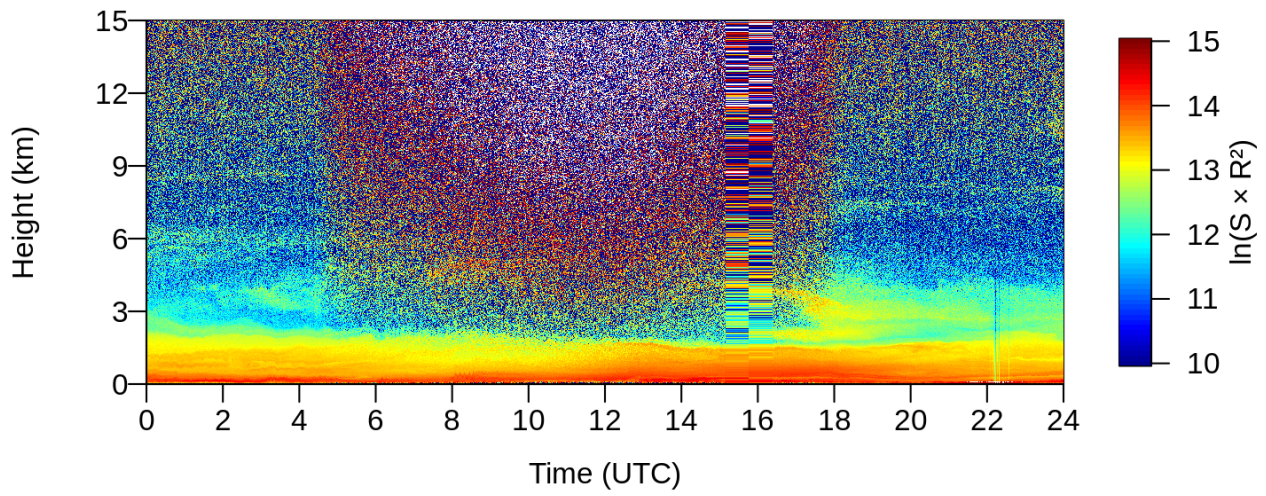


Figura 188: Evoluzione del profilo vertical del particolato atmosferico misurato a Lampedusa il 12 agosto 2021.

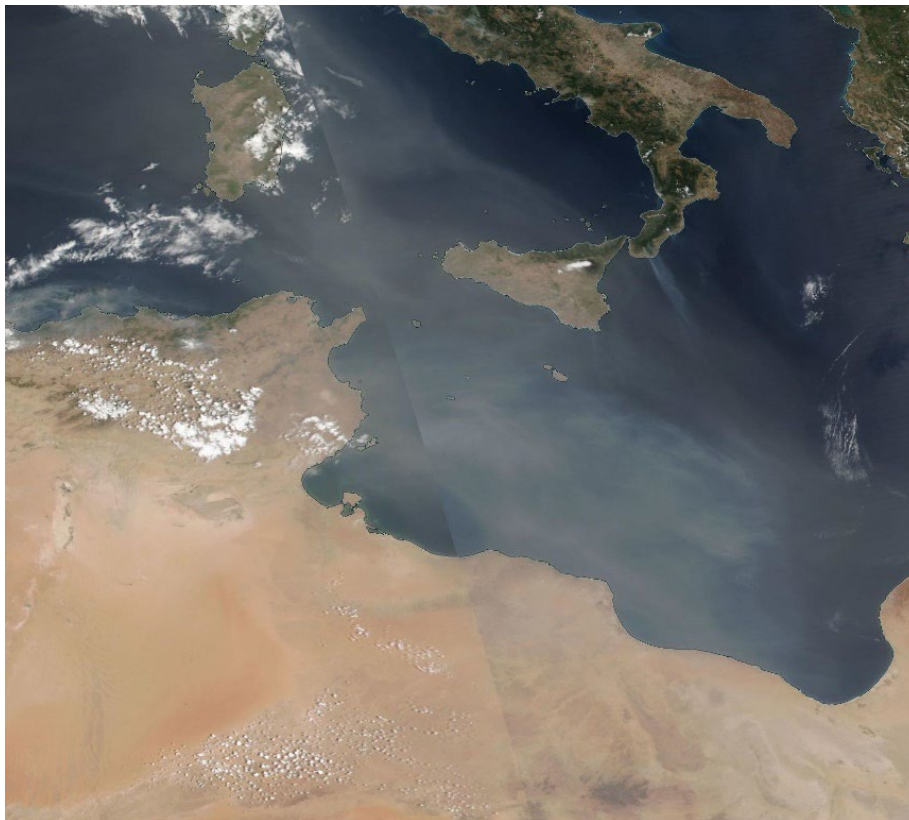


Figura 189: Immagine del satellite VIIRS del 12 agosto 2021, quando è stato raggiunto il picco di AOD di 1.2.

7.2.2 Ambiente montano: Madonie

Presso l’Osservatorio di Madonie-Piano Battaglia sono operativi strumenti automatici per misure di parametri meteorologici e di radiazione. Nell’ambito del progetto sono stati analizzati i dati storici raccolti alle Madonie, al fine di verificarne la loro idoneità all’utilizzo di verifica del sistema di stima degli effetti sulla produzione di energia da fotovoltaico.

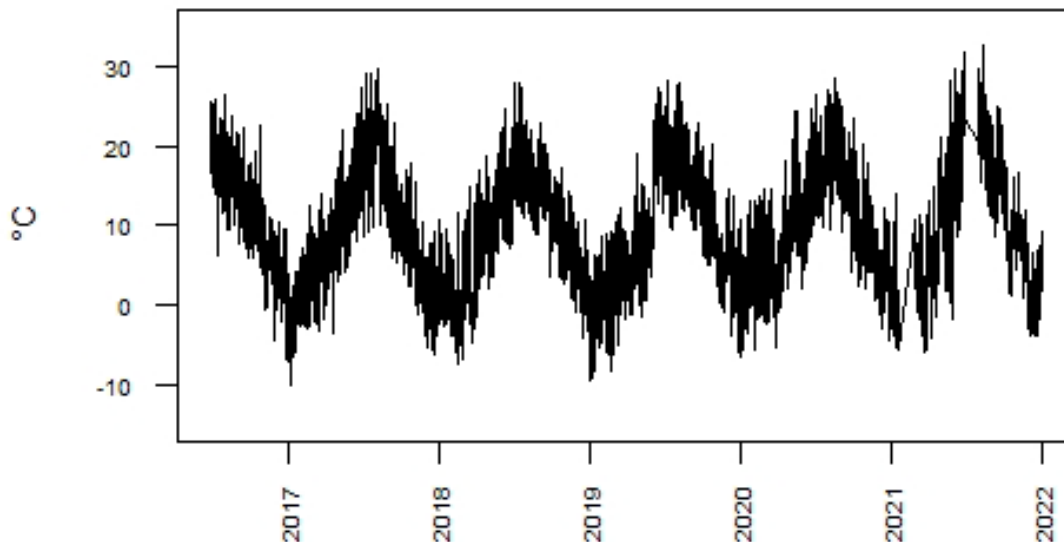


Figura 190: Evoluzione della temperatura misurata all’Osservatorio Madonie-Piano Battaglia tra il 2016 ed il 2021.

Figura 190 mostra l’evoluzione della temperatura misurata ad MDN tra il 2016 ed il 2021. E’ evidente il ciclo annuale, con minimi invernali attorno a -5°C e massimi estivi fino a 27°C. La variazione giornaliera è di circa 10°C.

Sulla base dei dati raccolti negli anni precedenti è stata costruita una climatologia della radiazione solare presso il sito MDN. Figura 7 18 mostra l’evoluzione della irradianza solare misurata a Madonie-Piano Battaglia tra il 18 ed il 21 giugno 2020, attorno all’equinozio. La radiazione misurata in questi giorni consente di apprezzare vari aspetti che rendono il sito particolarmente interessante per le sperimentazioni sugli effetti del particolato atmosferico. Innanzitutto, sono molto elevati i livelli di radiazione raggiunti a questa quota; il massimo giornaliero raggiunge valori superiori a 1140 W/m². Al solstizio, l’angolo zenitale solare minimo raggiunto a questa latitudine è di circa 14.4°.

I dati mostrano inoltre un effetto limitato, evidente solo nelle ore della primissima mattina e verso il tramonto, prodotto dagli ostacoli costituiti dai rilievi circostanti.

Il sito di MDN, quindi, per le caratteristiche di illuminazione solare, esposizione alla radiazione, accessibilità, e per la disponibilità della infrastruttura, è stato quindi considerato idoneo per fornire dati per la verifica della sperimentazione sugli effetti del particolato sulla produzione elettrica da fotovoltaico.

Grazie a queste caratteristiche del sito, a maggio 2022 è stata effettuata una installazione preliminare di un sistema DustIQ per la misura degli effetti del soiling, in modo da poter avere dati disponibili per sviluppi futuri dell’attività. Figura 7 19 mostra il sensore DustIQ montato sul tetto della cabina che ospita l’Osservatorio Madonie-Piano Battaglia.

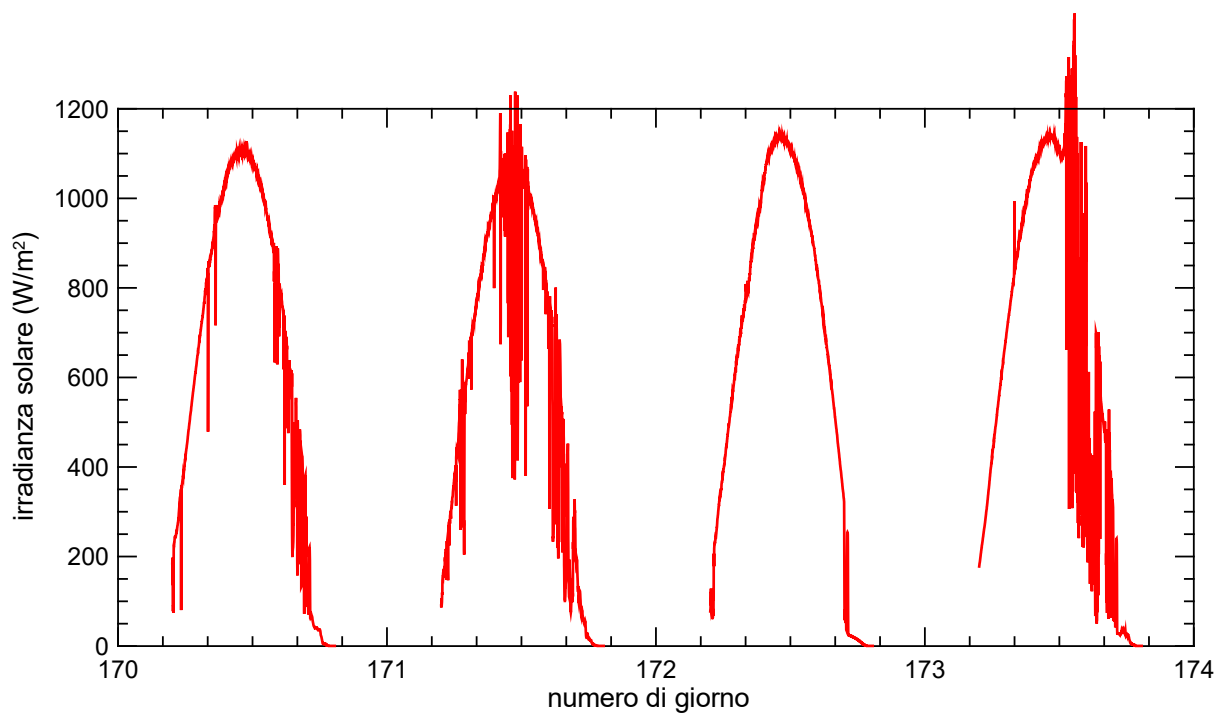


Figura 191: Evoluzione dell'irradianza solare globale misurata all'Osservatorio Madonie-Piano Battaglia tra il 18 ed il 21 giugno 2020, attorno al solstizio d'estate



Figura 192: Prima installazione del sensore DustIQ con un pannello di piccole dimensioni presso l'Osservatorio Madonie-Piano Battaglia ad aprile 2021. Dietro il pannello c'è il palo con anemometro sonico e sensori meteorologici

7.2.3 Ambiente urbano: Roma

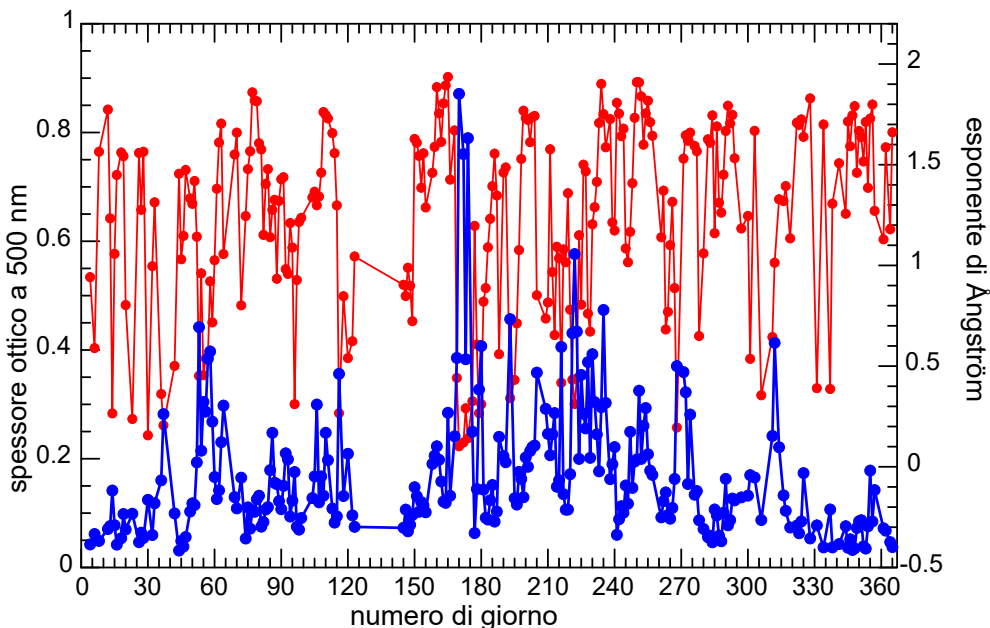


Figura 193: Evoluzione dei valori medi giornalieri dello spessore ottico degli aerosol a 500 nm (punti e curva blu) e dell’esponente di Ångström (curva rossa) a DF-URS durante il 2021

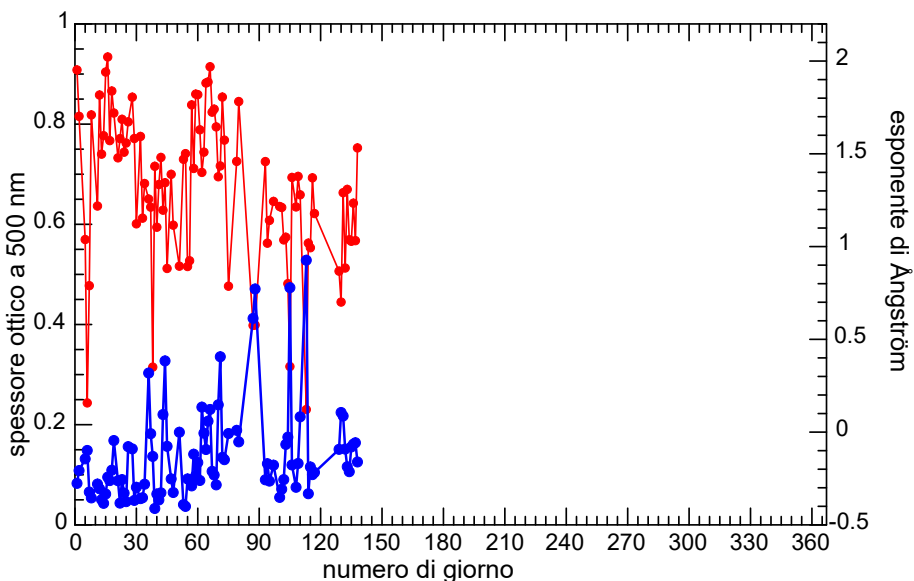


Figura 194: Evoluzione dei valori medi giornalieri dello spessore ottico degli aerosol a 500 nm (punti e curva blu) e dell’esponente di Ångström (curva rossa) a DF-URS durante i primi mesi del 2022

Figura 193 e Figura 194 mostrano l’evoluzione dei valori medi giornalieri di AOD e dell’esponente di Ångström osservati a DF-URS con un fotometro solare Cimel durante il 2021 e i primi mesi del 2022. L’aerosol urbano a Roma mostra un ciclo annuale molto meno marcato rispetto a Lampedusa, e non sono presenti valori superiori a 0,45. Inoltre, l’andamento dell’esponente di Ångström mostra differenze ancora più significative, legate al fatto che il particolato urbano è costituito prevalentemente da secondari (cui corrisponde un esponente di Ångström elevato), mentre quello osservato a Lampedusa è associato principalmente a particelle primarie emesse dal mare o provenienti dal deserto del Sahara (cui corrispondono valori dell’esponente di Ångström in genere inferiori a 1). Proprio grazie alle diverse proprietà del particolato

rispetto a Lampedusa il sito DF-URS risulta essere idoneo per la sperimentazione dei suoi effetti sulla produzione da fotovoltaico.

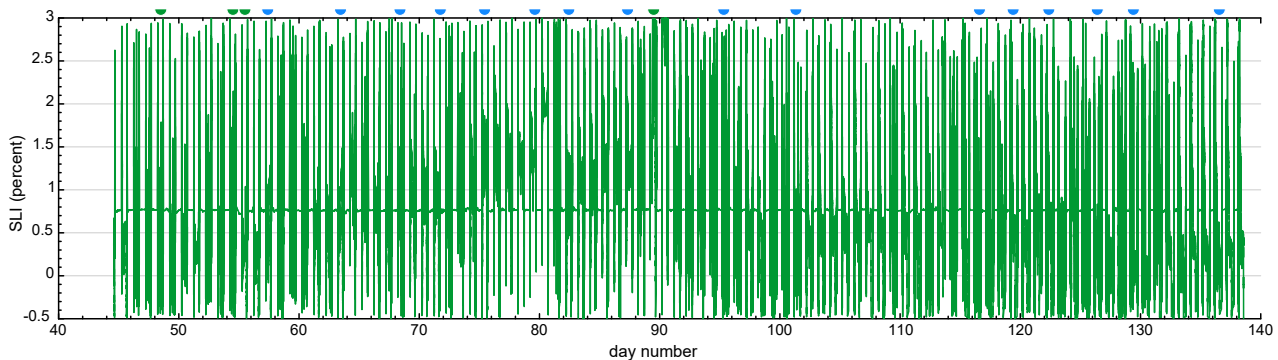


Figura 195: Evoluzione del SLI misurato al Dipartimento di Fisica dell’Università di Roma Sapienza nei primi mesi del 2022. I semi-pallini azzurri sopra l’asse superiore indicano le date in cui il pannello di riferimento è stato pulito.

La Figura 195 mostra l’evoluzione dell’indice SLI misurato al Dipartimento di Fisica dell’Università di Roma Sapienza nei primi mesi del 2022. L’indice SLI si ottiene dal confronto tra la produzione di due pannelli con diverse condizioni di pulizia (un pannello pulito regolarmente, preso come riferimento, ed un altro non pulito). I semi-pallini azzurri sopra l’asse superiore indicano le date in cui il pannello di riferimento è stato pulito. L’indice SLI, soiling loss index, è definito come indicato nella formula seguente, e dà una indicazione della riduzione di irradianza efficace, G_{eff} , prodotta dal soiling.

$$SLI = \left(1 - \frac{G_{eff,Test}}{G_{eff,Ref}} \right) \times 100\%$$

Nel calcolo $G_{eff,Test}$ è il valore della irradianza efficace vista dal pannello sotto test, e $G_{eff,Ref}$ è quella vista dal pannello pulito. Il valore di G_{eff} si ottiene dalla misura della corrente di corto circuito a condizioni standard $I_{SC,STC}$ e dalla determinazione di quella nelle condizioni operative, I_{SC} , a temperatura T :

$$G_{eff} = I_{SC} \frac{[1 - \alpha(T - T_0)]}{I_{SC,STC}}$$

T_0 è la temperatura di riferimento a condizioni standard.

Da Figura 195 si vede chiaramente come l’effetto del soiling possa contribuire, in ambiente urbano, a riduzioni della produzione fino al 2%. Come è evidente, c’è una forte variabilità, legata ai processi di deposizione, precipitazione, vento, etc. Si fa notare che l’indice SLI viene misurato ogni 30 secondi e che i picchi rappresentano i periodi di transizione giorno-notte o dati notturni e non vanno considerati.

7.3 Sviluppo degli algoritmi

Sono stati definiti gli algoritmi da applicare per estendere lo studio a tutto il territorio nazionale. La base di partenza è la determinazione dell’irradianza solare in condizioni di cielo sereno al variare della latitudine,

della quota e del tempo. La determinazione è basata su una serie di simulazioni con modello di trasferimento radiativo combinata con le osservazioni raccolte durante le ultime annualità del Progetto, seguendo degli schemi concettuali sviluppati nelle annualità precedenti.

Figura 196 mostra alcuni risultati di questi calcoli: viene mostrato l'andamento della riduzione di irradianza orizzontale di cielo sereno prodotta, alla distanza media terra sole, da uno spessore ottico unitario dell'aerosol, al variare dell'angolo zenitale solare e dell'albedo superficiale.

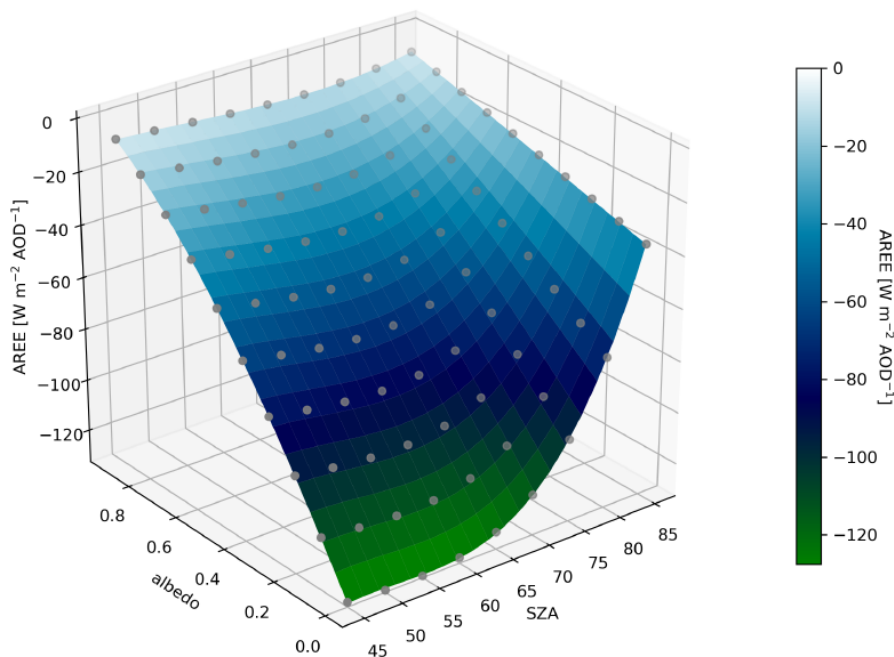


Figura 196: Comportamento dell'effetto di riduzione della irradianza orizzontale di cielo sereno prodotta da uno spessore ottico unitario in funzione dell'angolo zenitale solare e dell'albedo superficiale.

Nelle annualità precedenti sono stati sviluppati algoritmi per la determinazione degli effetti della nuvolosità e dell'aerosol sulla misura di radiazione diretta normale. Questo approccio è stato generalizzato, utilizzando sia determinazioni satellitari di copertura nuvolosa e di spessore ottico degli aerosol, sia analisi con modello ERA5 di ECMWF. I dati satellitari utilizzati nei casi di prova dell'algoritmo sono ricavati dal sensore MODIS, dai quali è possibile ricavare un valore giornaliero. I dati ECMWF permettono invece di ottenere stime della copertura nuvolosa su base oraria. Misure dirette, qualora fossero disponibili, possono essere usate nell'algoritmo.

L'equazione delle effemeridi solari (Spencer, 1971) descrive la posizione del Sole nel cielo e permettere di definire l'angolo zenitale (ed azimutale) del sole, una volta noti il tempo e le coordinate di un sito. Nel segmento 1 di questa attività è stata determinata la relazione tra SI ed AZS, sulla base della quale è possibile calcolare la riduzione di irradianza solare orizzontale corrispondente ad un determinato tipo di aerosol ed AOD, una volta noto AZS (quindi a partire da coordinate geografiche e tempo).

Utilizzando i dati dalla riduzione di irradianza ottenuti nelle annualità precedenti del Progetto, è possibile ricavare il valore di irradianza solare orizzontale corrispondente al valore di spessore ottico presente ed alla

distanza media Terra-Sole. Questo valore viene riportato alla distanza Terra-Sole del giorno specifico in esame attraverso le effemeridi solari [Spencer, 1971].

Successivamente, viene calcolato l'impatto dell'aerosol sulla radiazione che raggiunge un pannello orientato a sud ed inclinato di un angolo fisso. Per calcolare questo effetto l'irradianza orizzontale viene separata nelle componenti diretta (dipendente dal solo spessore ottico totale, e quindi da AOD, applicando la legge di Bouguer alla lunghezza d'onda centrale dello spettro) e, per differenza dalla globale, diffusa. Conoscendo l'inclinazione del pannello e gli angoli zenitale ed azimutale del sole viene calcolata la radiazione diretta incidente sulla superficie del pannello; in aggiunta, si assume che la componente diffusa sia isotropa, e si determina la radiazione totale incidente sul pannello.

Come ultimo passo, viene stimato l'impatto sulla produzione elettrica dei pannelli tenendo conto dell'efficienza e del tipo di pannello utilizzato. Figura 197 mostra lo schema del metodo utilizzato per il calcolo degli effetti dell'aerosol ad una generica località di coordinate geografiche note.

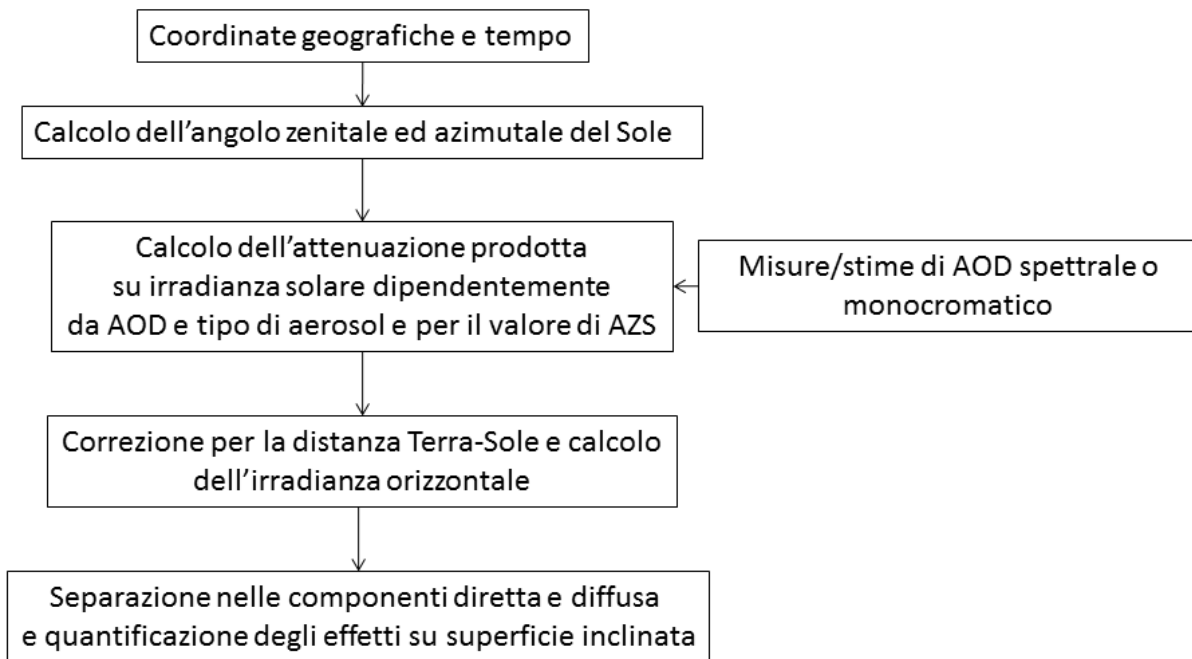


Figura 197: Schema adottato per il calcolo degli effetti dell'aerosol su un pannello inclinato in una località generica.

8 Conclusioni

Nel presente documento sono stati riportati i risultati dello studio condotto da ENEA nella linea di attività LA 4.3, prevista nel Work Package 4 del Progetto 1.5 nell'ambito dell'accordo di Programma ENEA – MiTE sul Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di sistema elettrico nazionale.

Nella prima parte del documento è riportata la descrizione delle nuove prove sperimentali condotte con il sistema ibrido installato nel laboratorio di Lampedusa nel quale è stato sostituito l'accumulo a piombo gel, presente nelle prove della precedente annualità, con una soluzione innovativa a supercondensatori. L'obiettivo delle prove è stato quello di valutare le prestazioni del sistema al variare della potenza dell'impianto fotovoltaico installato. È stata effettuata una campagna di monitoraggio del sistema operante in reale condizione in condizioni reali di funzionamento, modificando la potenza installata dell'impianto fotovoltaico da 1,74 kWp a 0,58 kWp.

Dai risultati del monitoraggio si osserva come la configurazione corrispondente alla minima potenza installata del fotovoltaico di 580 Wp riesce a garantire grazie alla presenza dei supercondensatori una autosufficienza della pompa di calore pari al 100% e un autoconsumo superiore al 90%. I risultati mostrano come il sistema di controllo ottimizza le temperature di funzionamento della pompa di calore garantendo un'autosufficienza del 100% del sistema e un coefficiente di discomfort nullo anche in un giorno tipo invernale con una configurazione del sistema corrispondente ad una taglia dell'impianto installato pari a 1,16 kWp.

Nel documento sono riportati i risultati della campagna di monitoraggio del microgeneratore a biogas sperimentale progettato e realizzato nella precedente annualità. Il sistema sperimentale è costituito dall'integrazione di un biodigestore domestico, un motore a combustione interna alimentato a biogas, una pompa di calore per acqua calda sanitaria con accumulo da 217 litri e un sistema di recupero calore dai gas di scarico del motore. Dall'elaborazione dei monitoraggi sono stati stimati i principali parametri di energetici valutando in particolare i) il rendimento termico ed elettrico del generatore alimentato a biogas nelle reali condizioni di funzionamento (condizioni off design), ii) il coefficiente di conversione complessivo da biogas a energia termica prodotta per ACS (kWh/m³), iii) l'energia termica recuperata dallo scambiatore fumi/acqua per integrare la produzione di acqua calda sanitaria della pompa di calore. Sono state integrate inoltre le misure di produzione giornaliera di biogas in funzione della temperatura del biodigestore, ottenendo valori da 15 litri/ora (per temperatura del biodigestore di circa 25°C) a 26 litri/ora per temperatura del biodigestore pari a circa 32 °C). Dall'analisi dei monitoraggi del sistema sperimentale la produzione giornaliera di acqua calda sanitaria da biogas potrebbe ridurre di circa il 40% il fabbisogno termico di una utenza domestica isolana dotata di scaldacqua elettrico (con riferimento al fabbisogno estivo di una utenza domestica monitorata nelle precedenti annualità); si stima che il risparmio energetico potrebbe migliorare fino a circa l'85% nel caso in cui venissero applicate soluzioni tecniche che consentirebbero di ottimizzare il rendimento termico del motore in condizioni di of design.

Nel C.R. ENEA di Bologna continuando lo studio avviato nel corso delle precedenti linea di attività, è stato assemblato un banco prova per testare soluzioni per massimizzare l'autoconsumo di energia prodotta da fonti rinnovabili (prevalentemente fotovoltaico) in un contesto isolano. In particolare, sono state testate due modalità:

- una basata sulla massimizzazione dell'autoconsumo dal punto di vista dell'intera rete isolana, con un sistema pensato quindi per permettere l'accensione da remoto delle utenze programmabili di un'utenza tipo isolana in particolare lo scalda-acqua elettrico;
- una basata sulla massimizzazione dell'autoconsumo dal punto di vista del singolo utente, quindi con un sistema pensato per cercare di attivare lo scalda-acqua elettrico in modo da attivarlo in maniera preferenziale quando vi è sufficiente potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico presso l'utenza.

I test hanno evidenziato come nel caso di sistema di controllo applicato all'intero contesto isolano si ottengano tassi di autoconsumo del 61% e 64%, associati a dei tassi di autosufficienza del 59% e 68% con un miglioramento sostanziale rispetto ai valori di riferimento, pari rispettivamente al 13% e 17%.

Nel caso di applicazione della soluzione studiata al singolo utente, le prove effettuate mostrano come il sistema di controllo sia in grado di raggiungere tassi di autoconsumo e autosufficienza molto elevati: rispetto

al caso di riferimento, l'autoconsumo passa dal 18% al 69-70%, e l'autosufficienza dal 21% al 77-83% a seconda del test.

Nella linea di attività descritta nel presente documento è stato inoltre proposto un piano strategico di rinnovamento del sistema energetico insulare, sia a livello centralizzato che decentralizzato (generazione distribuita di calore ed elettricità), che porti al raggiungimento di determinati obiettivi (e.g. quota generazione da energia rinnovabili o emissioni specifiche di CO₂) minimizzando i costi del sistema. Il contesto di ottimizzazione è stato definito in modo da includere i seguenti aspetti:

- valutazione di design alternativi per diversi valori di incidenza della generazione di energia da fonti rinnovabili;
- analisi dettagliata del comportamento del sistema in condizioni operative mediante l'approccio delle giornate tipo, basato sui consumi e sulle condizioni meteo misurati;
- inclusione della necessità di accumulo dell'energia, sia a livello giornaliero che stagionale.

In particolare è stato pertanto creato un modello matematico del sistema energetico dell'isola di Lampedusa (risorse energetiche, tecnologie di produzione, serbatoi di stoccaggio, perdite, consumi annuali) per studiare come modificare, attraverso la diffusione di tecnologie innovative distribuite, l'attuale gestione energetica. Per creare il modello energetico dell'isola di Lampedusa si è deciso di utilizzare un approccio lineare, prendendo come base il programma EnergyScope, sviluppato per il territorio svizzero.

Una radicale trasformazione del sistema energetico globale dell'isola, nell'ottica di una riduzione drastica della produzione di inquinanti e gas serra, risulta essere nel breve periodo economicamente onerosa in quanto implicherebbe l'installazione di impianti eolici e di una elevata capacità di accumulo (batterie, attualmente ancora molto costose), oltre alla sostituzione dei veicoli presenti con autovetture elettriche. Si potrebbe mantenere il costo totale annuo più ridotto ipotizzando sistemi alternativi di stoccaggio dell'energia, come ad esempio la produzione di idrogeno, non oggetto della presente analisi. È ipotizzabile che con l'avanzamento tecnologico si rendano disponibili tecnologie sempre più performanti ed economicamente vantaggiose per gli utenti, così da poter consentire lo stoccaggio di energia in maniera alternativa a quello offerto dal sistema tradizionale delle batterie.

Al diminuire di un possibile limite imposto sul GWP operativo annuale, si ottiene un aumento sostanziale del costo totale annuo, legato soprattutto all'installazione di numerose batterie, e del GWP di costruzione, soprattutto in un contesto come quello isolano dove tutto il materiale viene importato e assemblato in loco. Si è inoltre osservato che porre un limite sulle batterie installabili determina un GWP operativo non più nullo, a fronte di una diminuzione dei costi; il programma inoltre si indirizza verso uno stoccaggio maggiore di acqua potabile nei periodi di surplus energetici durante l'anno, facendo una sorta di stoccaggio stagionale sia con le batterie che coi serbatoi di acqua dolce. Questo accade perché il modello utilizzato considera tutto il sistema isola come una smart-grid energetica globale, realizzando un bilancio tra tutte le richieste e le risorse energetiche disponibili. Secondo il modello elaborato le macchine elettriche iniziano ad essere considerate come opzioni solo per valori abbastanza bassi di GWP; questo scenario è ovviamente influenzato dagli attuali elevati costi di mercato.

Il percorso di trasformazione del sistema energetico lampedusano può basarsi su un approccio graduale, a partire dall'installazione dei sistemi solari termici e fotovoltaici fino alla massima diffusione dei più moderni impianti per la climatizzazione dei locali e la produzione di acqua calda. Per ridurre ulteriormente le emissioni è possibile ipotizzare l'installazione di impianti eolici e una trasformazione dei sistemi di mobilità sull'isola, incentivando il car-sharing e l'uso di veicoli elettrici da parte dei residenti.

Nell'ultima sessione del documento sono state svolte le attività relative all'analisi dell'impatto delle condizioni atmosferiche sulla produzione degli impianti FV indirizzate a:

- acquisire una serie di dati presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa, finalizzati a studiare l'impatto della torbidità atmosferica dovuta al particolato e della deposizione di particolato (soiling) sui pannelli solari;
- acquisire dati in siti aggiuntivi identificati nelle precedenti annualità; vengono presi in esame i dati raccolti nel sito urbano di Roma, con misure effettuate presso il Dipartimento di Fisica dell'Università Sapienza;

- riportare l'analisi delle misure del sito delle Madonie ai fini del loro utilizzo per la verifica del sistema definire gli algoritmi per l'estensione del calcolo degli effetti di opacità atmosferica sul territorio nazionale.

Estendendo lo studio avviato nella precedente annualità, sono state analizzate le misure della deposizione di aerosol e dello spessore ottico del particolato atmosferico ottenute dalla strumentazione (i.e. sensore di soiling ratio, piranometro, pirgeometro) installata presso l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa e presso altri siti del territorio nazionale per valutare l'impatto che i suddetti parametri potrebbero avere sulla produzione da fotovoltaico sia nei contesti isolani sia nei contesti urbani e montani.

9 Riferimenti bibliografici

- [1] B. D. Pietra, «Analisi energetica dei contesti isolani non interconnessi e individuazione di nuove tecnologie per l'efficientamento energetico degli utenti finali (Anno 1)». pag. 136.
- [2] G. Limpens, S. Moret, H. Jeanmart, e F. Maréchal, «EnergyScope TD: A novel open-source model for regional energy systems», *Appl. Energy*, vol. 255, pag. 113729, dic. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113729.
- [3] R. Ghaffarpour, «Optimal Sizing, Scheduling and Building Structure Strategies for a Risk-averse Isolated Hybrid Energy System in Kish Island», *Energy Build*, vol. 219, pag. 110008, 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.110008.
- [4] M. A. Mohamed, T. Jin, e W. Su, «Multi-agent energy management of smart islands using primal-dual method of multipliers», *Energy*, vol. 208, pag. 118306, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118306.
- [5] X. Gong, F. Dong, M. A. Mohamed, E. M. Awwad, H. M. Abdullah, e Z. M. Ali, «Towards distributed based energy transaction in a clean smart island», *J Clean Prod*, vol. 273, pag. 122768, nov. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122768.
- [6] G. Zhang, W. Wang, J. Du, e H. Liu, «A Multiobjective Optimal Operation of a Stand-Alone Microgrid Using SAPSO Algorithm», *J Electr Comput Eng*, pag. 16.
- [7] C.-T. Tsai, T. M. Beza, E. M. Molla, e C.-C. Kuo, «Analysis and Sizing of Mini-Grid Hybrid Renewable Energy System for Islands», *IEEE Access*, vol. 8, pagg. 70013-70029, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2983172.
- [8] D. Curto, V. Franzitta, S. Longo, F. Montana, E. R. Sanseverino, e E. Telaretti, «Flexibility Services in a Mediterranean Small Island to Minimize Costs and Emissions Related to Electricity Production from Fossil Fuels», in *2020 IEEE 20th Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON)*, Palermo, Italy, 2020, pagg. 453-458, doi: 10.1109/MELECON48756.2020.9140616.
- [9] C. Charalambous, A. Polycarpou, C. N. Papadimitriou, e V. Efthymiou, «A Technoeconomical evaluation of a hybrid AC/DC microgrid – The University of Cyprus nanogrid», pag. 7.
- [10] R. Fourer, D. M. Gay, e B. W. Kernighan, «A Modeling Language for Mathematical Programming, Seconda». 2003.
- [11] S. Fazlollahi, S. L. Bungener, P. Mandel, G. Becker, e F. Maréchal, «Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: I. Selection of typical operating periods», *Comput. Chem. Eng.*, vol. 65, pagg. 54–66, giu. 2014, doi: 10.1016/j.compchemeng.2014.03.005.
- [12] Greenpeace, «Greenpeace 100% rinnovabili: un nuovo futuro per le piccole isole», *lug*, 2015.
- [13] «Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC) Comune di Lampedusa e Linosa», *giu*, 2018.
- [14] M. Castro, M. Alcanzare, E. Esparcia, e J. Ocon, «A Comparative Techno-Economic Analysis of Different Desalination Technologies in Off-Grid Islands», *Energies*, vol. 13, n. 9, pag. 2261, 2020, doi: 10.3390/en13092261.
- [15] H. Mehrjerdi, «Modeling and optimization of an island water-energy nexus powered by a hybrid solar-wind renewable system», *Energy*, vol. 197, pag. 117217, apr. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117217.
- [16] F. L. Franco, M. Ricco, R. Mandrioli, e G. Grandi, «Electric Vehicle Aggregate Power Flow Prediction and Smart Charging System for Distributed Renewable Energy Self-Consumption Optimization», *Energies*, vol. 13, n. 19, pag. 5003, 2020, doi: 10.3390/en13195003.
- [17] C. Wu, Q. Sui, X. Lin, Z. Wang, e Z. Li, «Scheduling of energy management based on battery logistics in pelagic islanded microgrid clusters», *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 127, pag. 106573, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106573.
- [18] V. C. Gironès, S. Moret, F. Maréchal, e D. Favrat, «Strategic energy planning for large-scale energy systems: A modelling framework to aid decision-making», *Energy*, vol. 90, pagg. 173-186, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.06.008.
- [19] V. C. Gironès, S. Moret, F. Maréchal, e D. Favrat, «Strategic energy planning for large-scale energy systems: A modelling framework to aid decision-making», *Energy*, vol. 90, n. PA1, pagg. 173–186, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.06.008.

- [20] T. R. Hawkins, B. Singh, G. Majeau-Bettez, e A. H. Strømman, «Comparative Environmental Life Cycle Assessment of Conventional and Electric Vehicles», *J Ind Ecol*, vol. 17, n. 1, pagg. 53-64, 2013, doi: 10.1111/j.1530-9290.2012.00532.x.
- [21] S. Sanaye e A. Sarrafi, «Cleaner production of combined cooling, heating, power and water for isolated buildings with an innovative hybrid (solar, wind and LPG fuel) system», *J Clean Prod*, vol. 279, pag. 123222, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123222.
- [22] V. Lo Brano, M. Beccali, M.G. Ippolito G. Ciulla, P. Finocchiaro, D. La Cascia, G. Leone, G. Zizzo, Analisi delle tecnologie per la climatizzazione e sistemi ICT applicati agli utenti finali delle isole minori non connesse alla RTN al fine di efficientare il sistema elettrico isolano - Report RdS/PAR2015/145
- [24] Ciardini, V., G.M. Contessa, R. Falsaperla, J. L. Gómez-Amo, D. Meloni, F. Monteleone, G. Pace, S. Piacentino, D. Sferlazzo, and A. di Sarra, Global and Mediterranean climate change: a short summary, *Annali Ist. Super. Sanità*, 52, 325-337, 2016.
- [25] Meloni D., A. di Sarra, F. Monteleone, G. Pace, S. Piacentino, D.M. Sferlazzo, Seasonal transport patterns of intense Saharan dust events at the Mediterranean island of Lampedusa, *Atmospheric Research*, 88, 134-148, 10.1016/j.atmosres.2007.10.007, 2008.
- [26] Spencer, J. W., Fourier series representation of the position of the Sun, *Search*, 2, 172, 1971.