



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi energetica dei contesti isolani non interconnessi e individuazione di nuove tecnologie per l'efficiamento energetico degli utenti finali (Anno 2)

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 2)

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, G. Puglisi

Aprile 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 - II 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: *LA4.2 - Analisi energetica dei contesti isolani non interconnessi e individuazione di nuove tecnologie per l'efficientamento degli utenti finali (Anno 2)*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi

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

Gli autori desiderano ringraziare il collega Ing. Francesco Cappello per il supporto fornito alle giornate formative sugli strumenti e le soluzioni per la transizione energetica delle isole minori, realizzate in collaborazione con l'Istituto Superiore Isa Conti Eller Vainicher di Lipari. Un ringraziamento va altresì al perito chimico Mario Ragusa della Startup "I nuovi Mille" per il supporto tecnico nella attività sperimentale con il biodigestore di piccola taglia e Samuele Ballistreri che ha partecipato al progetto durante la tesi di laurea magistrale. Si ringrazia inoltre l'Ing. Pietro Finocchiaro per il supporto nell'analisi tecnica del nuovo sistema FREESCOO applicato all'Albergo dell'isola Salina.

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	7
2 SISTEMI INNOVATIVI PER LA GENERAZIONE DISTRIBUITA: SOLUZIONI PER L'INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI A FONTE RINNOVABILE CON SISTEMI PER LA PRODUZIONE DI ACQUA CALDA SANITARIA	8
2.1 INTRODUZIONE	8
2.2 IMPIANTO IBRIDO SPERIMENTALE PER ACS INSTALLATO PRESSO L'OSSERVATORIO CLIMATICO ENEA DI LAMPEDUSA	9
2.2.1 <i>Prove sperimentali con impianto ibrido per ACS installato presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa – risultati e individuazione delle criticità</i>	13
2.2.2 <i>Nuovo schema dell'impianto ibrido sperimentale per produzione di ACS installato presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa.....</i>	15
2.2.3 <i>Modifica del layout del sistema di conversione di potenza CC/CA per migliorare il rendimento elettrico complessivo del sistema ibrido.....</i>	16
2.2.4 <i>Implementazione nuove logiche su PLC per ottimizzare la gestione sistema FV-PdC ACS.....</i>	23
2.2.5 <i>Integrazione delle funzioni implementate nel web server per gestire le nuove funzionalità dell'impianto sperimentale di Lampedusa</i>	27
2.2.6 <i>Prime prove con nuovo layout dell'impianto sperimentale di Lampedusa</i>	29
2.3 INTEGRAZIONE DEI SISTEMI TRADIZIONALI PER LA GENERAZIONE DI ACQUA CALDA SANITARIA CON IMPIANTI FV LOCALI NEI CONTESTI ISOLANI.....	32
2.3.1 <i>Adattamento dello scalda-acqua elettrico per controllo ad inseguimento FV.....</i>	33
2.4 PROGETTAZIONE LABORATORIO SPERIMENTALE PER SISTEMA IBRIDO FOTOVOLTAICO-POMPA DI CALORE – ACCUMULO PRESSO IL CENTRO RICERCHE ENEA DI CASACCIA.....	36
2.4.1 <i>Inquadramento generale sito di installazione.....</i>	38
2.4.2 <i>Progettazione sezione termica.....</i>	38
2.4.3 <i>Circuito pompa di calore</i>	41
2.4.4 <i>Progettazione sezione elettrica.....</i>	42
2.4.5 <i>Dimensionamento impianto fotovoltaico</i>	43
2.5 IMPLEMENTAZIONE DEI MODELLI IN MATLAB/SIMULINK PER L'ANALISI TECNICO ECONOMICA DEL SISTEMA IBRIDO FV – POMPA DI CALORE INSTALLATO PRESSO L'ENEA DI LAMPEDUSA.....	47
2.5.1 <i>Indicatori energetici economici.....</i>	50
2.5.2 <i>Modellazione bolletta elettrica</i>	52
2.5.3 <i>Profili di carico per ACS utilizzati per l'analisi tecnico economica.....</i>	53
2.5.4 <i>Analisi parametrica tecnico economica del sistema ibrido fotovoltaico-pompa di calore ACS: descrizione del caso studio.....</i>	60
2.5.5 <i>Risultati simulazione configurazione impiantistica tipo A “stand alone” isola di Favignana</i>	61
2.5.6 <i>Configurazione ad isola, risultati senza accumulo elettrico.....</i>	64
2.5.7 <i>Risultati simulazione configurazione impiantistica tipo “B” grid connected isola di Favignana.....</i>	65
2.5.8 <i>Configurazione grid connected “B”, risultati senza accumulo elettrico</i>	68
2.5.9 <i>Risultati simulazione configurazione impiantistica tipo C “grid connected” isola di Favignana.....</i>	69
2.5.10 <i>Risultati senza accumulo elettrico – configurazione “C”</i>	72
2.6 SISTEMA IBRIDO FOTOVOLTAICO - POMPA DI CALORE E SISTEMA SOLARE TERMICO	72
3 SISTEMI DI SOLAR COOLING PER GLI EDIFICI ISOLANI	77
3.1 INTRODUZIONE	77
3.2 ANALISI DI FATTIBILITÀ IMPIANTO FREE SOLAR COOLING PER UTENZA ALBERGHIERA DELL'ISOLA DI SALINA	77
3.2.1 <i>Caratteristiche geometriche della struttura alberghiera</i>	78
3.2.2 <i>Stima dei fabbisogni energetici attuali della struttura alberghiera.....</i>	79
3.2.3 <i>Proposta progettuale per l'efficientamento energetico degli impianti di climatizzazione e produzione di ACS</i>	80
3.3 IMPIANTO SPERIMENTALE FREE SOLAR COOLING (FREESCOO) INSTALLATO PRESSO LA SEDE ENEA DEL FARO DI CAPO GRECALE DI LAMPEDUSA	84
4 BIODIGESTORE DI PICCOLA TAGLIA PER LA PRODUZIONE DI ACS PRESSO GLI UTENTI ISOLANI	91

4.1	PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DI UN PROTOTIPO DI MICROCOGENERATORE A BIOGAS PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E ACS.....	91
4.1.1	<i>Sistema 1: produzione ACS con solo caldaia alimentata a biogas</i>	92
4.1.2	<i>Sistema 2: produzione ACS con sistema integrato biodigestore – motore a biogas-pompa di calore per ACS</i>	92
4.1.3	<i>Progettazione setup sperimentale per test su microcogeneratore a biogas</i>	93
4.1.4	<i>Realizzazione del prototipo del microcogeneratore a biogas integrato con la pompa di calore per ACS</i>	100
4.1.5	<i>Prime prove sperimentali con sistema biodigestore-caldaia: Sistema 1</i>	108
4.1.6	<i>Prime prove con sistema integrato biodigestore –micro cogeneratore: Sistema 2</i>	109
4.2	MONITORAGGIO DELLA PRODUZIONE DI BIOGAS: IL PROTOTIPO DEL CENTRO ENEA DI BOLOGNA.....	109
4.2.1	<i>Il laboratorio DUEE-SPS-SEI del centro ENEA di Bologna</i>	109
4.2.2	<i>L'impianto di micro-biodigestione del centro ENEA di Bologna</i>	111
4.2.3	<i>Il sistema di monitoraggio installato presso il centro ENEA di Bologna</i>	112
4.2.4	<i>Risultati del monitoraggio durante l'annualità 2020</i>	112
4.2.5	<i>Considerazioni relative alle operazioni di gestione del biodigestore</i>	115
4.3	MODELLAZIONE DEL MICROCOGENERATORE A BIOGAS IN AMBIENTE MATLAB-SIMULINK.....	117
4.3.1	<i>Modello Simulatore climatico - Neural Weather Generator</i>	118
4.3.2	<i>Modello Simulink accumulo termico</i>	118
4.3.3	<i>Modelli Simulink biodigestore</i>	119
4.3.4	<i>Modello Simulink caldaia</i>	123
4.3.5	<i>Modello Simulink pompa di calore</i>	124
4.3.6	<i>Modello cogeneratore</i>	124
4.3.7	<i>Applicazione del modello di microcogeneratore a biogas ad un caso studio: analisi tecnico economica</i>	126
4.3.8	<i>Risultati simulazione Sistema 1: biodigestore + caldaia a biogas</i>	127
4.3.9	<i>Risultati simulazione Sistema 2: biodigestore + cogeneratore a biogas + pompa di calore per ACS</i>	130
5	CARATTERIZZAZIONE DEGLI SCARTI ORGANICI.....	135
5.1	CARATTERIZZAZIONE DELLA FRAZIONE ORGANICA DERIVANTE DA RACCOLTA DIFFERENZIATA.....	136
5.2	OTTIMIZZAZIONE DEL PROCESSO DI DIGESTIONE.....	139
5.2.1	<i>Trattamenti della matrice organica</i>	140
5.2.2	<i>Considerazioni sul conferimento</i>	140
5.2.3	<i>Considerazioni sulle condizioni operative</i>	141
5.2.4	<i>Digestione anaerobica: prospettive e applicazioni in differenti contesti territoriali</i>	142
5.2.5	<i>Digestato</i>	144
6	ANALISI DEI CONSUMI ENERGETICI DELLE ISOLE MINORI.....	145
6.1	DESCRIZIONE DEL NUOVO QUESTIONARIO ON LINE.....	145
6.2	ANALISI DATI RACCOLTI.....	147
7	ANALISI DELL'IMPATTO DELLE CONDIZIONI ATMOSFERICHE SULLA PRODUZIONE DI IMPIANTI SOLARI.....	153
7.1	INTRODUZIONE.....	153
7.2	SITI E STRUMENTAZIONE.....	153
7.2.1	<i>Ambiente marino: Lampedusa</i>	153
7.2.2	<i>Ambiente montano: Madonie</i>	155
7.2.3	<i>Ambiente urbano: Roma</i>	156
7.3	OSSERVAZIONI E RISULTATI.....	157
7.3.1	<i>Ambiente marino: Lampedusa</i>	157
7.3.2	<i>Ambiente urbano: Roma</i>	165
8	CONCLUSIONI.....	166
	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	169

Sommario

Nel presente documento sono riportati i risultati dello studio condotto da ENEA nella linea di attività LA4.2, prevista nel Work Package 4 del Progetto 1.5 del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 nell'ambito dell'accordo di Programma ENEA – MiSE sulla Ricerca del Sistema Elettrico.

Lo studio condotto nella presente linea di attività ha come obiettivo la progettazione e realizzazione dei banchi prova per indagare e verificare sul campo le soluzioni tecnologiche analizzate nella precedente annualità, che consentano di migliorare la diffusione delle fonti rinnovabili e una maggiore indipendenza energetica delle isole minori. Inoltre nello studio sono state estese le prove sperimentali e le simulazioni dei sistemi energetici innovativi per gli utenti finali isolani già avviati nella linea di attività LA4.1.

In particolare le attività riportate nel presente report sono divise nelle seguenti cinque principali sessioni:

- Studio di soluzioni innovative per la generazione distribuita nelle isole minori e l'efficientamento energetico degli utenti isolani, basate sull'integrazione delle fonti rinnovabili locali con sistemi di accumulo termico e costituite da nuove pompe di calore per ACS o scaldacqua elettrici già presenti nelle abitazioni (Capitolo 2).
- Studio di sistemi di free solar cooling innovativi per la climatizzazione e la produzione di ACS negli hotel isolani (Capitolo 3).
- Progettazione e realizzazione di un banco prova per analizzare le reali prestazioni di un microgeneratore a biogas alimentato da scarti organici, basato sull'integrazione di un biodigestore di taglia domestica con un motore a combustione interna e una pompa di calore per acqua calda sanitaria (Capitolo 4).
- Caratterizzazione degli scarti organici disponibili sulle isole minori oggetto di studio (Capitolo 5) e caratterizzazione energetica delle utenze isolate tramite la distribuzione di questionari on line (Capitolo 6)
- Analisi dell'impatto del particolato atmosferico sulla produzione degli impianti solari fotovoltaici isolani (Capitolo 7).

Nella prima parte della linea di attività sono state estese le prove sperimentali con l'impianto ibrido già installato presso l'osservatorio climatico ENEA di Lampedusa e composto da pompa di calore da 200 litri per ACS integrato con FV e accumulo elettrico e termico (Sezione 2.2). A seguito dei risultati delle prove sperimentali è stato riprogettato il sistema ibrido realizzando un nuovo schema impiantistico con un mini-inverter funzionante sia in isola sia in modalità grid connected, come previsto dalle logiche di funzionamento simulate con il modello Matlab/Simulink nella precedente annualità. La nuova configurazione del sistema ibrido installata a Lampedusa consente, oltre a valutare l'autosufficienza della pompa di calore per diverse numeri di moduli FV installati, anche la possibilità di provare diversi sistemi d'accumulo (piombo gel e supercondensatori). Attraverso la modellizzazione dinamica in Matlab/Simulink è stata effettuata l'analisi tecnico economica delle diverse configurazioni del sistema installato presso il laboratorio di Lampedusa, confrontando le prestazioni con i sistemi classici per la produzione di ACS (Sezione 2.5).

Nel corso della linea LA4.2 è stato progettato presso il Centro Ricerche ENEA Casaccia un sistema per la produzione di ACS da FV in contesto di comunità energetica isolana (Sezione 2.4). Il sistema infatti, diversamente dall'impianto sperimentale in prova a Lampedusa, prevede una pompa di calore con accumulo di acqua tecnica da 500 litri per la produzione istantanea di ACS, un sistema FV costituito da moduli termo-elettrici e un inverter ibrido con accumulo a litio. La progettazione del suddetto impianto è stata eseguita secondo le caratteristiche definite dallo studio preliminare del Cobeneficiario (Università di Palermo, Dipartimento di Ingegneria) nella linea LA4.4.

Per valutare la possibile integrazione degli impianti FV con gli scaldacqua elettrici presenti nella maggior parte degli utenti isolani (come risulta anche dall'indagine energetica condotta nelle precedenti annualità e in quella in oggetto), sono stati elaborati gli schemi hardware ed è stato effettuato il primo assemblaggio di un banco prova per integrare i componenti (scaldacqua elettrici), gli emulatori di generazione e richiesta energetica (scheda Arduino) e il sistema di controllo (schede di acquisizione con relè e sensori di temperatura) per gestire gli scaldacqua, al fine di ottimizzare l'autosufficienza del fotovoltaico locale o per

svolgere la funzione di accumulo distribuito per massimizzare l'autoconsumo delle fonti rinnovabili presenti nelle isole non interconnesse (Sezione 2.3).

Sulla base delle misure effettuate nella presente linea di attività e durante la precedente annualità con il sistema free solar cooling (freescoo) installato presso il faro di Capo Grecale di Lampedusa, sono state studiate e individuati i possibili interventi sul layout della macchina al fine di ottimizzare ulteriormente le prestazioni della stessa nelle condizioni ambientali esterne gravose dell'isola (umidità e temperatura elevate). Per valutare i benefici energetici ed economici apportati dalle soluzioni sperimentali installate presso l'ENEA di Lampedusa è stato eseguito uno studio di fattibilità sulla possibile integrazione dei sistemi FV con pompa di calore per ACS e di un sistema di free solar cooling per una utenza alberghiera isolana reale (Sezione 3.2).

Continuando l'attività avviata nella precedente annualità sullo studio dei possibili impieghi dei biodigestori di piccola taglia nelle isole minori come soluzione per la produzione di acqua calda sanitaria, è stato progettato e realizzato un prototipo di microgeneratore a biogas, basato sull'impiego di un motore a combustione interna con recupero di calore dai fumi di scarico e una pompa di calore per ACS con accumulo da 210 litri (Sezione 4.1). Il sistema è stato integrato con un impianto termico ed elettrico al fine di riprodurre il funzionamento in condizioni reali di utilizzo. Parallelamente alle attività sperimentali è stata condotta una modellazione in Matlab/Simulink del microgeneratore a biogas con PdC per caratterizzarne il funzionamento, al variare delle condizioni a contorno non riproducibili nei siti prova (Sezione 4.3). Un secondo impianto per la produzione di biogas, localizzato presso il centro ENEA di Bologna, è stato utilizzato per un monitoraggio approfondito della produzione di biogas, basandosi su di una alimentazione continua di rifiuto organico e analizzando l'influenza di parametri esterni quali la temperatura ambiente (Sezione 4.2). L'attività ha inoltre previsto una caratterizzazione della frazione organica derivante da raccolta differenziata, basata su dati di letteratura, per valutare potenziali impatti su quantità e qualità della produzione localizzata di biogas (Sezione 5.1). L'analisi di letteratura ha inoltre riguardato l'identificazione di parametri operativi e gestionali che possono avere un'influenza su qualità e quantità del digestato, e sulle buone pratiche disponibili per massimizzare questi indicatori (Sezione 5.2).

Per completare l'analisi e la caratterizzazione energetica degli utenti isolani avviata nelle precedenti annualità, è stato implementato un questionario on line e distribuito presso utenti isolani (Isole Eolie) tramite il coinvolgimento delle scuole secondarie di II grado (istituti tecnici) con specifici seminari sugli obiettivi del progetto (Sezioni 6.1 e 6.2).

Nel corso della linea di attività inoltre, tramite apposita strumentazione (i.e. sensore di soiling ratio, piranometro, pirgeometro) installata presso l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa, sono state condotte le misure per valutare l'impatto sulla produzione da FV e quindi sui sistemi sperimentali studiati, causato dalla deposizione di aerosol e dello spessore ottico del particolato atmosferico (Capitolo 7).

1 Introduzione

La presenza e l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili (FER) nelle isole minori non interconnesse oggi è estremamente bassa se confrontato con i dati nazionali, nonostante i meccanismi di incentivazione allo sviluppo delle FER degli ultimi anni che hanno portato una rapida crescita della capacità installata e della produzione di energia elettrica sul territorio nazionale. La copertura media del fabbisogno elettrico da FER nelle 20 isole minori non interconnesse, come riportato nel Rapporto Legambiente CNR del 2019 [1], è inferiore al 2 %, i valori più alti si raggiungono a Ventotene con il 5,11 % e a Ustica con il 4,46 %; inoltre in 13 isole su la copertura da FER non supera l'1%.

Un cambio di tendenza sulla diffusione delle FER nelle piccole isole è stato segnato dal Decreto Isole (DM 14/02/2017), quest'ultimo infatti per facilitare la riduzione della dipendenza energetica delle piccole isole definisce obiettivi e modalità di incentivazione per le energie rinnovabili elettriche e termiche nelle isole minori italiane non interconnesse alla rete elettrica nazionale.

All'incentivo previsto dal Decreto possono accedere impianti di produzione di energia elettrica collegati alla rete e isolana da fonte rinnovabile locale con potenza non inferiore a 0,5 kW e impianti di produzione di energia termica, installati presso utenze domestiche e non domestiche e costituiti da:

- sistemi con pannelli solari termici per la copertura dei consumi di acqua calda o per il solar cooling;
- installazione, esclusivamente in sostituzione di scaldacqua elettrici, di pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria.

L'obiettivo principale della presente linea di attività è la progettazione e realizzazione di banche prova, in parte già avviati nelle precedenti annualità, per valutare le prestazioni sul campo e in laboratorio di soluzioni integrate innovative per la riduzione dei consumi energetici degli utenti isolani e per una maggiore integrazione di sistemi alimentati da energia rinnovabile; le soluzioni studiate prevedono nuovi layout che integrano fonti rinnovabili elettriche e termiche, sistemi d'accumulo e tecnologie per la produzione di ACS ed energia frigorifera incentivabili dal DM 14/02/2017.

2 Sistemi innovativi per la generazione distribuita: soluzioni per l'integrazione degli impianti a fonte rinnovabile con sistemi per la produzione di acqua calda sanitaria

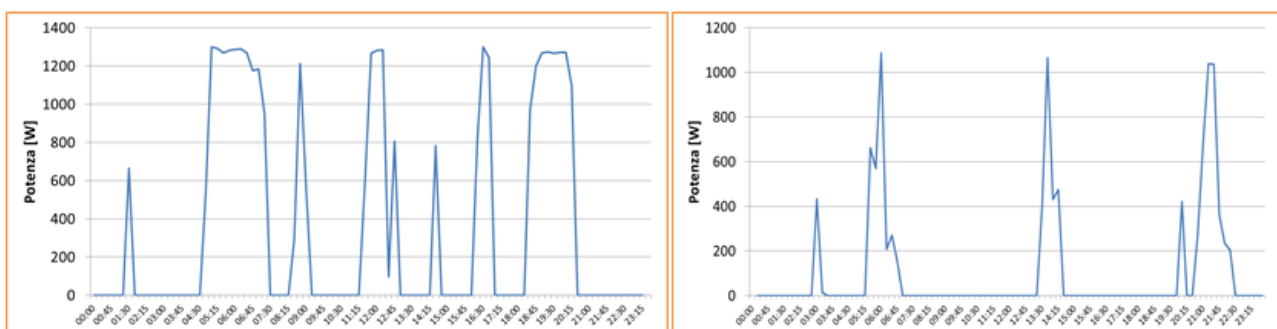
2.1 Introduzione

Come evidenziato nei risultati delle precedenti annualità di Ricerca di Sistema Elettrico la produzione di acqua calda sanitaria nelle abitazioni isolani rappresenta una delle principali voci di consumo e di spesa energetica. Dai questionari sui consumi energetici degli utenti isolani distribuiti da ENEA e dall'Università di Palermo nelle precedenti annualità e nella linea di attività in corso emerge che uno dei carichi elettrici più significativi per gli utenti è lo scaldabagno elettrico. Quasi la totalità degli utenti domestici indica il possesso di almeno uno scaldabagno elettrico da 80 litri con assorbimenti tra 1500W e 1800W [2].

I carichi elettrici che maggiormente influenzano il consumo degli utenti alberghieri sono la cucina e il sistema di produzione dell'ACS. I consumi di energia elettrica minori si hanno negli alberghi con caldaia e cucina alimentate a GPL, quelli maggiori si hanno per gli utenti in cui la produzione di ACS è affidata alle pompe di calore e la cucina è ad alimentazione elettrica;

In particolare come riportato in [3], nell'isola di Lampedusa, relativamente all'utilizzo dell'energia elettrica presso le utenze finali è stato rilevato un uso predominante, pari al 35%, per la produzione di ACS tramite boiler elettrici, il 15% dell'energia elettrica è utilizzata per la climatizzazione estiva/invernale mentre il 50% è utilizzata per altri scopi (illuminazione pubblica e privata, dissalatore, aeroporto, elettrodomestici, terziario, ristorazione, ecc.).

Per le utenze isolate risulta inoltre particolarmente importante la correlazione dei consumi con la stagionalità. Dai monitoraggi condotti nelle precedenti annualità presso utenze residenziali dell'isola di Lampedusa emerge come durante la stagionalità estiva il consumo di ACS e quindi i relativi consumi elettrici si riducono a causa della ridotta presenza presso l'abitazione dovuta in particolare per la conduzione di attività turistiche. Si riporta in Figura 2-1 il monitoraggio dello scaldacqua elettrico da 100 litri installato presso una abitazione residenziale abitata da una famiglia di tre persone; dal monitoraggio si evince come il profilo di carico elettrico giornaliero di un giorno tipo di estivo sia ridotto rispetto al profilo di un giorno invernale; in particolare il consumo elettrico medio per ACS passa da circa 9 kWh/giorno in inverno a circa 2,5 kWh/giorno nei mesi estivi.



Profilo di carico per ACS giorno di **Febbraio**

Profilo di carico per ACS giorno di **Agosto**

Figura 2-1: monitoraggio assorbimento elettrico (potenza media ogni 15 min) scaldacqua da 100 litri per una utenza residenziale di Lampedusa composta da 3 persone

Da quanto sopra indicato risulta evidente come:

- La sostituzione delle attuali tecnologie per la climatizzazione con le nuove soluzioni basate sull'impiego di fonti rinnovabili e accumuli termici studiati in questa linea di ricerca e in parte già previste e incentivate dal DM 14/02/2017 possano contribuire alla riduzione della bolletta energetica degli utenti isolani e allo stesso tempo ad una riduzione delle fonti fossili dell'isola.

- La scelta e il dimensionamento delle soluzioni per la copertura del fabbisogno energetico per ACS per le famiglie isolate deve tenere in conto dell'effettivo profilo di carico dipendente dalla stagionalità come mostrato in Figura 2-1.

Nei paragrafi che seguono vengono riportati i risultati delle attività sperimentali condotte durante la seconda annualità del PTR 2019-2021 avente per oggetto il proseguimento degli studi avviati nella precedente linea di attività sullo studio di soluzioni ibride innovative per l'ACS e la climatizzazione basate sull'integrazione di tecnologie ad alta efficienza e fonti rinnovabili elettriche (già incentivate dal DM 14/02/2017) con accumulo elettrico e termico.

2.2 Impianto ibrido sperimentale per ACS installato presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa

Sono state estese le prove con l'impianto installato presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa il cui schema impiantistico riportato in Figura 2-2 è descritto nel dettaglio nel Report della linea di attività LA4.1; si riportano di seguito i principali componenti che costituiscono l'impianto sperimentale:

- i) un campo fotovoltaico avente potenza $1800 W_p$, costituito da 6 moduli del tipo monocristallino da $290 W_p$ connessi in due stringhe da $900 W_p$ ciascuna;
- ii) un convertitore da 1 kVA funzionante in modalità isolato dalla rete e dotato di commutatore statico; quest'ultimo consente il passaggio dell'alimentazione del carico da inverter a rete nel caso di potenza assorbita maggiore alla potenza nominale del convertitore e nel caso di stato di carica della batteria (SOC) inferiore al valore minimo impostato;
- iii) un sistema di accumulo elettrochimico al piombo gel costituito da 4 batterie in serie da 12 V – 100 Ah avente una capacità complessiva pari a 4,8 kWh;
- iv) una Pompa di Calore per la produzione di ACS con potenza elettrica nominale pari a 490 W, COP nominale pari a 3,08 e accumulo integrato da 200 litri;
- v) un circuito idraulico "chiuso" per emulare il profilo di carico termico per ACS lato utente; il circuito chiuso preleva acqua fredda a temperatura di circa $15^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}$ da un accumulo inerziale da 5000 litri e viene riversato nello stesso l'acqua calda prodotto dalla stessa pompa di calore. L'elevata capacità termica dell'accumulo consente di mantenere praticamente costante la temperatura dell'acqua riproducendo l'approvvigionamento dell'acquedotto;
- vi) valvola motorizzata controllata dal controllore logico programmabile (PLC) per riprodurre i profili di prelievo di ACS per emulare la richiesta di acqua calda sanitaria da parte dell'utenza.

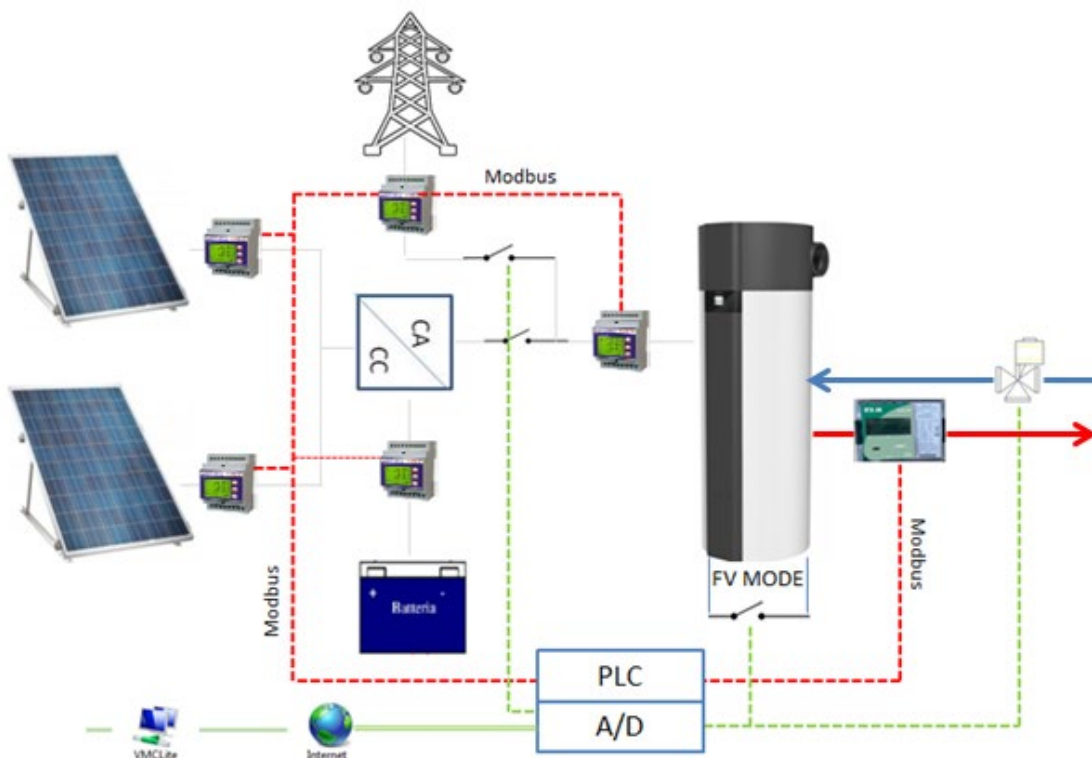


Figura 2-2: Schema sistema ibrido pompa di calore per ACS- fotovoltaico installato a Lampedusa, componenti principali e sistema di controllo

In Figura 2-3 si riporta la foto della sezione termica con dettaglio della pompa di calore, della valvola comandata da PLC per emulare il profilo di carico di prelievo ACS dell’utente e del misuratore di portata e salto termico installato sulla condotta di ingresso dell’acqua fredda (le sonde di temperatura PT 500 sono installate sulla condotta di ritorno a valle del misuratore e sulla condotta di mandata a monte della valvola motorizzata).



Figura 2-3: Foto pompa di calore per ACS installata presso il laboratorio di Lampedusa – dettaglio valvola comandata da PLC su circuito di mandata - misuratore di portata ultrasuoni nel circuito di ritorno e sensore di temperatura PT 500 posizionato a monte della valvola

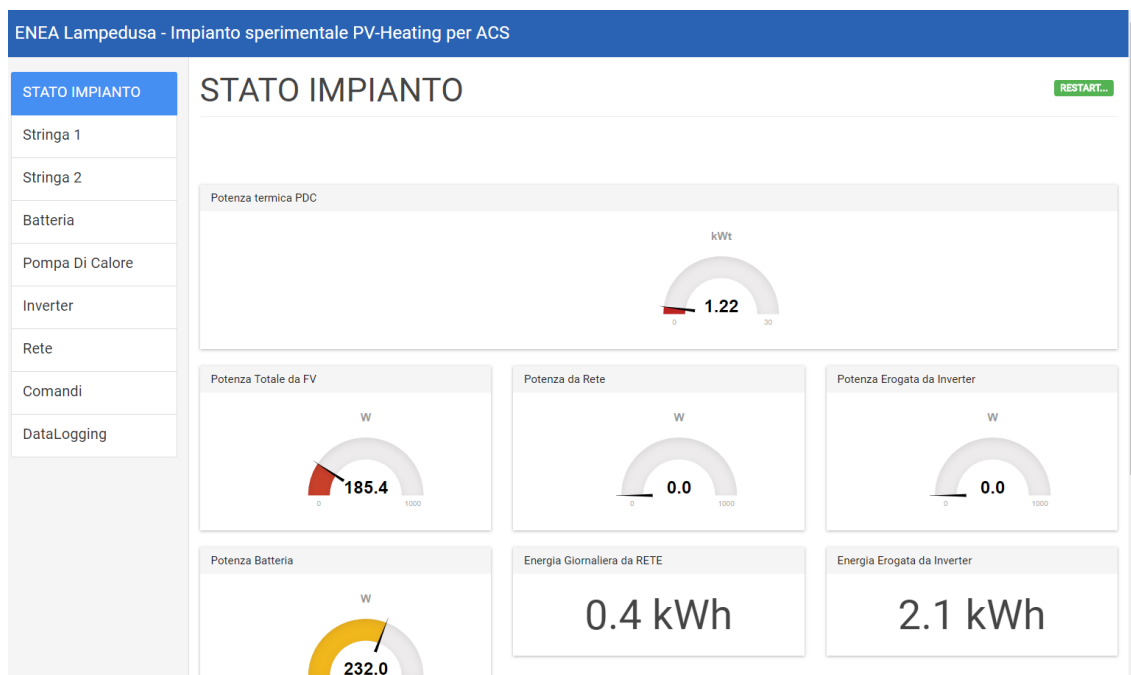
Il contatto “FV mode” indicato nello schema di Figura 2-2, viene gestito dal PLC per attivare e disattivare la “funzione fotovoltaico” della pompa di calore; chiudendo il contatto “FV mode”, la pompa di calore si attiva impostando il set point di temperatura pari al valore massimo di funzionamento (fino a 65°C). Il contatto FV della pompa di calore viene chiuso dal PLC se risultano contemporaneamente soddisfatte le seguenti condizioni:

- se la tensione di stringa risulta maggiore o uguale della tensione di setpoint (editabile);
- se la temperatura dell’accumulo rilevata dal misuratore termico risulta minore della temperatura massima di setpoint (editabile);

La valvola per emulare il profilo di carico dell’utente viene aperta o chiusa dal PLC tramite un canale del modulo digitale d’uscita, quest’ultimo comanda un relè a 230 V che alimenta la bobina della valvola.

L’impostazione dei parametri di funzionamento dell’impianto e l’acquisizione delle grandezze termiche ed elettriche viene effettuato tramite un apposito webserver implementato sul PLC e raggiungibile da qualsiasi postazione remota.

Si riportano di seguito alcune delle principali pagine del webserver per gestire e monitorare da remoto l’impianto ibrido per ACS installato presso l’ENEA di Lampedusa.



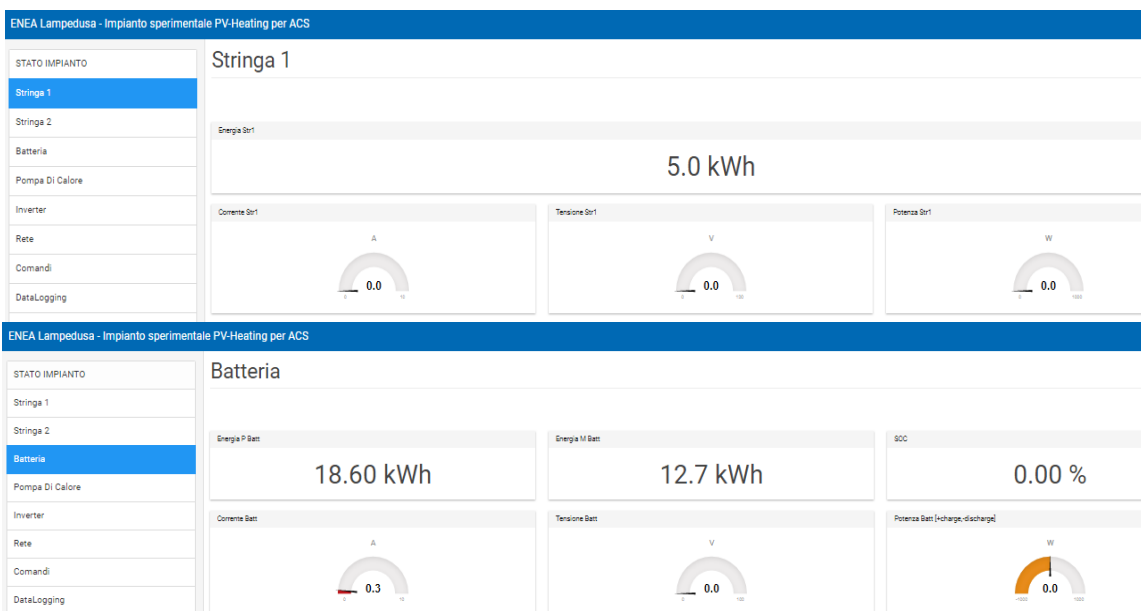


Figura 2-4: Webserver per controllo remoto impianto sperimentale FV-PdC Lampedusa: alcune delle pagine di monitoraggio (1)

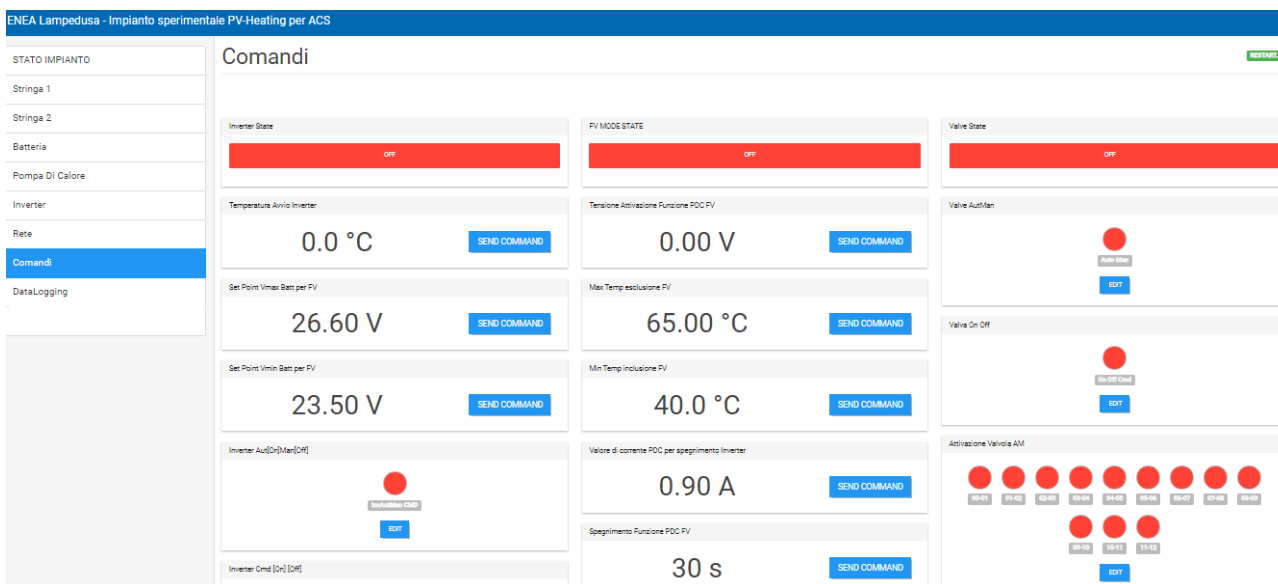
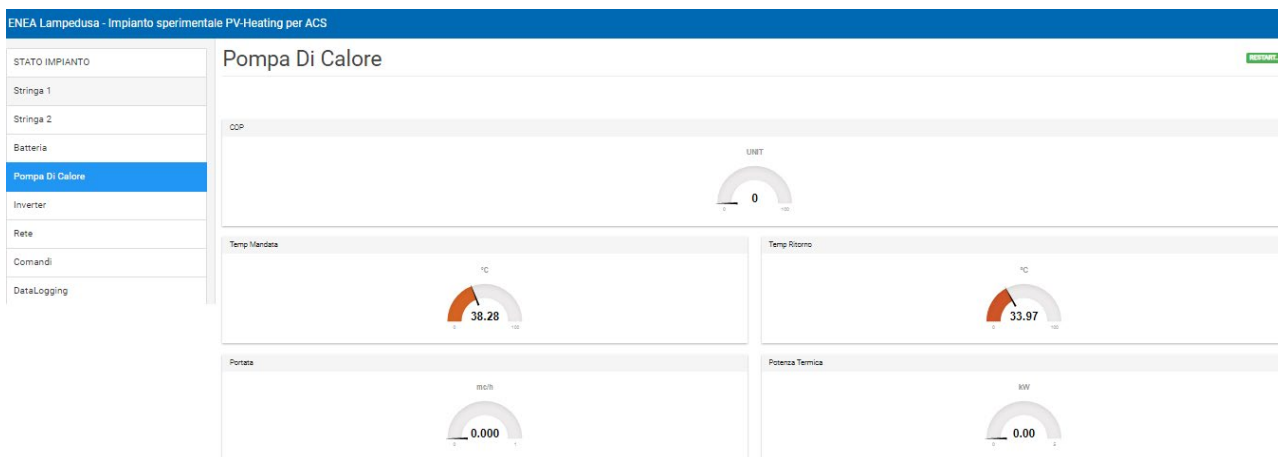


Figura 2-5: Web Server per controllo remoto impianto sperimentale FV-PdC Lampedusa: alcune delle pagine di monitoraggio (2)

Il Web Server consente inoltre di impostare il cronoprogramma di apertura e chiusura della valvola a due vie riportata nello schema di Figura 2-2 per emulare il profilo di consumo; nello specifico come riportato nella scheda “valve state” del webserver di Figura 2-5 è possibile:

- impostare le ore in cui la valvola è chiusa e le ore in cui rimane aperta;
- attivare la modalità manuale per gestire il controllo della valvola indipendentemente dal profilo orario impostato.

2.2.1 Prove sperimentali con impianto ibrido per ACS installato presso l’Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa – risultati e individuazione delle criticità

È stata svolta una campagna di prove sperimentali nella stagionalità estiva al fine di approfondire il funzionamento del sistema e valutare le criticità emerse durante le prove effettuate nella precedente annualità (condotte nella stagionalità invernale) come descritte nel report della Linea LA4.1. (Report RdS/PTR2019/055).

Le prove sono state effettuate collegando le due stringhe dell’impianto FV al convertitore con una potenza totale pari a 1,8 kW_p e impostando, tramite il Web Server, i seguenti parametri:

- tensione stringa per attivazione modalità “inseguimento FV” pari a 90 V;
- temperatura di set point ACS in condizioni di inseguimento FV: 60°C;
- profilo di consumo di ACS: medio tra il profilo standard di tipo “M” e quello di tipo “L” indicati dalla EN50400 e descritti nel dettaglio nel report della linea di attività LA4.1.

Tramite Web Server è stato impostato da remoto il programma giornaliero del profilo di prelievo di ACS impostando le ore di apertura della valvola motorizzata nelle fasce orarie 10:00 – 11:00, 12:00 – 13:00 e 20:00 – 22:00.

Le prove sono state condotte mantenendo lo stesso assetto di funzionamento del sistema rispetto alla rete della precedente annualità: funzionamento convertitore CC/CA isolato dalla rete con commutatore statico per il passaggio completo dell’alimentazione su rete in caso di sovraccarico o batteria scarica.

Si riportano di seguito i monitoraggi delle principali grandezze elettriche e termiche del sistema sperimentale per un giorno di funzionamento estivo:

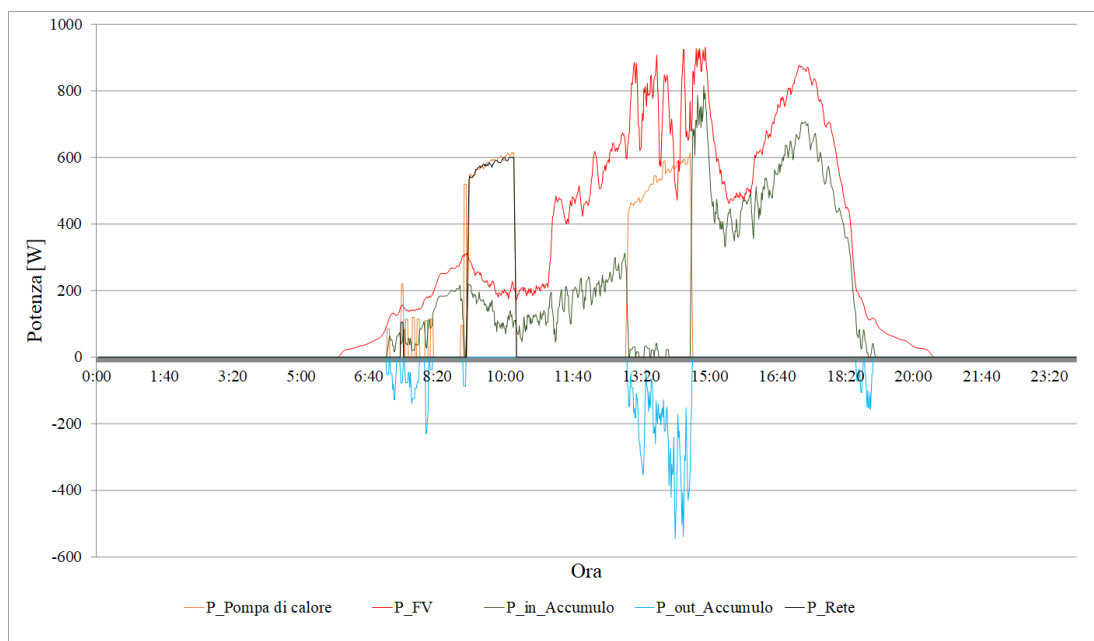


Figura 2-6: Misura grandezze elettriche impianto ibrido FV- PdC Lampedusa, giornata tipo estiva

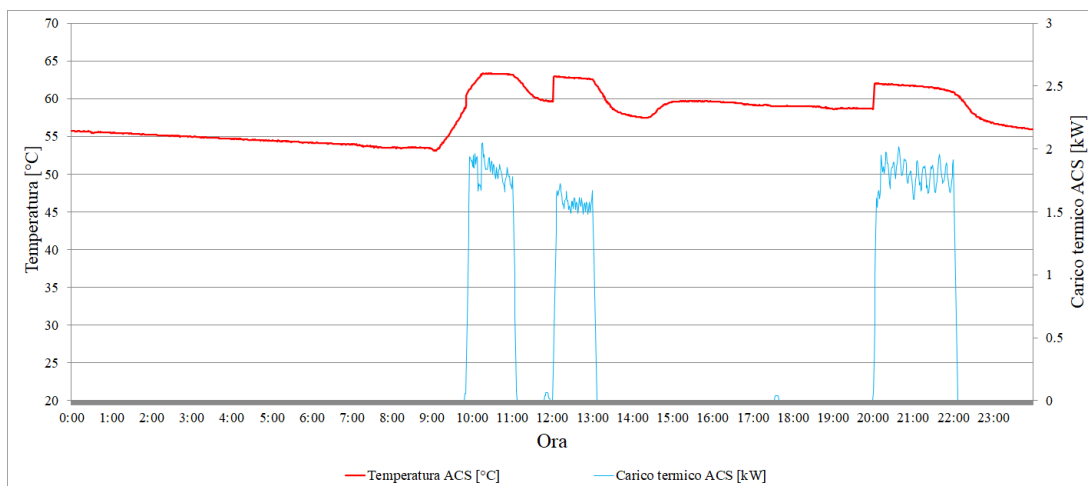


Figura 2-7: Misura grandezze termiche, giornata tipo estiva

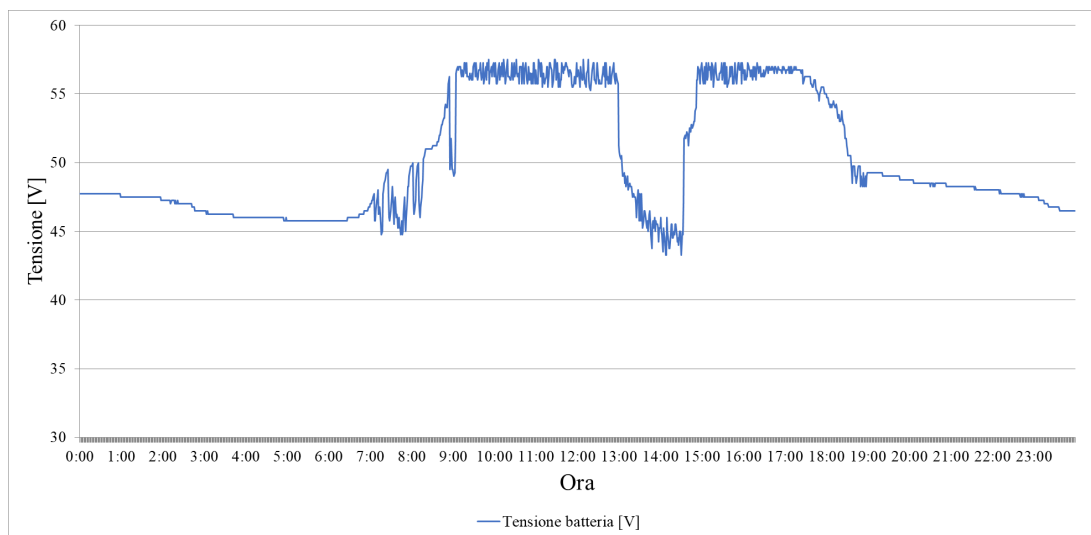


Figura 2-8: Misura tensione accumulo elettrochimico, giornata tipo estiva

Come discusso di seguito, le nuove prove effettuate durante la seconda annualità confermano le criticità già individuate durante le prime prove condotte nella precedente linea di attività (LA4.1).

Come si può notare dalla Figura 2-6 la prima accensione della PdC avviene alle 08:30 circa, quando ci sono le condizioni per attivare la modalità “inseguimento fotovoltaico” (tensione di stringa superiore a 90 V); comunque si osserva che l’avvio della pompa di calore scarica rapidamente la batteria (a causa della ridotta energia accumulata). La rapida diminuzione della tensione di batteria fa intervenire il commutatore statico con il conseguente passaggio totale dell’alimentazione della pompa di calore da FV a rete; allo stesso tempo si osserva una penalizzazione della produzione fotovoltaica in quanto viene utilizzata solo per la carica dell’accumulo elettrico.

La seconda accensione avviene intorno alle 13:00 quando sono nuovamente soddisfatti i parametri per l’avvio della modalità “inseguimento fotovoltaico” (la temperatura dell’acqua calda nella pompa di calore è scesa sotto il valore del set point minimo: 55°C); Si nota come, a causa dell’autoconsumo de convertitore CC/CA, nonostante la potenza prodotta dal FV sia superiore a quella assorbita dalla PdC, è necessario l’intervento dell’accumulo elettrico.

Raggiunta la temperatura di seti point superiore (60°C) il controllo apre il contatto “FV mode” la pompa di calore si spegne pochi minuti dopo e di conseguenza anche il convertitore CC/CA, rimane acceso solo il regolatore di carica per portare l’accumulo elettrico fino alla tensione di mantenimento come si osserva dalla

Figura 2-8. Per bassi valori della potenza prodotta dal FV (dalle 18:00) l'autoconsumo del regolatore di carica (e servizi connessi come le ventole di raffreddamento) determina una riduzione della tensione di batteria limitando la disponibilità di energia accumulata con le conseguenti criticità osservate al primo avvio della pompa di calore.

In Figura 2-7 si riporta l'andamento del profilo di carico termico e la misura della temperatura dell'ACS. Quest'ultima è misurata con una PT500 installata nel circuito di mandata all'uscita della PdC. Per tale motivo, come si osserva in Figura 2-7, in corrispondenza dell'apertura della valvola si ha un innalzamento della temperatura misurata, in quanto, attivando la portata dell'acqua, la termocoppia misura la temperatura dell'acqua prelevata dalla parte più alta dell'accumulo. In condizioni di portata nulla si osserva una differenza di temperatura tra il punto di misura e la temperatura interna dell'accumulo di circa 3 °C.

Inoltre, pur applicando i profili di prelievo di acqua calda con portata costante, la potenza termica prelevata risulta variabile in quanto la stessa dipende dal salto tra la temperatura di mandata e la temperatura di ingresso dell'acqua fredda. Per mantenere un profilo di carico costante, occorrerebbe modulare la portata agendo sul circolatore o sulla valvola motorizzata in funzione della temperatura prelevata, essendo la temperatura di fornitura dell'acqua fredda poco variabile.

È stata effettuata un'analisi energetica **su base giornaliera** delle nuove prove condotte con il sistema sperimentale. Di seguito sono indicati quelli relativi alla giornata relativa ai grafici di cui sopra:

- Energia elettrica prodotta dal FV in CC: 5,83 kWh
- Energia elettrica accumulata in batteria: 2,98 kWh
- Energia elettrica prelevata da batteria: 0,47 kWh
- Energia elettrica erogata dall'inverter (assorbita dalla PdC): 1,57 kWh
- Energia elettrica assorbita dalla rete: 0,68 kWh
- Energia termica erogata al carico (ACS): 7,35 kWh
- COP medio giornaliero: 3,26
- $COP_{FV} = 1,26$
- Rendimento elettrico complessivo: 39%

dove:

- COP_{FV} è dato da rapporto tra l'energia elettrica prodotta dal FV in corrente continua e l'energia termica prodotta dalla pompa di calore;
- rendimento elettrico complessivo è dato dal rapporto tra l'energia prodotta in corrente continua dal FV e l'energia elettrica erogata dall'inverter alla pompa di calore comprensivo dell'energia accumulata e restituita dalle batterie.

Dalle prove effettuate sono emerse le seguenti criticità già in parte osservate durante le prove condotte nella precedente annualità:

- elevato autoconsumo del convertitore (misurato fino a 600 W);
- impossibilità di alimentare una parte del sovraccarico dalla rete e una parte dal FV (commutazione totale dell'alimentazione) penalizzando la produzione da FV;
- avvio della funzione "inseguimento FV" anche con radiazione solare non sufficiente, l'inseguimento si attiva in funzione della tensione di stringa;
- la produzione da FV è altresì limitata dalla mancanza di possibilità di immettere l'energia prodotta in eccesso in rete o di alimentare carichi diversi dalla PdC;
- inoltre si constata che il rendimento di carica e scarica della batteria al piombo gel si è ridotto notevolmente dopo circa un anno di cicli giornalieri.

2.2.2 Nuovo schema dell'impianto ibrido sperimentale per produzione di ACS installato presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa

Dalle misure effettuate nella linea di attività in oggetto e nella precedente annualità sono state individuati gli interventi migliorativi al fine di ottimizzare l'efficienza del sistema e provare sperimentalmente diverse configurazioni oltre al funzionamento in isola.

In particolare sono stati effettuati i seguenti interventi descritti dettagliatamente nei successivi paragrafi:

- modifica del layout del sistema di conversione di potenza CC/CA per migliorare il rendimento elettrico complessivo;
- modifica della connessione con la rete per provare le tre modalità di funzionamento: funzionamento in isola, funzionamento grid connected con possibilità di immettere in rete la potenza in eccesso prodotta da FV, funzionamento grid connected con possibilità di fornire da rete la quota di sovraccarico rispetto alla potenza prodotta da FV o rispetto alla potenza nominale dell'inverter;
- modifica della sezione in continua per consentire la connessione di accumulo a supercondensatori al posto delle batterie al piombo gel;
- ottimizzare l'utilizzo dell'energia accumulata in batteria per alimentare la pompa di calore anche in assenza di produzione del FV quando la temperatura scende sotto 40°C;
- installare un piranometro per avviare la logica ad inseguimento FV della pompa di calore in funzione della radiazione solare al posto della tensione di stringa;
- modifica del quadro di sezionamento stringhe al fine di provare il funzionamento del sistema ibrido con un numero diverso di moduli FV installati. Le prove consentiranno di verificare la minima potenza del FV installata per garantire l'autosufficienza giornaliera della pompa di calore.

2.2.3 Modifica del layout del sistema di conversione di potenza CC/CA per migliorare il rendimento elettrico complessivo del sistema ibrido

Per poter effettuare le prove sperimentali con nuove modalità di connessione del sistema ibrido alla rete e ottimizzare la produzione da FV locale, è stato progettato e realizzato un nuovo layout d'impianto modificando il sistema di conversione che gestisce il FV, l'accumulo e la pompa di calore secondo il nuovo schema riportato in Figura 2-9.

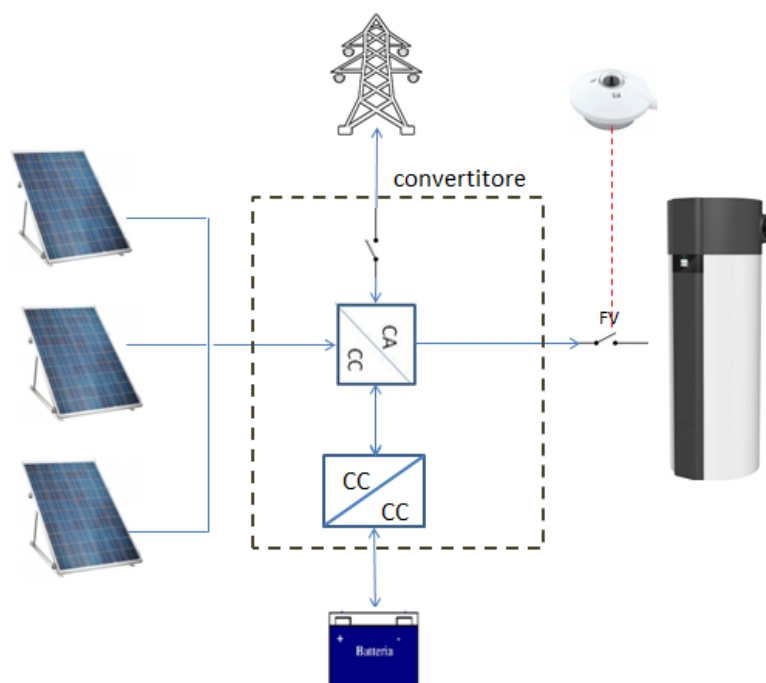


Figura 2-9: Nuovo layout di impianto per provare il sistema ibrido FV-Pompa di calore accumulo presso il laboratorio di Lampedusa

In particolare è stato ricercato un *convertitore ibrido* di bassa potenza confrontabile con la potenza nominale della pompa di calore e costituito, come indicato in Figura 2-9, da un regolatore di carica batteria da FV e un inverter con modalità di funzionamento sia connesso alla rete sia isolato dalla rete.

Il nuovo convertitore individuato ha una potenza nominale da 1,6 kVA e soddisfa tutti i requisiti prefissati per poter effettuare le prove secondo le tre configurazioni simulate nella precedente linea di attività (Report RdS/PTR2019/055):

- funzionamento in isola: la pompa di calore viene alimentata isola dalla rete;
- funzionamento grid connected: la pompa di calore è alimentata dal FV o dal sistema di accumulo, in caso di sovraccarico solo la quota in eccesso rispetto alla potenza generata dal FV viene erogata dalla rete; l'inverter non immettere potenza in rete;
- funzionamento come il punto b) con la possibilità di immettere in rete la potenza prodotta in eccesso rispetto alla richiesta della pompa di calore, nel caso di batteria carica.

Inoltre il nuovo convertitore come indicato di seguito consente di gestire sia accumuli elettrochimici del tipo batterie a piombo gel sia accumulo a supercondensatori.

In Figura 2-10 è riportato il dettaglio del nuovo sistema di conversione; il regolatore di carica solare MPPT presente, è in grado di tollerare una corrente di ingresso fino a 60 A e una tensione fotovoltaica fino a 100 V, è possibile collegare fino a tre stringhe separate, gestite comunque da un unico MPPT ed è dichiarata un'efficienza massima di conversione del 98 %.

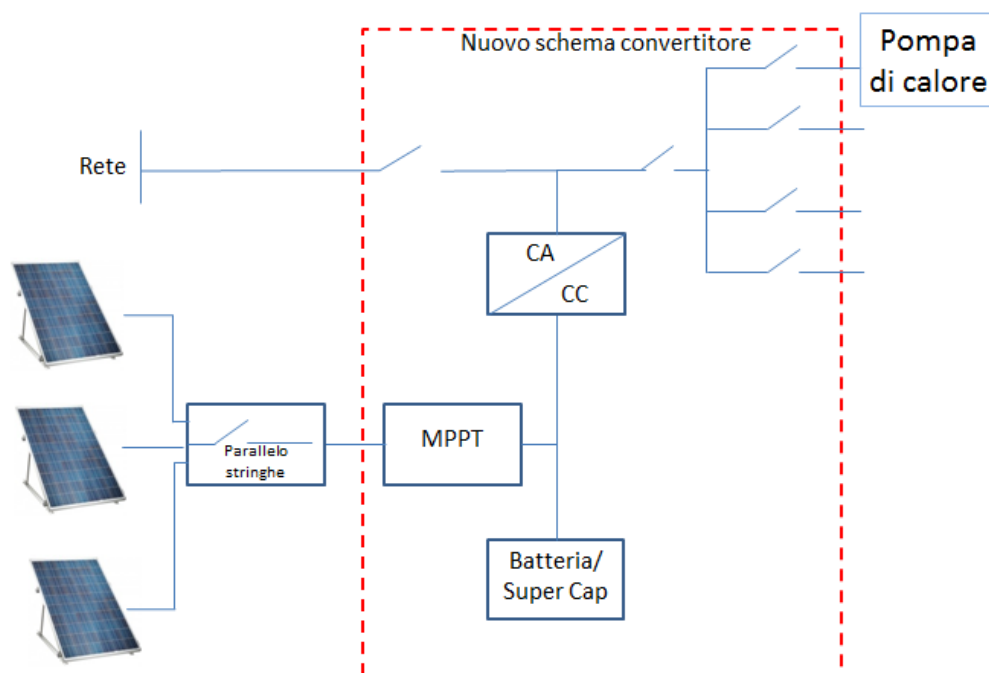


Figura 2-10 Dettaglio schema nuovo convertitore CC/CA – carica batterie da FV

L'inverter permette l'immissione in rete dell'energia elettrica generata dal FV in eccesso (rispetto a quella assorbita dalle batterie o assorbita dal carico) e consente (se programmato opportunamente) di alimentare il carico prelevando energia contemporaneamente dalla rete e dal FV, risolvendo così il problema di commutare totalmente l'alimentazione della pompa di calore su rete in caso di sovraccarico, aumentando l'autoconsumo del FV locale. Il controllo dall'esterno tramite protocollo Modbus, consente oltre lo spegnimento e l'accensione in funzione dei parametri monitorati, anche il passaggio da una modalità di funzionamento all'altra (es. da funzionamento in isola a funzionamento grid connected). La flessibilità di funzionamento consente la possibilità di provare le diverse configurazioni già simulate nella precedente annualità approfondite nei successivi paragrafi.

Nuovo schema impianto FV-convertitore: dimensionamento stringhe

Per valutare le prestazioni dell'impianto ibrido al variare della potenza di picco dell'impianto FV, mantenendo lo stesso numero di moduli è stato aumentato il numero di stringhe in parallelo sezionabili rispetto al layout

studiato nella precedente annualità. In particolare come indicato nello schema di Figura 2-9 e di Figura 2-10 all'ingresso dell'inverter sono connesse tre stringhe ciascuna costituita da 2 moduli da 290 W_p e sezionabile da apposito quadro.

Il nuovo layout consente di alimentare la pompa di calore per ACS con una potenza minima del FV pari a 580 W_p (1 stringa con 2 moduli in serie) fino da una potenza massima di 1740 W_p (3 stringhe in parallelo). Sezionando opportunamente le singole stringhe è possibile valutare sperimentalmente il numero minimo dei moduli necessario a soddisfare la totale domanda di ACS giornaliera in funzione del profilo di carico termico. Si riportano di seguito le caratteristiche del nuovo convertitore ibrido e C e dei moduli FV già installati per il dimensionamento corretto del campo FV.

Tabella 2.1: Caratteristiche nuovo convertitore

Potenza nominale AC	1.600 VA / 1.300 W
Massima potenza FV in ingresso	1.400 W
Massima tensione FV in ingresso	100 V
Massima corrente FV in ingresso	60 A

Tabella 2.2: specifiche tecniche modulo fotovoltaico (condizioni STC)

Potenza di picco	290 W_p
Tensione V_{MPP}	32 V
Corrente I_{MPP}	9,09 A
Tensione a vuoto V_{OC}	38,9 V
Corrente di corto circuito I_{SC}	9,39 A
Coefficiente di temperatura P_{MPP}	-0,42 %/°C
Coefficiente di temperatura V_{OC}	-0,3 %/°C
Coefficiente di temperatura I_{SC}	0,03 %/°C

Considerando le caratteristiche sopra riportate la singola stringa è stata dimensionata, come riportato in Tabella 2.3, riducendo al minimo il numero di moduli in serie in modo provare il funzionamento del sistema sperimentale con la più bassa potenza possibile.

Tabella 2.3: caratteristiche di stringa

Numero di moduli in serie	2
Potenza di stringa	580 W
Tensione V_{MPP}	64 V
Tensione V_{MPP} minima (70°C)	55,36 V
Tensione V_{MPP} massima (-10°C)	70,32 V
Tensione a vuoto V_{OC}	77,8 V
Tensione a vuoto massima V_{OC} (- 10 °C)	85,96 V
Corrente I_{MPP}	9,09 A
Corrente di corto circuito I_{SC}	9,39 A
Corrente di corto circuito massima I_{SC} (70 °C)	9,52 A

Tabella 2.4: caratteristiche campo FV

Numero di stringhe in parallelo	3
Potenza totale campo	1740 W _p
Tensione V _{MPP}	64 V
Tensione a vuoto massima V _{OC} (- 10 °C)	85,96 V
Corrente di corto circuito massima I _{SC} (70 °C)	28,56 A

Se la potenza prodotta dal FV dovesse superare la potenza massima in ingresso (Tabella 2.4) prevista dalla scheda tecnica del convertitore, il regolatore di carica limita la potenza prodotta in corrente continua a 1400 W. Visto l'obiettivo di valutare durante la stagione estiva il funzionamento con il minimo numero di moduli fotovoltaici connessi, il suddetto limite non costituirà un problema per le prove sperimentali.

Si riportano di seguito alcune foto del nuovo layout di impianto installato presso il laboratorio di Lampedusa.



Figura 2-11: Quadro di campo per sezionamento e parallelo delle tre stringhe e TA per misura corrente totale da FV



Figura 2-12: Quadro di misura e trasmissione dati in modbus: quadro di destra misura la CC – quadro di sinistra misura lato CA



Figura 2-13. Quadri di sezionamento e misura: vista generale



Figura 2-14: Nuovo convertitore ibrido con regolatore di carica solare e relativo display

Si riporta di seguito lo schema unifilare complessivo del nuovo layout per le prove sperimentali con il sistema FV-accumulo-inverter-pompa di calore ACS, connesso secondo quanto previsto dalla CEI 0-21.

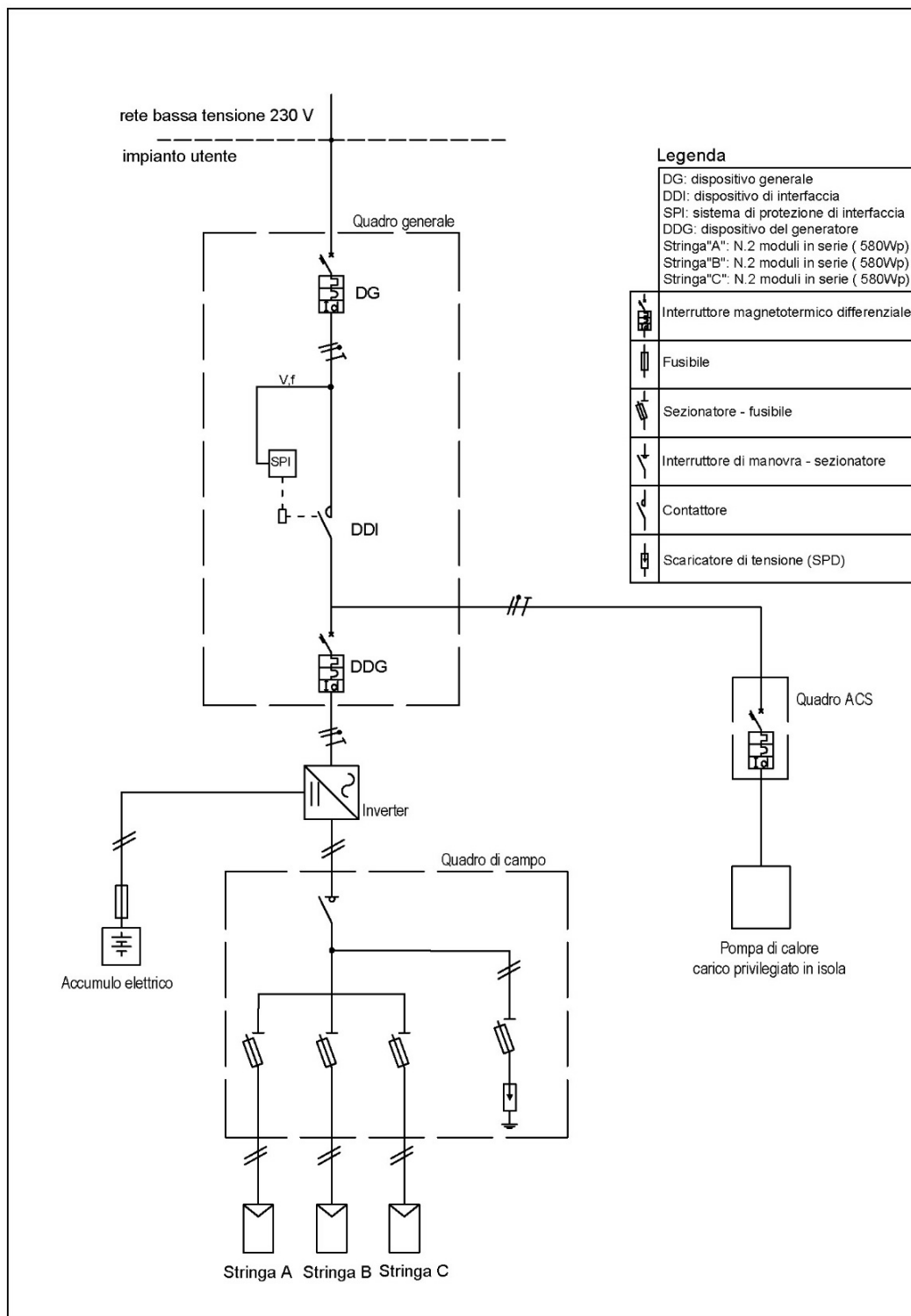


Figura 2-15 schema unifilare secondo CEI 021 nuovo layout impianto ibrido FV-pdc ACS del laboratorio ENEA di Lampedusa

Nello schema unifilare dell'impianto FV sono riportati:

- Quadro di campo (foto in Figura 2-11) con: sezionatori porta fusibile per ogni stringa, scaricatore di tensione (SPD: Surge Protection Device) per la protezione delle sovratensioni di origine atmosferica e un interruttore di manovra - sezionatore rotativo manuale.

- Quadro ACS: interruttore magnetotermico differenziale (a bordo inverter foto Figura 2-14) per la protezione e gli interventi di manovra sull'alimentazione della Pdc, questa è connessa ad una linea privilegiata con la quale l'inverter mantiene l'alimentazione in isola anche in assenza di rete (funzionamento in isola).
- Dispositivo generale DG, interruttore magnetotermico differenziale (a bordo inverter foto Figura 2-14) permette di separare l'inverter dalla rete manualmente o in caso di guasto.- Sistema di protezione di interfaccia integrato nel convertitore.

Installazione sistema di supercondensatore connesso al nuovo convertitore

Il nuovo convertitore individuato consente di gestire la carica e la scarica di un sistema d'accumulo a supercondensatori con tensione nominale 24 V.

Per le prove sperimentali con il sistema ibrido installato presso il laboratorio di Lampedusa è stato individuato è installato un banco supercondensatori connesso al convertitore ibrido e aventi le seguenti caratteristiche.

Tabella 2.5: Caratteristiche banco supercondensatore installato presso l'impianto FV-PdC ACS di Lampedusa

Tensione nominale	24 VDC
Capacità	3000 Wh
Massima corrente di carica 0-100 % SOC	100 A
Massima corrente di scarica 100%-0% SOC	100 A
Massima Tensione di carica	27 V
Efficienza conversione DC/DC	>99.0%
Isolamento galvanico	1000 V
Cicli	1.000.000
Vita utile	45 anni



Figura 2-16: Supercondensatori da 3 kWh – 24 V connessi al nuovo convertitore

Installazione radiometro

Per gestire correttamente la logica di accensione della pompa di calore in modalità “inseguimento FV”, è stato installato sul tetto del laboratorio un radiometro globale aventi le seguenti caratteristiche:

Tabella 2.6: Caratteristiche radiometro globale installato presso l’impianto FV-PdC ACS di Lampedusa

Elemento trasduttore	Cella di silicio
Accuratezza	$\pm 3\%$
Sensibilità	100uV per W/mq
Campo di misura	Da 0 a 1000W/mq o altri a scelta in lux
Tempo di risposta	< 10ms
Temperatura di impiego	da -30 a $+ 60^{\circ}\text{C}$

L’elemento sensibile è costituito da una cella di silicio che, quando esposta ad una radiazione, produce una tensione proporzionale alla radiazione misurata. Il radiometro è alimentato a 12Vcc e genera una uscita amplificata 0/5 V. L’uscita analogica è acquisita dal modulo analogico del PLC.

Come di seguito descritto, per la configurazione isolato dalla rete, il radiometro consente al sistema di controllo, implementato nel PLC, di abilitare l’accensione dell’inverter e/o della pompa di calore solo quando la radiazione solare supera una soglia pre impostata, riducendo le perdite per autoconsumo del sistema e attivando la pompa di calore solo quando la potenza prodotta dal FV è sufficientemente elevata.



Figura 2-17: Radiometro TR 900 installato sul tetto del laboratorio e connesso al PLC del sistema di controllo

2.2.4 Implementazione nuove logiche su PLC per ottimizzare la gestione sistema FV-PdC ACS

Per la nuova configurazione impiantistica sono state ottimizzate le logiche di gestione del convertitore/regolatore di carica, dell’accumulo e della pompa di calore per risolvere le criticità prima esaminate. In particolare sono state implementate le seguenti logiche per ciascuna delle tre configurazioni di funzionamento descritti nei paragrafi precedenti: a) isolato dalla rete, b) grid conected senza immissione di potenza in rete, c) grid conected con immissione della potenza in eccesso in rete:

Configurazione a) convertitore isolato dalla rete:

La configurazione isolato dalla rete è rappresentata nello schema di Figura 2-18.

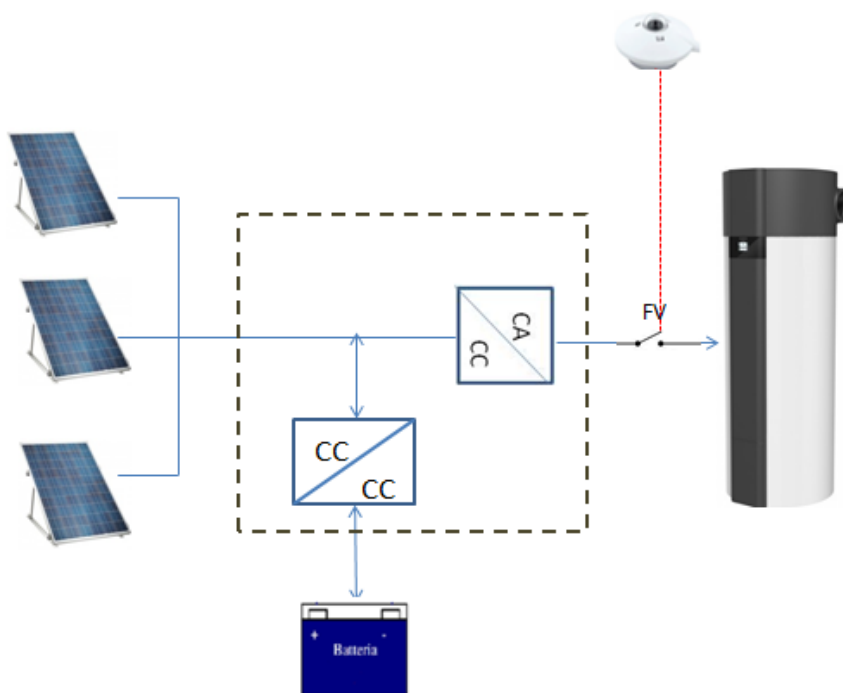


Figura 2-18: schema sistema ibrido funzionante isolato dalla rete

Si riportano di seguito le logiche di funzionamento del sistema ibrido di Figura 2-18 implementate nel PLC che gestisce l’impianto:

a) Attivazione funzione “inseguimento FV” della Pompa di calore secondo i seguenti passaggi

La funzione inseguimento FV si attiva se la radiazione solare supera un valore preimpostato (Set_Rad): la pompa di calore accende il compressore per accumulare l’energia prodotta da FV in acqua calda sanitaria fino a raggiungere la temperatura $T_{ACS} = T_{ACS,setpoint}$. Quando la temperatura dell’acqua calda sanitaria scende sotto il valore minimo $T_{ACS} < T_{min,1}$ si riavvia funzione FV se la radiazione solare è superiore al valore $P_{rad,set}$. Quando il convertitore è in modalità isolato dalla rete, l’inverter viene spento se la funzione “inseguimento FV” si disattiva. Anche con inverter spento il regolatore di carica rimane attivo per continuare ad accumulare in batteria l’energia in eccesso prodotta dal FV. Si riportano di seguito i singoli passaggi del controllo:

- i) Misura tensione di batteria (V_{batt}), se $V_{batt} > V_{batt,min}$ (parametro impostato da interfaccia utente in funzione della tecnologia) passa al punto successivo
- ii) Se la misura da radiometro $P_{rad} > P_{rad,set}$ (W/mq) -parametro impostabile da interfaccia → attivazione inverter
- iii) Viene chiuso il contatto FV della pompa di calore (Figura 2-9) – avvio pompa di calore
- iv) La pompa di calore rimane accesa per portare la temperatura dell’acqua a $T_{ACS} = T_{ACS,setpoint}$ (parametro impostabile da interfaccia);
- v) $T_{ACS} = T_{ACS,setpoint}$ → apre contatto FV → la pompa di calore si spegne
- vi) Inverter viene spento – regolatore di carica rimane attivo.
- vii) $T_{ACS} < T_{min,1}$ (parametro impostabile) → se misura radiometro $P_{rad} > P_{rad,set}$ → inverter viene attivato
- viii) richiude contatto FV, la pompa di calore rimane attiva fino a portare la temperatura dell’acqua a $T_{ACS} = T_{ACS,setpoint}$ o fino a quando misura del radiometro $> P_{rad,set}$

b) Funzione mantenimento temperatura di comfort

Questa funzione si avvia per assicurare che la temperatura dell'acqua nell'accumulo (Temp) si mantenga superiore alla temperatura di comfort dell'acqua calda sanitaria ($T_{\min,2}$, impostata da interfaccia con valore minimo 40°C) nei giorni di ridotta radiazione solare rispetto al carico. La funzione utilizza l'energia residua accumulata precedentemente da FV nelle batterie o nei supercondensatori (misura della tensione di batteria, V_{batt}). Si riportano di seguito i singoli passaggi del controllo:

- i) $T_{\text{ACS}} < T_{\min,2}$ e $V_{\text{batt}} \geq V_{\min}$ (tensione impostabile da interfaccia, es. 24 V) -> viene attivato inverter
- ii) chiude contatto FV -> pdc accende per portare l'acqua al valore $T_{\min,2} + 2^\circ\text{C}$
- iii) $T_{\text{ACS}} = T_{\min,2} + 2^\circ\text{C}$ -> apre contatto FV -> pompa di calore si spegne
- iv) inverter si spegne

Controlli durante il funzionamento:

- Se $V_{\text{batt}} < V_{\min}$ in sequenza apre contatto FV - spegne inverter
- Se $V_{\text{batt}} > V_{\min} + 0,5 \text{ V}$ in sequenza accende inverter - chiude contatto FV (solo se $T_{\text{ACS}} < T_{\min,2}$)

Configurazione b) e c) convertitore connesso alla rete - grid connected:

La configurazione del sistema ibrido connesso alla rete si riferisce al successivo schema di Figura 2-19.

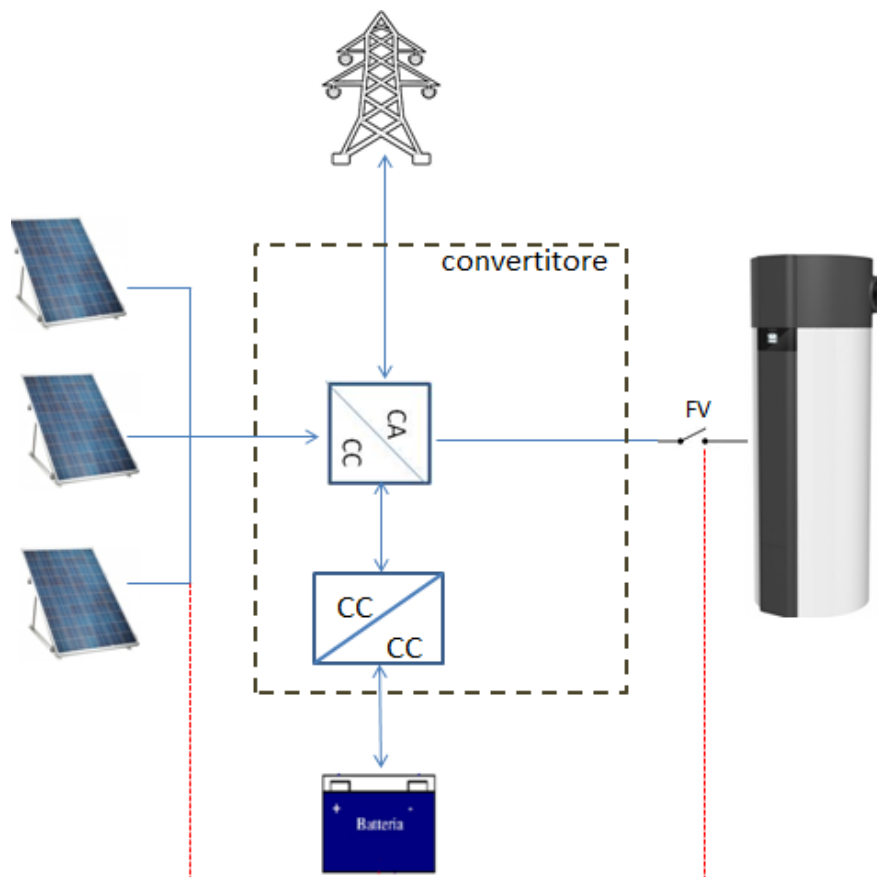


Figura 2-19 schema sistema ibrido funzionante in parallelo alla rete elettrica isolana

Si riportano di seguito le funzioni implementate nel PLC per la configurazione grid connected di Figura 2-19.

Configurazione b - funzionamento con solo prelievo dalla rete: attivazione funzione inseguimento FV della Pompa di calore

L'inverter è programmato per prelevare dalla rete solo l'eccesso di carico rispetto alla massima potenza, P_{max} , che può erogare (parametro impostabile da interfaccia)

Le logiche che abilitano la funzione inseguimento FV sono uguali alla configurazione isolato dalla rete sopra riportate.

Configurazione c - Funzionamento con immissione in rete della potenza in eccesso rispetto al carico della pompa di calore: attivazione funzione inseguimento FV della Pompa di calore

L'inverter è abilitato ad immettere in rete l'eccesso di produzione da FV nel caso di tensione di batteria superiore al valore massimo ($V_{batt}=V_{max}$) o a prelevare dalla rete l'eccesso di carico rispetto alla massima potenza che può erogare. La chiusura del contatto della pompa di calore per attivare la funzione inseguimento FV avviene in funzione della potenza prodotta dal fotovoltaico, come da schema di Figura 2-19. A seconda della condizione operativa, l'impianto in configurazione c può operare secondo le modalità c1) o c2) descritte in seguito

Modalità c1) attivazione funzione inseguimento FV della Pompa di calore.

- i) Misura da radiometro $P_{rad} > P_{rad,setpoint}$ (W/mq), viene chiuso il contatto FV della pompa di calore - >avvio pompa di calore
- ii) La pompa di calore rimane accesa per portare la temperatura dell'acqua a $T_{ACS} = T_{ACS,setpoint}$ (parametro impostabile da interfaccia)
- iii) $T_{ACS} = T_{ACS,setpoint}$ -> apre contatto FV -> la pompa di calore si spegne
- iv) se $V_{batt} < V_{max}$ -> regolatore continua la carica della batteria da FV
- v) se $V_{batt} = V_{max}$ -> inverter immette in rete potenza in eccesso prodotta da FV
- vi) se $T_{ACS} < T_{min,1}$ -> richiude contatto FV -> accende pdc (se $P_{rad} > P_{rad,setpoint}$)

Modalità c2) Funzione mantenimento temperatura di comfort

La funzione consente di mantenere la temperatura dell'acqua calda sanitaria sopra il valore di comfort ($T_{min,2}$) nei momenti di bassa radiazione solare rispetto al carico termico applicato alla pompa di calore. Il mantenimento della condizione di comfort, diversamente dal funzionamento in isola, commuta su rete l'alimentazione della pompa di calore nei casi in cui la tensione di batteria V_{batt} scende sotto il valore minimo V_{min} . Si riportano di seguito i singoli passaggi del controllo:

- i) Se $T_{ACS} < T_{min,2}$ e $V_{batt} > V_{min}$ -> chiude contatto FV -> Pdc accende per portare l'acqua al valore $T_{min,2}+2^{\circ}C$
- ii) $T_{ACS} = T_{min,2} + 2^{\circ}C$ -> apre contatto FV -> pompa di calore si spegne
- iii) Se $V_{batt} < V_{min}$ -> prelievo potenza da rete
- iv) Se $V_{batt} > V_{min} + 0,5 V$ prelievo di potenza da batteria
- v) Se la tensione scende sotto il valore limite tecnico della batteria o dei supercondensatori, il controllo interno dell'inverter interviene staccando il carico per salvaguardare il sistema d'accumulo.

2.2.5 Integrazione delle funzioni implementate nel web server per gestire le nuove funzionalità dell'impianto sperimentale di Lampedusa

Per poter gestire il nuovo layout d'impianto con le funzionalità descritte nel precedente paragrafo, sono state ampliate le funzioni del webserver (interfaccia utente del PLC) con le nuove logiche sopra descritte e con una nuova interfaccia utente, riportata in Figura 2-20, per consentire l'impostazione dei seguenti parametri d'impianto:

- la radiazione solare $P_{rad, setpoint}$ di avvio funzione inseguimento FV e attivazione inverter (nel caso di funzionamento ad isola);
- la temperatura di set point ($T_{ACS, setpoint}$) dell'acqua calda di attivazione dell'inseguimento FV e il conseguente spegnimento dell'inverter (nel caso di funzionamento ad isola);
- la temperatura minima dell'acqua calda, $T_{min, 2}$, al di sotto della quale si avvia la funzione di comfort;
- la tensione massima (V_{max}) e minima (V_{min}) di batteria.

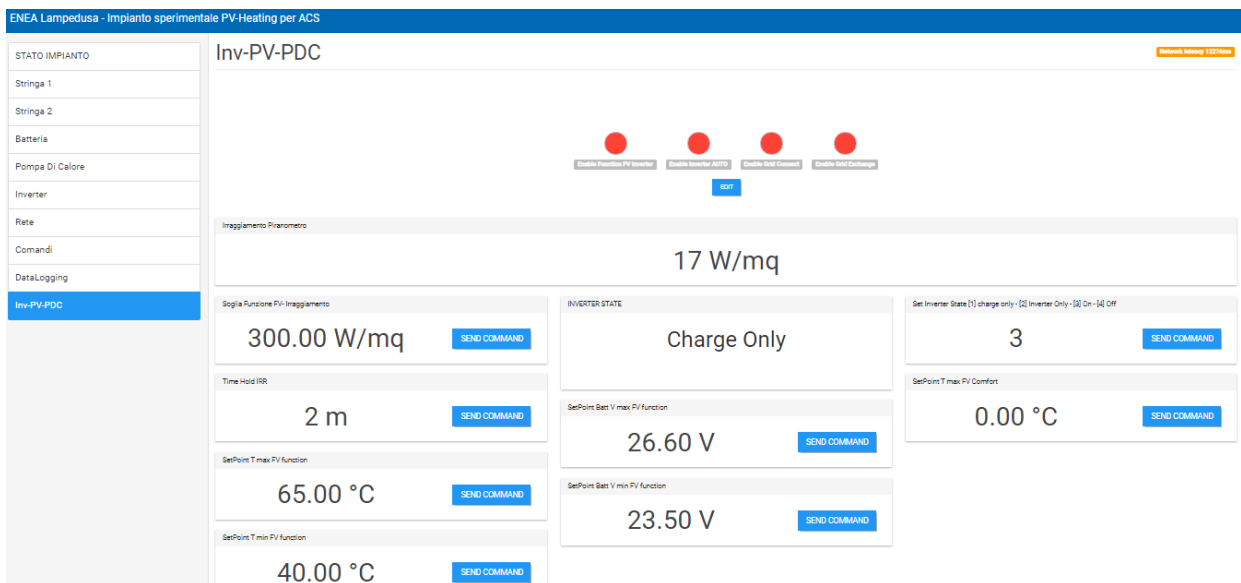


Figura 2-20: schermata generale della nuova pagina (Inv-PV-PDC) del Webserver utilizzata per impostare i parametri della funzione inseguimento FV dell'impianto di Lampedusa

L'interfaccia inoltre consente di attivare manualmente la logica di gestione della pompa di calore (funzione inseguimento FV) e le modalità di funzionamento del convertitore. Come riportato in Figura 2-21, l'interfaccia presenta 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.

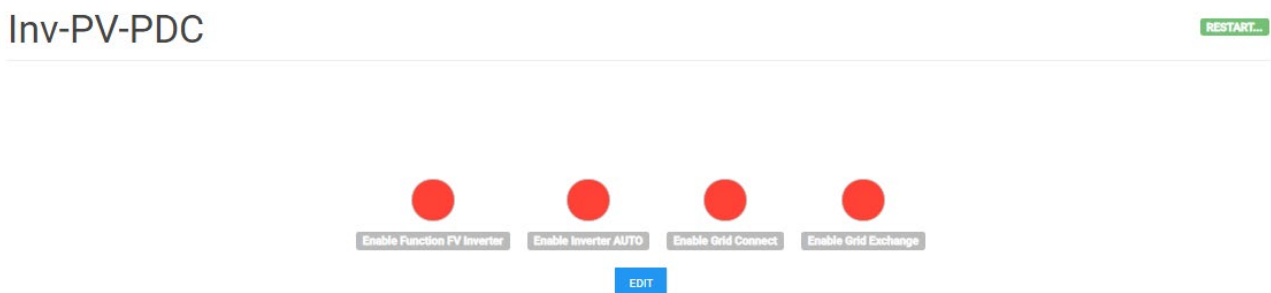


Figura 2-21: dettaglio pagina Inv-PV-PDC: pulsanti per attivazioni funzionalità automatiche

Nell'immagine di Figura 2-22 è riportato un dettaglio della nuova pagina con la misura del radiometro, il valore di soglia per attivare la funzione ad inseguimento FV, lo stato del convertitore (impostabile manualmente o in automatico) come di seguito: 1 solo regolatore di carica, 2 acceso solo inverter (da FV a rete), 3 sistema acceso, 4 sistema spento

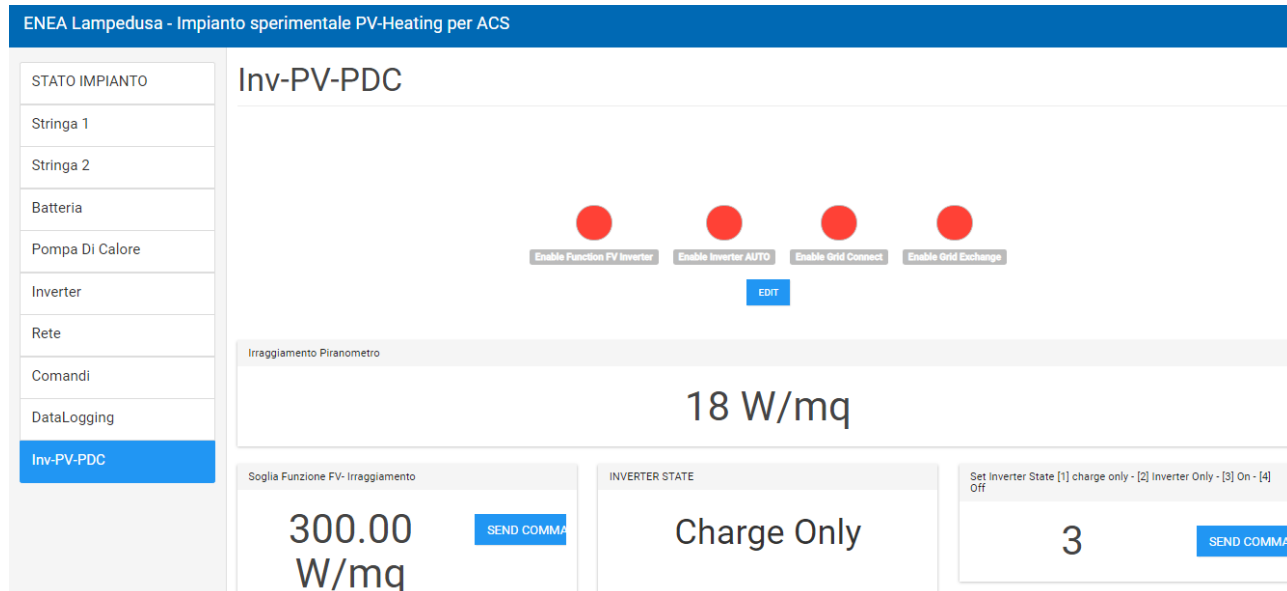


Figura 2-22: Dettaglio pagina Webserver: misura radiazione solare, soglia di radiazione per attivazione inseguimento FV, impostazione stato di funzionamento dell'inverter

Si riportano ulteriori dettagli della nuova interfaccia in Figura 2-23:

- parametro “Time Hold IRR” con il quale è possibile impostare i tempi di attesa prima di disabilitare il controllo ad inseguimento FV; il parametro infatti consente di mantenere la funzione attiva in caso di rapide variazioni dell’irraggiamento solare causato ad esempio da una nuvola passante, in questi momenti il buco di produzione da FV viene compensato dalla potenza ceduta dalla batteria;
- temperatura minima (SetPoint Tmin FV function) e massima (SetPoint Tmax FV function) per gestire l’attivazione e lo spegnimento della pompa di calore nella modalità di funzionamento inseguimento FV;
- tensione minima (SetPoint Batt Vmin FV function) e massima (SetPoint Batt Vmax FV function) per gestire il funzionamento automatico del sistema ibrido secondo le logiche sopra descritte mantenendo la tensione di batteria nel range previsto da scheda tecnica.
- temperatura per attivare la funzione comfort (SetPoint Tmin FV Function), per garantire che la temperatura dell’acqua calda sanitaria nell’accumulo termico non scenda mai sotto il valore impostato dall’utente.

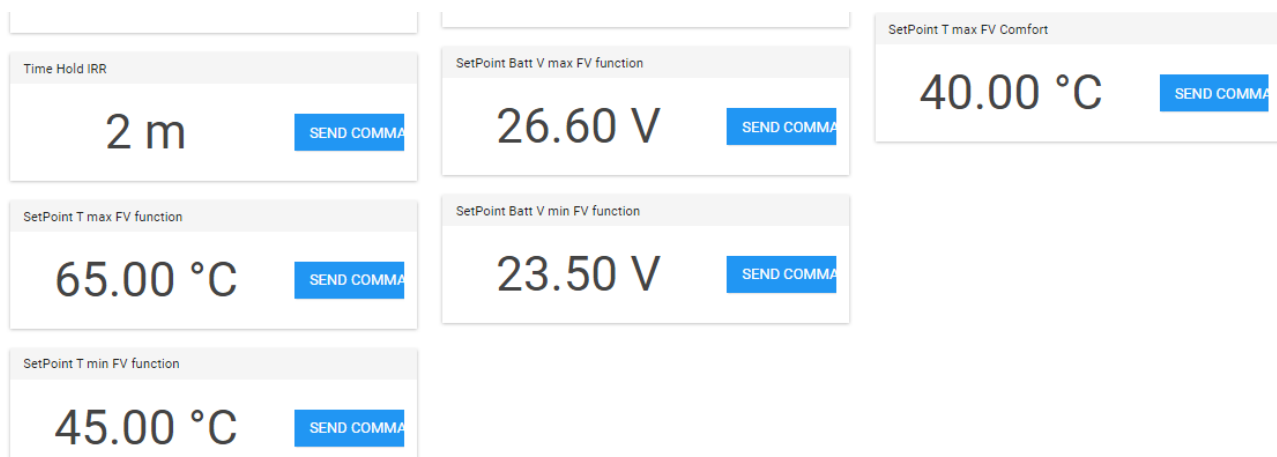


Figura 2-23: Dettaglio pagina Webserver: tempo di attesa prima di uscire dal controllo, range temperatura per controllo inseguimento FV, range tensione batteria minima/massima di funzionamento, temperatura ACS di comfort

2.2.6 Prime prove con nuovo layout dell'impianto sperimentale di Lampedusa

In questa sezione vengono riportati i primi risultati delle prove sperimentali condotte con l'impianto ibrido di Lampedusa a seguito delle modifiche apportate in questa annualità al layout di impianto e con le nuove logiche sopra descritte implementate su Webserver. Le prime prove consentono di valutare la bontà delle soluzioni individuate per risolvere le criticità individuate nella precedente annualità ed evidenziate anche nei precedenti paragrafi. Si rimandano alla successiva annualità le prove estese con tutte le configurazioni previste per il nuovo sistema ibrido.

Si riporta di seguito la configurazione e i parametri impostati per le prime prove eseguite in questa annualità:

- numero di stringhe connesse al convertitore: 3
- potenza complessiva impianto FV: 1740 W_p
- tipo di accumulo elettrico: batteria a AGM a scarica profonda. 2 batterie da 100 Ah 12 V collegate in serie
- funzionamento inverter: **isolato dalla rete (configurazione a)**
- carico termico per ACS: medio tra profilo "M" ed "L" (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 600 W/mq
- set point temperatura acqua calda in modalità inseguimento FV: 60°C

Nei seguenti grafici si possono osservare le prestazioni del sistema ibrido e il funzionamento automatico del secondo le logiche implementate in una delle giornate di prova.

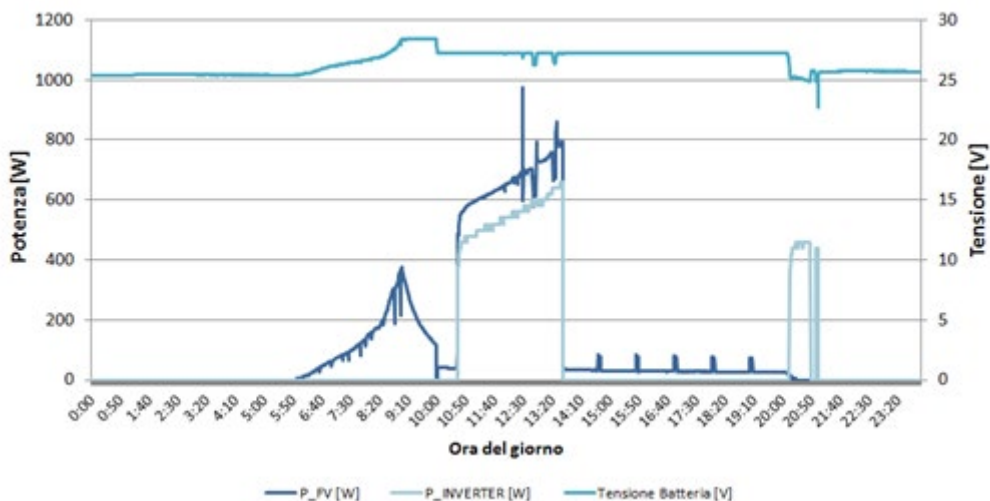


Figura 2-24 prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,74kWp - misure elettriche principali

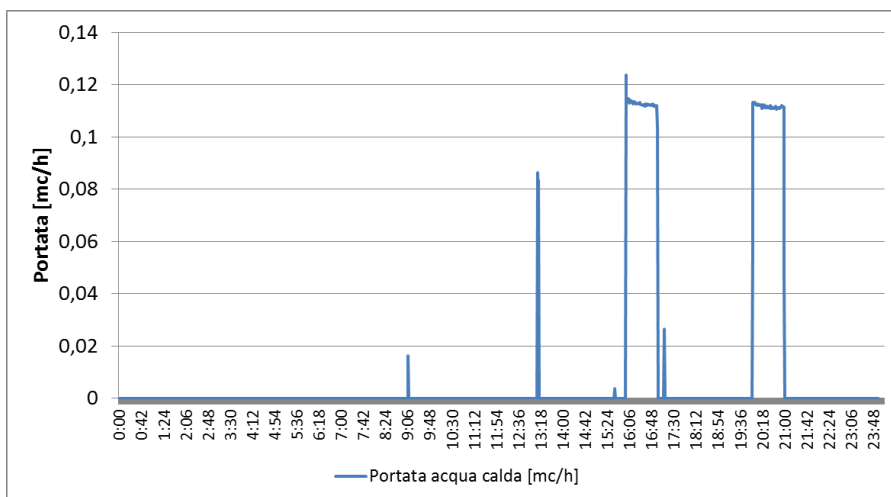


Figura 2-25: prova con impianto sperimentale – profilo di consumo ACS applicato tramite apertura valvola comandata da PLC

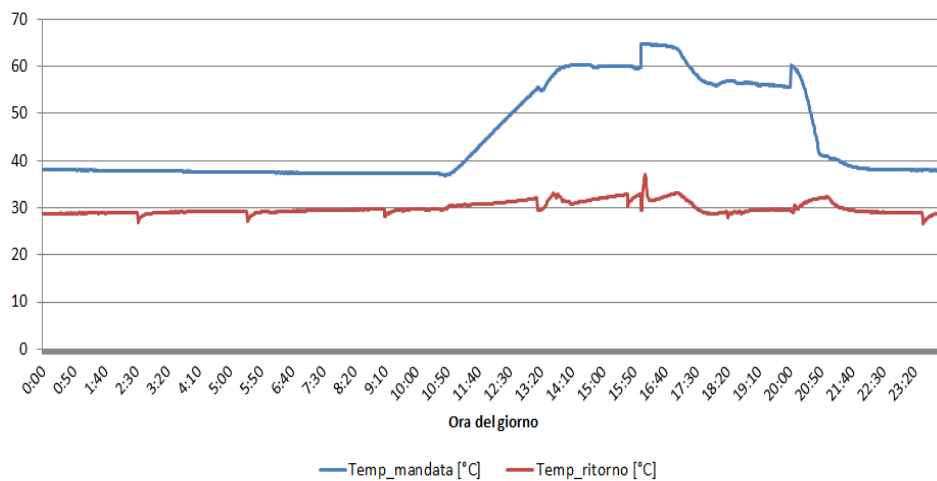


Figura 2-26 prova con impianto sperimentale – potenza FV installata 1,74 kWp – temperatura accumulo termico pdc – temperatura di mandata acqua calda e temperatura di ritorno da accumulo inerziale

In Figura 2-24 si riporta l'andamento della tensione di batteria, la potenza erogata dal FV in continua e la potenza erogata dall'inverter per alimentare la pompa di calore. Come si può osservare dalla Figura 2-24, il regolatore avvia la carica delle batterie da FV dalle prime ore del giorno per portare la tensione di batteria alla tensione di mantenimento (27,5 V). Quando la radiazione solare supera 600 W/mq, il PLC avvia la pompa di calore (chiude il contatto FV) la quale viene alimentata solo dal FV in quanto il sistema è isolato dalla rete e la tensione di batteria rimane costante a circa 27,5 V. La produzione del FV insegue la potenza assorbita dalla PdC al lordo delle perdite nel sistema di conversione.

Come indicato in Figura 2-26, la pompa di calore rimane attiva fino a portare la temperatura dell'acqua da 37°C a 60°C. Poiché la misura della temperatura dell'acqua calda è effettuata con un sensore PT 500 sulla tubazione di mandata (vedi Figura 2-3) la temperatura rilevata è di poco inferiore alla temperatura dell'acqua nella zona alta dell'accumulo (il valore quest'ultima è misurata al momento del prelievo dell'acqua calda).

In Figura 2-25 è riportato il profilo di prelievo di acqua calda sanitaria ottenuto impostando sul Webserver gli orari di apertura della valvola riproducendo il profilo di carico dell'utente.

I prelievi giornalieri di acqua calda riportano la temperatura dell'accumulo alla temperatura di inizio giornata pari a circa 38°C.

Anche il valore di tensione di batteria a fine giornata, dopo un ciclo di lavoro, coincide con la tensione di inizio giornata. (Figura 2-24).

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

1. produzione impianto FV in cc (E_{FV}): 2,80 kWh
2. energia erogata da inverter e assorbita dalla pdc (E_{pdc}): 1,97 kWh
3. energia termica generata e consumata per Acqua Calda Sanitaria (E_{ACS}): 6,9 kWh
4. COP_1 : 3, 48
5. COP_{FV} = 2, 44

dove:

$$COP_1 = E_{ACS}/E_{pdc}$$

$$COP_{FV} = E_{ACS}/E_{FV}$$

In Figura 2-27 si riporta il rendimento di conversione calcolato ogni 60 secondi (tempo di campionamento del sistema di acquisizione) come rapporto tra la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore e la potenza in corrente continua fornita dal FV, compreso il rendimento di carica e scarica del pacco batterie.

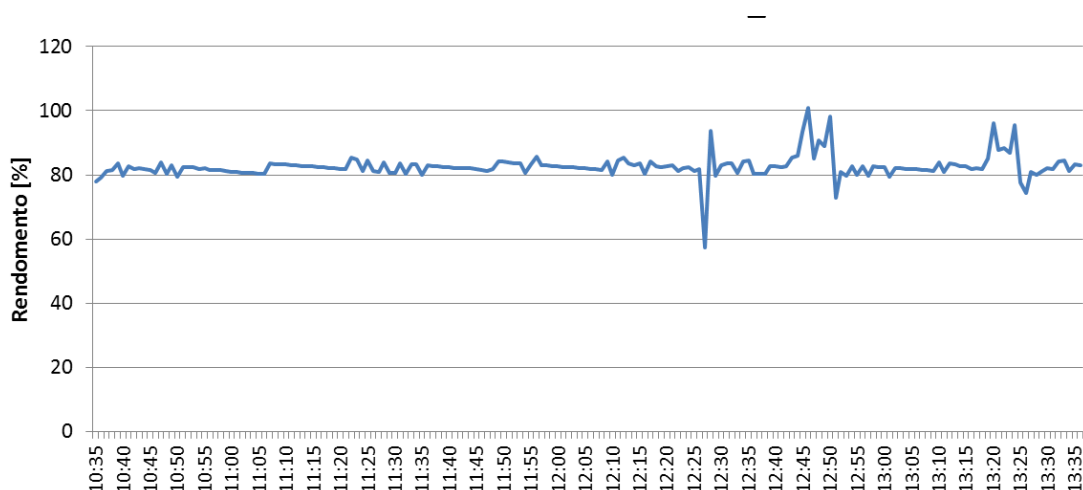


Figura 2-27: Rendimento complessivo di conversione da potenza FV in corrente continua a potenza assorbita dalla PdC, nelle ore di funzionamento della PdC

Anche se sono state effettuate solo le prime prove per verificarne il funzionamento (si rimandano alla successiva annualità le prove sperimentali estese con tutte le configurazioni previste per l'impianto ibrido) dai grafici e dai risultati energetici si possono subito osservare i benefici ottenuti dagli interventi effettuati sul sistema ibrido. Oltre a riuscire a soddisfare il fabbisogno termico giornaliero di ACS senza contributo della

rete, il nuovo layout presenta una efficienza complessiva notevolmente superiore rispetto alle prove condotte con la precedente configurazione; infatti il nuovo sistema presenta un coefficiente di conversione da FV a energia termica utile per ACS pari a 2,44 (COP_{FV}) pari a più del doppio rispetto al valore calcolato con il precedente layout impiantistico.

2.3 Integrazione dei sistemi tradizionali per la generazione di acqua calda sanitaria con impianti FV locali nei contesti isolani

Come evidenziato nei risultati di precedenti annualità di Ricerca di Sistema Elettrico [2], la diffusione di energia solare da fotovoltaico all'interno di sistemi energetici di piccola taglia, come quelli isolani, genererebbe con facilità scompensi nella rete che sarebbe necessario compensare. Tali risultati hanno evidenziato come la possibilità di applicare logiche di demand-response, che si basano sul concetto di modificare la domanda in funzione delle esigenze di bilanciamento di rete, potrebbe portare ad una riduzione del 40% della potenza di picco e del 50% delle perdite di rete.

Come ottenuto dai risultati dei questionari per caratterizzare i consumi energetici delle isole minori, uno dei carichi programmabili più diffusi nelle abitazioni isolate è lo scaldacqua elettrico a causa della sua semplicità, economicità, sicurezza, e a causa della scarsa o nulla diffusione di altro tipo di vettore o fonte (gas naturale, GPL, legna).

L'applicazione di logiche che ottimizzano l'autoconsumo delle fonti rinnovabile nelle isole risulta particolarmente efficace nel caso degli scaldacqua alimentati da energia elettrica diffusi come sopra descritto nelle isole minori non interconnesse; infatti, la presenza di un serbatoio di accumulo permette in linea teorica di attuare logiche di autoconsumo senza influenzare l'esperienza degli utenti, che avrebbero sempre e comunque a disposizione acqua calda come da loro richiesto.

Mentre le sezioni successive di questo report sono incentrate sull'analisi tecnico economica di interventi che prevedono la sostituzione degli scaldacqua elettrici a resistenza con i sistemi ibridi FV-pompa di calore studiati presso il laboratorio di Lampedusa, in questa sezione si riporta la descrizione delle soluzioni hardware che potrebbero essere implementate per utilizzare per gestire i carichi programmabili delle utenze isolate al fine di aumentare l'autoconsumo da fonti rinnovabili locali; in particolare, vista la diffusione degli scaldacqua elettrici con accumulo presso le abitazioni isolate, sono stati individuati gli schemi per gestire gli stessi come una risorsa per le isole minori (accumulo di fatto) per aumentare l'autoconsumo da fotovoltaico locale, facilitare la realizzazione di comunità energetiche e aumentare la penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nelle isole minori rispetto al limite tecnico stimato al 30% del carico elettrico complessivo.

La logica si concretizza quindi in un sistema in cui gli scaldacqua installati presso gli utenti sono dotati di un sistema di controllo in grado di funzionare in due modalità distinte:

- Una modalità "standard", basata sul mantenimento della temperatura all'interno dell'accumulo all'interno di una fascia di riferimento
- Una modalità "inseguimento FV", secondo la quale lo scaldacqua viene attivato in funzione della potenza prodotta in eccesso dal FV locale o da un segnale remoto inviato dal gestore della rete isolana nel caso di eccesso di produzione degli impianti FV presenti nell'isola.

In questo ambito, le attività ENEA di questa annualità si sono concentrate sul lato utilizzatore e hanno riguardato l'elaborazione degli schemi hardware e il primo assemblaggio su banco prova dei componenti individuati per controllare uno scaldacqua elettrico tradizionale (schede di acquisizione con relè e sensori di temperatura), in modalità inseguimento FV.

2.3.1 Adattamento dello scalda-acqua elettrico per controllo ad inseguimento FV

Lo scalda-acqua elettrico a resistenza, nonostante sia caratterizzato da un'efficienza inferiore rispetto agli scaldi-acqua basati sul principio della pompa di calore, è estremamente diffuso sulle piccole isole. Il sistema di scalda-acqua proposto è descritto in Figura 2-28, ed è composto dai seguenti elementi:

- Il **modulo Arduino** costituisce il centro del sistema di controllo. I sistemi Arduino sono ampiamente utilizzati in ambito scientifico e tecnologico per la loro elevata flessibilità e i costi ridotti al fine di simulare sistemi di controllo. Una volta definito il sistema finale nei suoi dettagli, tipicamente la scheda Arduino è sostituita da una scheda PLC stampata, dai costi molto più contenuti. In questo caso, il modulo Arduino riceve dal distributore l'informazione relativa alla modalità di funzionamento (standard *S* o *demand-response DR*) e la mette in atto. Il modulo è inoltre in grado di acquisire segnali di misura (in questo caso la misura di temperatura dell'acqua all'interno dello scalda-acqua) e di inviare segnali nuovamente al gestore di rete, principalmente in relazione al quantitativo di energia che il sistema è in grado di immagazzinare.
- Il **relé** controlla di fatto la modalità di funzionamento del sistema. In una posizione, il sistema funziona in modalità *S*, e quindi basandosi sul mantenimento di una temperatura fissata al momento dell'installazione. Nella seconda posizione, il sistema è di fatto controllato in modo da attivare o disattivare lo scalda-acqua a piacimento, a prescindere dalla temperatura all'interno dello stesso.
- Lo **scalda-acqua** è l'unità che effettivamente utilizza la potenza proveniente dalla rete elettrica, e di fatto è costituito da un serbatoio (il cui livello è mantenuto costante) e da una resistenza. Lo scalda-acqua è inoltre dotato di un interruttore termostatico di sicurezza interno, in grado di bloccare la resistenza in caso di superamento di una temperatura limite.

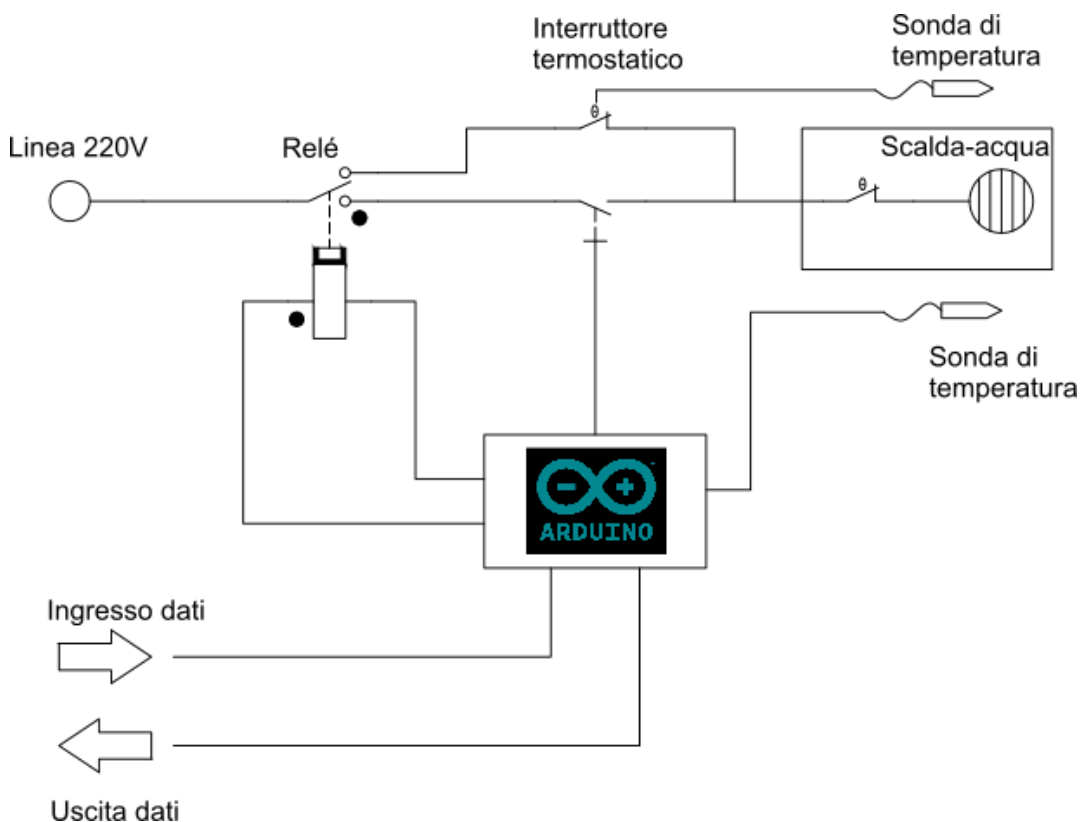


Figura 2-28: Rappresentazione del sistema di regolazione *smart* di uno scalda-acqua basato su di un circuito Arduino

Di seguito sono presentate le immagini del sistema strumentato ed equipaggiato come descritto in precedenza. In Figura 2-29 è mostrata la parte inferiore dello scaldabagno, aperta per mettere a nudo i contatti e i sensori esistenti. Quando lo scaldacqua funziona tramite controllo di Arduino la regolazione di temperatura interna è bypassata in favore dell'attivazione/disattivazione esterna del sistema.



Figura 2-29: Ingrandimento del collegamento al sistema di alimentazione dello scaldabagno

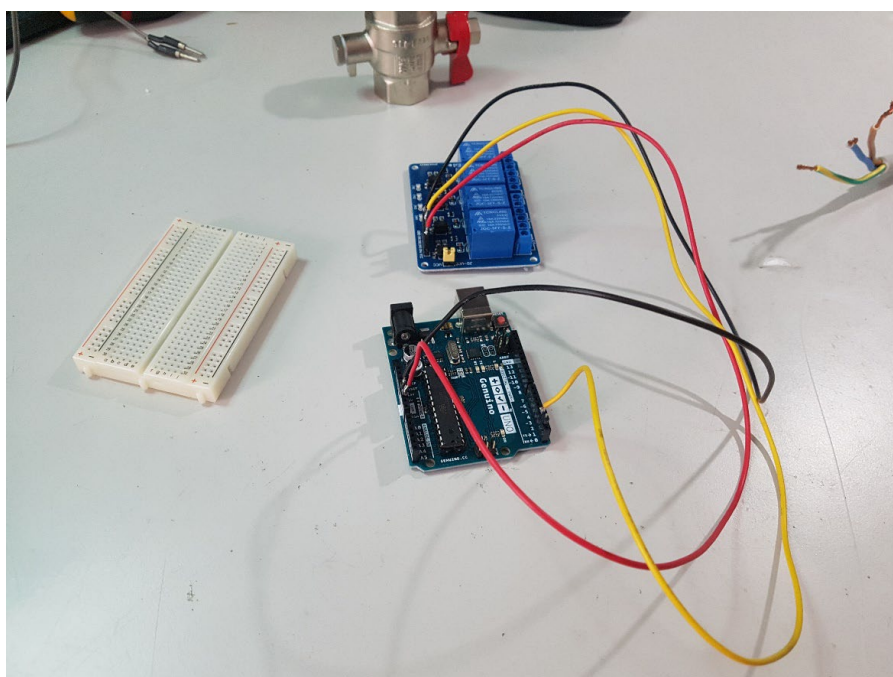


Figura 2-30: Collegamento della scheda Arduino con il Relè di attivazione controllata dello scaldabagno elettrico.

Il collegamento della scheda Arduino al relè è mostrato in Figura 2-30. Il modulo Arduino, oltre alla connessione con l'alimentazione elettrica, riceve in input la temperatura misurata nello scaldabagno e fornisce le connessioni necessarie al relè per regolare l'apertura/chiusura dell'interruttore.

Per minimizzare le lavorazioni richieste sullo scaldabagno, la presa di misura della temperatura è effettuata direttamente dal tubo di mandata dell'acqua calda (Figura 2-31); utilizzando una ball valve viene inserito il sensore di temperatura all'interno del serbatoio di accumulo. Nella stessa immagine si possono notare i cavi di alimentazione, uno dei quali è connesso al relè il cui contatto è aperto o chiuso in funzione dell'input ricevuto dalla scheda Arduino.

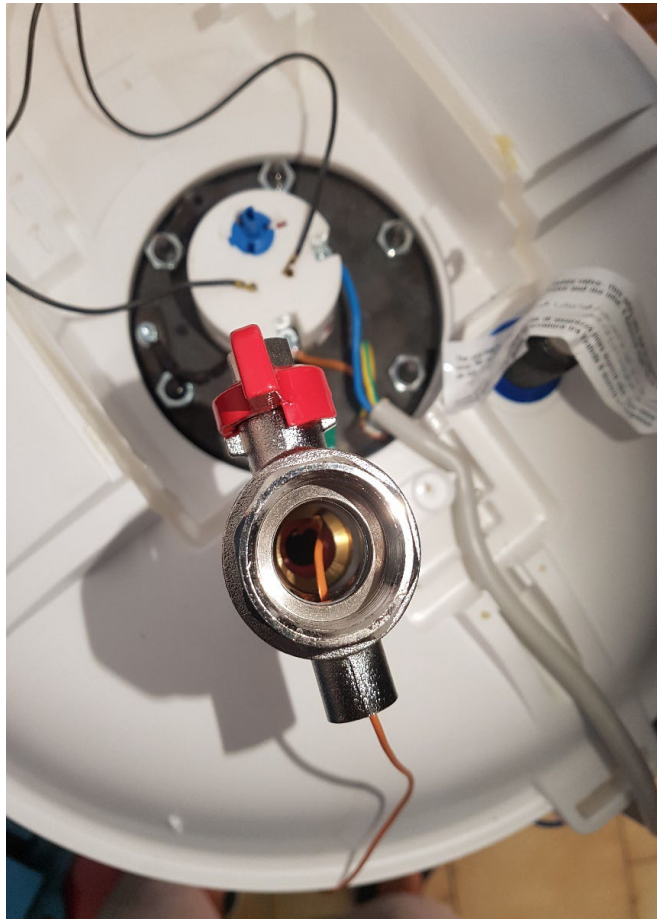


Figura 2-31: Ingrandimento del sistema, con particolare attenzione alla valvola di connessione con il sensore di temperatura dello scaldabagno.

Il sistema, una volta chiuso (Figura 2-32), presenta fondamentalmente un'uscita (la sonda di temperatura connessa alla scheda Arduino) e un ingresso (l'alimentazione elettrica).



Figura 2-32: Parte inferiore dello scaldabagno con le connessioni elettriche verso il relè e la scheda Arduino

Il sistema così strumentato è stato installato nel laboratorio ENEA di Bologna (Figura 2-33) e verrà testato nella successiva annualità utilizzando i profili di carico per il consumo di ACS utilizzati anche nelle sezioni precedenti.



Figura 2-33: Scaldabagno montato all'interno del laboratorio ENEA di Bologna

2.4 Progettazione laboratorio sperimentale per sistema ibrido fotovoltaico-pompa di calore – accumulo presso il Centro Ricerche ENEA di Casaccia

Il nuovo laboratorio progettato presso il C.R. ENEA di Casaccia, come meglio descritto nei successivi paragrafi, si differenzia dal laboratorio di Lampedusa descritto in precedenza e avviato nelle precedenti annualità, in quanto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici termoelettrici (FVT) per valutare la possibilità di alimentare lo scambiatore ausiliario della pompa di calore con il calore di scarto recuperato dal raffreddamento degli stessi moduli FV, incrementando l'efficienza del sistema complessivo.

Il nuovo sistema prevede l'installazione di una pompa di calore per ACS la quale, oltre ad avere un accumulo di capacità maggiore (500 litri) rispetto a quello installato presso il laboratorio di Lampedusa (200 litri), è

caratterizzato da un funzionamento diverso in quanto genera acqua calda sanitaria istantanea evitando il problema della legionella e quindi la necessità di attivare periodicamente la resistenza elettrica ausiliaria. Inoltre il sistema d'accumulo previsto per il nuovo impianto è del tipo a litio gestito con un unico inverter ibrido.

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

Il dimensionamento e gli schemi dell'impianto riportati di seguito sono stati definiti a seguito dei risultati di simulazione condotte dal Dipartimento di Ingegneria dell'Università di Palermo descritte nel relativo Report della Linea di attività 4.4: "Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle Isole Minori" - Report RdS/PTR2020/141.

Si riporta di seguito lo schema generale del nuovo sistema ibrido oggetto di progettazione.

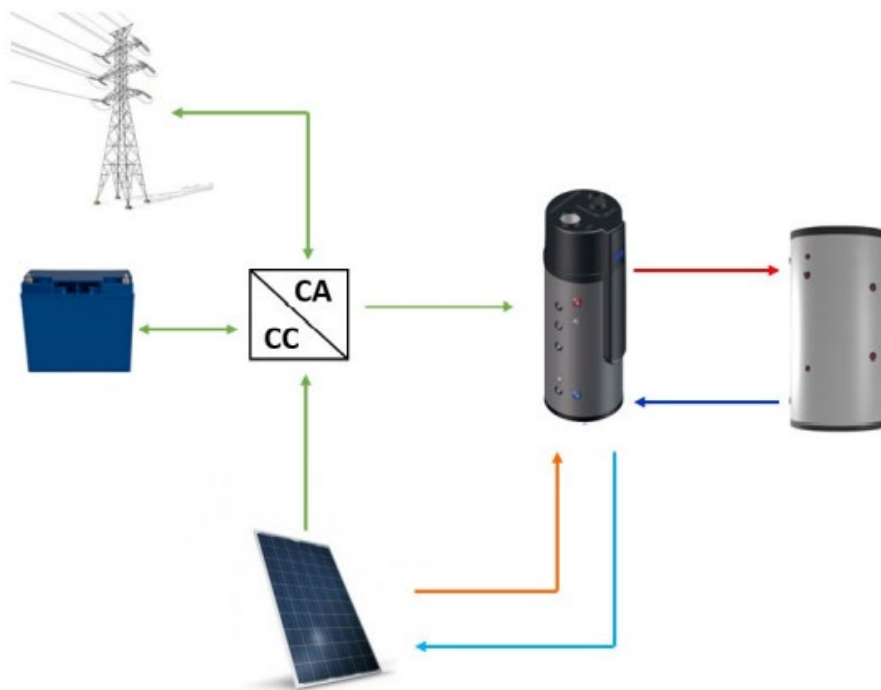


Figura 2-34: Layout generale impianto ibrido fotovoltaico termico - pompa di calore progettato presso il C. R. ENEA Casaccia

Come indicato nello schema generale di Figura 2-47, la sezione termica dell'impianto è caratterizzata da due circuiti separati: il primo è un circuito di tipo "chiuso" in cui circola dell'acqua tecnica proveniente dai moduli FV termoelettrici (FVT) per fornire il calore di recupero alla PdC tramite uno scambiatore ausiliario integrato nell'accumulo termico da 500 litri.

Il secondo circuito idraulico è quello relativo al percorso dell'ACS; nello specifico l'acqua fredda è prelevata da un serbatoio inerziale a vaso aperto di ca. 2.000 litri e viene riscaldata istantaneamente dalla pompa di calore con l'acqua calda dell'accumulo (acqua tecnica) tramite specifico scambiatore; in questo modo, così come negli altri laboratori, si sfrutta la capacità termica del serbatoio evitando di sprecare acqua calda durante le prove garantendo comunque una fedele riproducibilità delle condizioni di cario termico.

La sezione elettrica come da schema generale è costituita dai moduli termo elettrici, un sistema d'accumulo a litio e un inverter ibrido del tipo "grid connected" con possibilità di alimentare la pompa di calore anche in isola.

2.4.1 Inquadramento generale sito di installazione

In Figura 2-35 è riportata la planimetria generale con indicazione del sito dove verrà ubicato il nuovo impianto. Il laboratorio verrà realizzato presso l’edificio F83 del centro nazionale di ricerca ENEA di Casaccia; nello specifico i moduli termo – fotovoltaici saranno disposti nel terrapieno presente nella zona sud dell’Edificio F83 dove verrà collocata fuori terra anche la nuova cabina (Cab 3) per posizionare i restanti componenti d’impianto (inverter, pompa di calore, accumulo a litio, quadro di controllo e automazione). Il sistema di acquisizione delle grandezze monitorate verrà collocato in cabina 2, indicata in planimetria, dove sono presenti i componenti dell’impianto ibrido sperimentale SAPIENTE studiato nell’ambito del WP3 dello stesso progetto 1.5.

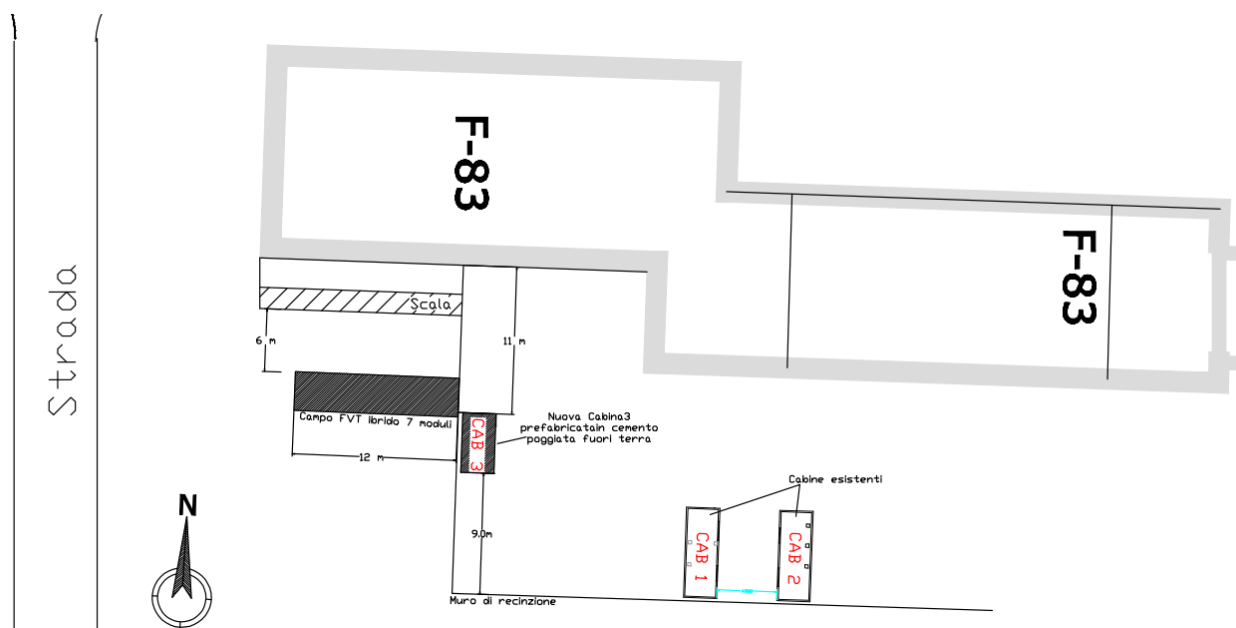


Figura 2-35: planimetria generale area di installazione nuovo impianto FV ibrido – PdC per ACS

2.4.2 Progettazione sezione termica

In Figura 2-36 si riporta lo schema dettagliato di progetto della sezione termoidraulica dell’impianto ibrido sperimentale. Per il dimensionamento dei singoli componenti idraulici sono state calcolate le perdite di carico, valutate le velocità massime all’interno delle tubazioni in funzione delle potenze generate e profili di carico che verranno studiati. Di seguito la progettazione dei due circuiti.

Dimensionamento circuito solare

Come si può osservare dallo schema di Figura 2-36 il circuito solare permette di trasferire l’energia termica prodotta dai moduli FV termo elettrici (PVT) all’accumulo integrato della Pompa di Calore (PdC). È previsto inoltre un accumulo termico ausiliario di preriscaldamento da 500 litri (SB1); quest’ultimo viene inserito, tramite un sistema di valvole a tre vie, nei mesi più freddi quando la temperatura dell’acqua in uscita dai moduli FVT 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 FVT preriscaldando l’acqua fredda in ingresso alla pompa di calore; l’entità del vantaggio energetico del preriscaldamento sarà verificato accuratamente durante le prove sperimentali.

Oltre all’SB1 i componenti principali del circuito solare sono: filtro, vaso di espansione, circolatore, la valvola di ritegno, disaeratore automatico, gruppo di carico automatico, un rubinetto con relativa diramazione per

lo svuotamento del circuito e la valvola di sicurezza. Nel punto più alto del circuito di mandata è presente la valvola di sfiato con relativa intercettazione, la sua funzione è quella di eliminare l'aria entrata in fase di riempimento e avvio del circuito.

Inoltre come da schema si prevede la presenza di:

- sensori di temperatura da installare nella tubazione di collegamento tra i moduli, in modo da valutare l'incremento di temperatura durante il funzionamento
- un misuratore di energia termica costituito da un flussimetro e sonda di temperatura installati circuito di ritorno e da un sensore di temperatura nel circuito di mandata.

Si riporta di seguito lo schema in pianta della connessione termoidraulica dei moduli FVT con l'accumulo di preriscaldamento e la pompa di calore.

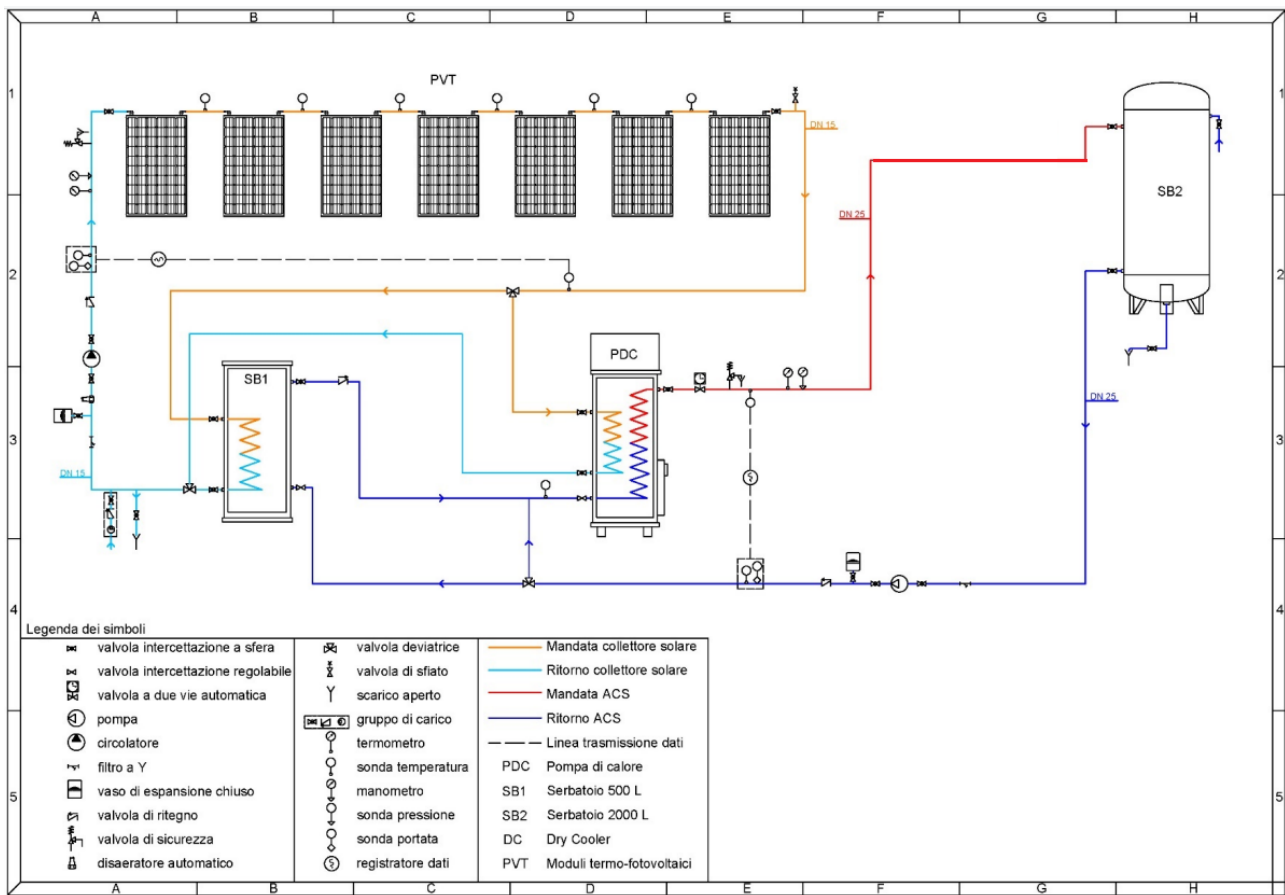


Figura 2-36: Layout sezione termica impianto sperimentale fotovoltaico ibrido FVT- pompa di calore con indicazione singoli componenti

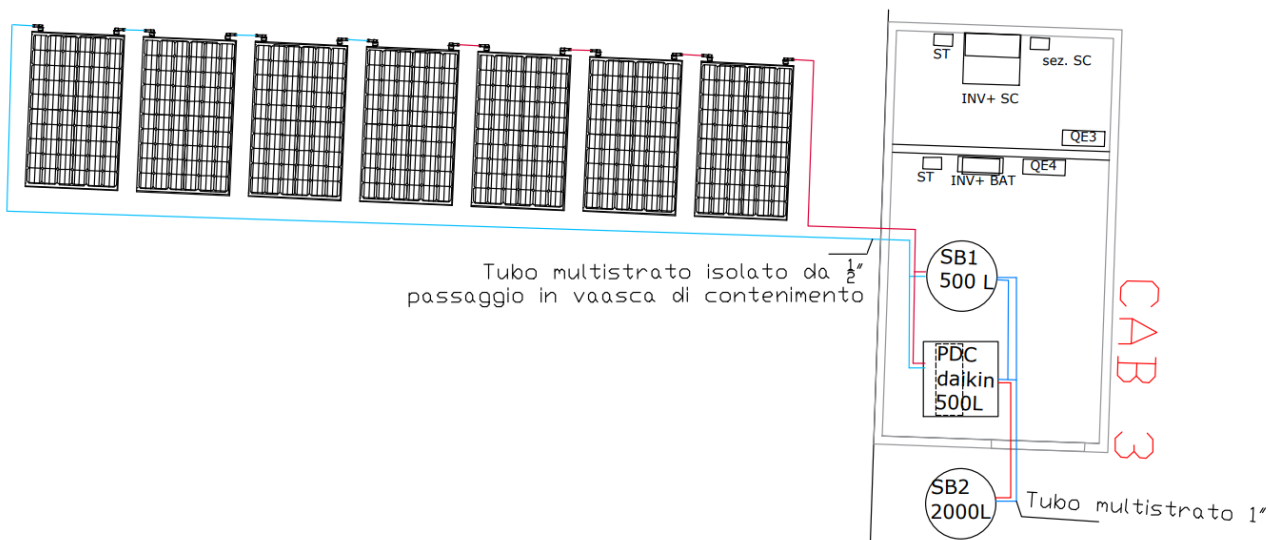


Figura 2-37: Schema connessione termo idraulica impianto ibrido FVT -pompa di calore ACS

La tubazione scelta è del tipo multistrato in rame isolato dimensionato assumendo una portata di 150 Litri/h in accordo con la portata nominale dei singoli moduli FVT (Tabella 2.7) connessi in serie e una temperatura massima di funzionamento di 85 °C per la tubazione di mandata e 30 °C per quella di ritorno.

Tabella 2.7: Specifiche tecniche modulo termo – fotovoltaico. Si noti che i valori riportati sono riferiti alla sola parte termoidraulica.

Modulo termo – fotovoltaico	
Area utile	1,56 m ²
Portata	1,5 – 2,5 L/min
Perdite di carico	400 – 900 mmH ₂ O
Efficienza	56 %

Per la tubazione del circuito solare è stata scelta una tubazione con diametro 1/2"; nella seguente tabella si riportano i calcoli della perdita di carico nel circuito per individuare il circolatore più idoneo.

Tabella 2.8: Risultati calcolo perdite di carico circuito solare

Componente	Portata L/h	Lungh.(m) Numero	D.N. mm	D.int. mm	Vel. m/s	Ap distr. kPa	Ap loc. kPa	Ap Tot. kPa	Ap Tot. m	Ap Tot. + 15% m
Mandata Collettori	150	20.00	1/2"	12.70	0.329	2.532				
Ritorno collettori	150	23.50	1/2"	12.70	0.329	3.022				
Curva mandata 90°	150	2.00	1/2"	12.70	0.329		0.157			
Curva ritorno	150	2.00	1/2"	12.70	0.329		0.158			
Curva ritorno larga	150	1.00	1/2"	12.70	0.329		0.053			
Valv. di interc. mandata	150	2.00	1/2"	12.70	0.329		0.021			
Valv. di interc. ritorno	150	4.00	1/2"	12.70	0.329		0.042			
Valv. di ritegno ritorno	150	1.00	1/2"	12.70	0.329		0.158			
Valv. a tre vie mandata	150	1.00	1/2"	12.70	0.329		0.524			
Valv. a tre vie ritorno	150	1.00	1/2"	12.70	0.329		0.526			
Collettori								61.775		
Scambiatore di calore Pdc							0.300			
								69.267	7.064	8.936

A seguito dei risultati di calcolo riportati in Tabella 2.8 è stata verificata la possibilità di utilizzare il circolatore di cui è dotata la PdC la cui caratteristica di funzionamento è riportata in Figura 2-38.

Il volume del vaso di espansione invece deve avere un volume superiore a 5,01 litri, è stato scelto un vaso di espansione commerciale con volume nominale 30 litri, mentre la valvola di sicurezza deve avere una portata di scarico del vapore superiore a 9,04 kg/h.

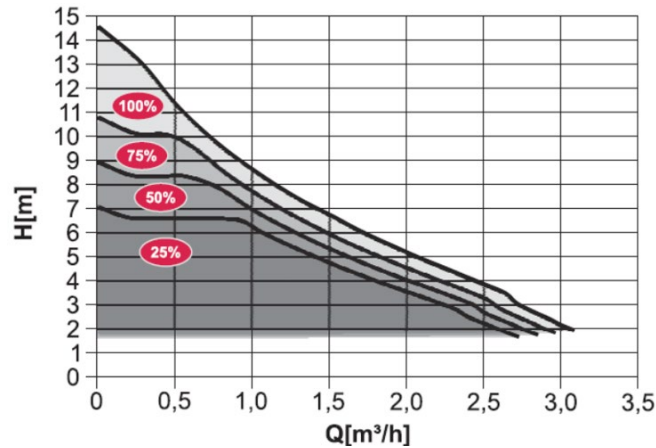


Figura 2-38: Curva caratteristica circolatore, circuito solare

2.4.3 Circuito pompa di calore

La Pompa di calore individuata per l'installazione nel nuovo laboratorio è di tipo split con un accumulo integrato di ca. 500 litri le cui caratteristiche principali si riportano nella successiva tabella.

Tabella 2.9: Caratteristiche principali PdC per ACS

Potenza termica a 7/55°C	kW	2.2
COP nominale (EN 16147)		3.06
Volume	l	500
Tipo controllo del compressore		Inverter
Refrigerante		R 410-A
Funzionamento lato aria	°C	-15 - 35
Portata aria	m³/h	1806
Dimensioni dell'unità A x L x P		550 x 765 x 285
Peso dell'unità esterna	kg	35
Corrente massima di funzionamento	A	6

L'accumulo integrato prevede tre diversi scambiatori di calore, nel primo circola il refrigerante (condensatore), nel secondo circola acqua proveniente da una fonte di calore esterna (energia termica da FVT), nel terzo scambiatore circola l'ACS, che viene quindi prodotta in modo indiretto; in questo modo è escluso il rischio di contaminazione del bacillo legionella in quanto l'ACS non si trova all'interno dell'accumulo ma circola nello scambiatore di calore nei momenti di richiesta.

Nel circuito termoidraulico lato utente connesso alla pompa di calore, come riportato nello schema di Figura 2-36, sono presenti:

- una valvola a due vie motorizzata che permetterà di riprodurre il profilo di carico per ACS
- una valvola di sicurezza
- un filtro
- la pompa idraulica che si attiva con un pressostato quando apre la valvola a due vie

- un vaso di espansione
- valvola di ritegno

Completeranno il circuito gli strumenti di misura, nello specifico, il misuratore di energia termica tra mandata e ritorno della PdC. Per il dimensionamento è stata presa come riferimento una portata di ACS pari a 2.000 litri/h in accordo con il profilo di carico 2XL della EN 50440 previsto come profilo di riferimento per la PdC; è stata ipotizzata una temperatura di mandata di 55°C e di 15 °C per il ritorno. La tubazione del circuito pompa di calore- accumulo inerziale 2000 litri è del tipo in multistrato con diametro nominale pari a 1". Si riportano di seguito i calcoli per valutare la perdita di carico e la scelta della pompa idraulica.

2.4.4 Progettazione sezione elettrica

Il quadro elettrico (QE4) per l'alimentazione e il monitoraggi dell'impianto ibrido sarà installato nella cabina 3, come riportato nella planimetria di Figura 2-37 lo stesso quadro verrà alimentato dal quadro generale di Cabina, QE3, il cui schema è riportato in Figura 2-39 e Figura 2-40 con indicazione del dimensionamento delle linee in partenza e dei singoli interruttori.

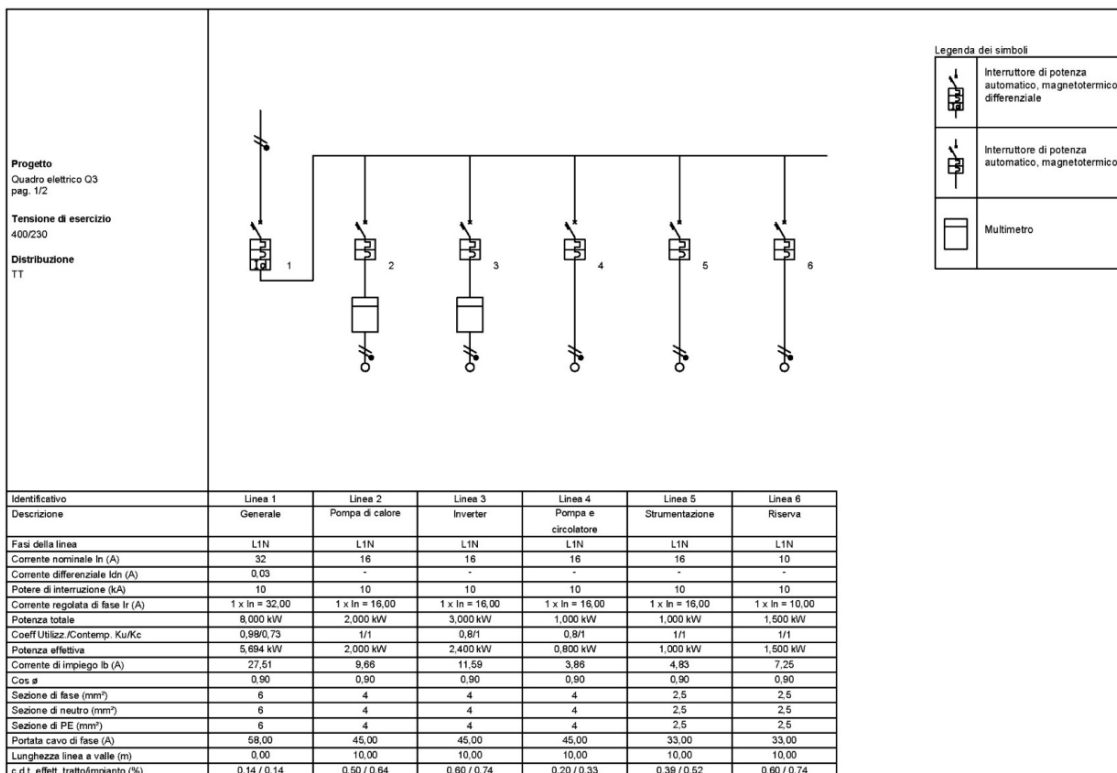


Figura 2-39: Schema unifilare quadro elettrico laboratorio (Q3), pagina 1

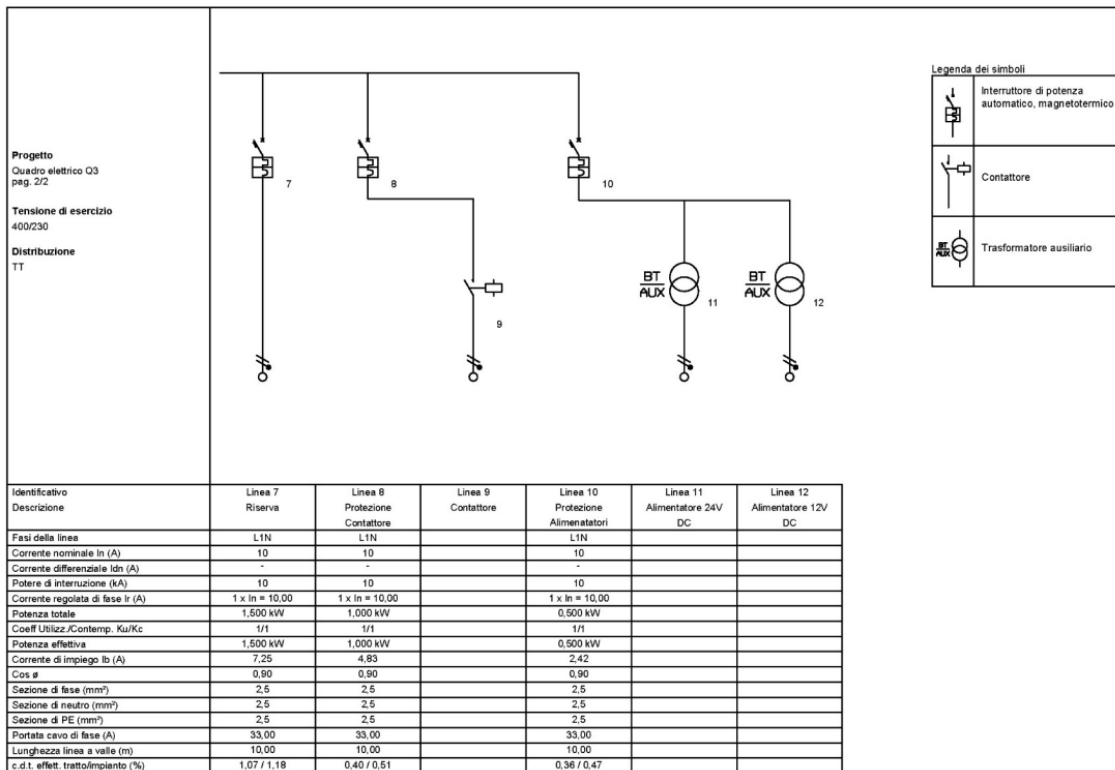


Figura 2-40: Schema unifilare quadro elettrico laboratorio (Q3), pagina 2

2.4.5 Dimensionamento impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è costituito da 7 moduli fotovoltaici ibridi del tipo termoelettrici, dotati di uno scambiatore a contatto con il pannello per raffreddare il modulo, connessi come riportato in Figura 2-41 e avanti le seguenti caratteristiche elettriche.

Tabella 2.10: Caratteristiche modulo FV termoelettrico – Specifiche tecniche calcolate in riferimento alle condizioni di prova standard (STC): Irradianza 1.000 W/m², temperatura modulo 25 °C, AM 1,5

Modulo termo - fotovoltaico	
Potenza di picco	300 W _p
Tensione V _{MPP}	32,4 V
Corrente I _{MPP}	9,26 A
Tensione a vuoto V _{OC}	39,6 V
Corrente di corto circuito I _{SC}	9,70 A
Coefficiente di temperatura P _{MPP}	-0,38 %/°C
Coefficiente di temperatura V _{OC}	-0,29 %/°C
Coefficiente di temperatura I _{SC}	0,052 %/°C

LEGENDA SIGLE
 ST = quadro sezionamento stringa
 INV = Inverter AZZURRO
 BAT = Batterie
 QE4 = Quadro di campo monofase

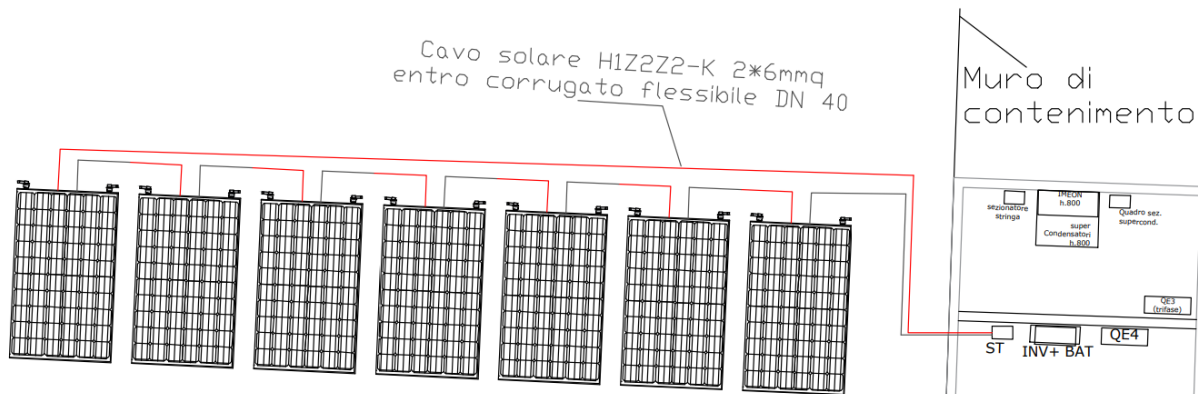


Figura 2-41: schema connessione elettrica moduli FVT

È stato scelto un inverter ibrido avente potenza nominale più bassa presente in commercio al fine di alimentare la pompa di calore avente una potenza nominale di circa 600 W con un punto di lavoro il più vicino possibile a quello di massimo rendimento. Si riportano nella seguente tabella le caratteristiche dell’inverter ibrido individuato per l’impianto sperimentale.

Considerate le caratteristiche tecniche dell’inverter e dei moduli, è stato scelto di connettere in serie i moduli FVT in un’unica stringa di cui si riportano le caratteristiche complessive in Tabella 2.12.

Tabella 2.11: 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

Tabella 2.12: Caratteristiche stringa campo FV termo elettrico

Stringa	
Potenza di picco	2.100 Wp
Tensione V_{MPP}	226,81 V
Tensione V_{MPP} minima (70°C)	197,20 V
Tensione V_{MPP} massima (-10°C)	249,82 V
Tensione a vuoto V_{OC}	277,20 V
Tensione a vuoto massima V_{OC} (- 10 °C)	305,33 V
Corrente I_{MPP}	9,26 A
Corrente di corto circuito I_{SC}	9,39 A
Corrente di corto circuito massima I_{SC} (70 °C)	9,61 A

Anche se la potenza massima di stringa supera di poco la potenza massima in ingresso prevista dall’inverter, sono rispettate tutte le condizioni di funzionamento dell’inverter relative alla tensione massima e minima relative al funzionamento in MPP e le condizioni di sicurezza relative alla tensione massima a vuoto. Si riporta

in Figura 2-42 lo schema unifilare con indicazione dei principali dispositivi di regolazione e protezione dell'impianto FV termo elettrico:

- quadro di campo, in cui sono presenti i sezionatori porta fusibile di stringa, l'interruttore – sezionatore che permette di separare la stringa dal resto dell'impianto e lo scaricatore di tensione per le sovratensioni atmosferiche;
- il quadro Q4 di alimentazione dei singoli componenti dell'impianto dove è installato il dispositivo di generatore che permette di separare l'inverter dall'alimentazione della PdC e dalla connessione in parallelo alla rete.
- il quadro generale di cabina Q3; quest'ultimo contiene il dispositivo di protezione di interfaccia DDI previsto dalla CEI 021. Poiché la pompa di calore è abilitata anche al funzionamento ad isola viene connessa all'uscita privilegiata dell'inverter a valle del DDI.

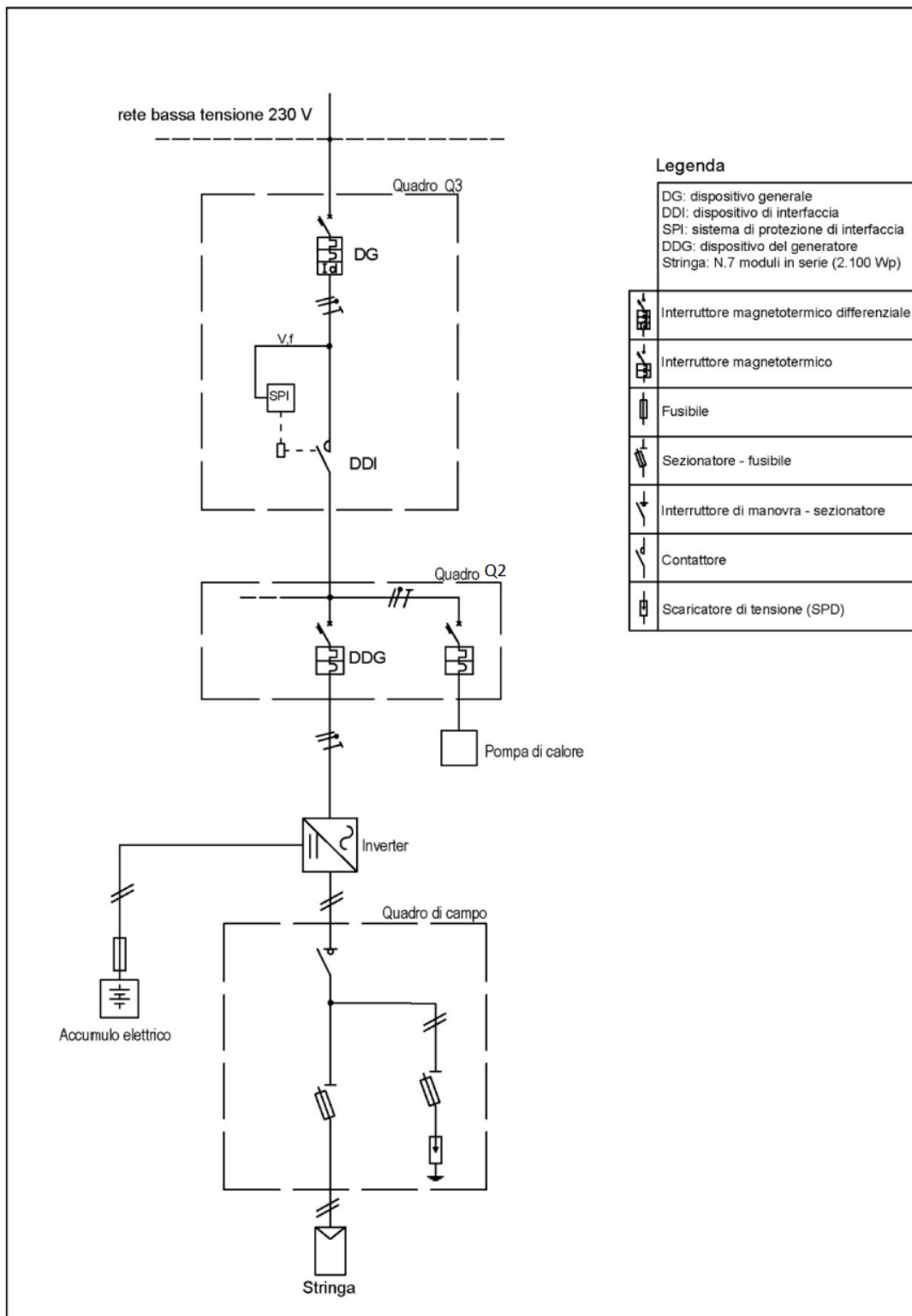


Figura 2-42: Schema unifilare impianto elettrico sistema ibrido con componenti previsti dalla CEI 0-21

Il sistema di accumulo elettrochimico scelto per l’impianto in progetto è del tipo Litio-Fosfato-Ferro con una vita utile pari a 7.000 cicli con profondità scarica al 100% o 12.000 cicli con profondità scarica al 80%. Si riportano in Tabella 2.14 le altre caratteristiche della batteria individuata, questa risulta inoltre pienamente compatibile con l’inverter ibrido descritto in precedenza.

Tabella 2.13: Caratteristiche sistema d'accumulo a litio ferro fosfato scelto per l'impianto in progetto

Capacità	4,5	kWh
Capacità massima	4,95	kWh
Capacità nominale	86	Ah
Tensione operativa	46.3-57.8Vdc	V
Massima potenza erogabile	5	kW
Aspettativa operativita' fino a	12	anni
Dimensione (WxDxH mm)	450x540x135	
Peso	53	kg
Profondità di scarica	100,00%	
Corrente di carica/scarica	90	A
Comunicazione	232, Wifi	
Temperatua di scarica	-20 ~ 55	°C
Temperatua di carica	-7 ~ 55	°C

2.5 Implementazione dei modelli in Matlab/simulink per l'analisi tecnico economica del sistema ibrido FV – pompa di calore installato presso l'ENEA di Lampedusa

Estendendo l'implementazione dei modelli in Matlab/Simulink, già avviata nella precedente annualità, è stata effettuata una analisi energetica ed economica delle diverse configurazioni del sistema ibrido FV-PdC per ACS – accumulo elettrico – accumulo termico installato presso l'ENEA di Lampedusa.

L'analisi di seguito riportata prevede il calcolo di parametri per valutare la quota di energia effettivamente utilizzabile rispetto a quella potenzialmente prodotta dal sistema ibrido. A differenza di un sistema tradizionale basato sull'utilizzo di collettori solari con accumulo, il sistema ibrido in esame consentirebbe di gestire la sovrapproduzione energetica dei mesi estivi rispetto al fabbisogno effettivo di ACS. Diversamente dal sistema solare termico, la potenza prodotta in eccesso dall'impianto ibrido analizzato (configurazione grid connected) alimenta le utenze elettriche locali o viene immessa in rete garantendo una continuità di funzionamento.

Per valutare la migliore configurazione del sistema ibrido sperimentale FV – PdC secondo un criterio energetico ed economico, sono stati simulati in Matlab/Simulink tutti gli schemi impiantistici riproducibili presso il laboratorio di Lampedusa come descritti di seguito.

Per la simulazione delle diverse configurazioni del sistema ibrido sono stati estesi ed integrati i modelli implementati della precedente linea di attività (LA4.1) e riportati nel Report RdS/PTR2019/055.

Per l'analisi tecnico economica è stata effettuata una simulazione annuale delle diverse configurazioni del sistema ibrido applicando i profili di carico per ACS previsti dalla normativa tecnica (EN 50440) e un profilo di carico annuale ottenuto dai monitoraggi effettuati nelle precedenti annualità presso utenze residenziali dell'isola di Lampedusa. Inoltre l'analisi tecnico economica è stata condotta per diverse tipologie di sistemi d'accumulo elettrico (a piombo, a litio e a supercondensatori).

Una descrizione estesa delle differenti configurazioni dell'impianto è fornita in Sezione 2.2. Si riportano di seguito delle brevi descrizioni riassuntive.

Configurazione A: sistema isolato dalla rete

Come indicato in Figura 2-43, la configurazione simulata A non prevede la connessione dell'inverter alla rete elettrica isolana (sistema "stand alone" o "in isola"). Non vi è quindi né possibilità che la rete elettrica possa

Intervenire in supporto ad una ridotta produzione del fotovoltaico, né in caso di sovrapproduzione di fotovoltaico. Nel caso di sovrapproduzione di energia elettrica da FV, essa potrà essere immagazzinata direttamente nell'accumulo elettrico, o utilizzata nella pompa di calore per produrre acqua calda da immagazzinare nell'accumulo termico (si noti che tra gli scenari simulati è previsto il caso senza accumulo elettrico); quando entrambi i sistemi di accumulo sono carichi la produzione del FV viene tagliata. Viceversa, in condizioni di ridotta produzione da FV, una volta scaricato l'accumulo elettrico, la produzione di ACS sarà interrotta comportando la diminuzione della temperatura dell'acqua sanitaria presente nell'accumulo con una conseguente condizione di discomfort.

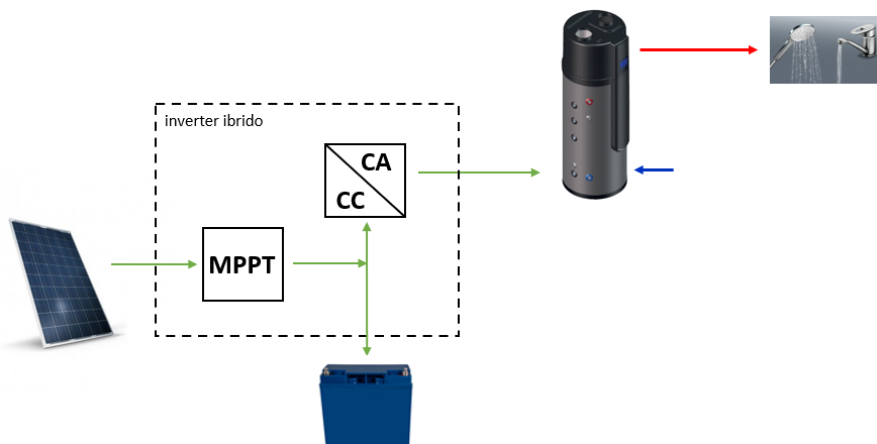


Figura 2-43: Sistema ibrido FV – Pompa di calore per ACS – configurazione A. inverter isolato dalla rete

Configurazione B: sistema connesso alla rete (solo prelievo)

La seconda configurazione (configurazione B), rappresentata in Figura 2-44, prevede il collegamento del sistema alla rete mediante un inverter ibrido equivalente al convertitore installato presso il laboratorio di Lampedusa; questa configurazione è in grado di gestire contemporaneamente i flussi di energia elettrica tra i moduli fotovoltaici, l'accumulo elettrico, l'utenza e la rete privilegiando al tempo stesso l'autoconsumo.

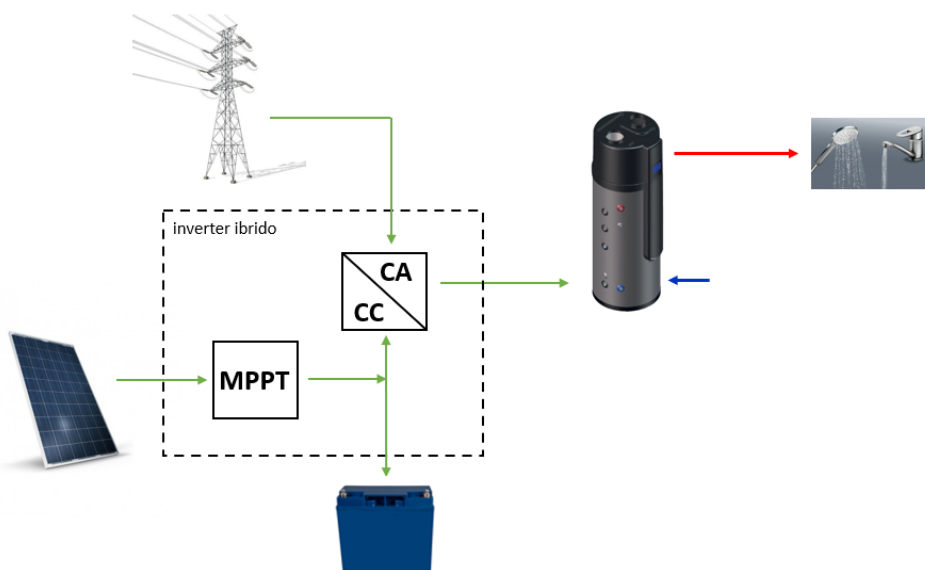


Figura 2-44: Sistema ibrido FV – Pompa di calore per ACS – configurazione B. inverter connesso alla rete (solo prelievo)

In particolare lo schema simulato prevede la connessione della Pdc all'uscita dell'inverter collegata in parallelo alla rete domestica; il modello implementato per simulare l'inverter ibrido gestisce la potenza erogata con funzione "immissione zero" imponendo un flusso unidirezionale solo verso la pompa di calore come di seguito descritto:

- In caso di sovra produzione da FV rispetto al consumo della Pdc e nei casi di accumulo elettrico carico non è prevista l'immissione di potenza elettrica in rete con la conseguente limitazione della produzione stessa.
- La rete fornisce la potenza per compensare l'eventuale differenza della produzione da FV rispetto alla richiesta della Pdc nei casi di batteria scarica. Diversamente dalla configurazione A (in isola), con questa modalità il FV continua a produrre anche quando l'inverter non riesce a soddisfare la totale potenza richiesta dalla Pdc in quanto solo la rete fornisce solo la differenza rispetto al carico.

Con le simulazioni annuali riportate nei successivi paragrafi è stato analizzato l'influenza sul costo in bolletta dato dall'apporto energetico della rete per mantenere le condizioni di comfort dell'ACS nel caso di bassa produzione da FV; l'analisi è stata fatta per diverse taglie del fotovoltaico e del sistema di accumulo elettrico.

Configurazione C: sistema connesso alla rete (sia in immissione che in prelievo)

Come indicato in Figura 2-45 la configurazione C, come la precedente, è un sistema di tipo "grid connected". A differenza della Configurazione B, l'uscita CA dell'inverter ibrido è collegata in parallelo alla rete domestica per alimentare oltre la Pdc tutti gli altri carichi e per immettere in rete l'eventuale eccesso di produzione rispetto al carico dell'abitazione.

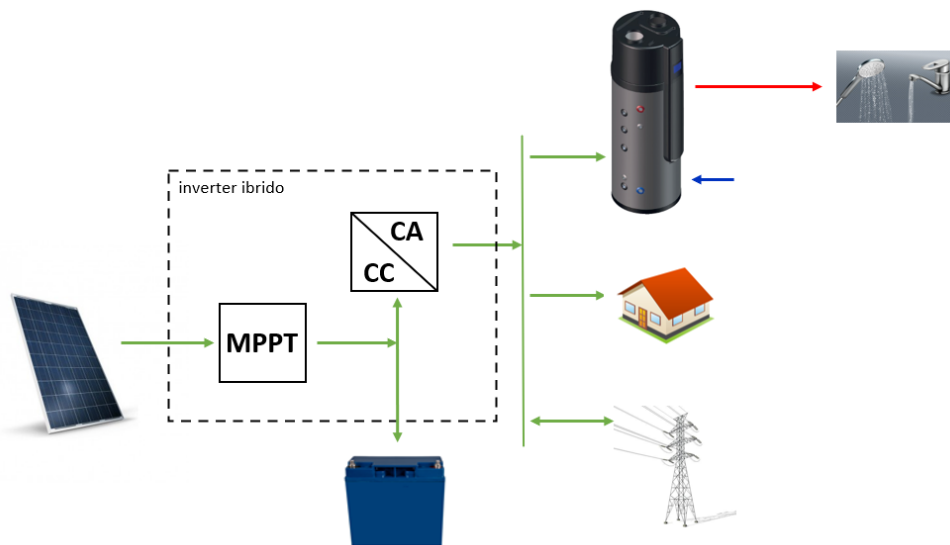


Figura 2-45: Sistema ibrido FV – Pompa di calore per ACS – configurazione B. inverter connesso alla rete (prelievo e immissione)

Anche se l'inverter è connesso in parallelo alla rete domestica, la Pdc, come nella configurazione B, continua ad essere gestita con la logica ad inseguimento FV già implementata nel sistema di Lampedusa: la pompa di calore si attiva quando l'impianto FV produce una potenza superiore ad un valore di soglia impostabile e rimane attiva fino a quando la temperatura dell'acqua calda sanitaria nell'accumulo termico non raggiungere la temperatura di set point.

Diversamente dalla configurazione B, nei casi di sovrapproduzione e batteria carica la potenza da FV non viene limitata ma viene consumata dalle altre utenze dell'abitazione o immessa in rete.

2.5.1 Indicatori energetici economici

Per poter effettuare l'analisi delle tre configurazioni tramite la simulazione annuale in Matlab/Simulink, sono stati definiti i seguenti indicatori di carattere energetico ed economico con i quali è possibile valutare in modo semplice i vantaggi e gli svantaggi dei diversi casi studio.

1) Indice utilizzo del fotovoltaico: U_{FV}

Questo indicatore permette di valutare come le logiche implementate per il sistema ibrido possano influenzare l'effettiva produzione dell'energia elettrica del FV rispetto a quella potenziale. L'indice in oggetto è utilizzato solo nella configurazione "A" e "B" in quanto nella configurazione "C", grazie all'immissione di energia in rete, non è presente alcuna limitazione alla produzione (energia effettiva prodotta uguale all'energia potenziale producibile):

$$UFV = \frac{E_{FV,g}}{E_{FV,t}} * 100 [\%]$$

- $E_{FV,g}$: è l'energia elettrica effettivamente generata in corrente alternata [kWh], considerando che in alcuni casi può essere limitati poiché gli accumuli elettrici e termici sono saturi;
- $E_{FV,t}$: è l'energia elettrica in corrente alternata che potrebbe essere prodotta nel caso in cui non ci fosse alcuna limitazione alla produzione [kWh].

2) indicatore di discomfort: DS

L'indicatore di discomfort, applicato alla configurazione A, fornisce una informazione sul tempo in cui la temperatura nell'accumulo termico si mantiene al di sotto di 40°C (limite considerato per l'utilizzo dell'ACS in condizioni di comfort). Infatti, nella configurazione A non vi è alcun supporto esterno alla produzione di ACS pertanto, la temperatura, in assenza di un'adeguata produzione di energia da FV, potrebbe diminuire fino a raggiungere un valore per il quale non si garantisce il comfort per l'ACS (impostato a una temperatura pari a 40°C).

$$DS = \frac{\sum_{i=1}^{525.600} T_{ACS,i} < 40}{525.600} * 100 [\%]$$

dove:

- $T_{ACS,i}$: è la temperatura dell'ACS nell'accumulo termico all'i-esimo step della simulazione, quest'ultimo ha una durata di 60 secondi ;
- 525.600: sono i minuti in un anno (durata simulazione).

3) Indicatore di autosufficienza: AS

L'indicatore AS (Autosufficienza) valuta la necessità, per la configurazione B e C, di energia elettrica fornito della rete per garantire che la temperatura dell'ACS non scenda sotto i 40 °C. (nel caso di AS = 100%, il sistema è in gradi di mantenere le condizioni di comfort per l'ACS senza prelevare energia dalla rete):

$$AS = 1 - \frac{E_{FV,from_grid}}{E_{PDC}} * 100 [\%]$$

dove:

- E_{PDC} : è l'energia elettrica assorbita dalla PdC [kWh];
- $E_{FV,from_grid}$: è l'energia elettrica prelevata dalla rete elettrica [kWh].

4) indicatore di autoconsumo: AC

Permette di valutare e quantificare per la configurazione C come le diverse taglie simulate per l'impianto FV favoriscano o meno l'autoconsumo (l'autoconsumo viene penalizzato nel caso in cui la taglia dell'impianto FV risulti sovradimensionata rispetto al carico della pompa di calore o delle altre utenze domestiche).

La massimizzazione dell'autoconsumo comporta i maggiori benefici economici soprattutto se vengono considerati gli incentivi previsti per le isole minori descritti di seguito.

$$AC = \frac{E_{FV,g} - E_{FV,to_grid}}{E_{FV,g}} * 100 [\%]$$

dove:

- E_{FV,to_grid} : è l'energia elettrica immessa nella rete del distributore [kWh].

5) Indicatori economici

L'analisi economica della tecnologia in esame è effettuata in un periodo pari a 20 anni, arco temporale di vita utile del sistema. Per la valutazione economica è stato implementato un apposito script riportato in Figura 2-46 con il quale vengono impostati i parametri e scritti i risultati di simulazione in un apposito file csv.

```

if selettore == 2
costo_bolletta_SAE=399;
elseif selettore==3
    costo_bolletta_SAE=720;
elseif selettore==4
    costo_bolletta_SAE=367;
elseif selettore==5
    costo_bolletta_SAE=444;
end

nr=0;
if (fix((n_cicli(end)*20)/cicli))>=1
    nr=(fix((n_cicli(end)*20)/cicli));
elseif and((fix((n_cicli(end)*20)/cicli))<1, tipologia_accumulo==3)
    nr=0;
else
    nr=1;
end

vita_utile=20;
costo_inv_elettrico=(costoAcc*capacita_batteria)*(1+nr)+(1500*PTotaleIB);
costo_inv_termico=2000-850;
investimento=costo_inv_elettrico+costo_inv_termico;
i=0.02;           %tasso di interesse
i_f=0.019;       %tasso inflazione medio annuo energia elettrica
i_df=((1+i)/(1+i_f))-1; %tasso interesse deflazionato
FC_iniziale=-investimento;
risparmio_annuo=costo_bolletta_SAE-costo_bolletta_FV(end)+ricavo_feed_in_premium(end)+ricavo_feed_in_tariff(end);
quota_d_f=0.50;   %quota detrazione fiscale
anni_d_f=10;      %anni detrazione fiscale
risparmio_totale_d_f=(costo_inv_elettrico)*(quota_d_f);
risparmio_annuo_d_f_non_attualizzato=risparmio_totale_d_f/anni_d_f;

```

Figura 2-46: Script in Matlab/Simulink per lanciare l'analisi economica

Lo script di Figura 2-46 viene lanciato a fine simulazione annuale per impostare i parametri necessari all'analisi economica come di seguito indicato:

- costo di investimento (variabile in funzione della configurazione simulata);
- tasso di interesse posto pari al 2% per l'analisi economica in oggetto;
- tasso di inflazione del costo dell'energia elettrica: posto pari al 1,9 %.

Per il calcolo del costo di investimento è stata considerata l'applicazione della detrazione fiscale pari al 50% del costo d'impianto in un periodo di 10 anni.

L'analisi economica riportata di seguito per le tre configurazioni del sistema ibrido è stata condotta valutando i flussi di cassa annui differenziali rispetto all'utilizzo dello scaldacqua elettrico (SAE), quest'ultimo infatti risulta la principale tecnologia attualmente utilizzata nelle isole minori non interconnesse per la produzione di ACS.

I flussi di cassa differenziali vengono utilizzati per il calcolo degli indici economici VAN (Valore Attuale Netto) e TR (tempo di Ritorno dell'investimento) utili a verificare l'effettiva convenienza dell'investimento rispetto alla situazione attuale.

Il flusso di cassa annuo differenziale, dato dal risparmio in bolletta rispetto all'utilizzo del SAE, è ottenuto, come indicato nello script di Figura 2-46, calcolando le seguenti voci:

- "costo_bolletta_SAE": è il costo della bolletta elettrica nel caso dell'utilizzo dello SAE, questo è ottenuto tramite la simulazione di uno scaldacqua elettrico con resistenza pari a 1.500 W e capacità 80 L per i vari profili di carico analizzati;
- "costo_bolletta_PV": è il costo della bolletta elettrica associato all'utilizzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete per il funzionamento della Pdc; presente solo nella configurazione "B" e "C";
- "ricavo_feed_in_premium" e "ricavo_feed_in_tariff": sono i ricavi associati all'incentivi previsti dal decreto isole minori (decreto ministeriale del 14 febbraio 2017 - Delibera ARERA 558/2018/R/efr Allegato A) rispettivamente per l'autoconsumo e per l'immissione di energia elettrica in rete.

L'incentivo "feed in tariff" è applicato alla simulazione della sola configurazione C per la quota di energia elettrica effettivamente immessa in rete. La remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla tariffa base descritta dalla Delibera ARERA 558/2018/R/efr.

L'incentivo "feed in premium" applicato alle simulazioni delle configurazioni B e C per la quota di energia elettrica istantaneamente consumata in sito. La remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa base (Delibera ARERA 558/2018/R/efr) e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito.

Il calcolo delle due componenti della tariffa incentivante è effettuato tramite apposito modello implementato in Matlab/Simulink.

Si riporta in Figura 2-47 lo script utilizzato per il calcolo del VAN a fine di ciascuna simulazione

```

%Calcolo VAN
for j=1:vita_utile
    ia(j)=1/((1+i_df)^j); %tasso interesse deflazionato attualizzato

    FC_a(j)=risparmio_annuo*ia(j);
end
for j=6:vita_utile %perdita produzione moduli
    deg(j)=0.003+0.003*(j-6);
    FC_a(j)=(risparmio_annuo*ia(j))-(deg(j)*risparmio_annuo*ia(j));
end
for j=1:anni_d_f % detrazione fiscale
    risparmio_annuo_d_f_attualizzato(j)=risparmio_annuo_d_f_non_attualizzato*ia(j);
    FCT_a(j)=FC_a(j)+risparmio_annuo_d_f_attualizzato(j);
end
for j=(anni_d_f+1):vita_utile
    FCT_a(j)=FC_a(j);
end

VAN_PV=FC_iniziale+(sum(FCT_a));
    
```

Figura 2-47: Script implementato in Simulink per il calcolo Valore Attuale Netto (VAN)

2.5.2 Modellizzazione bolletta elettrica

Il costo della bolletta elettrica per il consumo annuale di acqua calda sanitaria è ottenuto attraverso l'implementazione del modello riportato in Figura 2-48.

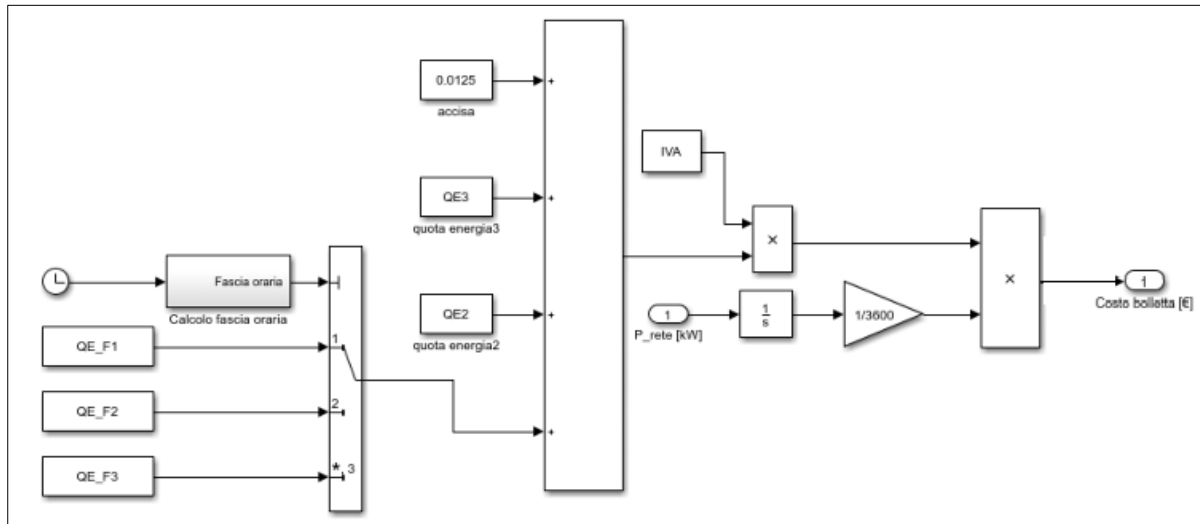


Figura 2-48: Modello Simulink bolletta elettrica utente residenziale

Il modello di Figura 2-48 calcola la tariffa oraria dell’energia elettrica prelevata dalla rete sommando la componente materia energia (parametri del modello simulink QE_F1, QE_F2, QE_F3 selezionati in funzione della fascia oraria da apposito blocco), componente trasporto e gestione del contatore (parametro QE2) e oneri di sistemi (parametro QE3).

Le condizioni economiche e le componenti tariffarie implementate nel modello “bolletta elettrica” fanno riferimento a quelle previste per i clienti del mercato tutelato del primo trimestre del 2021 [4]. In particolare è stata presa come riferimento un’utenza domestica di residenza anagrafica e a contratto con fascia bioraria (Tabella 2.15).

In particolare il modello Simulink di Figura 2-48 valuta solo le componenti relative alla quota energia, in quanto si è supposto che la sostituzione dello scaldacqua elettrico (SAE) con le tecnologie analizzate non comporti una modifica della potenza contrattuale (quota potenza della bolletta invariata).

Tabella 2.14: Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato (ARERA) - Utenza domestica di residenza anagrafica

1 gennaio - 31 marzo 2021	Materia energia			Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema
	Monorario	Biorario			
	<i>fascia unica</i>	<i>fascia F1</i>	<i>fascia F23</i>		
Quota energia (euro/kWh)	0.07325	0.08311	0.06827	0.00889	0.041776
Quota fissa (euro/anno)	51.6984			20.5200	-
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			21.2400	-

2.5.3 Profili di carico per ACS utilizzati per l’analisi tecnico economica

Per ottenere risultati che abbiano una maggiore validità scientifica, l’analisi tecnico economica riportata nei successivi paragrafi è stata condotta utilizzando diverse tipologie di profilo di carico per il consumo di ACS dell’unità simulata.

In particolare le simulazioni annuali del sistema ibrido sono state condotte con i seguenti profili di ACS:

- Profilo standard previsto dalla EN 50440
- Profilo IEA – Annex 42
- Profilo reale ottenuto dal monitoraggio di utenze residenziali dell’isola di Lampedusa

Profilo standard previsto dalla EN 50440

I profili di carico standard di ACS implementati nel simulatore sono stati modellizzati elaborando i profili di prelievo riportati nella EN 50440 [6] previsti dai regolamenti delegati della commissione europea N. 812/2013 [7] e N. 814/2013 [8].

In particolare la EN 50440 prevede 10 differenti profili di prelievo giornalieri a cui corrispondono diversi volumi di acqua consumata e diversi consumi termici: dal 3XS al 4XL. Le caratteristiche comuni a tutti i profili sono le seguenti:

- dalle 00:00 alle 06:59: nessun prelievo di acqua;
- dalle 07:00 alle 24:00: prelievi di acqua calda conformi al profilo di carico.

Il limite dell’utilizzo di questi profili nell’ambito dell’analisi tecnico economica condotta nel presente studio è legato soprattutto alla loro durata; l’utilizzo di un profilo giornaliero (24 ore) comporta, infatti, il problema di non tenere in conto nelle simulazioni annuali della variabilità stagionale della domanda. In questo studio sono stati presi come riferimento i profili di carico M (famiglia con 2-4 componenti) ed L (famiglia con 4-6 componenti), riportati in Tabella 2.16, a cui corrispondono un fabbisogno termico giornaliero di 5,84 kWh e 11,65 kWh rispettivamente.

Tabella 2.15: Profilo di prelievo giornaliero acqua calda sanitaria tipo “M” e “L” UNI 50440

Ora [h:m]	Profilo M		Profilo L		Ora [h:m]	Profilo M		Profilo L	
	Portata [l/m]	Qtap [kWh]	Portata [l/m]	Qtap [kWh]		Portata [l/m]	Qtap [kWh]	Portata [l/m]	Qtap [kWh]
07:00	3	0,105	3,00	0,105	12:45	4	0,315	4,00	0,315
07:05	6	1,4	6,00	1,400	14:30	3	0,105	3,00	0,105
07:15					15:00				
07:26					15:30	3	0,105	3,00	0,105
07:30	3	0,105	3,00	0,105	16:00				
07:45				0,105	16:30	3	0,105	3,00	0,105
08:01	3	0,105			17:00				
08:05			10,00	3,605	18:00	3	0,105	3,00	0,105
08:15	3	0,105			18:15	3	0,105	3,00	0,105
08:25			3,00	0,105	18:30	3	0,105	3,00	0,105
08:30	3	0,105	3,00	0,105	19:00	3	0,105	3,00	0,105
08:45	3	0,105	3,00	0,105	19:30				
09:00	3	0,105	3,00	0,105	20:00				
09:30	3	0,105	3,00	0,105	20:30	4	0,735	4,00	0,735
10:00					20:45				
10:30	3	0,105	3,00	0,105	20:46				
11:00					21:00			10,00	3,605
11:30	3	0,105	3,00	0,105	21:15	3	0,105	0,00	0,000
11:45	3	0,105	3,00	0,105	21:30	6	1,4	3,00	0,105
12:00					21:35				
12:30					21:45				
Totale							5,845		11,655

I profili di carico standard riportati in Tabella 2.16 sono identificati attraverso l’energia e la portata d’acqua calda spillata in determinati istanti della giornata, pertanto non si ha alcuna informazione sulla potenza istantanea e sul volume d’acqua che durante l’intera giornata viene utilizzato. Per il suddetto motivo i profili di carico standard sono stati elaborati come descritto nel Report ENEA della precedente annualità (Rds/PTR2019/055): considerando una un salto termico dell’acqua in ingresso e in uscita pari a 45 °C (15 °C la temperatura dell’acquedotto, 60 °C la temperatura di utilizzo) si ottiene la durata di ogni spillamento e di conseguenza il volume d’acqua giornaliero consumato, il quale nel caso specifico dei profili M ed L risulta rispettivamente pari a 111.78 litri e 222.89 litri.

Per una migliore integrazione del modello del prelievo di acqua calda nel simulatore, il volume totale consumato giornalmente dal profilo M e dal profilo L viene ripartito in volumi parziali orari, espressi in percentuale del consumo totale, come indicato in Figura 2-49.

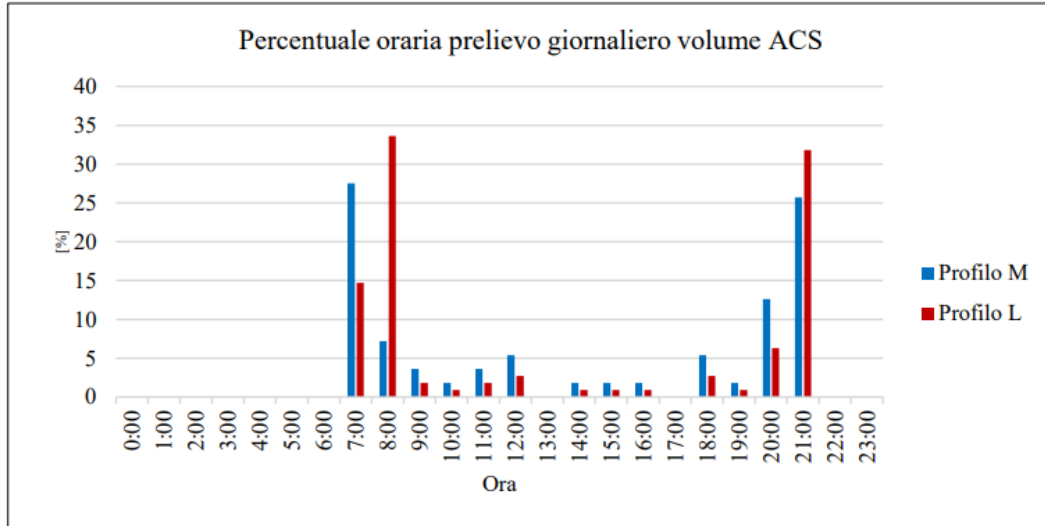


Figura 2-49: Prelievo giornaliero di ACS, profilo M, profilo L – ripartizione percentuale oraria del consumo totale giornaliero

I profili di prelievo di Figura 2-49 sono convertiti in profili di potenza termica, applicata all’accumulo della pompa di calore, con il modello Simulink di Figura 2-50 implementato e descritto nel Report Rds/PTR2019/055 della precedente annualità.

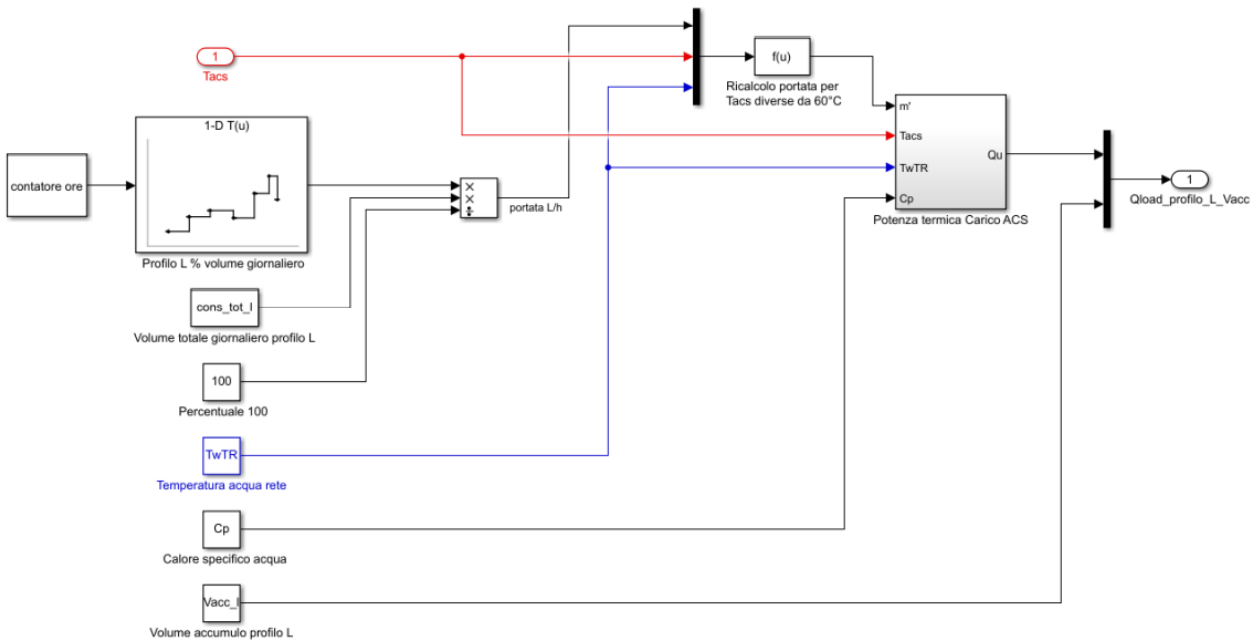


Figura 2-50: Modello simulink per convertire il profilo di prelievo orario di ACS in profilo di potenza termica applicata all’accumulo della pompa di calore

Il profilo di carico IEA integra i profili orari di ACS implementati dalla Task 26: Solar Combisystems, del International Energy Agency (IEA SHC). Lo studio della Task 26, investigando i consumi e le portate dell'acqua consumata presso unità edilizie mono e multi familiari in Germania e in Svizzera, ha individuato quattro tipologie di carico giornaliero per ACS espressi in litri/giorno: – Categoria A: carico di breve durata (lavaggio delle mani, ecc.); – Categoria B: medio carico (lavastoviglie, ecc.); – Categoria C: vasca da bagno; – Categoria D: doccia.

Dalla combinazione delle quattro tipologie di prelievi la Task 26 ha elaborato 6 profili di consumo in litri/h generati con un time step di 1 minuto, per sei diversi tipologie di utenze con diversi consumi giornalieri: profilo 1: 100 litri/day (ACS₁₀₀); profilo 2: 200 litri/day(ACS₂₀₀); profilo 3: 400 litri/day(ACS₄₀₀); profilo 4: 800 litri/day(ACS₈₀₀); profilo 5: 1600 litri/day(ACS₁₆₀₀); profilo 6: 3200 litri/day(ACS₃₂₀₀). Valori diversi del fabbisogno giornaliero di ACS sono generati partendo dalla combinazione lineare dei profili dati attraverso la seguente relazione:

$$ACS_d = a * ACS_{100} + b * ACS_{200} + c * ACS_{400} + d * ACS_{800} + e * ACS_{1600} + f * ACS_{3200}$$

I coefficienti a, b, c, d, e, f possono assumere i valori 0 o 1 combinando i profili orari dati per ottenere la distribuzione oraria del consumo giornaliero desiderato. A differenza del precedente profilo standard, i sei profili elaborati dalla Task 26 sono annuali e tengono conto della variabilità legata alla stagionalità.

I 6 profili di prelievo e la loro combinazione lineare sono stati implementati nella piattaforma di simulazione utilizzando i modelli elaborati da ENEA nelle precedenti annualità di Ricerca di Sistema Elettrico come descritti nel Report RdS/2010/251; si riporta di seguito il modello Simulink per convertire la combinazione lineare dei sei profili di prelievo in profilo di potenza termica oraria.

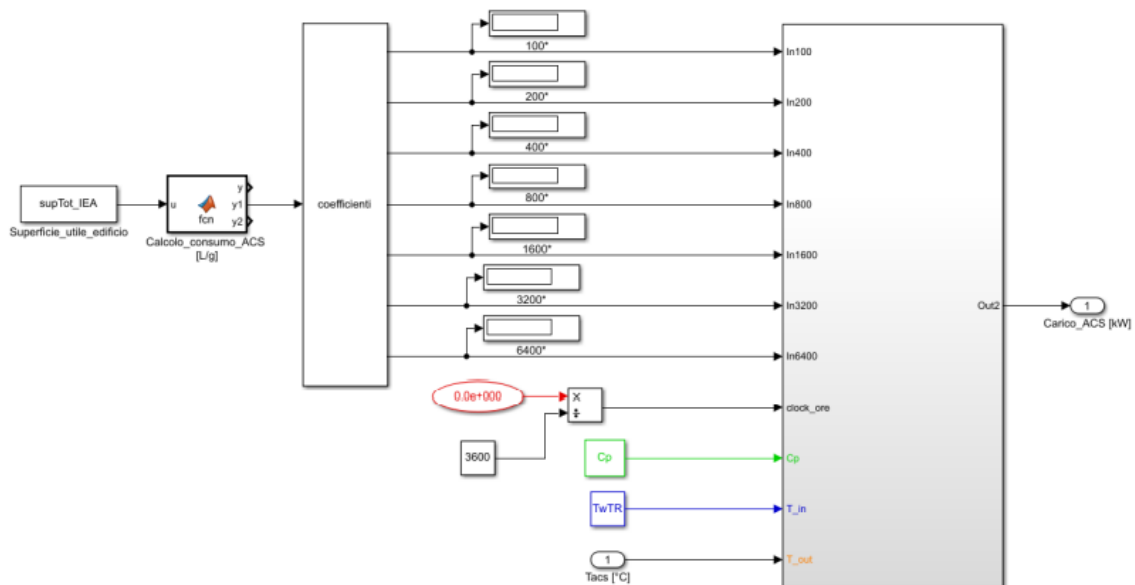


Figura 2-51: Modello Matlab/Simulink generale per simulare il profilo di carico per ACS elaborato dalla Task 26 della IEA (RdS/2010/251)

Per determinare il profilo di prelievo da generare con la combinazione lineare sopra indicata occorre valutare il volume di acqua calda medio giornaliero, V_w , consumato dall'utenza simulata; quest'ultima è determinata dal blocco "calcolo_consumo_ACS" (Figura 2-51) implementando la relazione della norma UNI TS 11300 parte 2:

$$V_w = aN_u \left[\frac{\text{litri}}{\text{giorno}} \right]$$

dove:

- a : è il fabbisogno giornaliero specifico [litri/giorno];
- N_u : è il parametro che dipende dalla destinazione d'uso.

Nel caso di abitazioni residenziali il valore " N_u " è il valore della superficie utile dell'abitazione espressa in metri quadrati. Il valore di " a " si ricava dal prospetto 12 della norma (Tabella 2.3).

Fabbisogni	Calcolo in base al valore di S_u per unità immobiliare [m^2]		
	≤ 50	51-200	> 200
a	1,8	$4,514 * S_u^{-0,2356}$	1,3
Fabbisogno equivalente di energia termica utile [kWh/m^2 anno]	19,09	$47,9 * S_u^{-0,2357}$	13,6

Tabella 2.16: Estratto prospetto 12, normativa UNI TS 11300 -2. Parametri per la determinazione del consumo giornaliero di AC

Di seguito sono riportati come esempio il profilo di carico termico per ACS ottenuto con il modello di Figura 2-51 per una settimana invernale ed una estiva, nel caso di utenza con consumo medio di acqua calda sanitaria pari a 200 litri.

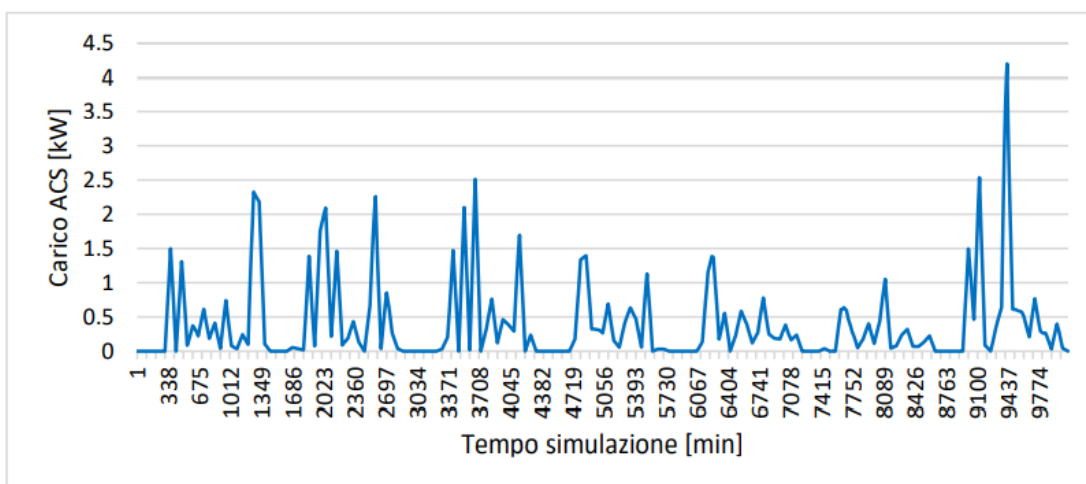


Figura 2-52: Esempio profilo di carico settimanale per ACS, settimana tipo invernale (profilo IEA – Task 26)

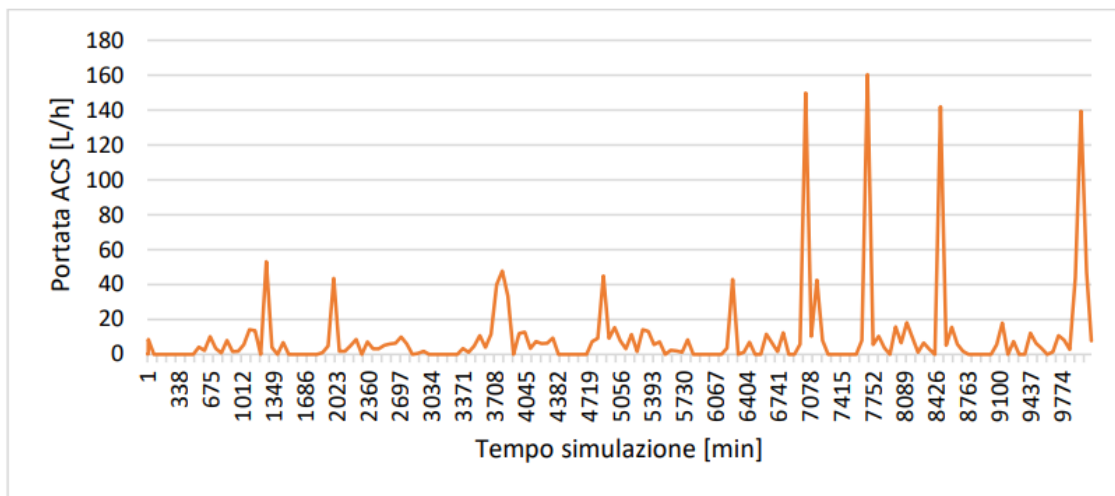


Figura 2-53: Esempio profilo di carico settimanale per ACS, settimana tipo estiva (profilo IEA – Task 26)

Profilo ACS reale utenze isolate

Il profilo di carico reale di ACS è stato elaborato dai dati ottenuti dalla campagna di monitoraggio condotta da ENEA nelle precedenti annualità dei consumi elettrici di scaldacqua (potenza 1200 W, volume 80 litri) installati presso utenti residenziali dell'isola di Lampedusa come descritto nei Report RdS/PAR2015/136, RdS/PAR2016/070 e RdS/PAR2017/078. Dalla elaborazione dei profili di carico reali sono stati elaborati e implementati in Simulink i profili medi di quattro giornate tipo: una giornata di febbraio per il primo trimestre, una di aprile per il secondo, una di agosto per il terzo trimestre ed una di ottobre per il quarto.

Si riporta di seguito il volume di ACS consumato giornalmente e il fabbisogno termico di ciascuno dei quattro profili tipo stagionali:

- Primo trimestre: volume consumato 169,61 L, fabbisogno: 8,87 kWh;
- Secondo trimestre: volume consumato 115,16 L, fabbisogno: 6,02 kWh;
- Terzo trimestre: volume consumato 58,59 L, fabbisogno: 3,06 kWh;
- Quarto trimestre: volume consumato 65,80 L, fabbisogno: 3,44 kWh.

Come si può notare, nel periodo estivo i consumi diminuiscono e ciò è dovuto principalmente al minor tempo trascorso in casa dalla famiglia.

Dalla potenza attiva assorbita dallo scaldacqua, misurata con un intervallo di 15 minuti, è stata calcolata la portata media, \bar{V} , di acqua calda prelevata per ogni time step di simulazione; è stato assunto che la potenza elettrica assorbita fosse esattamente la potenza termica ceduta all'accumulo dello scaldacqua.

$$\bar{V} = \frac{P_m}{c_{p,w}\Delta T} \left[\frac{\text{litri}}{\text{ora}} \right]$$

dove:

- P_m : potenza attiva media misurata nell'intervallo di 15 min [W];
- $c_{p,w}$: calore specifico acqua: 1,162 [Wh/(kg *°C)];
- ΔT : differenza temperatura tra acqua calda in uscita e acqua fredda in ingresso: 45 °C

Come riportato nella seguente figura, il profilo di carico reale per i quattro giorni tipo stagionale è stato implementato con quattro differenti blocchi selezionati in funzione del giorno dell'anno.

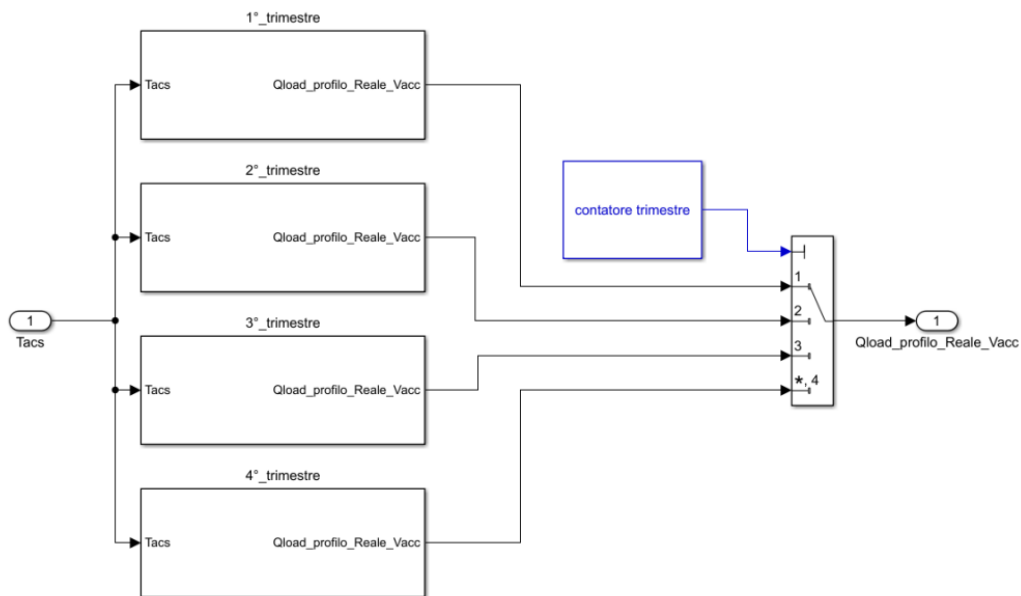


Figura 2-54: Modello Simulink profilo di carico reale – selettore giorno tipo stagionale

Si riporta di seguito il profilo di carico e la portata di acqua calda ottenuta dalla simulazione del giorno tipo associato al primo trimestre.

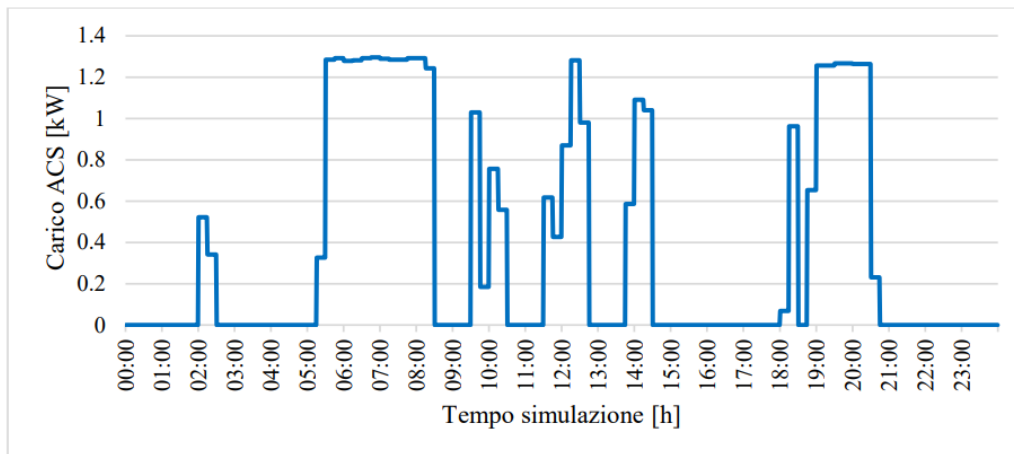


Figura 2-55: Distribuzione giornaliera del carico ACS, giorno tipo invernale – primo trimestre

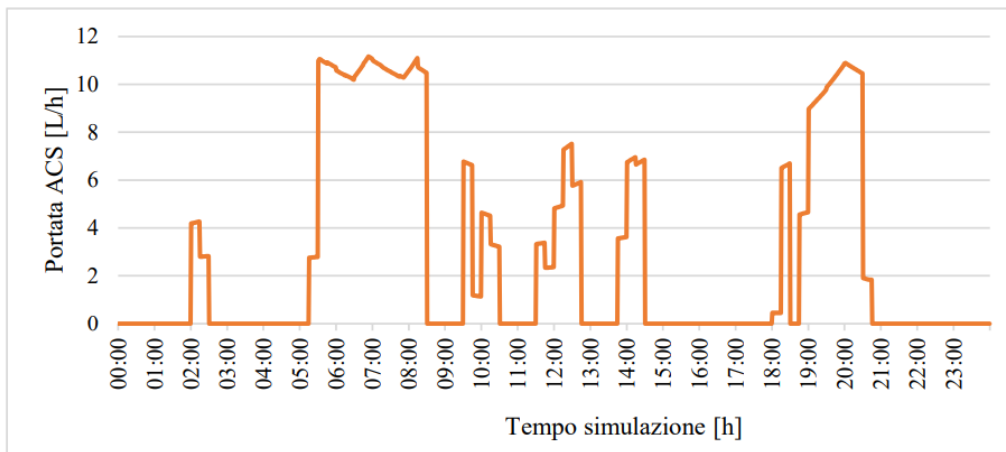


Figura 2-56: Distribuzione giornaliera della portata ACS, giorno tipo invernale – primo trimestre

2.5.4 Analisi parametrica tecnico economica del sistema ibrido fotovoltaico-pompa di calore ACS: descrizione del caso studio

Il sistema ibrido FV simulato è riferito alle possibili configurazioni che potranno essere implementate nelle future prove sperimentali nel sistema ibrido dell'osservatorio climatico ENEA di Lampedusa descritto nei precedenti paragrafi. Le simulazioni annuali sono state per una utenza ubicata presso l'Isola di Favignana. Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche principali che costituiscono il caso studio simulato e i parametri utilizzati per l'analisi economica.

Pompa di calore per ACS:

- Potenza elettrica nominale di 490 W
- Accumulo integrato di 220 Litri;
- Costo installazione: 2000 €.

Campo fotovoltaico:

- Sono state simulate quattro diverse taglie del campo FV: 370 W_p, 740 W_p, 1110 W_p e 1480 W_p
- Costo installazione: 1500 €/kW_p

Per l'accumulo elettrico sono state simulate tre diverse tipologie:

Accumulo elettrochimico piombo-acido:

- SOC_{max}: 80 %; – SOC_{min}: 40 %
- Rendimento energetico medio: 75 %
- Numero cicli di carica/scarica: 1.500
- Costo specifico: 300 €/kWh.
- Taglie simulate: 2,4 kWh - 4,8 kWh

Accumulo elettrochimico Litio Ferro Fosfato:

- SOC_{max}: 90 %; – SOC_{min}: 20 %
- Rendimento energetico medio: 96 %
- Numero cicli di carica/scarica: 5.000
- Costo specifico: 700 €/kWh
- Taglie simulate: 2,4 kWh - 4,8 kWh

Accumulo elettrico a supercondensatori:

- SOC_{max}: 99 %; – SOC_{min}: 5 %
- Rendimento energetico medio: 99 %
- Numero cicli di carica: 500.000
- Costo specifico: 1.000 €/kWh
- Taglia simulate: 3 kWh

La taglia unica dei supercondensatori è stata scelta in funzione dei sistemi presenti in commercio dopo un’analisi di mercato.

Profili di carico ACS caso studio simulato

- Profilo Standard EN 50440 – profilo L e profilo M
- Profilo IEA – Task 26
- Profilo utenza reale

L’analisi parametrica riportata nei successivi paragrafi consente di valutare quale sia la taglia minore che sia in grado di garantire le condizioni di comfort per l’ACS ottimizzando l’autoconsumo locale dell’impianto FV e allo stesso tempo massimizzare gli indici economici (VAN e tempo di ritorno).

2.5.5 Risultati simulazione configurazione impiantistica tipo A “stand alone” isola di Favignana

In questa sezione si riportano i risultati della simulazione annuale del sistema ibrido FV con pompa di calore e accumulo termo/elettrico presso una utenza residenziale dell’isola di Favignana. In particolare per ciascuna delle configurazioni simulate si riporta l’andamento dei seguenti indici: Utilizzo del FV, discomfort termico, valore attuale netto e discounted payback time.

Si riportano di seguito gli indici energetici ottenuti dalla simulazione annuale delle configurazioni del sistema ibrido con i tre sistemi di accumulo.

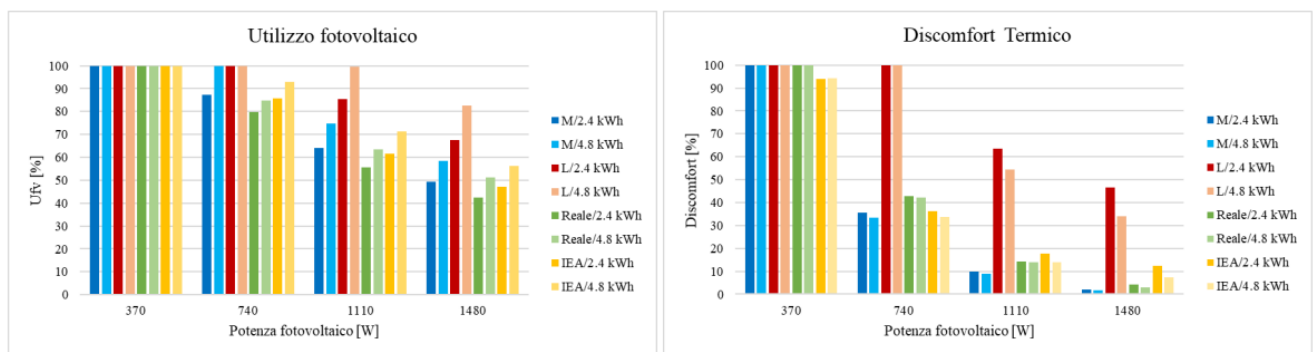


Figura 2-57: Indice di utilizzo del fotovoltaico U_{FV} (a sinistra), Discomfort termico DS (a destra), configurazione “A”, accumulo elettrico piombo-acido

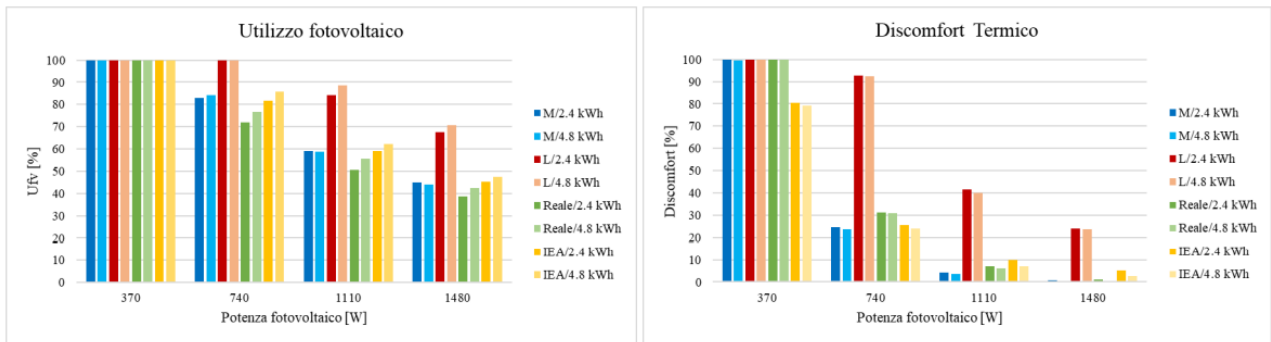


Figura 2-58: Indice di utilizzo del fotovoltaico Ufv (a sinistra), Discomfort termico DS (a destra), configurazione “A”, accumulo elettrico a litio

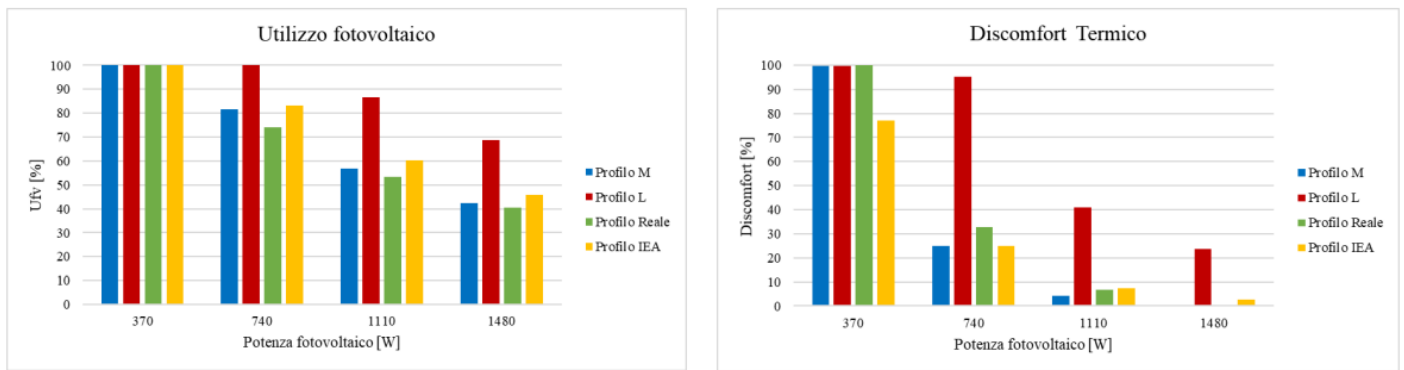


Figura 2-59: Indice di utilizzo del fotovoltaico Uf (a sinistra), Discomfort termico Ds (a destra), configurazione “A”, accumulo elettrico super condensatori

Dai grafici precedenti si può osservare in generale come per la configurazione ad isola all’aumentare della potenza FV installata il coefficiente di utilizzo U_{fv} si riduca passando da un valore pari al 100% per la potenza minima ($370W_p$), ad un valore di circa il 40/50% per la potenza massima simulata ($1480W_p$).

Dal confronto tra le diverse soluzioni, si evidenzia una riduzione del coefficiente di utilizzo del FV nel caso dell’accumulo a litio e a supercondensatore rispetto alla batteria al piombo. La riduzione del coefficiente U_{fv} risulta tanto maggiore quanto più elevata è la capacità della batteria ed è dovuta ad una maggiore efficienza della batteria a litio e a supercondensatori che permette di immagazzinare energia con meno perdite e quindi utilizzare una quantità minore di energia da FV a parità di carico.

Inoltre osservando i risultati è chiaro che per un fabbisogno basso di ACS si ha una minore richiesta di energia elettrica della pompa di calore e una conseguente riduzione del coefficiente di utilizzo del FV; per tale motivo, come si evince dai precedenti grafici, il profilo “L” è quello che permette di utilizzare, a parità di altri parametri, maggiormente l’energia potenzialmente prodotta dal FV.

Per la configurazione in isola esaminata la sola considerazione del coefficiente di utilizzo del FV non è esaustiva ai fini di una valutazione delle prestazioni energetiche del sistema ibrido; per tale motivo la configurazione “A” è necessario verificare se, a causa dell’assenza di rete, viene soddisfatto la condizione di comfort dell’acqua calda.

Come è possibile notare dai grafici precedenti il coefficiente di Discomfort termico, D_s , ha un andamento simile al coefficiente di utilizzo del FV; infatti, riducendosi la taglia del FV, si riduce la produzione di energia elettrica con una maggiore possibilità che il sistema non sia in grado di mantenere la temperatura dell’ACS in condizioni di comfort ($40^{\circ}C$).

In tutti i casi simulati la taglia minima del FV (370 W_p) comporta una condizione di discomfort per tutto l'anno; solo il per profilo IEA, la pompa di calore riesce a garantire per qualche ora la temperatura di comfort dell'acqua calda.

Inoltre è possibile osservare come, nel caso batteria a piombo e potenza installata del FV pari a 1.480W, con il profilo "M", grazie al minor consumo di ACS, si riesca ad ottenere una condizione di quasi completo comfort (Discomfort ca. 1% del tempo); risultati simili sono ottenuti nel caso del profilo "Reale" se non per un modesto incremento del Discomfort (ca. il 5% del tempo).

Nel caso di sistemi di accumulo a litio e a supercondensatori, le condizioni di comfort accettabili (Ds<=5%) si hanno per una taglia inferiore dell'impianto FV (1110 W_p).

Pertanto, dai risultati di simulazione annuale, il profilo "M" e il profilo "reale" sono i profili per il quale risulta applicabile la configurazione ad isola con un funzionamento ottimale ottenibile con una potenza dell'impianto FV pari a 1110 W_p e un accumulo a litio da 2, 4 kWh o un sistema a supercondensatori da 3 kWh. Si riportano di seguito i risultati dell'analisi tecnico economica ottenuti dalla simulazione annuale della configurazione dell'impianto ibrido in isola per diverse taglie dell'impianto FV e della taglia e tipo dell'accumulo elettrico.

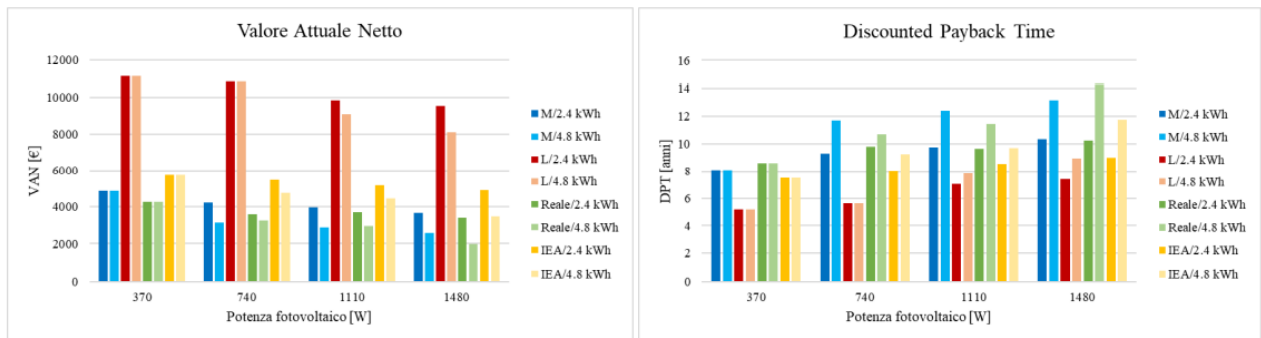


Figura 2-60: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione "A", accumulo elettrico piombo-acido

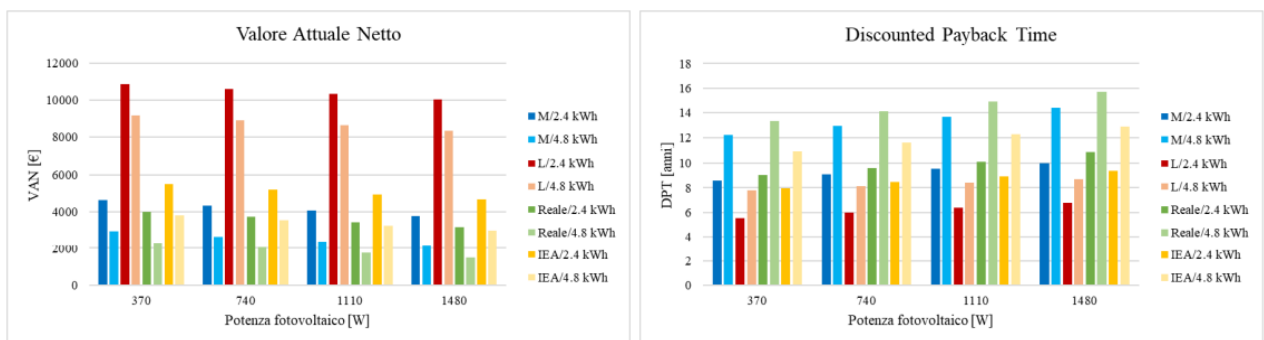


Figura 2-61: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione "A", accumulo elettrico litio

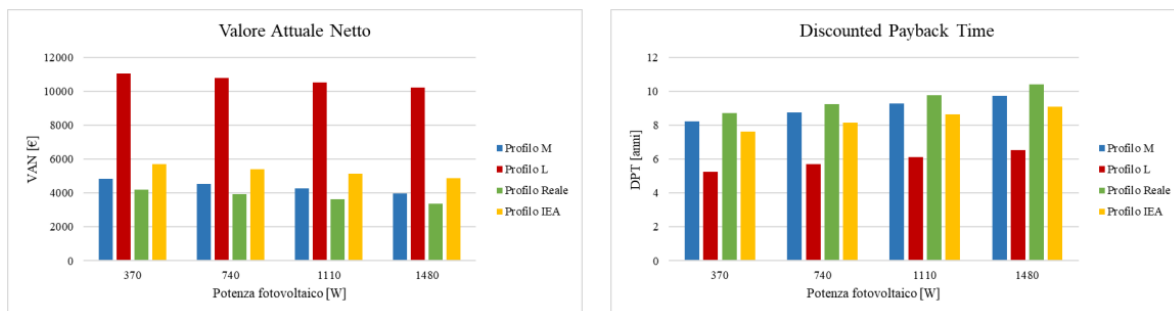


Figura 2-62: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione “A”, accumulo elettrico supercondensatori

In merito all’analisi economica, analizzando i risultati riportati nei grafici precedenti, si osservi come il VAN abbia un andamento decrescente al crescere della taglia del FV e della capacità dell’accumulo elettrico poiché ovviamente cresce il costo dell’investimento iniziale.

Per ciascuno dei sistemi di accumulo simulati e per tutte le taglie del FV, il VAN maggiore corrisponde al profilo “L” imputabile al maggior risparmio ottenuto rispetto all’utilizzo del SAE (scaldacqua elettrico); infatti al profilo “L” corrisponde il maggior fabbisogno di ACS e il maggior costo della bolletta elettrica nel caso di utilizzo di scaldacqua elettrico.

Con riferimento al vincolo tecnico che prevede l’utilizzo del profilo “M” e del profilo “reale” per soddisfare le condizioni di comfort sopra evidenziato, si può osservare dai grafici sopra riportati che per il sistema d’accumulo a litio e a piombo un incremento della capacità di batteria comporta una drastica riduzione del VAN e una conseguente aumento del tempo di ritorno. I migliori risultati economici per l’accumulo a piombo e a litio si ottengono in corrispondenza dell’accumulo con capacità 2,4 kWh (per minori costi di investimento) equivalenti ai risultati ottenuti con l’accumulo a supercondensatori da 3 kWh.

In generale dai risultati di simulazione si ottiene un vantaggio energetico con i supercondensatori (il risultato è comunque equivalente a quello ottenuto con l’accumulo a litio) in quanto riescono a garantire una condizione di comfort del 100% per i profili “M” e “Reale”; inoltre anche se i risultati economici sono equivalenti, se riferiti alla capacità di 2,4 kWh, con i supercondensatori si ha un aumento del 4% del VAN e una diminuzione del DPT di 0,3 anni rispetto alle altre due soluzioni.

2.5.6 Configurazione ad isola, risultati senza accumulo elettrico

La possibilità di non utilizzare alcun tipo di accumulo elettrico in questa configurazione impiantistica, come si può immaginare dall’analisi dei risultati precedenti, è sicuramente una soluzione non ottimale dal punto di vista del comfort.

Come si può osservare dalla Figura 2-63, la configurazione con impianto FV da 370 W_p non permette il funzionamento del sistema in quanto non supera la potenza nominale della PdC pari a ca. 490 W (in presenza di accumulo elettrico la potenza in eccesso richiesta dalla PdC viene fornita dalla batteria se è carica). Il coefficiente di utilizzo del FV risulta inferiore rispetto all’utilizzo di un qualsiasi accumulo elettrico in quanto nei momenti in cui la PdC è spenta non c’è altro modo di utilizzare il FV. Inoltre si noti come il coefficiente di utilizzo si riduce di molto per le potenze del FV paria 1100 W e 1480 W in quanto le stesse sono sovradimensionate rispetto al funzionamento della pompa di calore in isola.

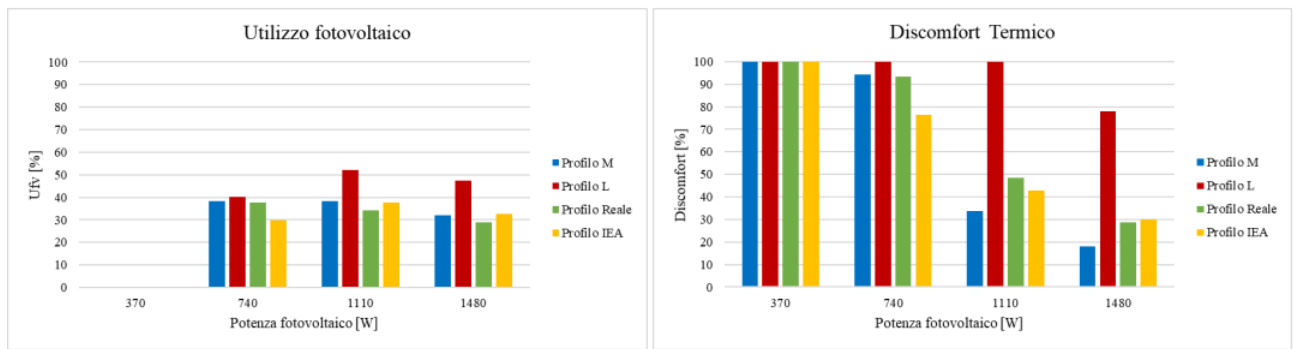


Figura 2-63: Utilizzo fotovoltaico (a sinistra), Discomfort termico (a destra), configurazione “A”, accumulo elettrico assente

2.5.7 Risultati simulazione configurazione impiantistica tipo “B” grid connected isola di Favignana

Per la configurazione B, oltre ai parametri energetici valutati nella precedente configurazione, è stata calcolata l’autosufficienza dell’impianto per i diversi scenari simulati.

Come si evince dai successivi grafici, per tutti i sistemi d’accumulo e per tutte le tipologie di profilo di carico ACS, l’autosufficienza cresce con la taglia del FV in quanto una maggiore produzione del FV limita il prelievo di energia elettrica dalla rete.

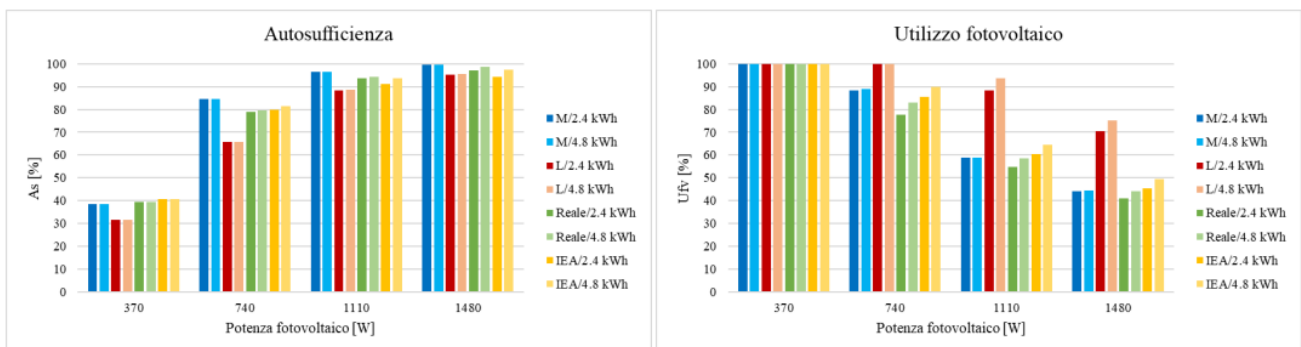


Figura 2-64: Autoconsumo (a sinistra), Autosufficienza (a destra), configurazione “B”, accumulo piombo-acido

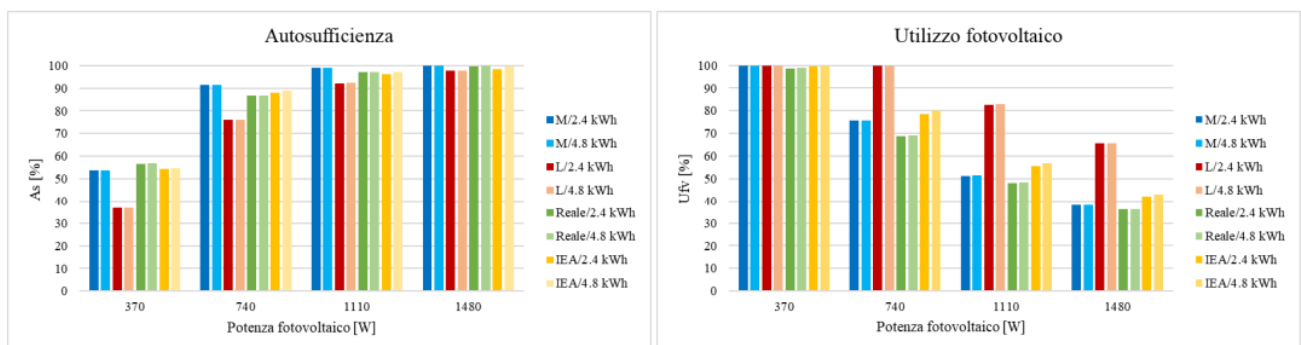


Figura 2-65: Autoconsumo (a sinistra), Autosufficienza (a destra), configurazione “B”, accumulo litio

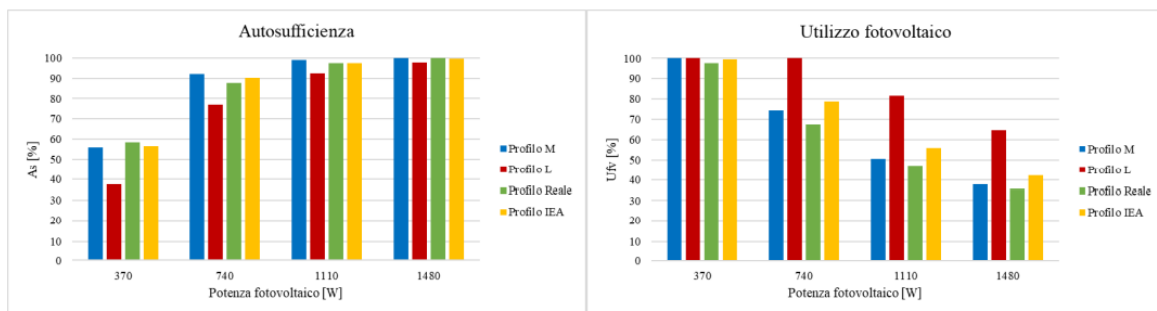


Figura 2-66: Autoconsumo (a sinistra), Autosufficienza (a destra), configurazione “B”, supercondensatori

Per taglie dell’impianto FV ridotte (fino a 1110 W_p) il coefficiente di autosufficienza risulta evidentemente più alto per l’accumulo a litio e per l’accumulo a supercondensatori a parità di potenza, (superiore al 90% per 740 W_p e circa 100% per 1110 W_p); grazie all’incremento dell’efficienza e della profondità di scarica (DoD), la batteria a litio e i supercondensatori, rispetto all’accumulo a piombo, accumulano più energia da FV per cederla successivamente all’utenza (PdC).

Nella configurazione B non dovrebbe verificarsi un discomfort termico per l’ACS, in quanto vi è la possibilità di intervento della rete; tuttavia nei casi in cui la temperatura dell’ACS nell’accumulo della PdC è prossima al valore minimo, una richiesta elevata di carico termico può far diminuire la temperatura dell’ACS sotto il valore di comfort.

Come è possibile osservare in Figura 2-67, il profilo di carico “L” essendo caratterizzato da un’elevata richiesta di potenza termica durante alcuni prelievi di ACS, determina una diminuzione della temperatura al di sotto del valore limite di 40 °C. Questo fenomeno è fondamentalmente causato dalla combinazione del sottodimensionamento della pompa di calore rispetto alla domanda termica massima che si incontra nel profilo di domanda “L” e dalla modalità di controllo a inseguimento fotovoltaico.

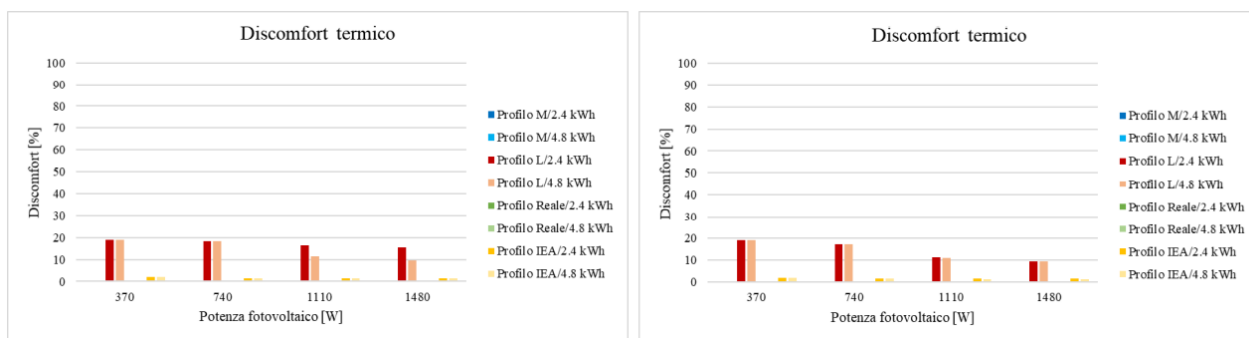


Figura 2-67: Coefficiente di discomfort, Ds, per la configurazione “B”, accumulo a piombo figura a sinistra, accumulo a litio figura a destra

Si può osservare dalla Figura 2-67, come la maggiore efficienza dell’accumulo a litio permetta di abbassare la percentuale del discomfort (grafico a destra) nel caso di potenza del FV pari a 1110 W_p e 1480 W_p. Infatti, durante la scarica nelle ore di assenza di produzione del FV, cedendo una maggiore quantità di energia è possibile innalzare maggiormente la temperatura dell’ACS in modo tale che all’inizio dei prelievi del profilo L (soprattutto al mattino) si riduca la probabilità di raggiungere una temperatura di discomfort.

Si riporta di seguito il risultato dell’analisi economica corrispondente alla configurazione “B”. Dalle successive figure è possibile osservare in generale come il valore del VAN per la configurazione grid connected (configurazione B), al contrario di quanto accade nella configurazione “A”, aumenta all’aumentare della potenza del FV in quanto:

- diminuisce l’energia prelevata dalla rete;
- diminuisce il costo della bolletta elettrica;

- aumenta la quota relativa all'incentivo per l'energia autoconsumata.

Il trend crescente del VAN con la potenza del FV è meno evidente per i profili a minore prelievo giornaliero (profilo M e profilo reale).

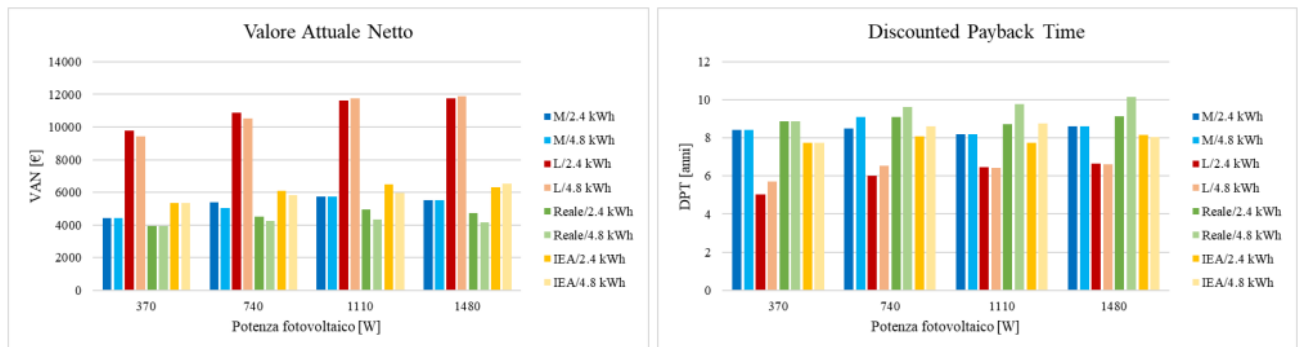


Figura 2-68: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione "B", accumulo al piombo-acido

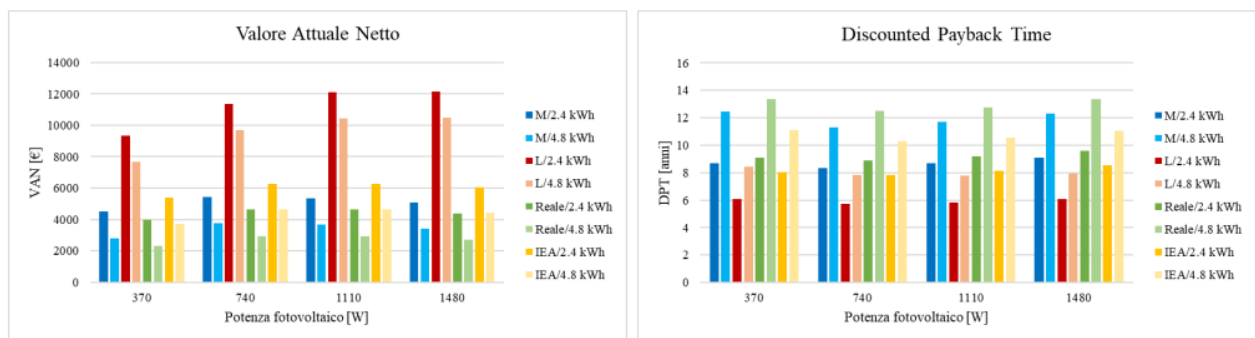


Figura 2-69: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione "B", accumulo al Litio

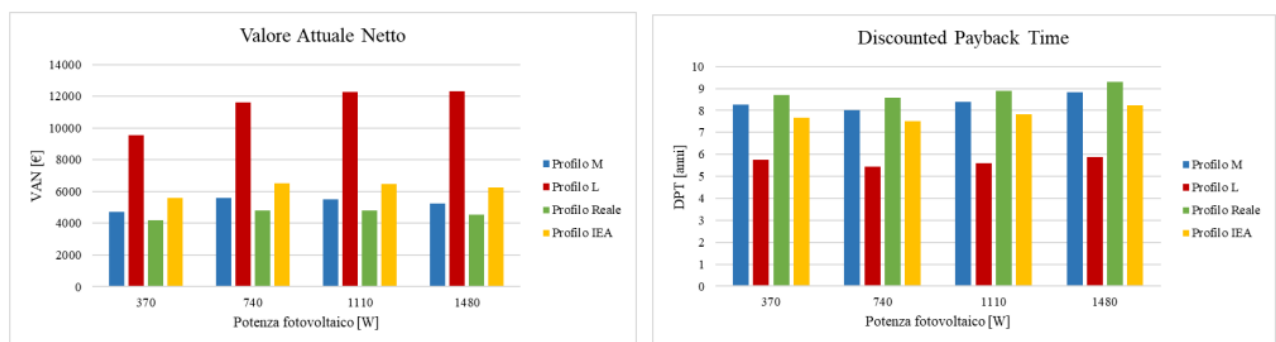


Figura 2-70: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione "B", supercondensatori

Per i suddetti motivi al crescere della taglia del FV si osserva come il DPT si riduce rispetto alla configurazione impiantistica "A", fino a raggiungere uno scarto di circa 4 anni (confronto tra soluzioni con accumulo al piombo).

Anche per la configurazione "B", la soluzione con supercondensatori presenta un tempo di ritorno inferiore alle altre due soluzioni, con valori pari a 9 anni per il profilo di consumo "M" e "reale" e circa 5,5 anni per il profilo di consumo standard "L".

2.5.8 Configurazione grid connected “B”, risultati senza accumulo elettrico

A differenza della configurazione “A”, in questo caso è comunque garantita la condizione di comfort poiché è previsto l’intervento della rete elettrica seppur con alcune limitazioni, come precedente discusso.

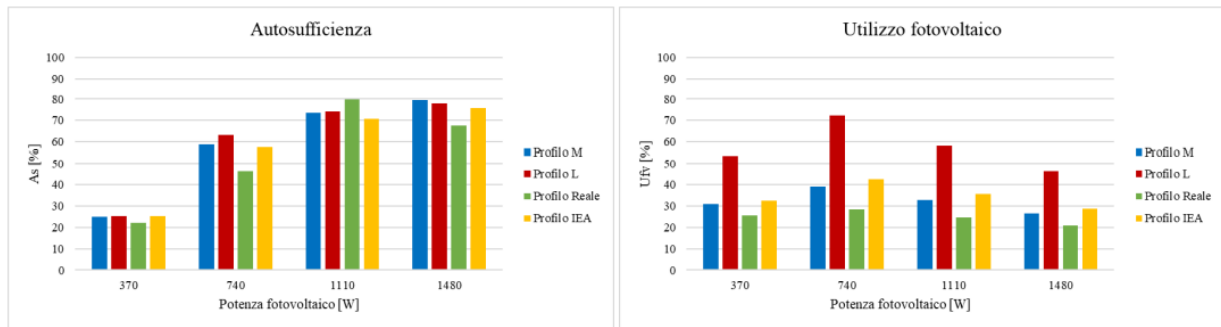


Figura 2-71: Autosufficienza (a sinistra), Utilizzo fotovoltaico (a destra), configurazione “B”, accumulo elettrico assente

In Figura 2-71 è possibile notare come l’autosufficienza presenta dei valori ben più bassi rispetto alla soluzione con accumulo elettrico analizzata in precedenza. In questo caso è chiaro che nelle ore di assenza di produzione del FV l’intervento della rete è maggiore rispetto alla presenza di un sistema di accumulo elettrico; nonostante l’aumentare dell’autosufficienza al crescere della taglia del FV non sono superati in nessun caso valori del 80%. L’andamento dell’utilizzo del FV è analogo alla configurazione “A”: questo raggiunge un valore massimo in corrispondenza della potenza di 740 W, superata quest’ultima il FV risulta sovradimensionato rispetto ai prelievi nelle ore di produzione non essendo presente un accumulo elettrico capace di immagazzinare l’eccedenza dell’energia generata.

Il discomfort riportato in Figura 2-72 non risente della mancanza dell’accumulo elettrico mantenendo gli stessi risultati già ottenuti nel caso ci sia l’accumulo elettrico, questo perché in assenza di produzione da FV, il sistema produce ACS in modalità “inseguimento termico” innalzando la temperatura fino a soli 42 °C usando la rete elettrica.

Per il profilo “L” si presenta comunque il medesimo problema osservato per la configurazione “A”; durante gli spillamenti di ACS che richiedono un’elevata potenza termica durante i momenti in cui la temperatura è prossima a 40°C, l’acqua calda si raffredda sotto le condizioni di comfort dal 10% a quasi il 20% del tempo di funzionamento.

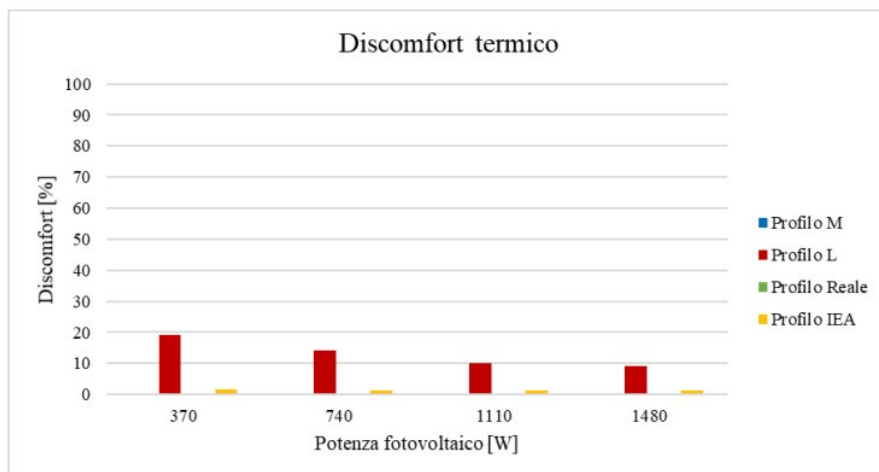


Figura 2-72: Discomfort termico, configurazione “B”, accumulo elettrico assente

In merito all'analisi economica l'assenza dell'accumulo elettrico determina un aumento del costo della bolletta e la diminuzione del ricavo da incentivo dovuto a una minore energia prodotta per mancanza della batteria e impossibilità di immettere l'energia in eccesso in rete.

Nonostante le suddette limitazioni, come si può osservare nei grafici riportati in Figura 2-73, il minore costo dell'investimento garantisce un valore del VAN, a parità di profilo e potenza del FV, maggiore o uguale a quello ottenuto con i sistemi di accumulo. Per lo stesso motivo il tempo di ritorno risulta minore rispetto alla configurazione con accumulo.

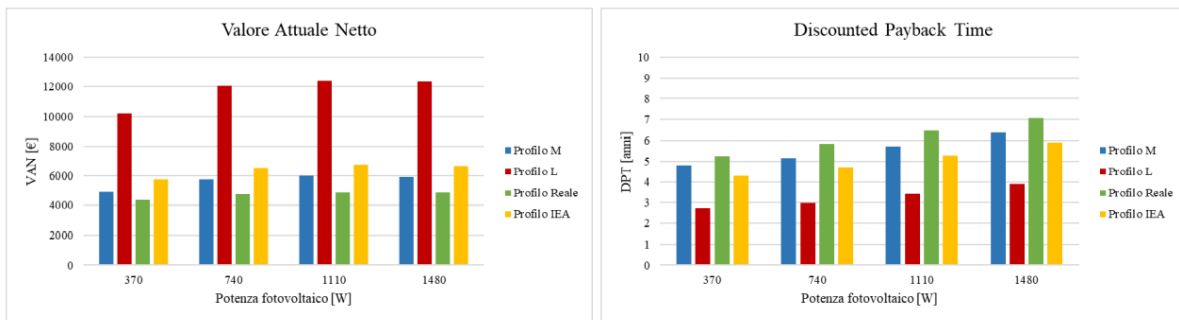


Figura 2-73: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione "B", accumulo assente

2.5.9 Risultati simulazione configurazione impiantistica tipo C "grid connected" isola di Favignana

In questa sezione si riportano i risultati della configurazione impiantistica grid connected del tipo "C"; questi risultano equivalenti e in alcuni casi sovrapponibili con i risultati ottenuti per le simulazioni energetiche della configurazione "C" in quanto la logica di funzionamento del sistema prevede che la priorità sia saturare per prima cosa l'accumulo termico, e successivamente quello elettrico.

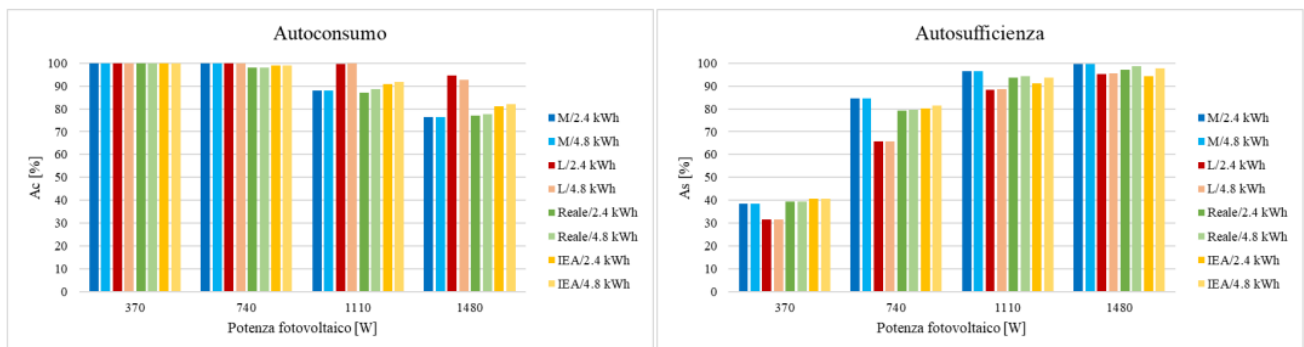


Figura 2-74: Autoconsumo (a sinistra), Autosufficienza (a destra), configurazione "C", accumulo piombo-acido

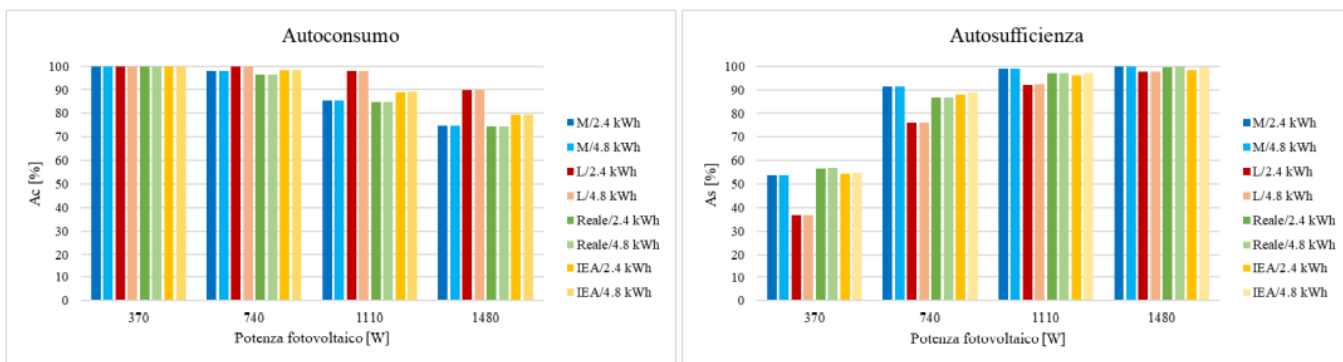


Figura 2-75: Autoconsumo (a sinistra), Autosufficienza (a destra), configurazione “C”, accumulo ioni di litio

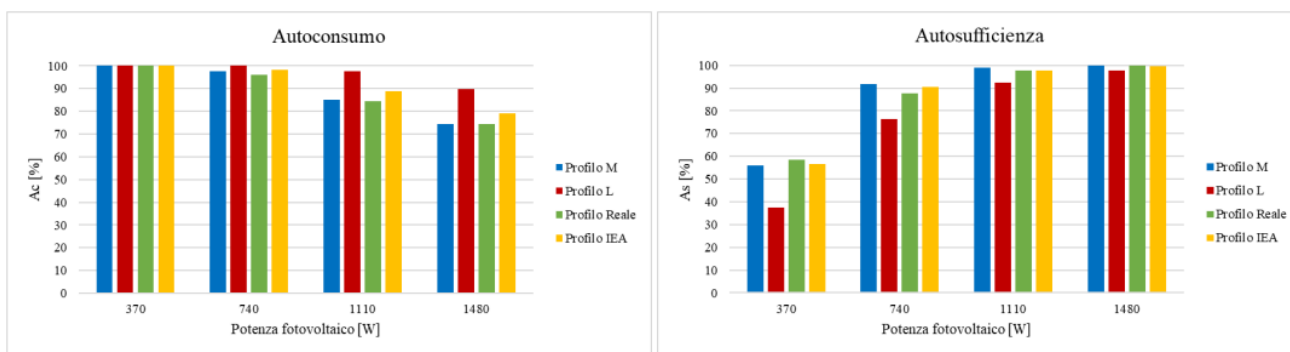


Figura 2-76: Autoconsumo (a sinistra), Autosufficienza (a destra), configurazione “C”, supercondensatori

Ciò che effettivamente risulta differente dalla precedente configurazione “grid connected” è la sezione economica. Infatti, in questo caso, seppur avendo il medesimo investimento iniziale, la possibilità di immettere in rete la potenza prodotta in eccesso comporta il completo utilizzo del FV permettendo una riduzione della bolletta e un incremento dell’incentivo relativo all’energia elettrica immessa in rete.

Dai precedenti grafici è possibile osservare come l’aumento dell’efficienza del sistema di accumulo elettrico comporti una diminuzione nell’autoconsumo in quanto, avendo meno perdite nel ciclo di carica e scarica, si dispone di maggior energia per l’alimentazione di altri carichi diversi dalla PdC o per l’immissione in rete. Per lo stesso motivo si osserva un incremento dell’autosufficienza energetica per la soluzione con supercondensatori rispetto alle altre due soluzioni a parità del profilo di carico.

La configurazione “C” con la soluzione supercondensatori presenta per il profilo “M” e per il profilo “reale” già con una potenza del FV pari a 740 W_p un autoconsumo prossimo al 100% con una autosufficienza pari a circa il 90%.

In merito all’analisi economica, riportata nei seguenti grafici, si può osservare come la configurazione “C” presenti un vantaggio rispetto alla configurazione “B”, in quanto la possibilità di immettere potenza in eccesso in rete consente di utilizzare pienamente l’energia potenzialmente prodotta dal FV permettendo di incrementare il guadagno derivante dagli incentivi per l’energia prodotta e immessa in rete previsti per piccole isole.

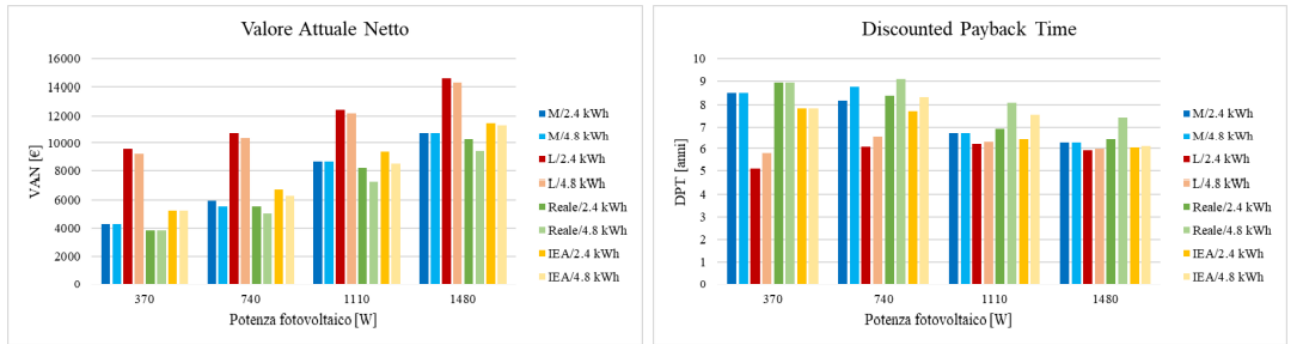


Figura 2-77: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione "C", accumulo al piombo-acido

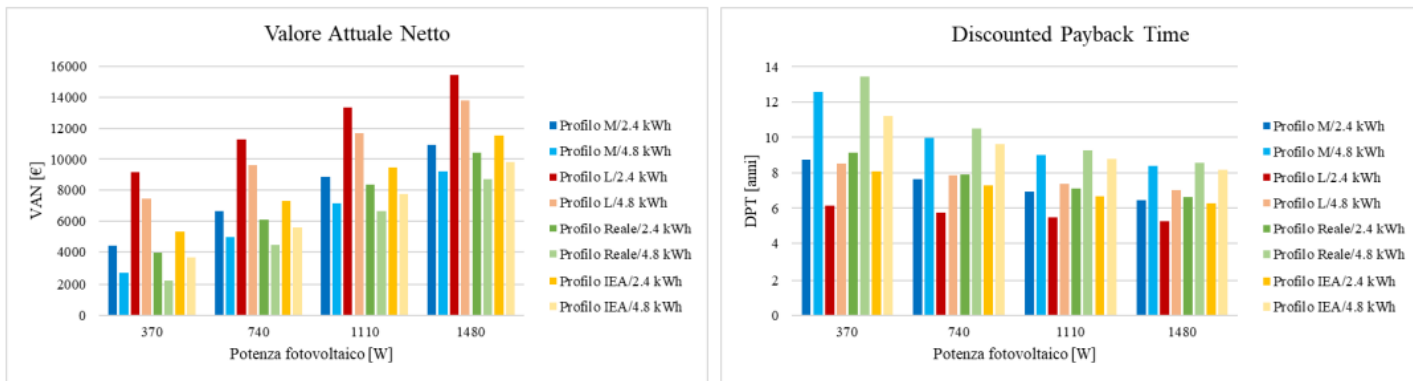


Figura 2-78: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione "C", accumulo ioni di litio

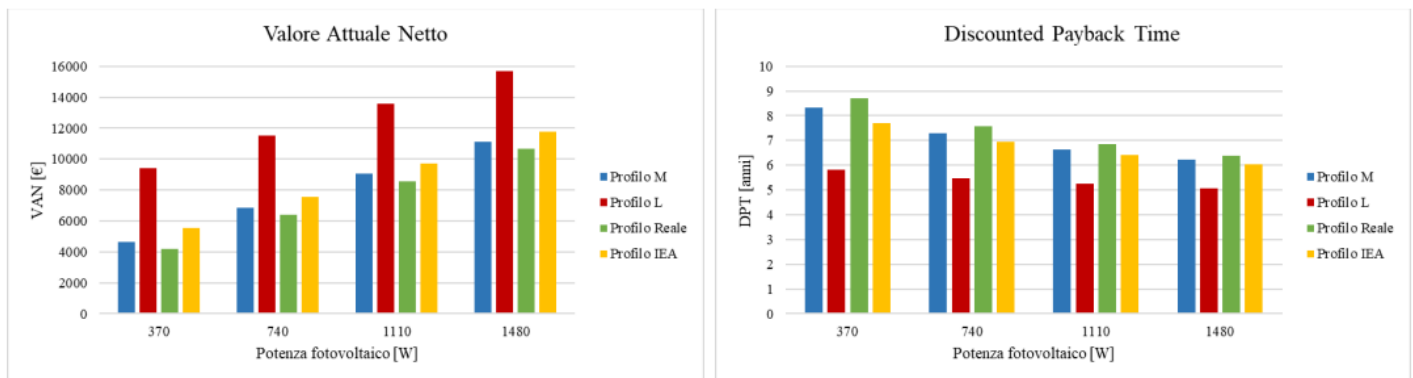


Figura 2-79: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione "C", accumulo supercondensatori

La Figura 2-79 evidenzia come l'utilizzo dei supercondensatori nella configurazione "C" comporti un modesto vantaggio economico rispetto alle altre due soluzioni per l'accumulo.

2.5.10 Risultati senza accumulo elettrico – configurazione “C”

Come si può osservare in Figura 2-80, l’autoconsumo per le potenze del FV superiori a 370 W_p risulta inferiore rispetto alle soluzioni con accumulo in quanto comporta una maggiore immissione in rete nei momenti in cui la domanda degli altri carichi elettrici è bassa o assente.

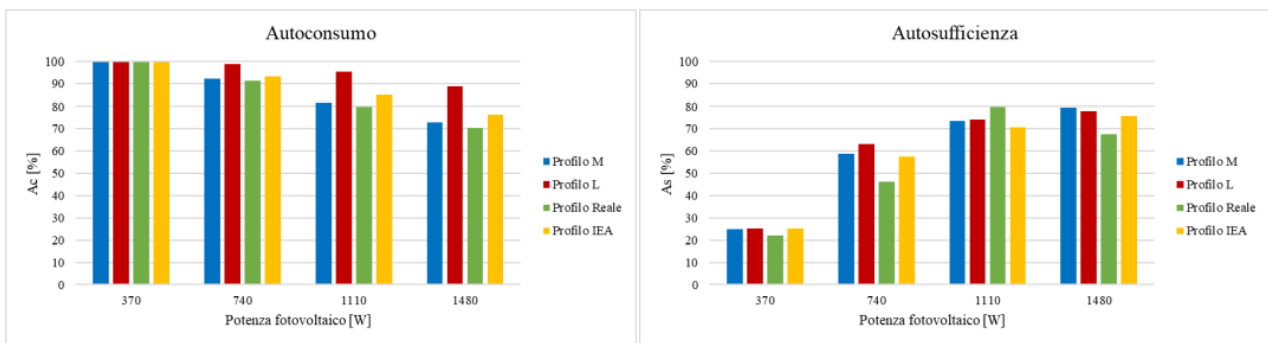


Figura 2-80: Autoconsumo (a sinistra), Autosufficienza (a destra), configurazione “C”, accumulo elettrico a assente

Contrariamente ai risultati energetici, i parametri economici riportati in Figura 2-81, mostrano un evidente vantaggio rispetto alle soluzioni con accumulo elettrico esaminati nei paragrafi precedenti.

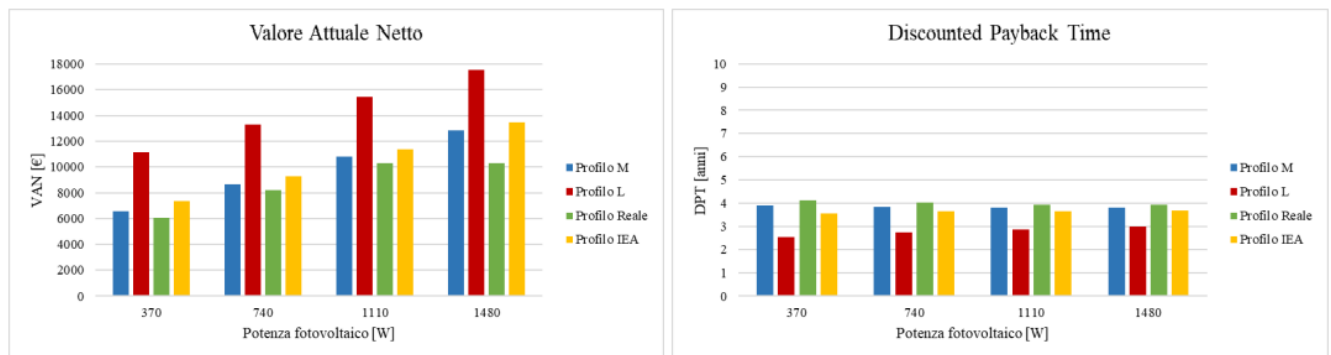


Figura 2-81: VAN (a sinistra), DPT (a destra), configurazione “C”, accumulo elettrico assente

Dai risultati riportati in Figura 2-81, si osserva un valore del VAN più alto rispetto alle soluzioni con accumulo (i risultati sono equivalenti solo per la soluzione con super condensatori e profilo reale o profilo M) e un evidente riduzione del tempo di ritorno dell’investimento il cui valore non supera 4 anni.

2.6 Sistema ibrido fotovoltaico - pompa di calore e sistema solare termico

In questa sezione si riportano i risultati del confronto tecnico economico per l’applicazione nel contesto isolano tra la soluzione ibrida per la produzione di ACS analizzata nei paragrafi precedenti e la soluzione matura e consolidata basata sull’utilizzo di collettori solari termici e accumulo.

Scopo del confronto è quello di valutare l'eventuale vantaggio del sistema ibrido FV rispetto al sistema solare termico dato dalla possibilità di immettere in rete nei mesi estivi l'eccesso di produzione elettrica rispetto alla richiesta di ACS.

Per il confronto è stato simulato un sistema solare termico per la produzione di ACS adattando un modello sviluppato nelle precedenti annualità di Ricerca di Sistema Elettrico.

L'impianto solare termico modellizzato è un sistema a circolazione naturale costituito da uno o più collettori solari piani vetrati aventi una superficie utile pari a 1,81 m² le cui caratteristiche tecniche sono state implementate facendo riferimento alle caratteristiche medie dei collettori solari presenti sul mercato, inoltre l'impianto è dotato di un sistema di accumulo termico di 220 litri.

Per il confronto tecnico economico con il sistema ibrido FV-PdC, sono state simulate le due configurazioni seguenti:

- Nel primo caso, è prevista l'integrazione del sistema solare termico con l'utilizzo dello SAE (Scalda Acqua Elettrico); i SAE, come descritto in precedenza, sono la soluzione più diffusa nelle isole non interconnesse per la produzione di acqua calda sanitaria.
- Nel secondo caso, è stata prevista l'installazione un sistema solare termico integrato con una PdC; L'installazione delle PdC sono incentivate dal Decreto isole minori.

Da un punto di vista economico è stato previsto un costo totale dell'impianto solare termico di 900 €/m² (riferita alla superficie dei collettori solari) e un incentivo previsto per le isole minori che corrisponde, nel caso in esame, al 65% della spesa totale sostenuta. Inoltre, per un confronto più accurato, la valutazione economica è stata effettuata, così come per i casi studio precedenti, utilizzando i flussi di cassa differenziali rispetto al sistema tradizionale con il SAE.

Per confrontare i tre sistemi (FV-PdC, solare termico – SAE, solare termico – PdC) sono state effettuate le simulazioni con profilo di carico "M" e "L" e con uno stesso numero di collettori solari e numero moduli fotovoltaici da 1 a 4; infatti poiché i moduli FV hanno una superficie di ca. 1,75 m², è possibile effettuare un confronto tra i due sistemi a parità di superficie utile.

La configurazione del sistema ibrido fotovoltaico- PdC scelta per il confronto è la "C" senza accumulo elettrico che prevede una connessione grid connected con possibilità di immettere l'energia in eccesso in rete.

Si riporta di seguito l'analisi tecnico economica riferita solo all'utilizzo del sistema solare termico. Sono stati simulati i due sistemi: solare termico con SAE e solare termico con PdC per i due profili di carico M e L.

È possibile osservare i risultati energetici del sistema solare termico in Figura 2-82; in merito all'autosufficienza, si evince come questa aumenti al crescere del numero di collettori solari in qualsiasi profilo di carico grazie alla maggiore produzione inoltre è maggiore per i profili di carico che hanno un minor fabbisogno di ACS.

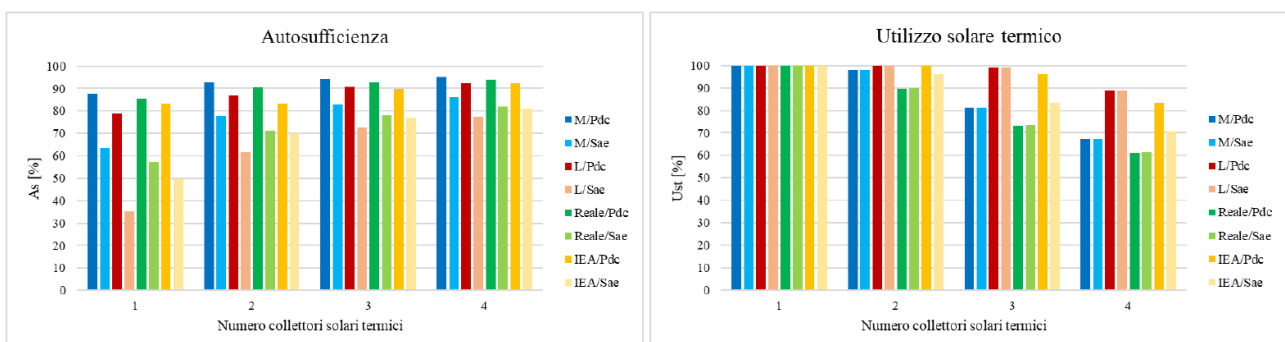


Figura 2-82: Autosufficienza (a sinistra), Utilizzo solare termico (a destra), impianto solare termico

L'autosufficienza riportata in Figura 2-83 risulta nettamente maggiore per il sistema solare integrato con la PdC (in particolare per gli scenari simulati con 1-2 collettori), in quanto la PdC assorbe una minore quantità di energia elettrica dalla rete per garantire le condizioni di comfort.

In merito al coefficiente di utilizzo dell'energia termica prodotta dai collettori solari riportato in Figura 2-83 si nota come l'aumento del numero di collettori comporti una diminuzione dello stesso coefficiente poiché,

durante il periodo estivo, avviene una limitazione della produzione termica rispetto alla produzione potenziale per non far aumentare eccessivamente la temperatura dell'ACS e per evitare problemi di stagnazione; il coefficiente di utilizzo di riduce ulteriormente nei profili di carico caratterizzati da un minor fabbisogno di ACS.

Si riportano in Figura 2-83 i risultati dell'analisi economica dei due sistemi solari termici simulati, dai quali si può osservare come la maggior convenienza economica si ha per la configurazione con 3 collettori solari per u profilo di consumo tipo "L" per il sistema solare – pompa di calore. Un'ottima convenienza economica si ha anche per la soluzione che integra il solare termico allo scaldacqua elettrico esistente; in questo caso il mancato investimento iniziale per lo scaldacqua ausiliario determina un minore tempo di ritorno rispetto alla soluzione solare termico –pompa di calore.

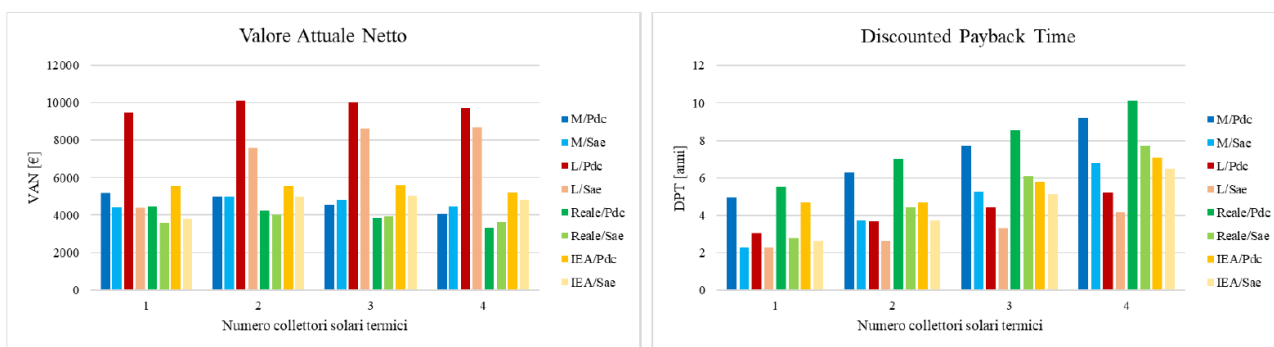


Figura 2-83: VAN (a sinistra), DPT (a destra), impianto solare termico

Per il confronto con il sistema ibrido FV – PdC sono stati considerati i seguenti profili di carico:

- profilo "M" per il sistema solare termico integrato con lo SAE;
- profilo "L" per il sistema solare termico integrato con PdC.

Visto il diverso funzionamento dei due sistemi, più che un confronto di indicatori come l'autosufficienza o l'utilizzo della FER, è stato fatto un confronto da un punto di vista economico e di come questi sistemi influiscano sul consumo di energia elettrica dell'utente isolano.

Si riporta di seguito l'andamento del VAN e del Tempo di Ritorno dell'Investimento al variare del numero di moduli FV e del numero di collettori solari.

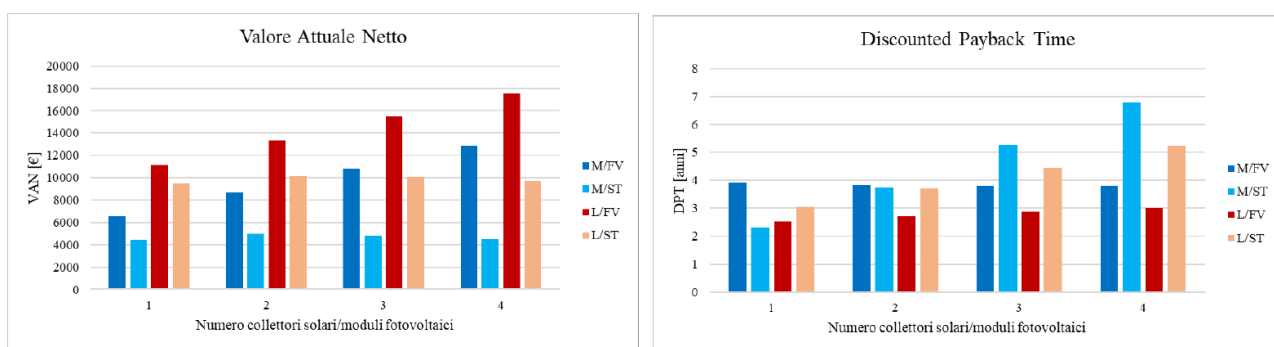


Figura 2-84: Confronto VAN (a sinistra) e DPT (a destra), impianto ibrido fotovoltaico e impianto solare termico

Come si evince dalla Figura 2-84, si ottiene un valore superiore del VAN per il sistema fotovoltaico con PdC rispetto ai due sistemi solari termici simulati sia per il profilo "M" sia per il profilo "L." I maggiori vantaggi economici per il sistema ibrido a parità di superficie installata sono dovuti all'utilizzo dell'energia solare disponibile: l'eccesso di produzione per il sistema solare termico simulato, che si verifica durante il periodo estivo, viene tagliata rispetto alla produzione potenziale non potendo essere utilizzato in altro modo; nel caso del sistema ibrido FV-PdC in modalità grid connected tutta l'energia prodotta in eccesso rispetto al

consumo della pompa di calore è valorizzata alimentando altri carichi presenti nell'edificio o immettendola in rete; inoltre per la produzione di energia elettrica da FV sono stati considerati gli incentivi previsti dal Decreto isole minori sia per la quota autoconsumata che per quella immessa in rete.

Analoghe considerazioni possono essere fatte per il tempo di ritorno dell'investimento come si evince dal grafico di Figura 2-84.

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni per valutare l'impatto con la rete elettrica associata alle tre soluzioni studiate per la produzione locale di acqua calda sanitaria

In particolare in Figura 2-85 si riporta l'entità dell'energia elettrica non prelevata dalla rete isolana corrispondente all'installazione dei tre sistemi a pari numero di moduli FV/collettori solari installati.

L'entità dell'energia elettrica annua non più prelevata dalla rete isolana per i singoli sistemi simulati corrisponde:

- nel caso dell'installazione di un impianto solare termico a integrazione dello scaldacqua elettrico esistente, alla diminuzione di energia elettrica necessaria per produrre ACS grazie all'apporto termico del collettore solare;
- nel caso del sistema solare termico ad integrazione della nuova pompa di calore, alla diminuzione di energia elettrica necessaria per produrre ACS grazie all'apporto termico del collettore solare e del minore consumo della pompa di calore rispetto allo scaldacqua elettrico;
- nel caso di un sistema ibrido FV-PdC all'apporto di energia elettrica alla pompa di calore dal FV locale, a una produzione di ACS con PdC più efficiente rispetto all'utilizzo dello SAE e all'energia elettrica prodotta in eccesso da FV autoconsumata per l'alimentazione di altri carichi elettrici diversi dalla PdC o immessa in rete.

Dai risultati riportati in Figura 2-85, si può osservare in generale come aumentando i collettori solari e i moduli FV installati aumenta l'entità dell'energia elettrica non più prelevata dalla rete isolana, tale incremento è però più evidente per il sistema ibrido FV-PdC in quanto l'energia elettrica prodotta in eccesso, con qualsiasi numero moduli installati, viene comunque autoconsumata in sito o immessa in rete.

Diversamente, come riportato nel grafico Figura 2-85, per il sistema solare termico l'effetto dell'incremento dei collettori satura rapidamente in quanto, come sopra riportato, l'energia potenzialmente prodotta in eccesso durante la stagione estiva rispetto al consumo di ACS, non viene utilizzata a causa dei fenomeni di innalzamento della temperatura sopra i limiti tecnici.

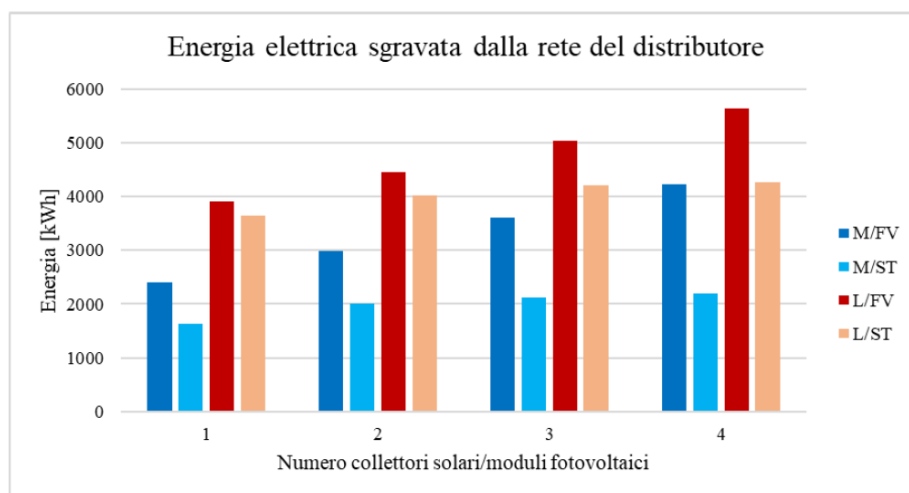


Figura 2-85: Confronto energia elettrica annua non prelevata dalla rete a seguito dell'installazione del sistema ibrido fotovoltaico e del sistema solare termico

Infine, dai risultati energetici ed economici emerge che per le tre soluzioni simulate la soluzione impiantistica ottimale coincide con:

- l'installazione di 2 collettori solari termici per la soluzione con lo scaldacqua elettrico esistente a cui è applicato il profilo di carico "M" (corrispondente al massimo VAN e al più alto valore di energia elettrica risparmiata);
- l'installazione di 3 collettori solari per la soluzione che prevede l'integrazione con la pompa di calore a cui è applicato un profilo di carico "L" (corrispondente al maggiore VAN e alla maggiore energia elettrica risparmiata).

Per il sistema ibrido FV un aumento della potenza installata comporta un maggiore guadagno in quanto grazie anche alla valorizzazione prevista dall'incentivo per le isole minori sulla energia prodotta e autoconsumata o immessa in rete. Analizzando comunque i grafici precedenti (Figura 2-85) si osserva che per il profilo di carico reale il valore del VAN satura in corrispondenza di una potenza installata di 1100 W_p (3 moduli da 370 Wp) a cui corrisponde anche il valore massimo del coefficiente di autosufficienza (Figura 2-80).

3 Sistemi di solar cooling per gli edifici isolani

3.1 Introduzione

Con l'obiettivo di individuare tecnologie e soluzioni innovative per le isole minori, finalizzate alla riduzione e ottimizzazione dei consumi energetici dei singoli utenti, all'incremento della penetrazione degli impianti a fonte rinnovabile e a una conseguente riduzione delle emissioni climalteranti, la presente linea attività – in continuità con quella precedente – prevede la valutazione e le prove sperimentali di nuove tecnologie ibride basate sull'integrazione di climatizzazione, produzione di acqua calda sanitaria, fonti rinnovabili e architetture informatiche per ridurre i consumi degli utenti finali isolani.

In riferimento alla tecnologia di solar cooling ad adsorbimento, le attività si sono inizialmente concentrate sulla realizzazione delle modifiche impiantistiche all'impianto di *free solar cooling* (FREESCOO) installato presso il laboratorio ENEA del faro di Capo Grecale di Lampedusa al fine di migliorare le prestazioni della macchina (LA4.1, Report RdS/PTR2019/055). Le campagne di prova hanno evidenziato una serie di criticità legate alle condizioni ambientali esterne gravose dell'isola (umidità e temperatura elevate); è stato pertanto individuato un nuovo schema per ottimizzare ulteriormente le prestazioni della stessa macchina, come descritto nei successivi paragrafi, le cui prove sperimentali sono previste nella LA4.3. Il permanere dello stato di emergenza legato alla situazione sanitaria e delle relative misure di distanziamento/limitazione negli spostamenti ha determinato fino ad oggi l'impossibilità di installare i suddetti sistemi presso gli utenti finali e di procedere con una sperimentazione diretta. Pertanto, in questa annualità è stato parallelamente condotto uno studio preliminare su un'utenza alberghiera isolana, finalizzato a valutare la possibile integrazione dei sistemi FV-PdC o free solar cooling innovativi provati presso il laboratorio ENEA di Lampedusa.

Grazie ai contatti esistenti da lungo tempo tra ENEA e molte delle isole minori non interconnesse alla rete elettrica nazionale, e.g. attività condotte per Ricerca di Sistema, Agenda per transizione energetica dell'isola di Salina nel quadro del progetto "Clean Energy for EU Islands", ecc., è stato possibile individuare un'utenza alberghiera presso l'Isola di Salina (Eolie) disponibile a fornire informazioni per il suddetto studio di integrazione. In particolare l'Hotel sito sulla costa Nord dell'isola di Salina sarà soggetto a breve ad una ristrutturazione importante che interesserà la distribuzione interna degli spazi, ma anche l'efficientamento energetico dell'involucro e degli impianti. In particolare, in questo studio è stata analizzata la possibilità di sostituire gli impianti di climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria attualmente in uso in modo da limitare al massimo il consumo energetico. Si prevede inoltre di installare un impianto fotovoltaico che copra la maggior parte dei consumi elettrici della struttura.

3.2 Analisi di fattibilità impianto free solar cooling per utenza alberghiera dell'isola di Salina

In questa sezione si riportano i risultati dello studio preliminare per valutare la fattibilità di installazione di un sistema di free solar cooling presso l'utenza alberghiera dell'isola di Salina. Il sistema analizzato si basa sullo stesso ciclo ad adsorbimento e scambiatore evaporativo dell'impianto sperimentale di free solar cooling installato presso il laboratorio ENEA di Lampedusa.

Dai primi colloqui avuti con la Direzione dell'albergo sullo stato e la tipologia degli impianti attualmente in uso nella struttura, sono state raccolte le seguenti informazioni:

- L'albergo al momento è aperto 6 mesi l'anno, ma in prospettiva dopo la ristrutturazione resterà aperto 8 mesi.
- L'albergo consiste in 17 camere, oltre alla sala ristorante, la cucina e una piccola hall. I volumi di cucina e sala ristorante saranno lievemente ridotti e saranno trasferiti dal primo piano al piano terra. La capienza massima della struttura è di 38 posti letto e resterà inalterata.
- La climatizzazione è garantita da pompe di calore con dual e single split; i motori esterni sono appesi in prossimità delle stanze.

- La produzione di acqua calda sanitaria è demandata all'uso di scaldacqua elettrici, uno in ogni stanza, oltre a quello, più grande, per la cucina.
- Non esiste un sistema di trattamento dell'aria, ovvero non è presente alcun impianto per il ricambio dell'aria.
- Tra i componenti più energivori si trovano due forni, una friggitrice in cucina, fuochi attualmente funzionanti a gas (GPL); con la ristrutturazione è previsto un aumento del carico elettrico per l'installazione di piastre a induzione. Sono inoltre presenti 8 frigoriferi, di cui 3 a temperatura negativa.
- L'illuminazione esterna al momento è minima.
- Con l'intervento di ristrutturazione saranno garantiti il raffrescamento, riscaldamento e la deumidificazione centralizzati.

3.2.1 Caratteristiche geometriche della struttura alberghiera

Di seguito si riportano le piante del piano terra e del piano di copertura relative allo stato di fatto (Figura 3-1-Figura 3-2). Come accennato, durante la ristrutturazione dell'edificio è prevista una rimodulazione interna degli spazi passando dalle attuali 17 camere a 15 camere; non sono previsti aumenti di cubatura. Tra gli interventi di riqualificazione è incluso l'isolamento delle pareti perimetrali opache e trasparenti. Le superfici disponibili per l'installazione di un impianto fotovoltaico sono il piano di copertura dell'attuale ristorante pari a 150 m² e quello del corpo centrale lungo pari a 125 m², come indicato in Tabella 3.1.

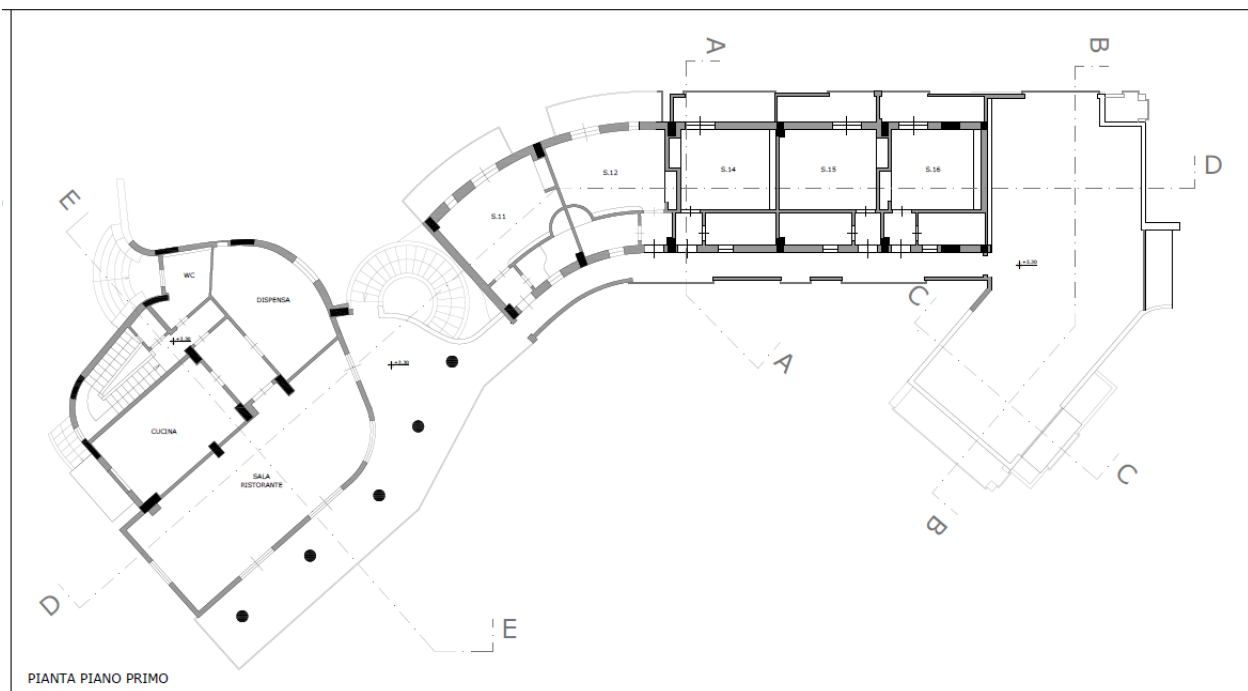


Figura 3-1: Pianta piano primo – stato di fatto

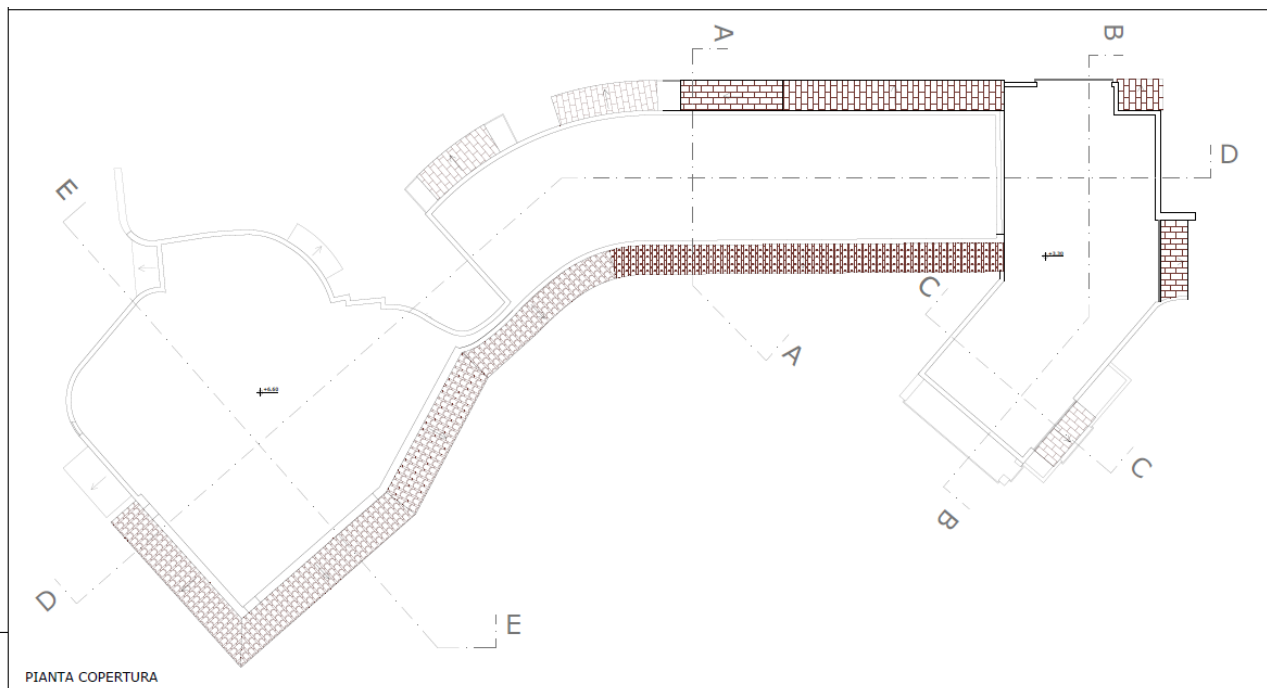


Figura 3-2: Pianta piano di copertura – stato di fatto

Tabella 3.1: Superfici calpestabili e volume

<i>PIANO PRIMO</i>	125 m ²
<i>PIANO TERRA</i>	215 m ²
<i>SEMINTERRATO</i>	90 m ²
<i>SUPERFICIE TOTALE</i>	430 m²
<i>VOLUME TOTALE</i>	1290 m³

3.2.2 Stima dei fabbisogni energetici attuali della struttura alberghiera

Di seguito vengono presentate le stime di fabbisogno relativamente alla produzione di ACS e alla climatizzazione dell'aria nelle condizioni attuali. Non è stato possibile fare un riscontro con misurazioni e/o altre analisi basate su bollette dell'energia elettrica e gas. Le stime presentate possono dunque ritenersi la base per una prima analisi di massima del caso in esame.

Per la produzione di ACS si è stimato un consumo di 75 litri a persona, con un massimo di 38 persone e l'andamento stagionale riportato in Figura 3-3. Il consumo stimato per l'intera stagione per la produzione di ACS ammonta a circa 14,7 MWh. Si stima che l'impegno di potenza elettrica degli scaldacqua attualmente utilizzati per la produzione di ACS sia di circa 35 kW.

Attualmente per la climatizzazione dell'aria vengono utilizzati sistemi a pompa di calore dual e single split. Si riporta di seguito l'andamento stagionale dei consumi stimati per la climatizzazione tramite i sistemi split attualmente utilizzati (Figura 3-4).

Si stima che l'impegno di potenza elettrica dovuto alla climatizzazione possa raggiungere circa 40 kW, mentre il consumo elettrico per l'intera stagione ammonterebbe a circa 19 MWh. Si sottolinea inoltre che non è presente nessun impianto di ventilazione per il ricambio dell'aria.

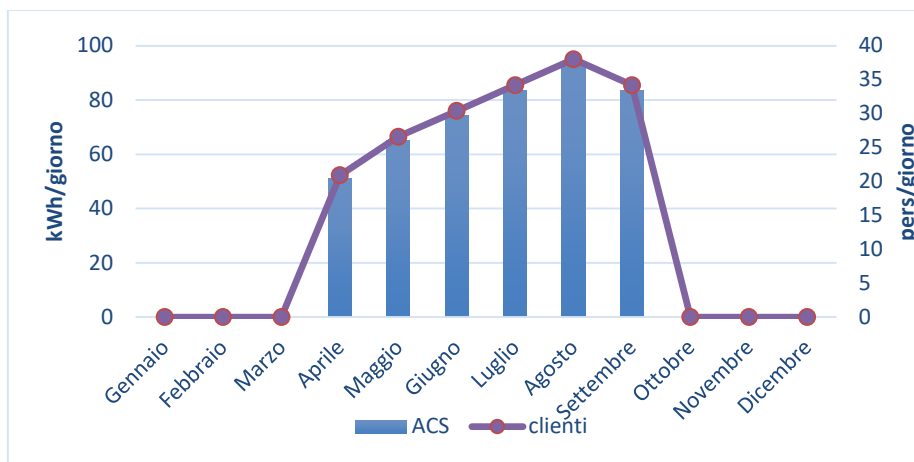


Figura 3-3: Andamento stagionale della presenza dei clienti e del consumo di ACS medio giornaliero – stato di fatto

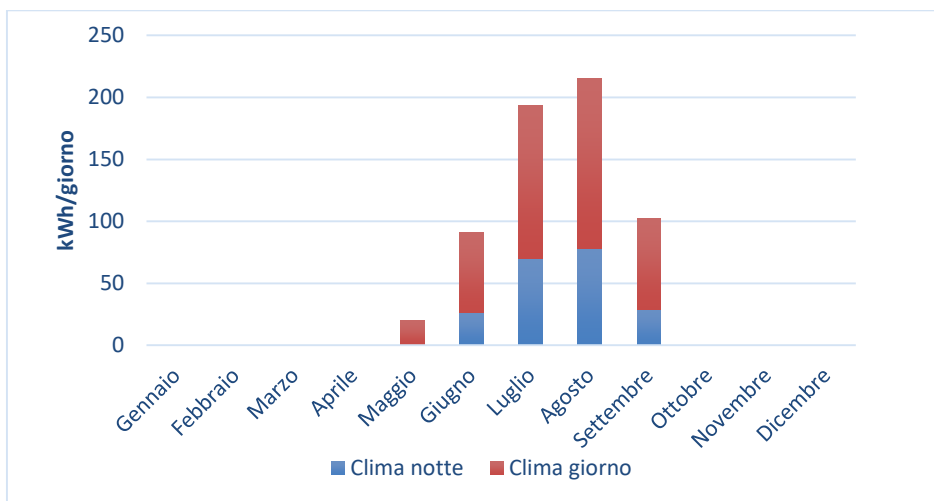


Figura 3-4: Andamento stagionale del consumo medio giornaliero per la climatizzazione – stato di fatto

3.2.3 Proposta progettuale per l’efficientamento energetico degli impianti di climatizzazione e produzione di ACS

Si stima una riduzione del 38% dei fabbisogni energetici per la climatizzazione dovuta al miglioramento dell’involucro edilizio tramite l’isolamento termico delle pareti esterne e la sostituzione degli infissi, passando dunque da circa 90 W/m² a circa 55 W/m².

Per far fronte alla climatizzazione dell’aria e alla produzione di ACS si è scelto di installare i seguenti elementi impiantistici:

- pompa di calore ad alta temperatura e a recupero di calore, con una capacità frigorifera di 25 kW;
- terminali da installare a controsoffitto in ogni camera per la distribuzione del freddo (e caldo);
- centrale di trattamento aria DEC (Desiccant and Evaporative Cooling), alimentata termicamente dal calore della pompa di calore a recupero per il trattamento dell’aria di ventilazione (circa 1 vol/h);
- impianto di ventilazione con distribuzione dell’aria primaria;
- serbatoio di accumulo per la produzione di ACS;
- impianto di generazione dell’energia elettrica fotovoltaico da 25 kW.

È previsto il collegamento della pompa di calore sul lato freddo ai terminali posti nelle camere per l’abbattimento del calore sensibile, mentre il calore in uscita dal condensatore è funzionale all’alimentazione della macchina di ventilazione DEC (ciclo equivalente al sistema Free Solar Cooling - FREESCOO – installato presso il faro di Capo Grecale di Lampedusa) e parallelamente alla produzione di ACS. Si riporta di seguito uno schema di impianto di massima (Figura 3-5).

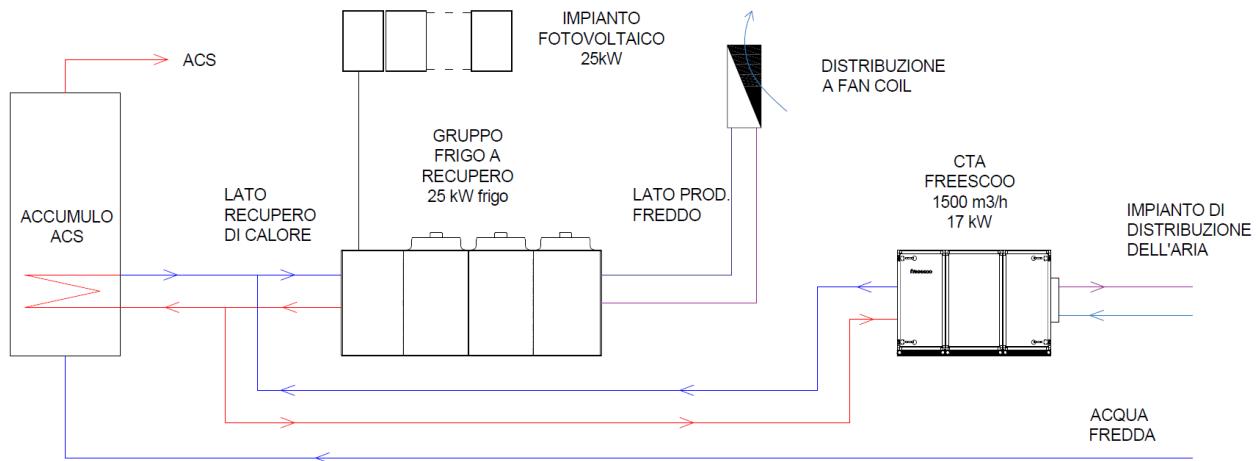


Figura 3-5: Schema di impianto per la climatizzazione, il trattamento aria e la produzione di ACS

Per la produzione di ACS si stima un aumento del fabbisogno di calore stagionale dovuto ad un più esteso periodo di apertura dell’hotel (8 anziché 6 mesi all’anno), come riportato in Figura 3-6. Di contro il consumo di energia elettrica è destinato a diminuire in quanto nei mesi più caldi la produzione di ACS è garantita dal recupero di calore del gruppo frigo, risultando così un servizio “gratuito” quando il gruppo frigo risulta in funzione per la climatizzazione dell’aria. Il consumo di energia elettrica stagionale dovuto alla sola produzione di ACS e relativo ai mesi da marzo a maggio (durante i quali non si recupera energia di scarto dalla pompa di calore funzionante in raffrescamento) è valutato pari a circa a 900 kWh, pari a circa il 7% di quello attualmente stimato.

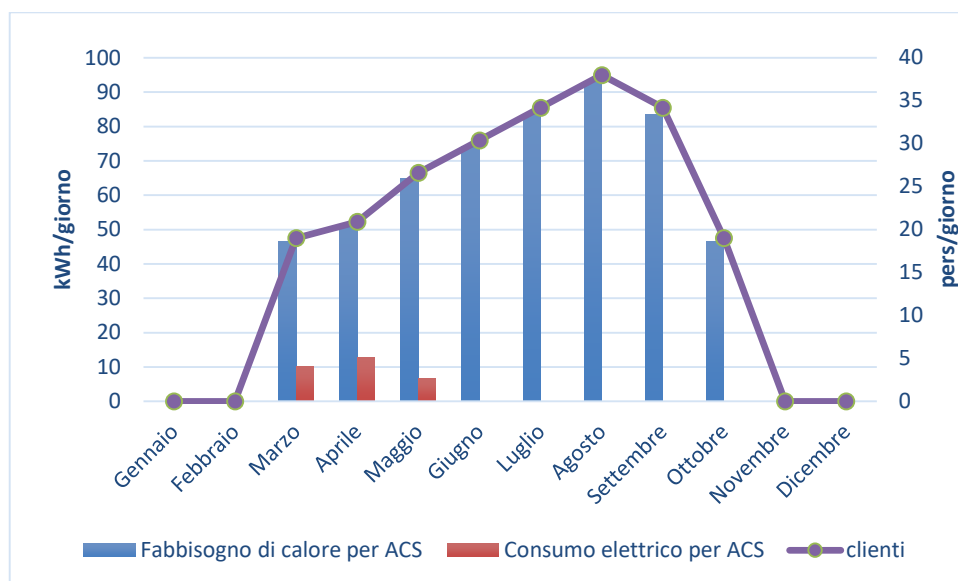


Figura 3-6: Andamento stagionale della presenza dei clienti e del consumo di ACS medio giornaliero – dopo l’attuazione del progetto

Il fabbisogno per la climatizzazione estiva è fornito dalla pompa di calore funzionante in modalità raffrescamento, la quale provvede a raffreddare l'acqua da inviare al circuito dei fan coil da installare nelle singole camere. Parallelamente, il calore rigettato dal condensatore viene inviato ad una macchina di ventilazione di tipo DEC (equivalente alla macchina FREESCOO installata a Lampedusa) alimentata termicamente. L'andamento stagionale del consumo medio giornaliero di energia elettrica per la climatizzazione e in piccola parte per ACS (marzo-maggio) è riportato in Figura 3-7.

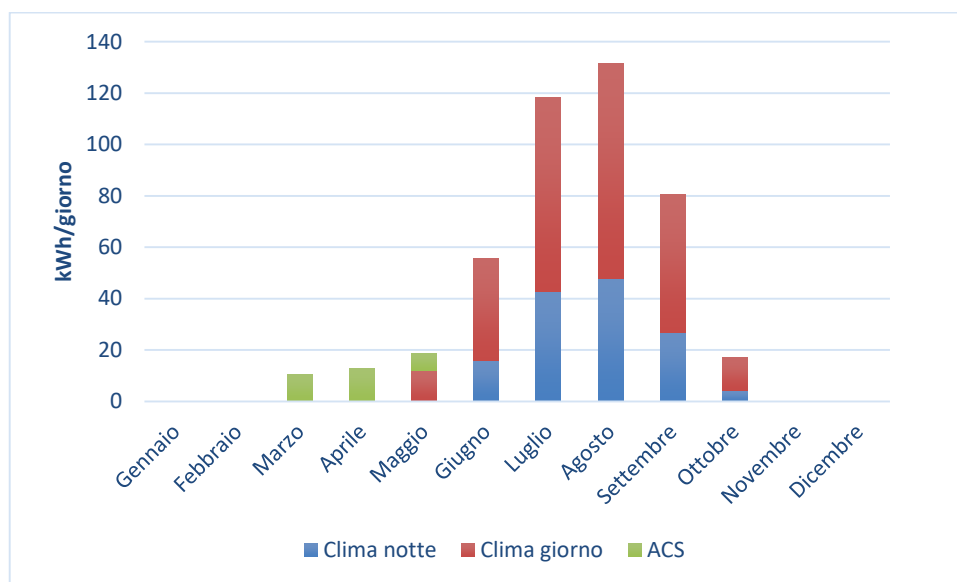


Figura 3-7. Andamento stagionale del consumo medio giornaliero per la climatizzazione e ACS – stato di progetto

Come suddetto, per il trattamento dell'aria di rinnovo si è ipotizzato di utilizzare un sistema DEC ad alta efficienza, compatibile con il range di temperatura del calore di recupero del gruppo frigo. In particolare, si è ipotizzato di installare un sistema con tecnologia FREESCOO (prodotto dalla startup Solarinvest srl) a letti adsorbenti raffreddati, con una potenza frigorifera legata al trattamento dell'aria di circa 17 kW. Il sistema provvede inoltre alla deumidificazione centralizzata dell'aria in modo da far lavorare il gruppo frigo ad una temperatura di produzione del freddo non troppo bassa.

Di seguito si riporta uno schema di massima sul funzionamento della macchina a letti adsorbenti raffreddati (Figura 3-8). L'aria calda e umida viene fatta passare attraverso uno scambiatore di calore che ne abbassa il contenuto di entalpia, abbassando umidità e temperatura. Il calore recuperato dal gruppo frigo viene utilizzato per la rigenerazione dei letti adsorbenti (l'impianto di Lampedusa viene rigenerato con il calore ottenuto dai collettori solari termici), mentre il raffreddamento del materiale essiccante presente negli scambiatori di calore viene garantito tramite il raffreddamento evaporativo effettuato sul flusso d'aria di ritorno dall'edificio.

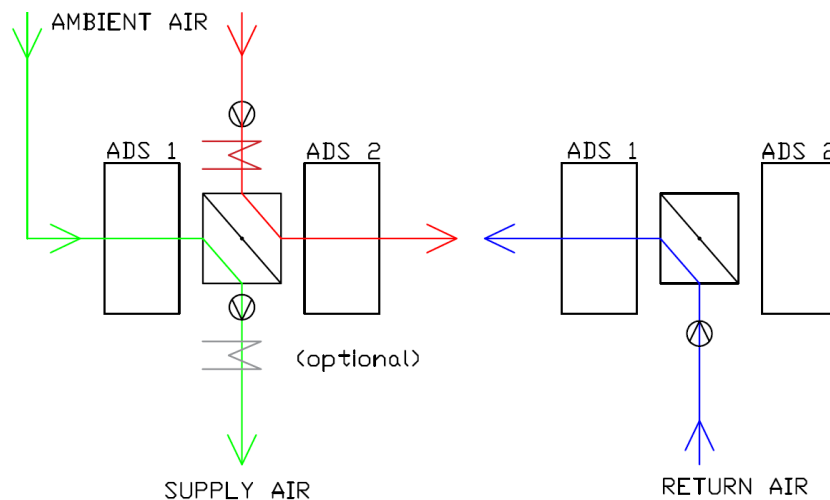


Figura 3-8: Schema di funzionamento della CTA DEC funzionante con tecnologia FREESCOO - stato di progetto (SoalrInvent srl)

Ipotizzando di utilizzare l'intera superficie disponibile per il posizionamento di pannelli fotovoltaici risulta una potenza di picco dell'impianto pari a 25 kW. Dalle stime fatte sembrerebbe possibile coprire l'intero fabbisogno di energia per la climatizzazione e produzione di ACS, come mostrato in Figura 3-9. Trattandosi di valori medi giornalieri, si valuterà l'opportunità di aggiungere un sistema di accumulo dell'energia elettrica al fine di minimizzare l'uso di energia dalla rete nell'arco della giornata.

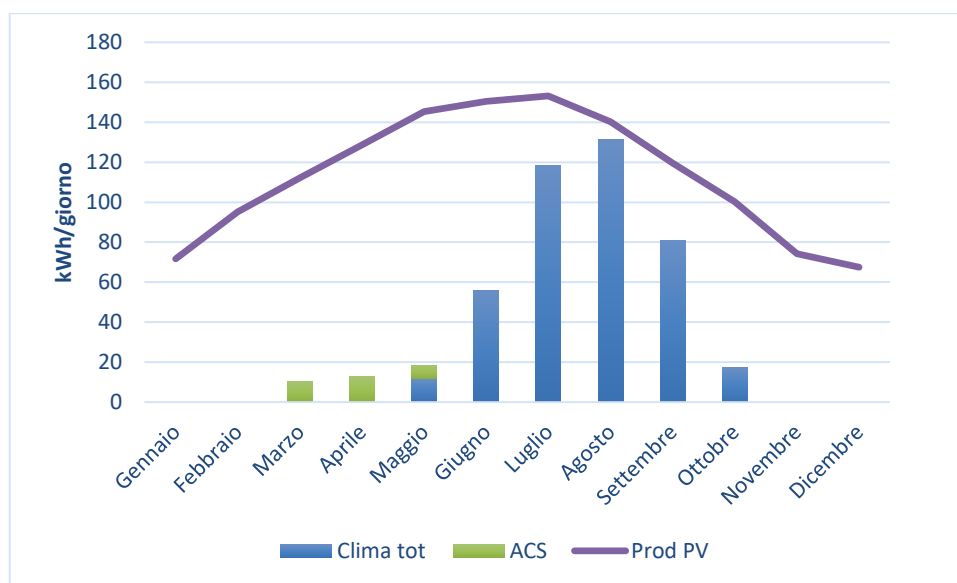


Figura 3-9. Andamento stagionale del consumo medio giornaliero per la climatizzazione, ACS e della produzione dell'impianto PV – stato di progetto

3.3 Impianto sperimentale FREE Solar COOLing (FREESCOO) installato presso la sede ENEA del faro di Capo Grecale di Lampedusa

Nella presente linea di attività sono state estese le prove avviate nella precedente annualità con l'impianto sperimentale di Free Solar Cooling (Freescoo) installato presso la sede ENEA del faro di Capo Grecale di Lampedusa. Il sistema brevettato dalla startup Solarinvent, si basa sull'utilizzo di letti adsorbenti (rigenerati dal calore prodotto dai collettori solari) e su processi di raffreddamento evaporativo avanzati. Il sistema, descritto dettagliatamente nel rapporto della precedente annualità (Report RdS/PTR2019/055), è costituito da:

- tre collettori solari piani (Figura 6-11) installati in copertura;
- la macchina installata a parete contenente tutti i componenti e la relativa canalizzazione (Figura 3-11), per immettere nell'edificio aria deumidificata e raffrescata o riscaldata;
- un bollitore da 500 litri per la produzione di ACS, ottenuta dal calore di scarto o non utilizzato prodotto dai collettori solari a servizio del sistema Freescoo.

Si riportano di seguito le immagini dei componenti principali e lo schema impiantistico del sistema.



Figura 3-10: Collettori solari dopo il completamento dei lavori



Figura 3-11: Sistema Freesco compatto installato a parete: a destra foto componenti interni della macchina, a sinistra posizionamento del sistema completo

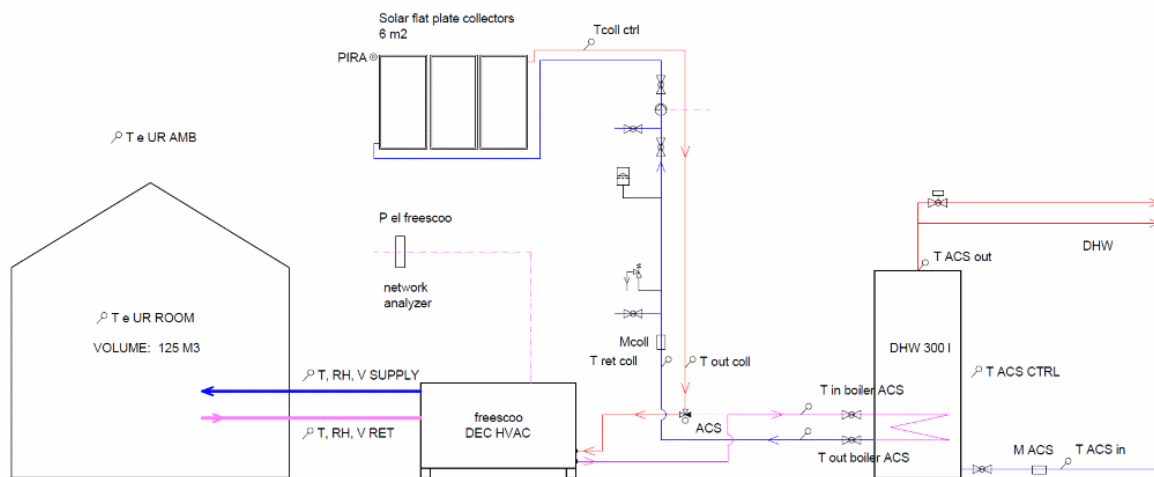


Figura 3-12: Schema attuale di impianto della macchina

Per migliorare le prestazioni dell'impianto nelle condizioni climatiche gravose isolate in termini di temperatura e umidità esterna, nel corso della precedente annualità (LA4.1) sono stati eseguiti i seguenti interventi impiantistici:

- sostituzione dei collettori solari sottovuoto con collettori piani;
- modifica dell'unità Freesco al fine di massimizzare la potenza sensibile di riscaldamento e raffreddamento ceduta in ambiente;
- aggiornamento della logica di controllo dell'unità Freesco;
- aggiornamento del sistema di acquisizione dati e del pannello di controllo sviluppato in Labview;
- messa a punto del sistema di monitoraggio.

Si riporta di seguito lo schema del sistema Freesco comprendente le modifiche sopra indicate.

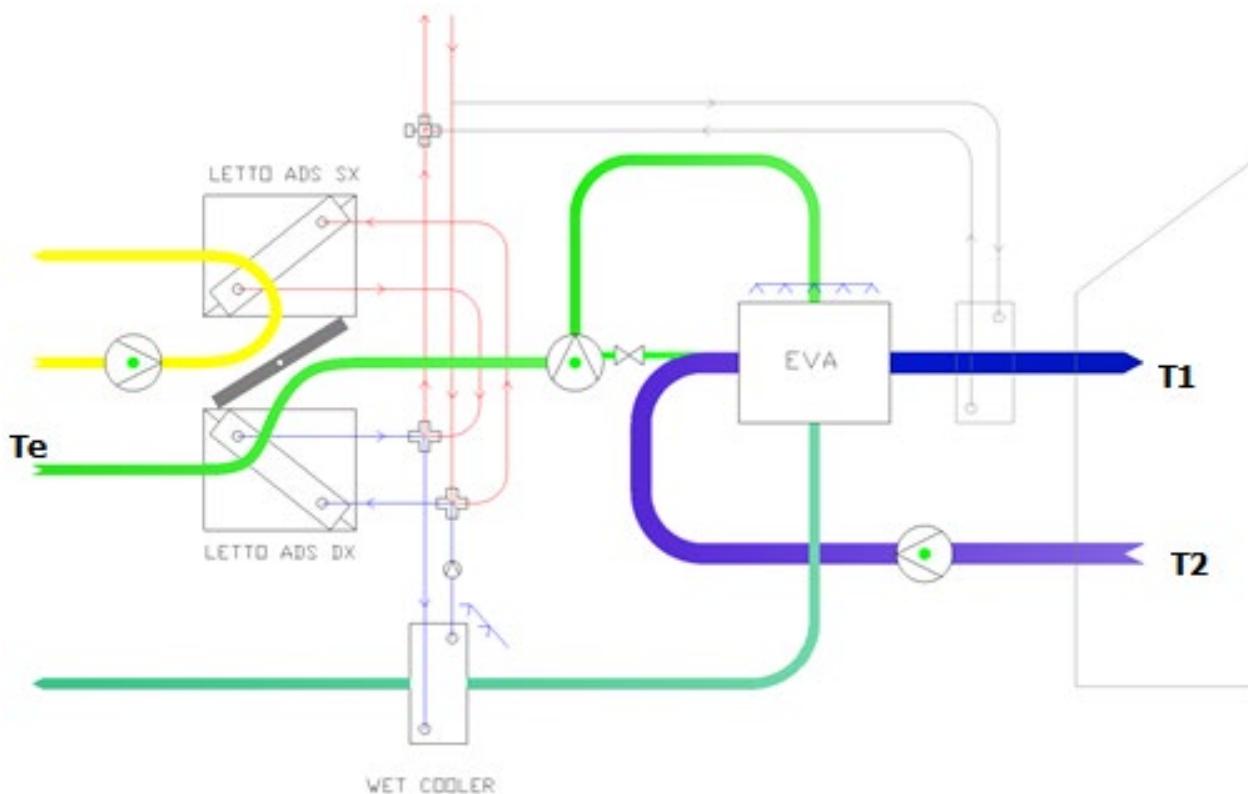


Figura 3-13: Schema di funzionamento della macchina con modifiche apportate durante la linea di attività LA4.1 (in verde chiaro l’aria esterna che attraversa i letti adsorbenti, in verde scuro l’aria in uscita dai canali secondari dello scambiatore evaporativo, in viola l’aria di ritorno dal locale, in blu l’aria di mandata che attraversa i canali primari dello scambiatore evaporativo, in giallo l’aria di rigenerazione dei letti adsorbenti)

Nel corso della presente annualità sono state effettuate le prove con il sistema Freesco modificato come sopra descritto. Le prove sono state effettuate durante la stagionalità estiva, nel corso della quale sono stati monitorati i principali parametri termigrometrici dell’aria trattata e immessa nel locale climatizzato secondo lo schema di Figura 3-13.

Si riporta di seguito l’elaborazione delle misure effettuate sull’impianto di Faro Grecale per alcuni giorni di funzionamento durante la stagione estiva.

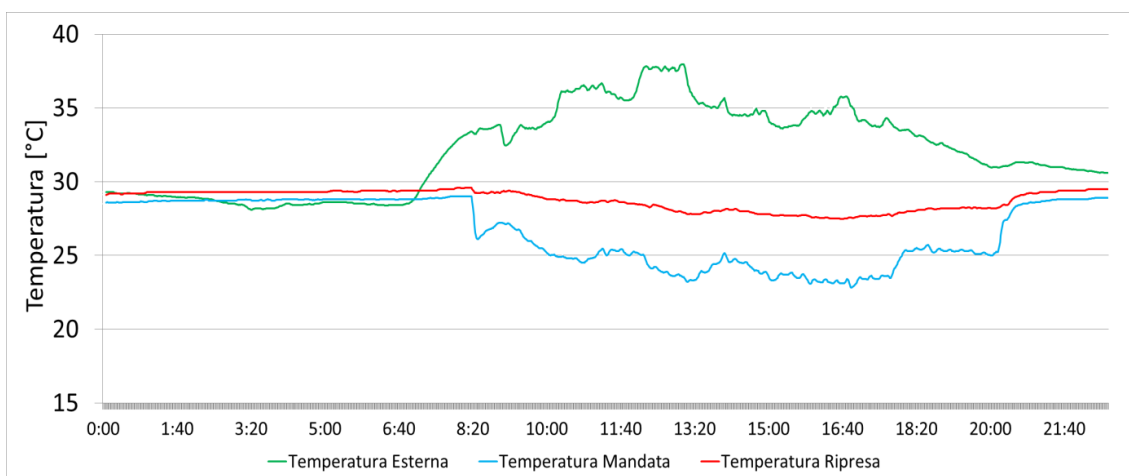


Figura 3-14: Monitoraggio parametri termici impianto Freesco Faro Capo Grecale: temperatura esterna, temperatura aria trattata immessa nell’ambiente climatizzato (temperatura di mandata), temperatura aria di ripresa dall’ambiente (temperatura di ripresa) – 1 agosto

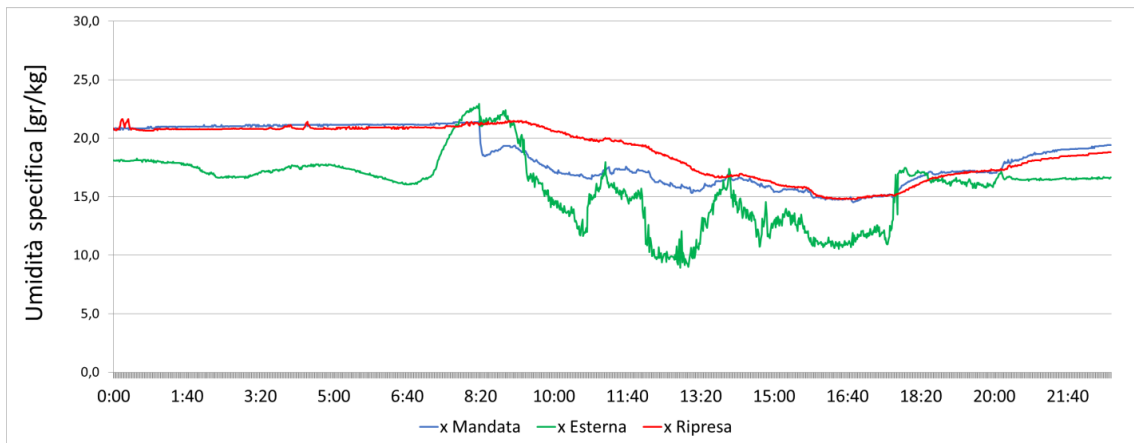


Figura 3-15: Monitoraggio parametri igrometrici impianto Frescoo Faro Capo Grecale: umidità specifica aria esterna, umidità specifica aria trattata immessa nell'ambiente climatizzato (x mandata), umidità aria di ripresa dall'ambiente (x Ripresa) – 1 agosto

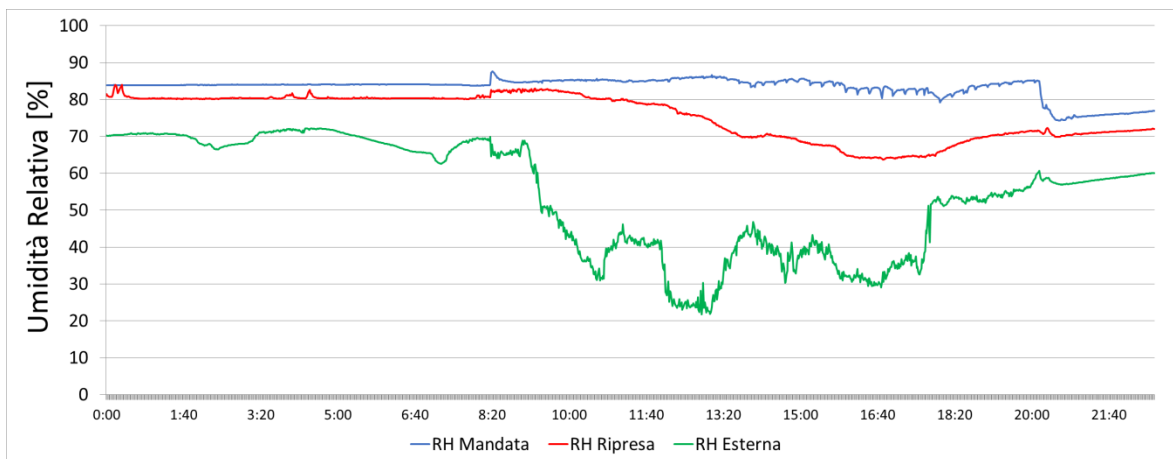


Figura 3-16: Impianto Frescoo Faro Capo Grecale: monitoraggio umidità relativa dell'aria di mandata e di ripresa e dell'aria esterna- 1 agosto

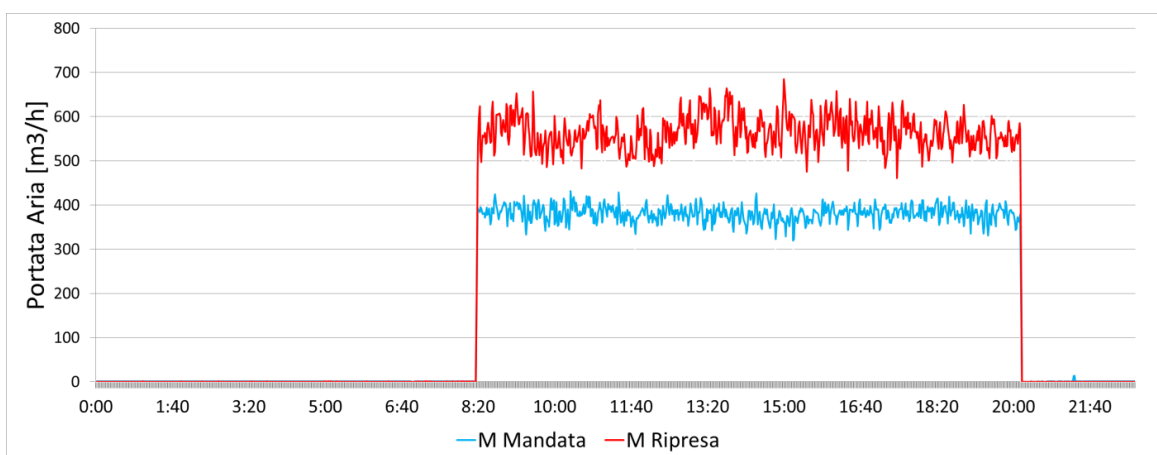


Figura 3-17: Impianto Frescoo Faro Capo Grecale: portata aria di mandata immessa nel locale climatizzato (M mandata), portata aria ripresa dal locale climatizzato (M ripresa) – 1 agosto

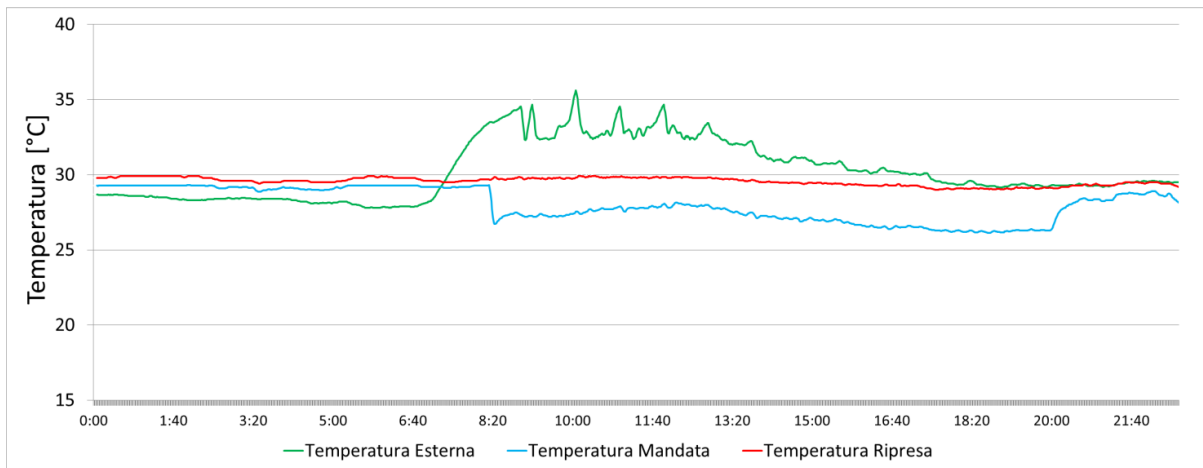


Figura 3-18: monitoraggio parametri termici impianto Frescoo Faro Capo Grecale: temperatura esterna, temperatura aria trattata immessa nell'ambiente climatizzato (temperatura di mandata), temperatura aria di ripresa dall'ambiente (temperatura di ripresa)

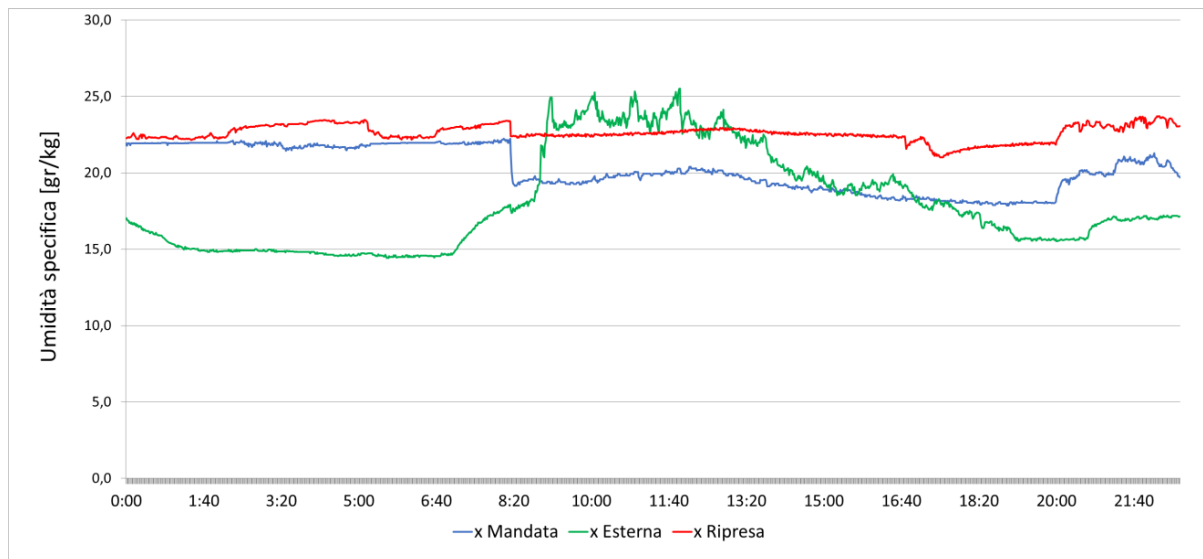


Figura 3-19: monitoraggio parametri igrometrici impianto Frescoo Faro Capo Grecale: umidità specifica aria esterna, umidità specifica aria trattata immessa nell'ambiente climatizzato (x mandata), umidità aria di ripresa dall'ambiente (x Ripresa)

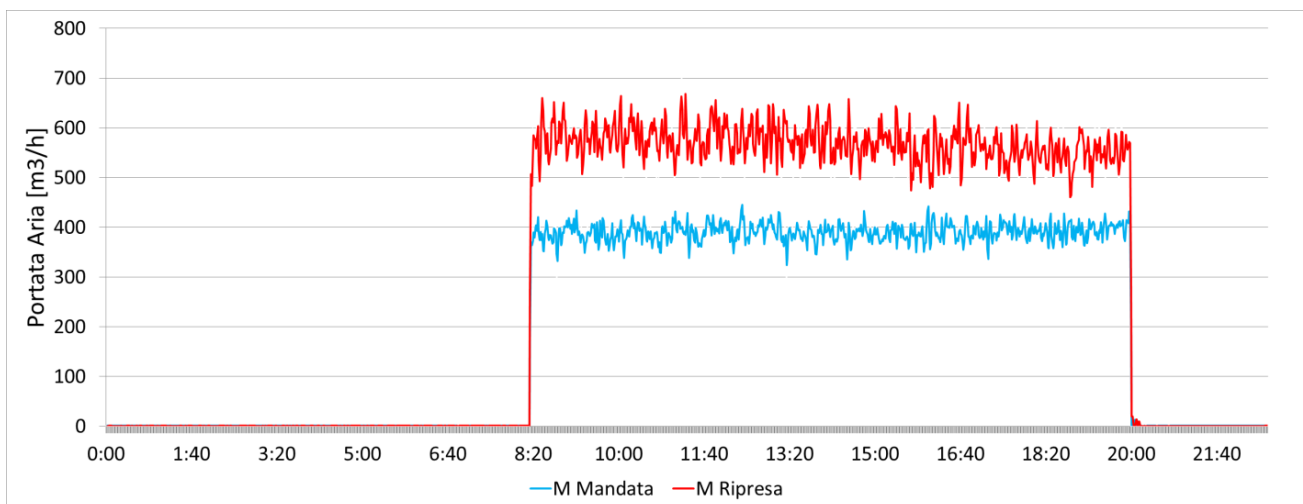


Figura 3-20: Impianto Freesco Faro Capo Grecale: portata aria di mandata immessa nel locale climatizzato, portata aria ripresa dal locale climatizzato.

Come si può osservare dai grafici riportati per i due giorni tipo di funzionamento estivo, pur nelle gravose condizioni termoigrometriche esterne, la temperatura dell'aria di mandata risulta sensibilmente inferiore della temperatura esterna a discapito, in parte, del contenuto igrometrico dell'aria trattata. Infatti, l'utilizzo dello scambiatore evaporativo per abbattere l'elevata temperatura dell'aria esterna, determina un innalzamento del contenuto igrometrico rispetto a quello dell'aria secca in uscita dal letto adsorbente; in alcuni casi questo effetto, pur regolando l'umidità dell'aria di mandata, non consente di mantenere l'aria interna della zona climatizzata ad un valore di umidità relativa prossimo al valore di set point pari al 50%.

I monitoraggi effettuati hanno mostrato infatti che, a causa dell'elevata umidità esterna del sito, la deumidificazione dell'aria fornita dai letti adsorbenti non risultava sufficiente. Per tale ragione sono state elaborate in collaborazione con la Startup Solarinvent alcune modifiche al layout del ciclo adsorbente e ad alcuni componenti; in particolare le modifiche elaborate riguardano i seguenti aspetti:

- modifica della struttura dei letti di silicagel;
- ampliamento della superficie dello scambiatore evaporativo;
- installazione nuova pompa del modulo evaporativo;
- riconfigurazione del percorso delle condotte d'aria e riconfigurazione della posizione dei singoli componenti per ottimizzare la resa della macchina a seguito dei suddetti ampliamenti;
- riconfigurazione e calibrazione del sistema di controllo per adattarlo alle nuove prestazioni della macchina.

In Figura 3-21 è riportato uno schema del nuovo assetto dei letti adsorbenti. Il materiale adsorbente è in questo caso posto all'interno di uno scambiatore evaporativo aria – aria ed è raffreddato direttamente dall'evaporazione dell'acqua nel flusso d'aria di ripresa dall'ambiente.

In tal modo si sfrutta al massimo il potenziale di raffreddamento evaporativo contenuto nel flusso d'aria di ripresa. Infatti, nella soluzione precedente il raffreddamento del materiale adsorbente avveniva tramite un circuito ad acqua che andava poi a rigettare il calore ad un ulteriore componente (dry/wet cooler) che doveva poi occuparsi di smaltirlo verso l'ambiente.

Inoltre è stata aumentata notevolmente la superficie di scambio, è stato aumentato il volume del silicagel (e di conseguenza la capacità adsorbente) e migliorato il contatto tra il materiale adsorbente e la superficie di scambio.

Le modifiche impiantistiche come sopra descritte e i relativi monitoraggi verranno effettuate nella successiva annualità.

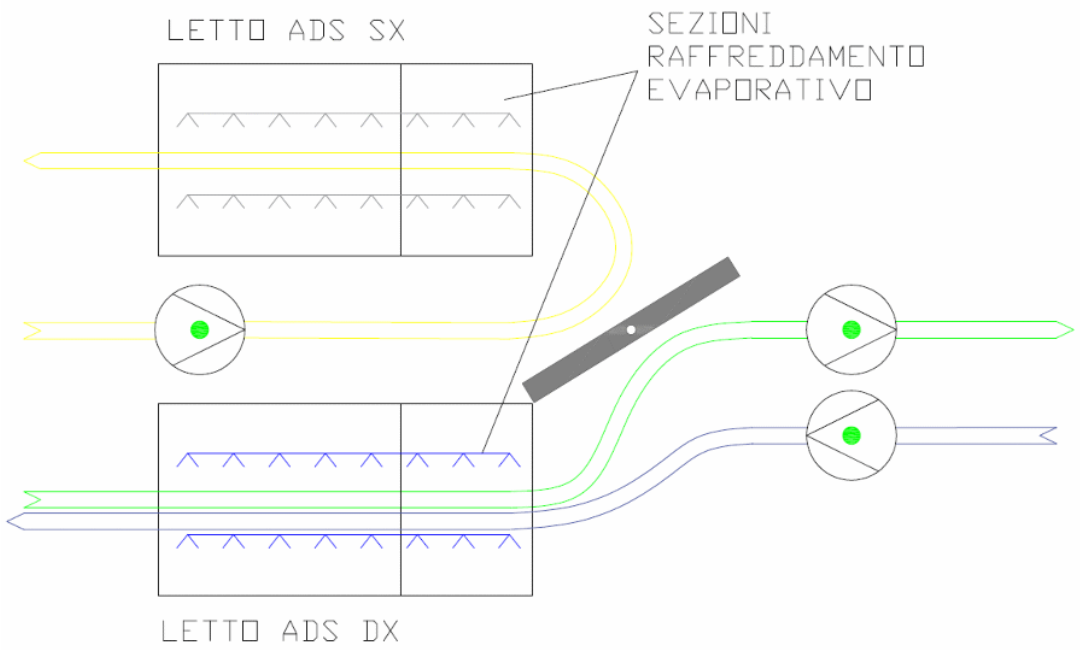


Figura 3-21: Nuovo schema di funzionamento della macchina Freesco a seguito delle modifiche apportate (in verde chiaro l'aria esterna che attraversa i letti adsorbenti, in viola scuro l'aria ripresa dall'ambiente e inviata ai canali secondari dello scambiatore evaporativo, in giallo l'aria di rigenerazione dei letti adsorbenti)

4 Biodigestore di piccola taglia per la produzione di ACS presso gli utenti isolani

Una delle maggiori criticità rilevate durante le fasi precedenti della linea di ricerca sulla decarbonizzazione dei sistemi energetici di piccole isole è stata la problematica legata all'incapacità di reti di piccole dimensioni ad assorbire la forte variabilità della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (principalmente da impianti fotovoltaici). Se infatti, in un contesto fortemente interconnesso come quello della rete elettrica nazionale, scompensi tra generazione e domanda possono essere assorbiti dalla rete stessa, questo non può accadere con la stessa facilità ove ci si trovi in reti di dimensioni molto ridotte, in cui tanto la generazione quanto la domanda tendono a comportarsi in maniera omogenea.

Essendo spesso le piccole isole italiane sprovviste di fonti energetiche locali controllabili, e quindi diverse da sole, vento e moti marini (come sarebbero, ad esempio, geotermico o biomassa), si è deciso di valutare la possibilità di utilizzare gli scarti organici prodotti dalle famiglie localmente come fonte di energia, tramite conversione in biogas e successiva utilizzazione in un impianto di micro-cogenerazione che contribuisca a soddisfare i bisogni locali di elettricità e calore.

Gli studi di fattibilità effettuati durante la precedente annualità hanno evidenziato un potenziale rilevante nell'utilizzo del biogas prodotto nel caso di integrazione con sistemi di microcogenerazione e tecnologie a pompa di calore per la produzione di acqua calda sanitaria. Tali risultati sono tuttavia basati sui dati di targa del digestore preso in esame in termini di tasso di conversione della biomassa introdotta e sui rendimenti tipici da letteratura delle tecnologie associate. Premesso che il quantitativo di biogas prodotto dipende in misura importante dal corrispettivo quantitativo di biomassa introdotta (si vedano i risultati del capitolo 5 di questo report per una stima del potenziale di produzione di rifiuti organici, e la loro classificazione), per valutare se il sistema integrato biodigestore – microcogeneratore – pompa di calore possa risultare realmente una soluzione per la riduzione dei consumi energetici e dei costi di smaltimento dei rifiuti degli utenti isolani è di primaria importanza effettuare una valutazione sperimentale dell'efficienza di conversione, del rateo di produzione giornaliera, della reale energia producibile e di come questi sono influenzati dalle variabili ambientali.

Per poter effettuare le suddette prove sperimentali in questa annualità sono stati progettati e realizzati due laboratori: i) il primo presso la sede di una startup "I nuovi mille" di Marsala (TP) per provare il sistema integrato biodigestore - microcogeneratore- pompa di calore in condizioni reali di funzionamento, ii) il secondo presso il centro ENEA di Bologna per caratterizzare il biodigestore al variare delle condizioni operative quali frequenza di immissione della materia organica, quantitativo di materia organica introdotto, e temperatura operativa.

Nelle attività sperimentali effettuate al centro ENEA di Bologna si è scelto di utilizzare sistemi di monitoraggio di natura più semplice e *low cost*, in confronto con la strumentazione installata nelle strutture di test messe in opera presso il prototipo di Marsala e quello dell'Università di Bologna. Questa scelta, pur costringendo ad una minore affidabilità scientifica dei risultati, ha permesso la definizione e costruzione di un sistema di monitoraggio che sia facilmente replicabile, sia per la sua semplicità che per i suoi costi contenuti, presso gli utenti finali.

4.1 Progettazione e realizzazione di un prototipo di microcogeneratore a biogas per la produzione di energia elettrica e ACS

Il setup sperimentale, descritto di seguito, è stato progettato da ENEA per analizzare in condizioni reali di funzionamento il comportamento di un sistema microcogenerativo a biogas basato sull'integrazione di un biodigestore di piccola taglia (di tipo domestico), un motore a combustione interna alimentato a biogas e una pompa di calore con accumulo per ACS. Il prototipo sperimentale è stato installato 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 del biogas da biodigestione anaerobica di piccola taglia; la scelta del sito ha

garantito una gestione continua del biodigestore (fornitura continua di scarti organici) anche durante le limitazioni dovute alla pandemia e ha consentito al personale ENEA, coinvolto nell'attività di ricerca, di effettuare le prove e le relative misure in sicurezza.

Più nello specifico lo scopo dei primi test effettuati presso le strutture di Marsala (TP) è stato quello di caratterizzare il funzionamento del sistema integrato in condizioni reali di funzionamento; le prove estese con il sistema integrato verranno effettuate nella successiva annualità valutando la capacità del sistema integrato di produrre ACS da biogas per soddisfare il fabbisogno termico per uso domestico.

Presso il laboratorio di Marsala sono stati progettati e installati due differenti sistemi rappresentativi di due strategie differenti, ma teoricamente altrettanto valide, per utilizzare il biogas prodotto dal biodigestore:

- Sistema 1: produzione ACS con solo caldaia alimentata a biogas.
- Sistema 2: produzione di ACS con sistema microgenerativo composto da generatore alimentato a biogas, scambiatore fumi/acqua e pompa di calore per ACS con accumulo da 217 litri.

Si riporta di seguito la descrizione generale dei due sistemi e il dettaglio dei singoli componenti che costituiscono il banco prova sperimentale progettato per testare il sistema integrato

4.1.1 Sistema 1: produzione ACS con solo caldaia alimentata a biogas

In Figura 4-1 è indicato lo schema a blocchi funzionale per evidenziare la connessione termica ed elettrica dei principali componenti che compongono il banco prova.

Nella configurazione definita come "Sistema 1", il biogas generato dal biodigestore è utilizzato per alimentare una semplice caldaia a gas. Il calore generato dalla caldaia è quindi utilizzato come sorgente esterna per un accumulo termico, il quale è a sua volta dotato di una resistenza interna, collegata alla rete elettrica, in grado di fornire calore per la produzione di acqua calda sanitaria ove il contributo del biogas non dovesse risultare sufficiente.

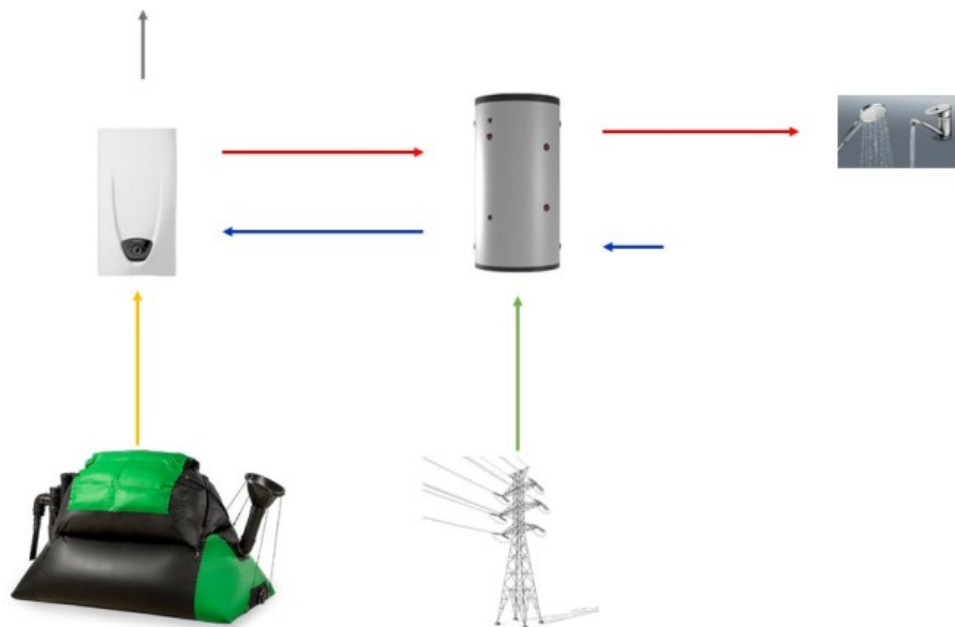


Figura 4-1: Schema semplificato rappresentativo del Sistema 1

4.1.2 Sistema 2: produzione ACS con sistema integrato biodigestore – motore a biogas-pompa di calore per ACS

Nel Sistema 2, mostrato in Figura 4-2, il biogas prodotto dal biodigestore, accumulato a pressione atmosferica in una sacca di stoccaggio da 600 litri, alimenta un gruppo elettrogeno da 2 kW per fornire l'energia elettrica

al compressore della pompa di calore utilizzata per produrre acqua calda sanitaria con un accumulo integrato da 217 litri. Per migliorare la produzione termica, il prototipo sperimentale è anche equipaggiato con uno scambiatore fumi/acqua utilizzato per recuperare il calore dai gas di scarico del gruppo elettrogeno e fornire energia termica al serbatoio della pompa di calore. Quest'ultima infatti è alimentata da due scambiatori tubieri alloggiati nell'accumulo ACS, uno dei quali è stato connesso allo scambiatore fumi/acqua del motore come indicato nello schema semplificato di Figura 4-2 e nel layout progettuale di Figura 4-3.

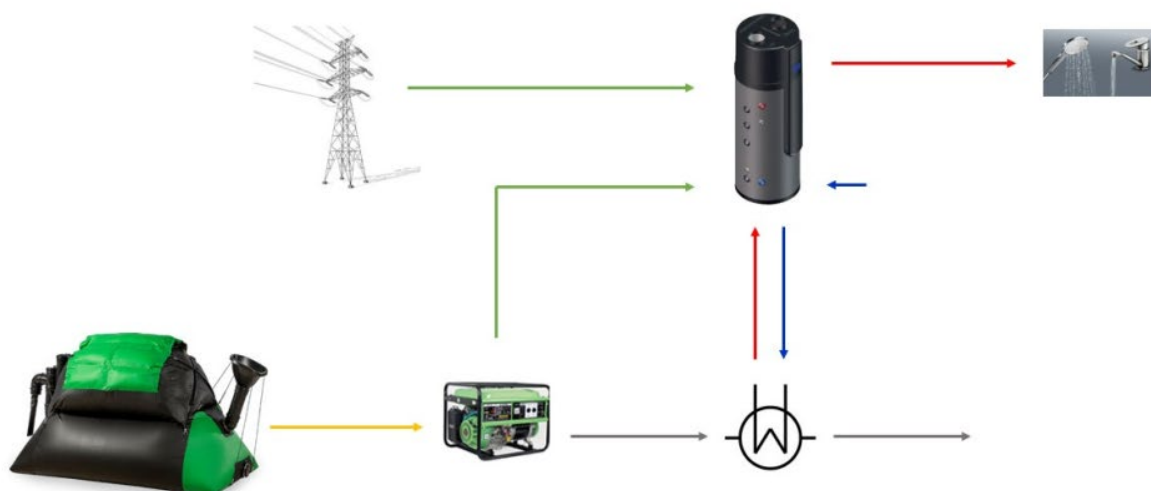


Figura 4-2: Schema semplificato rappresentativo del Sistema 2

4.1.3 Progettazione setup sperimentale per test su microgeneratore a biogas

Si riporta di seguito la descrizione dell'effettivo layout dell'impianto sperimentale il cui schema progettuale è riportato in Figura 4-3. Nello schema si identificano i seguenti circuiti idraulici:

- **Circuito pompa di calore-utente:** fornisce all'utilizzatore l'ACS accumulata e prodotta dal condensatore della pompa di calore e dallo scambiatore ausiliario alimentato dal recupero termico del motore. Per limitare il consumo di acqua calda durante le prove, l'utilizzatore viene emulato con un accumulo inerziale da 2000 litri connesso con un circuito chiuso alla pompa di calore e alla caldaia. L'utilizzo dell'accumulo inerziale, descritto nel dettaglio nei successivi paragrafi, grazie alla stratificazione della temperatura consente di fornire acqua a circa 15°C emulando il prelievo dalla rete idrica;
- **Circuito caldaia:** è disposto in parallelo al circuito della pompa di calore e viene attivato in modo alternativo al primo fornendo direttamente acqua calda all'accumulo inerziale (emulatore d'utente) consumando biogas;
- **Circuito scambiatore di calore fumi – acqua:** i fumi di combustione prodotti dal generatore a combustione interna attraversano uno scambiatore di calore, dove l'acqua viene riscaldata e inviata allo scambiatore di calore aggiuntivo presente nell'accumulo della pompa di calore; l'acqua in uscita dallo scambiatore su questo circuito può essere, a seconda delle esigenze, riportata direttamente allo scambiatore fumi-acqua o essere prima ri-direzionata alla piastra termica
- **Circuito biogas:** il circuito di alimentazione del biogas è dotato di un compressore che permette di innalzare la pressione del gas da 5 - 15 mbar (pressione all'interno della sacca del biodigestore) fino a 24 mbar, garantendo così la corretta pressione di alimentazione della caldaia e del generatore. L'alimentazione della caldaia o del generatore durante le prove è gestita grazie ad apposite valvole a sfera manuali mentre non è prevista la contemporanea alimentazione di entrambi i generatori.

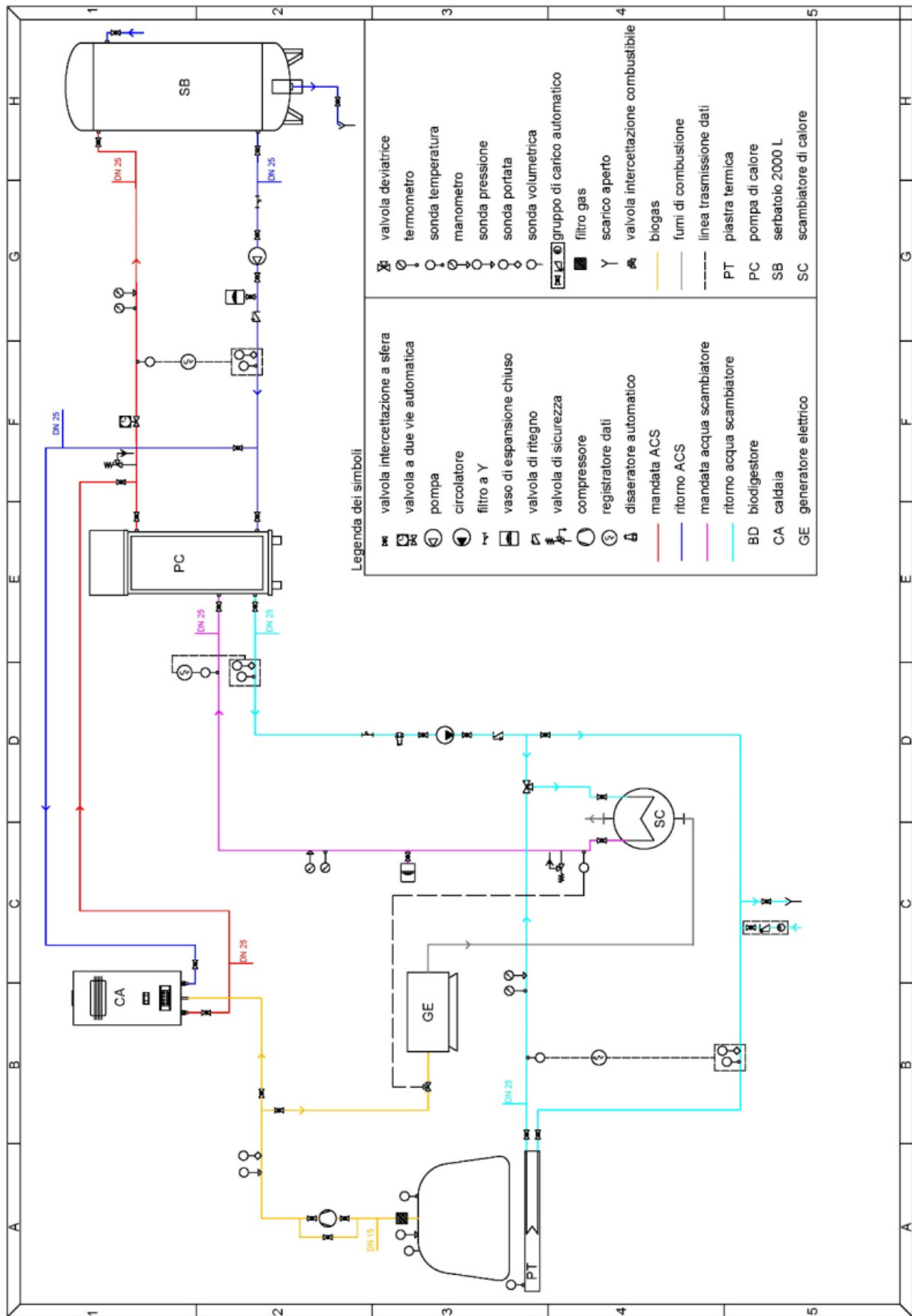


Figura 4-3: Layout dettagliato degli impianti termici del Sistema 2

Il dimensionamento dei circuiti idraulici è stato condotto calcolando le perdite di carico distribuite attraverso la relazione seguente, applicabile a tubazioni caratterizzate da una bassa rugosità in cui l'acqua scorre con moto turbolento:

$$\Delta p_d = \frac{0,241 * v^{0,25} * \rho * L}{D^{4,75}} * \dot{V}^{1,75} [Pa]$$

dove:

- v: viscosità cinematica fluido [m²/s];
- ρ: densità fluido [kg/m³];
- L: lunghezza del condotto [m];
- D: diametro idraulico del condotto [m];
- V : portata volumetrica [m³/s].

Alle perdite di carico distribuite sono state sommate le perdite di carico localizzate dovute alle perturbazioni del flusso provocate dalla presenza di valvole, gomiti, giunzioni etc. Queste sono state calcolate con la relazione:

$$\Delta p_c = (C_{01} + C_{02} + \dots + C_{0n}) * \rho \frac{u^2}{2} [Pa]$$

dove:

- u: velocità fluido [m/s];
- C₀: coefficiente perdita localizzato, associato al tipo resistenza localizzata.

La perdita di carico totale del circuito così calcolata è stata maggiorata del 15 % per includere le perdite associate agli strumenti di misura, imbocco e sbocco nel serbatoio, filtri e incrostazioni.

In ogni circuito è verificato che la velocità massima che assume il fluido sia inferiore al valore limite imposto a secondo del diametro del condotto, questo al fine di non determinare un eccessivo moto turbolento con conseguente aumento delle perdite di carico e delle vibrazioni.

Circuito termico alimentato dalla pompa di calore: è prevista l'installazione di una tubazione in multistrato di diametro nominale pari ad 1". Nel circuito di mandata è presente la valvola a due vie motorizzata comandata da un PLC che permette di riprodurre il prelievo di ACS e la valvola di sicurezza nel caso in cui vi sia un aumento di pressione associato ad un funzionamento anomalo.

Nel circuito di ritorno sono installati la pompa con vaso di espansione, il filtro e la valvola di ritegno.

Completano il circuito gli strumenti di misura, in particolare il termo-flussimetro installato nel circuito di ritorno che, collegato alla sonda di temperatura disposta sulla mandata, permette di misurare l'energia termica prelevata dall'accumulo della pompa di calore.

La portata ipotizzata per il dimensionamento è associata al massimo profilo di carico che verrà riprodotto, nello specifico è stato considerato un profilo di carico "L" in cui la portata massima è 600 L/h, a questa portata è stata effettuata una maggiorazione del 20 % vista la natura sperimentale del sistema.

In accordo con il funzionamento della pompa di calore è stata ipotizzata una temperatura dell'acqua di 55 °C per la mandata e 15 °C per il ritorno.

Tabella 4.1: Risultati del calcolo delle perdite di carico relativi al dimensionamento del circuito "pompa di calore"

Componente	Portata L/h	Lungh.(m) Numero	D.N. mm	D.int. mm	Vel. m/s	Δp distr. kPa	Δp loc. kPa	Δp Tot.	Δp Tot.	Δp Tot. + 15%
								kPa	m	m
Mndata	720	2,70	1"	26,00	0,38	0,1944				
Ritorno	720	2,38	1"	26,00	0,38	0,2129				
Curve mandata	720	1,00	1"	26,00	0,38		0,1049			
Curve ritorno	720	1,00	1"	26,00	0,38		0,1063			
Valv. di interc. mandata	720	2,00	1"	26,00	0,38		0,0280			
Valv. di interc. ritorno	720	4,00	1"	26,00	0,38		0,0567			
Valv. A due vie motorizzata mand.	720	1,00	1"	26,00	0,38		0,3000			
Valv. di ritegno ritorno	720	1,00	1"	26,00	0,38		0,1418			
								1,145	0,117	0,134

Viste le perdite di carico limitate (Tabella 4.1), come lecito aspettarsi in un circuito di dimensioni così ridotte, si è deciso di procedere con l'uso di una semplice pompa centrifuga da 350 W.

Circuito termico alimentato da caldaia: la differenza rispetto al circuito della pompa di calore risiede nella temperatura di mandata pari a 65 °C. I risultati del calcolo delle perdite di carico sono equivalenti a quelli ottenuti per il circuito della pompa di calore consentendo l'utilizzo della stessa pompa di circolazione individuata al punto precedente.

Circuito scambiatore di calore fumi – acqua: connette lo scambiatore installato sul condotto dei gas di scarico del cogeneratore per il recupero termico con lo scambiatore della pompa di calore.

Per tale circuito è previsto l'utilizzo di una tubazione di diametro nominale di 1" realizzata in multistrato; nella sezione di mandata è presente la valvola di sicurezza con pressione di taratura nominale pari a 6 bar e il vaso di espansione di tipo chiuso, entrambi presenti con lo scopo di contenere le variazioni di pressione all'interno del circuito. È prevista inoltre l'installazione di una valvola di intercettazione del combustibile che interrompe l'alimentazione del motore se la temperatura aumenta oltre un determinato valore (90 °C).

Nella sezione di ritorno del circuito, come indicato nello schema di Figura 4-3, sono presenti i seguenti componenti principali:

- un disaeratore automatico che consente di eliminare l'aria che può infiltrarsi all'interno del circuito durante il caricamento dello stesso;
- un filtro per fanghi;
- un circolatore;
- una valvola di non ritorno;
- una valvola a tre vie per deviare la portata d'acqua di ritorno dalla pompa di calore verso la piastra termica installata sotto il biodigestore al fine di mantenere una temperatura dello stesso sopra i 30°C utilizzando il calore di scarto prodotto dal cogeneratore;
- un gruppo di carico automatico;
- un termo-flussimetro per la misura dell'energia termica ceduta dallo scambiatore fumi-acqua alla pompa di calore e alla piastra termica.

La portata del circuito è stata determinata secondo i seguenti parametri:

- Potenza elettrica prodotta dal generatore: 1 kW
- Rendimento del generatore: 15%
- Efficienza media dello scambiatore di calore: 75%
- Incremento di temperatura dell'acqua all'interno dello scambiatore: 10 °C

Sulla base di queste ipotesi è ottenuta una portata di ca. 450 L/h. Tuttavia, data l'incertezza delle grandezze in gioco e per mantenere un atteggiamento conservativo, si è scelto di prendere come riferimento una portata prossima a quella nominale dello scambiatore di calore presente all'interno dell'accumulo della pompa di calore, pari quindi a circa 1000 L/h.

È stata ipotizzata una temperatura di 40 °C per il circuito di mandata e 30 °C per quello di ritorno.

Per il calcolo delle perdite di carico riportate in Tabella 4.2 è stato valutato il percorso più gravoso che comprende le perdite nella piastra termica posta sotto il biodigestore.

Le perdite di carico nello scambiatore della Pdc è stata determinata dal manuale di bollitori commerciali equivalenti; per lo scambiatore di calore fumi – acqua la perdita di carico è stata ricavata dalle sue specifiche tecniche. Si riporta in Figura 4-4 la caratteristica del circolatore individuato per il circuito scambiatore fumi-acqua – pompa di calore.

In accordo con le caratteristiche tecniche dei componenti in esame, considerata una potenza termica massima dello scambiatore di calore fumi – acqua di 5 kW, la portata di scarico della valvola di sicurezza dovrà essere superiore a 8,62 kg/h.

Tabella 4.2: Risultati del calcolo delle perdite di carico del circuito scambiatore di calore fumi-acqua

Componente	Portata	Lungh.(m)	D.N.	D.int.	Vel.	Ap distr.	Ap loc.	Ap Tot.	Ap Tot.	Ap Tot. + 15%
	L/h	Numero	mm	mm	m/s	kPa	kPa	kPa	m	m
Mandata	1000	0.93	1"	26.00	0.52	0.1268				
Ritorno	1000	3.45	1"	26.00	0.52	0.4995				
Curve mandata	1000	2.00	1"	26.00	0.52		0.2716			
Curve ritorno	1000	1.00	1"	26.00	0.52		0.1363			
Valv. di interc. mandata	1000	2.00	1"	26.00	0.52		0.0543			
Valv. di interc. ritorno	1000	6.00	1"	26.00	0.52		0.1635			
Valv. di ritegno ritorno	1000	1.00	1"	26.00	0.52		0.2725			
Valv. a tre vie	1000	1.00	1"	26.00	0.52		1.3627			
Piastre termica							4.5000			
Scambiatore di calore Pdc							2.0000			
Scambiatore di calore fumi-acqua							3.8000			
								13.187	1.345	1.547

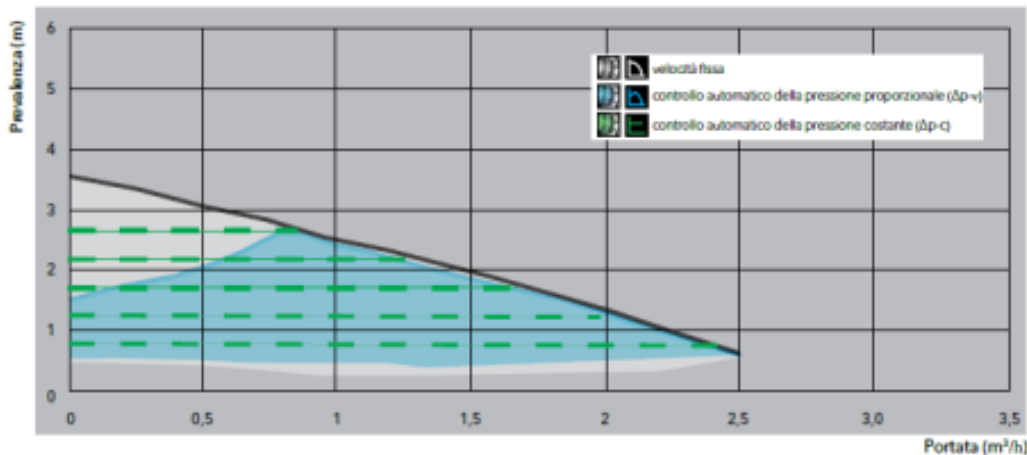


Figura 4-4: Caratteristica di funzionamento del circolatore del circuito scambiatore di calore fumi-acqua

La **sezione elettrica** del sistema micro cogenerativo è costituita da due diversi quadri elettrici:

- Quadro “RETE”: con il quale vengono alimentati dalla rete i servizi necessari al monitoraggio e controllo; in particolare viene alimentato il circolatore installato nel tratto scambiatore fumi-acqua-pompa di calore, la pompa del circuito utente, gli strumenti di misura e la valvola automatica per emulare il prelievo di ACS dalla pompa di calore. Il quadro “RETE” alimenta anche la pompa di calore per le prove in modalità di funzionamento tradizionale.
- Quadro “ISOLA” alimenta la pompa di calore dall’uscita elettrica del motore a biogas funzionante in modalità isolato dalla rete.

Si riportano di seguito gli schemi elettrici progettuali dei due quadri elettrici; si riportano invece nella successiva Figura 4-17 le immagini dei due quadri elettrici come installati presso il laboratorio sperimentale.

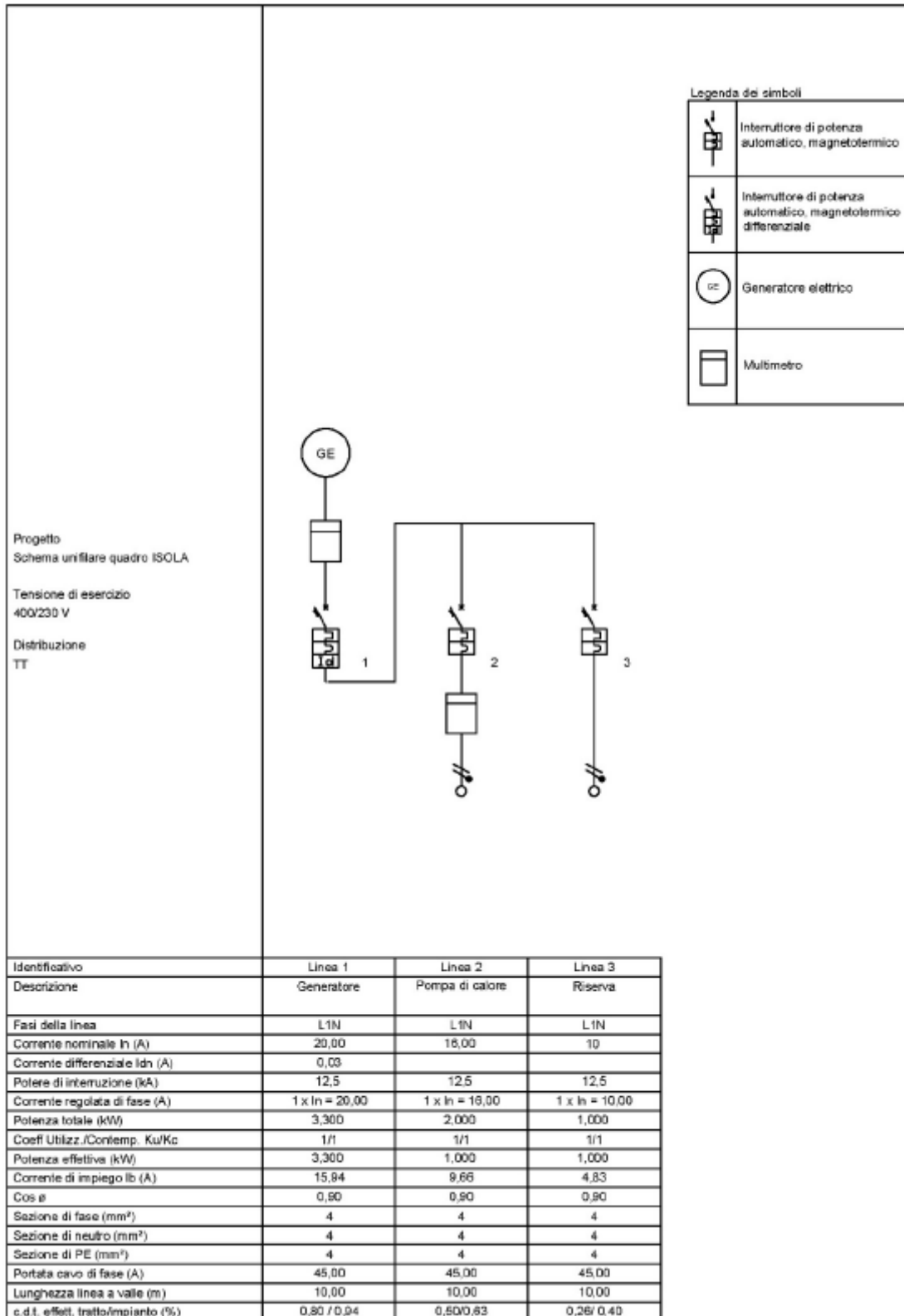


Figura 4-5: Schema elettrico quadro alimentazione pompa di calore da generatore a biogas in isola

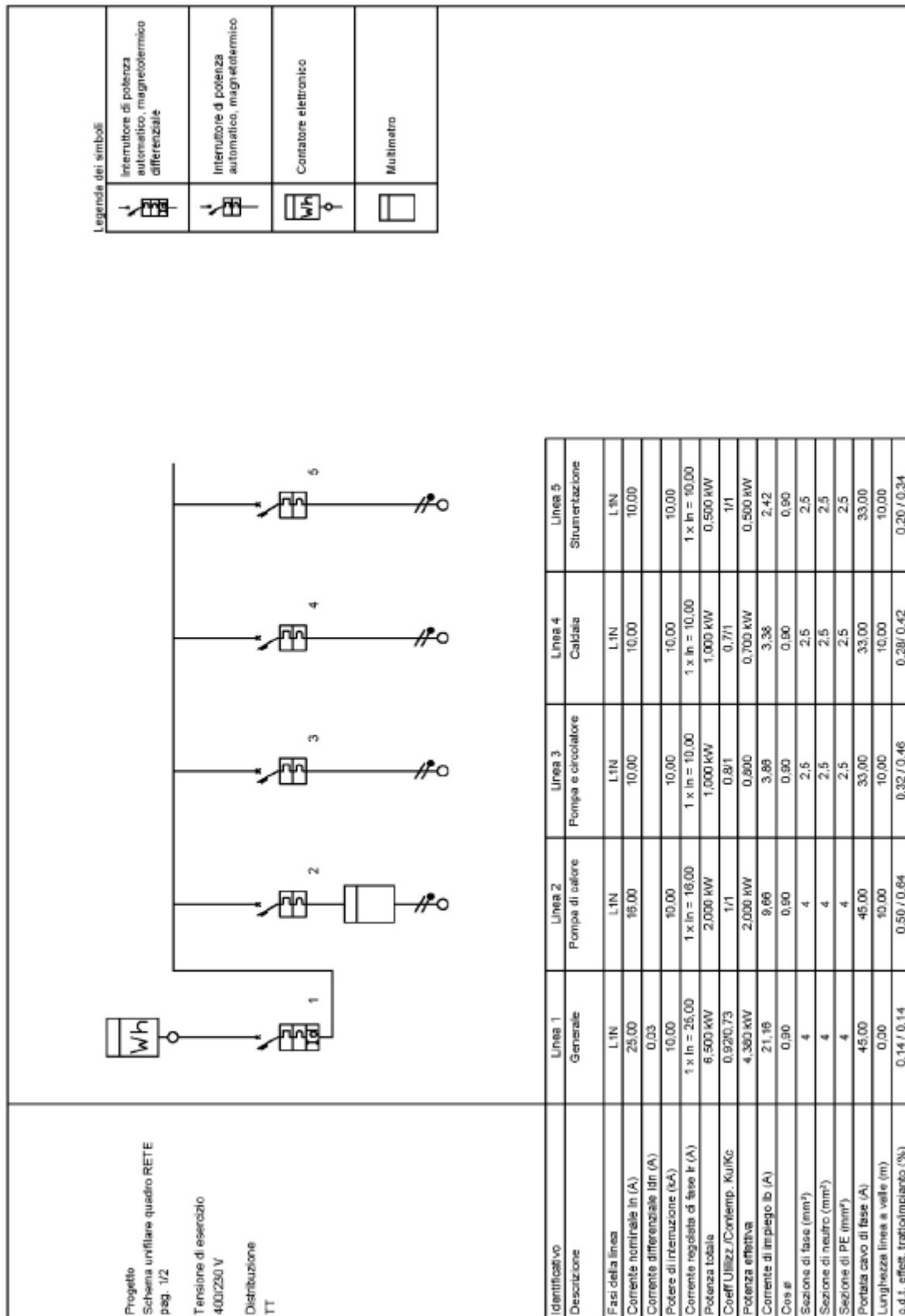


Figura 4-6: Schema quadro elettrico per alimentazione strumenti, circolatori e pompa di calore da rete

4.1.4 Realizzazione del prototipo del microgeneratore a biogas integrato con la pompa di calore per ACS

Si riporta in questa sezione la descrizione del laboratorio realizzato presso il sito sperimentale di Marsala (TP) secondo lo schema progettuale riportato in Figura 4-3; in particolare vengono descritti i componenti principali che costituiscono il prototipo sperimentale del sistema integrato per la produzione di acqua calda sanitaria da biogas come installati.

Biodigestore

Il biodigestore di piccola taglia individuato per la realizzazione del sistema sperimentale, è stato installato come riportato in Figura 4-7 presso i laboratori della startup “I nuovi mille di Marsala in provincia di Trapani. In particolare il biodigestore prodotto dalla Homebiogas, descritto nel report della precedente annualità (Rds/PTR2019/055), presenta un contenitore del digestato di 1500 litri e una sacca da 600 litri per accumulare a pressione atmosferica il biogas prodotto giornalmente (si stima una produzione fino a 700 litri al giorno con una temperatura del digestato pari a circa 30 °C).



Figura 4-7: Installazione del biodigestore presso il sito di prova – sede startup “I nuovi mille” – Marsala (TP)

L’analisi dei dati presenti in letteratura, nonché i risultati ottenuti in attività precedenti, evidenziano l’importanza della temperatura sulla produzione. In generale, anche in funzione di quanto consigliato dai produttori del sistema Homebiogas, la temperatura minima per un funzionamento corretto del sistema è di circa 20°C, mentre la produzione raggiunge i suoi valori ottimali nell’intervallo 30-35°C. Queste condizioni ottimali, nel caso del sistema installato presso “I Nuovi Mille”, sono state raggiunte in modo regolare durante l’estate, ma non durante l’inverno. Questo aspetto è rilevante nel caso del monitoraggio del biodigestore di Bologna, dove le temperature esterne sono inferiori, ed è emerso come criticità riguardo la produzione del sistema.

A seguito di questa osservazione, per effettuare le prove con l’impianto sperimentale, il biodigestore, come indicato in Figura 4-7, è stato installato all’interno di una serra al fine di mantenere più elevata la temperatura ambiente favorendo la produzione di biogas nel periodo invernale. Inoltre per limitare la dispersione di calore della sacca di 1500 litri questa è stata isolata con un cappotto in lana di roccia ed armafle ed è stata posta su una piastra termica realizzata come indicato in Figura 4-8. La piastra è stata realizzata con uno strato di isolante preformato sulla quale è stata sagomata una tubazione multistrato in rame; completa la piastra uno strato di sabbia, inserito per aumentarne l’inerzia termica, sul quale è stato posizionato il biodigestore. Come da schema riportato in Figura 4-3 una apposita valvola a tre vie consente di attivare la piastra termica inserendola nel circuito chiuso in serie allo scambiatore fumi/acqua – accumulo pompa di calore.



Figura 4-8: Piastra termica per fornire il calore di scarto al biodigestore per mantenere il digestato ad una temperatura maggiore di 30°C

Motore a combustione interna

Il generatore elettrico fornito e installato nel sistema integrato per le prove in oggetto è basato su di un motore a combustione interna a ciclo Otto mostrato in Figura 4-9; la stessa immagine mostra la connessione con lo scambiatore acqua-fumi per il recupero energetico dai gas di scarico del motore. Tale generatore presenta la possibilità di essere alimentato da diverse tipologie di combustibile: GPL, metano, biogas e benzina. Il motore, mostrato in Figura 4-9, è caratterizzato dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Unico cilindro con cilindrata pari a 163 cc
- Funzionamento a 4 tempi
- Generatore elettrico monofase (230 V) di tipo sincrono a due poli magnetici
- Potenza elettrica nominale con alimentazione a metano pari a 2 kW

Nel caso in cui venga utilizzato biogas la potenza massima generata potrebbe ridursi in funzione della composizione percentuale di CO₂ e di CH₄ presente nel biogas generato. La massima potenza misurata durante le prime prove è stata pari a circa 1200 W, con una qualità del biogas avente una percentuale di CH₄ pari a circa 60%.



Figura 4-9: Motore a combustione interna installato presso il laboratorio sperimentale per provare il sistema di micro cogenerazione da biogas

Pompa di calore

La pompa di calore (PdC) installata presso il laboratorio sperimentale secondo lo schema progettuale di Figura 4-3, è del tipo monoblocco con un serbatoio integrato di 217 litri di acqua calda sanitaria. Nel sistema sperimentale in oggetto l'acqua del serbatoio viene riscaldata sia dal condensatore della pompa di calore (come previsto dal sistema commerciale) sia da due scambiatori tubieri dove circola acqua calda proveniente da sorgenti esterne (es, collettori solari, caldaia ausiliaria). Nel sistema realizzato presso il laboratorio di Marsala, per aumentare la superficie di scambio, i due scambiatori ausiliari dell'accumulo termico sono stati collegati in serie tramite una connessione idraulica esterna (immagine di Figura 4-10) e alimentati dal calore di scarto recuperato dai gas di scarico del motore tramite lo scambiatore fumi-acqua descritto di seguito. Nella stessa immagine di Figura 4-10 è possibile vedere alcuni dei componenti impiantistici riportati nello schema progettuale di Figura 4-3:

- l'attacco caldo (rosso) dell'accumulo termico e la relativa tubazione per la fornitura dell'acqua calda sanitaria all'accumulo inerziale da 2000 litri;
- l'attacco freddo (blu) e la relativa tubazione per il prelievo di acqua fredda a 15 °C dalla parte bassa dell'accumulo inerziale;
- deviazione a "T" nella tubazione di mandata dell'acqua calda, che consente la connessione del circuito caldo della pompa di calore con il circuito di mandata della caldaia. La mandata calda della pompa di calore, nelle prove con la sola caldaia, viene chiusa manualmente;
- valvola motorizzata installata nel circuito di mandata dell'acqua calda sanitaria, attivata da timer con profilo orario per emulare il prelievo di acqua dell'utente.



Figura 4-10: Pompa di calore installato presso il laboratorio sperimentale per provare il sistema di micro cogenerazione da biogas. Particolare connessione idraulica esterna per collegare in serie lo scambiatore alto e lo scambiatore basso dell'accumulo termico

Si riporta di seguito la tabella con le caratteristiche principali della pompa di calore installata presso il laboratorio sperimentale.

Tabella 4.3: Specifiche tecniche della pompa di calore per ACS installata nel sistema integrato sperimentale per produrre ACS da biogas

Caratteristica	Valore	Unità
Capacità reale serbatoio	217	litri
Potenza termica	2060 (+1200)	W
Potenza assorbita	700 (+1200)	W
COOP	2.64	
COP	2.81	
Temperatura massima di uscita ACS	65	°C
Temperatura massima dell'acqua	75	°C
Superficie serpentina di scambio termico	1.2	m ²
Portata serpentina di scambio termico	1.2	m ²
Massima pressione serpentina di scambio	6	Bar
Dimensioni	654*1638	Mm

Come si evince dalla Tabella 4.3, nella pompa di calore è presente una resistenza elettrica da 1200 W che può essere attivata manualmente o periodicamente nei cicli anti legionella per portare rapidamente la temperatura dell'acqua fino a 75°C. Vista la potenza assorbita dalla resistenza elettrica, questa potrebbe essere alimentata dal generatore a biogas nel caso di una composizione con CH₄ almeno pari al 60% e nel caso di sufficiente disponibilità nelle sacche di stoccaggio.

La regione di funzionamento della pompa di calore è rappresentata in Figura 4-11. Si può notare come la finestra di funzionamento della pompa di calore sia ampiamente all'interno delle condizioni di utilizzo dell'acqua calda.

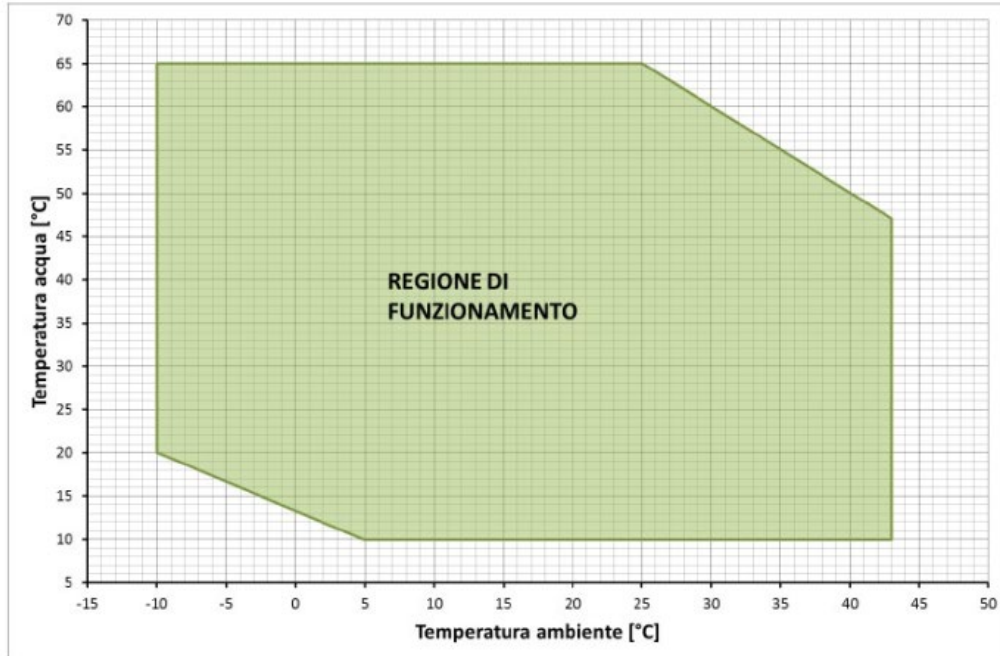


Figura 4-11: Regione di funzionamento della pompa di calore

Scambiatore di calore gas di scarico - acqua

Lo scambiatore di calore utilizzato per il recupero termico sui gas di scarico del motore a combustione interna è realizzato in alluminio, per una lunghezza complessiva di 390 mm. La rappresentazione dettagliata dello scambiatore è presentata in Figura 4-12, mentre in Figura 4-9 è riportata la foto relativa all'integrazione dello scambiatore con l'uscita dei fumi di scarico del motore e l'attacco idraulico al circuito acqua calda. Si tratta

di uno scambiatore della tipologia a doppio tubo: l'acqua da riscaldare circola nel tubo più interno ed entra lateralmente attraverso degli attacchi di 1/2", mentre i gas di scarico attraversano lo scambiatore lungo l'asse longitudinale del cilindro stesso attraverso degli attacchi di 2,5". La superficie esterna dei tubi di circolazione dell'acqua è opportunamente alettata al fine di massimizzare la superficie di scambio termico dal lato gas. Come evidenziato in Figura 4-12, si è provveduto inoltre a realizzare un ulteriore serpentino in rame collegato in serie con lo scambiatore in alluminio col fine di aumentare lo scambio termico con i gas di scarico del motore. Questo secondo scambiatore è stato successivamente isolato termicamente apponendo diversi strati di lana di vetro per limitare le perdite termiche.



Figura 4-12: Rappresentazioni di dettaglio dello scambiatore di calore per il recupero energetico sui gas di scarico del motore a combustione interna. Nella parte sinistra della figura si può notare la serpentina aggiuntiva di recupero a monte dello scambiatore installata per aumentare la superficie di scambio.

Caldaia a biogas

Come indicato nello schema progettuale di Figura 4-3, nel laboratorio sperimentale è stata installata una caldaia per la produzione di ACS alimentata direttamente dal biogas prodotto dal biodigestore e avente le seguenti caratteristiche:

- potenza termica nominale di 19 kW;
- efficienza di conversione termica 89 %;
- portata di acqua nominale pari a 11 litri/min.



Figura 4-13: Caldaia alimentata a biogas installata presso il laboratorio sperimentale

Serbatoio inerziale per emulare la rete idrica per la fornitura di acqua fredda

Per riprodurre durante le prove il prelievo tipico domestico di acqua dall'acquedotto, evitando allo stesso tempo uno spreco di acqua, è stato realizzato un accumulo inerziale con due serbatoi in polietilene non coibentati collegati in serie dalla capacità di circa 1000 litri ciascuno (Figura 4-14).

L'ACS prodotta dalla caldaia o fornita dall'accumulo termico della pompa di calore viene riversata nella parte più alta del primo serbatoio, mentre l'acqua fredda viene prelevata dall'attacco più basso del secondo come indicato in Figura 4-14. In questo modo, oltre che l'elevata capacità termica, si è sfruttata anche la stratificazione della temperatura, garantendo una fornitura di acqua alla caldaia e alla pompa di calore con una temperatura paria circa 15 °C costanti, corrispondente alla temperatura di prelievo dalla rete idrica. La simulazione di profili di consumo realistici è resa possibile dall'utilizzo di una elettrovalvola comandata da timer: quando l'elettrovalvola apre il circuito idraulico, secondo i tempi preimpostati, la caduta di pressione aziona l'autoclave emulando il reale prelievo di acqua calda sanitaria dalla caldaia o dall'accumulo della pompa di calore. Al prelievo di ACS corrisponde un uguale portata di reintegro di acqua fredda a 15°C dal serbatoio inerziale.

Grazie ad una valvola a sfera è stato possibile regolare la portata del prelievo di acqua calda in corrispondenza ad ogni apertura dell'elettrovalvola in modo da garantire un volume di acqua calda consumato giornalmente pari al volume stabilito dai profili di carico emulati ("M" o "L" della UNI 50440).



Figura 4-14: Rappresentazione dei serbatoi di accumulo inerziale: due serbatoi a vasi chiusi collegati in serie installati presso il laboratorio sperimentale di Marsala (TP).

Sistema di misura

Per la misurazione delle prestazioni dell'impianto sperimentale sono stati installati i seguenti strumenti:

- Un misuratore di portata volumetrica (con una pressione massima di esercizio 30 kPa) per la misura volumetrica del biogas utilizzato durante le prove è stato utilizzato.
- Termoflussimetri del tipo IFX M4- E3 dotati di un misuratore di portata massica a ultra suoni con portata minima 0,025 mc/h e due sonde di temperatura di tipo PT 500. I termoflussimetri sono stati utilizzati per misurare la potenza termica generata o scambiata con i seguenti componenti:
 - Scambiatore acqua-fumi per recupero termico dai gas di scarico del motore a combustione interna.
 - Caldaia alimentata biogas.
 - Piastra termica posta sotto il biodigestore (misura del calore ceduto dalla piastra al biodigestore).
 - Profilo di carico termico per ACS prelevato dall'accumulo della pompa di calore (misura potenza termica prelevata in corrispondenza dell'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 nei suoi costituenti principali (CH_4 , CO_2 , O_2 , H_2S 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 4-15: da sinistra: analizzatore di biogas, misuratore energia termica a ultra suoni, misuratore volumetrico biogas

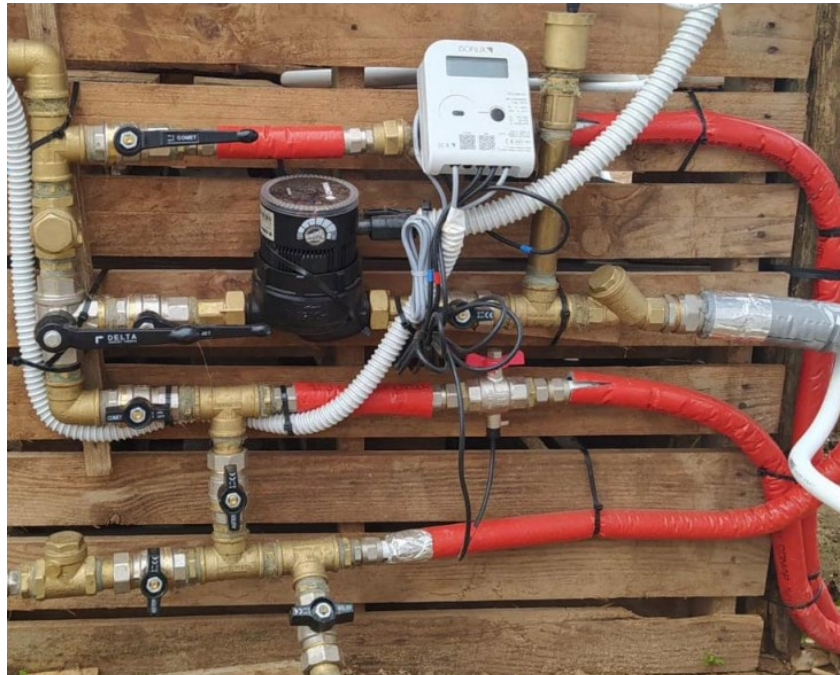


Figura 4-16: Centralina idraulica per le gestione dei flussi di potenza: Dettaglio installazione termoflussimetro circuito piastra termica– dettaglio installazione circolatore nel circuito di mandata pompa di calore – scambiatore acqua fumi



Figura 4-17: Laboratorio sperimentale sezione misura biogas e quadri elettrici. Analizzatore di biogas (in alto a sinistra), contatore volumetrico biogas (in alto a destra), quadro elettrico alimentazione pompa di calore in isola da micro cogeneratore (in basso a sinistra), quadro elettrico alimentazione da rete strumenti (in alto a destra)

4.1.5 Prime prove sperimentali con sistema biodigestore-caldaia: Sistema 1

Si riportano in questa sezione i risultati delle prime prove sperimentali condotte con la configurazione parziale dell'impianto di Figura 4-3 che prevede l'utilizzo della sola caldaia per la produzione di ACS alimentata con il biogas prodotto dal biodigestore (denominato di seguito Sistema 1).

Nelle seguenti tabelle si riportano le misure delle grandezze rilevate in alcune prove effettuate con la sola caldaia. La prova 1 e la prova 2 sono state effettuate con una pressione di alimentazione del biogas pari a 5 mbar, mentre nelle successive due prove è stata la pressione di alimentazione della caldaia innalzata da 5 a 12 mbar, riscontrando un notevole aumento della potenza prodotta mentre la resa resta pressoché invariata. Dalle misure effettuate si è registrata una potenza termica media ceduta all'acqua pari a 1-1,2 kW con un salto di temperatura tra ingresso e uscita dello scambiatore da 5 a 10 C° in funzione della portata del fluido vettore (da 0,1 a 0,2 m³/h).

Tabella 4.4: Sintesi delle prove effettuate con il Sistema 1: biodigestore-caldaia a biogas

		Prova 1	Prova 2	Prova 3	Prova 4
Biogas consumato	m ³	0,441	0,618	0,763	0,785
Durata prova	min	21	30	23	25
Frazione di CH ₄	%	49	55	55	55
Potere calorifico inferiore	kWh/m ³	4,794	5,381	5,381	5,381
	MJ/kg	22,1	23,4	24,9	24,9
Potenza termica media	kW	5,00	6,20	9,33	9,07
Energia termica generata	kWh	1,918	2,907	3,537	3,845
Efficienza termica totale	kWh/m ³	4,34	4,703	4,636	4,898
	-	91%	87%	86%	91%
Temperatura acqua in ingresso	°C	17	20	20	20
Temperatura acqua in uscita	°C	36	40	52	52
Portata acqua	m ³ /h	0,248	0,250	0,248	0,248
Acqua scaldata	Litri	87	125	95	130
Temperatura fumi	°C	66,4	72,6		
Pressione di alimentazione biogas	mbar	5,0	5,0	12,0	12,0

Come si può osservare dai dati di Tabella 4.4, il sistema di base costituito dal biodigestore e la sola caldaia alimentata a biogas è in grado di portare l'acqua a temperature compatibili con usi domestici (fino a 52°C) producendo un quantitativo di ACS da circa 90 litri a circa 130 litri.

In particolare dai primi risultati riportati in Tabella 4.4 si può osservare come:

- Nella prova 2, alimentando la caldaia con una pressione minima pari a 5 mbar, sono stati prodotti circa 125 litri di acqua calda a 40°C (coincidente circa al volume associato al profilo giornaliero "M" della UNI 50440) con un salto termico pari a 20°C, utilizzando un volume di biogas coincidente con il volume della sacca del biodigestore.
- Nelle prove 3 e 4 alimentando con pressione del biogas a 12 mbar, la potenza termica media generata dalla caldaia è aumentata da 6,20 a 9,30 kW.

Incrementando la pressione di alimentazione da 5 mbar a 12 mbar con il compressore a valle del biodigestore, si ha un leggero incremento dell'efficienza di conversione del biogas utilizzato a pari della percentuale di CH₄ presente nel biogas prodotto.

Dai risultati delle prove sperimentali si può dedurre che il sistema biodigestore-caldaia potrebbe fornire un importante contributo alla riduzione dei consumi energetici degli utenti isolani per la produzione di acqua calda sanitaria.

4.1.6 Prime prove con sistema integrato biodigestore –micro cogeneratore: Sistema 2

Si riportano di seguito i risultati delle prime prove condotte con la configurazione dell'impianto sperimentale schematizzato in Figura 4-2 in assenza della caldaia; in particolare le prime prove sono state condotte con il sistema integrato composto da biodigestore e motore alimentato a biogas in configurazione solo produzione elettrica. I test sono state condotte alimentando con il generatore una resistenza variabile.

Si riporta di seguito la tabella con i risultati di una delle prove eseguite e le principali grandezze rilevate. Il biogas misurato con l'analizzatore durante la prova presentava una percentuale media di CH₄ pari al 45%.

Tabella 4.5: Risultati prova sistema sperimentale con solo motore alimentato a biogas

Biogas consumato	1,24	m ³
Durata prova	63	min
Composizione biogas: CH ₄	45	%
Potere calorifico inferiore	4,403	kWh/m ³
Potenza elettrica media erogata	0,685	kW
Energia elettrica generata	0,719	kWh
Rendimento generatore elettrico	13,18	%
Resa specifica energia elettrica	0,58	kWh/m ³ di biogas

La prova è stata condotta per circa un'ora utilizzando due sacche di biogas prodotto dal biodigestore opportunamente filtrato con le cartucce a carboni attivi per abbattere la concentrazione di H₂S. Dopo una prima regolazione della portata del biogas, il motore ha funzionato in modo continuativo alimentando dalla sua presa in corrente alternata un carico elettrico variabile (per la prova è stato utilizzato come carico elettrico un phon a potenza regolabile). La potenza media erogata è stata limitata a circa 700 W, come indicato in Tabella 4.5, in quanto coincide con la potenza nominale della pompa di calore che verrà alimentata dal motore nelle successive prove in configurazione completa del sistema sperimentale.

Dai primi risultati si evince un funzionamento stabile del generatore anche se dalle misure e dalle elaborazioni riportate in Tabella 4.5 si osserva una bassa produzione specifica (0,58 kWh/m³) legata al ridotto rendimento elettrico (13,18%).

Si ritiene che il basso rendimento elettrico misurato sia dovuto alle condizione di funzionamento di off design del motore, in quanto lo stesso durante la prova viene modulato a circa il 35% della sua potenza nominale.

Nella successiva annualità verranno condotte le prove estese con il microcogeneratore a biogas in assetto sia termico che elettrico connesso alla pompa di calore come indicato negli schemi di Figura 4-2 e Figura 4-3; le prove consentiranno di valutare le prestazioni del sistema integrato e il rendimento termico complessivo per confrontare i risultati con il sistema base biodigestore-caldaia riportate in Figura 4-4.

4.2 Monitoraggio della produzione di biogas: il prototipo del centro ENEA di Bologna

Nei successivi paragrafi si riporta la descrizione e le prime prove effettuate presso centro ENEA di Bologna per caratterizzare in condizioni di laboratorio il modello di biodigestore utilizzato per la realizzazione del microcogeneratore a biogas sperimentale, descritto nei precedenti paragrafi e provato in condizioni reali di funzionamento. In questa sezione, sulla base delle esperienze di laboratorio, vengono anche discusse a livello qualitativo ulteriori considerazioni utili in relazione ad una futura estensione dell'utilizzo dell'impianto presso utenze esterne.

4.2.1 Il laboratorio DUEE-SPS-SEI del centro ENEA di Bologna

L'impianto realizzato all'interno del centro ENEA di Bologna (Sede Martiri di Monte Sole) è stato collocato all'interno dell'area tecnica di supporto alle attività del laboratorio DUEE-SPS-SEI, situata nel cortile interno del centro ricerche.

Il laboratorio è costituito da un container (Figura 4-18), che è stato ristrutturato al fine di poter fungere da laboratorio mobile per le attività del laboratorio DUEE-SPS-SEI di Bologna. Sono state inserite delle aperture laterali per favorire l'illuminazione naturale e l'aerazione, è stato inserito un pianale aggiuntivo in legno, ed è stata realizzato un rivestimento interno isolante in grado di facilitare il mantenimento di una temperatura consona all'interno del laboratorio anche in condizioni climatiche rigide. Il laboratorio è diviso in due parti: una parte pensata per l'effettiva attuazione della sperimentazione, ed una parte pensata invece come "ufficio", e dotata quindi di postazione lavorativa standard. Le due aree sono divise da una parete divisoria e da una porta, e sono entrambe accessibili dall'esterno.

Il laboratorio è dotato di un impianto elettrico e di un impianto gas, quest'ultimo realizzato esplicitamente per il progetto oggetto di questo report.



Figura 4-18: Area tecnica di supporto al laboratorio ENEA DUEE-SPS-SEI presso il centro ENEA di Bologna



Figura 4-19: Biodigestore installato presso il laboratorio del Centro Ricerche ENEA di Bologna

4.2.2 L'impianto di micro-biodigestione del centro ENEA di Bologna

L'impianto di micro-biodigestione del centro ENEA di Bologna è stato realizzato nell'area "sperimentale" del laboratorio, ed è costituito dei seguenti componenti:

- **Biodigestore**

Il biodigestore scelto è il modello Homebiogas (Figura 4-19) descritto nel dettaglio nel report RdS relativo all'annualità 2019.

- **Filtro a tre stadi esterno per acido solfidrico**

Il biogas prodotto dal sistema contiene una quantità variabile di acido solfidrico (H_2S) che deve essere ridotta per evitare danni legati alla corrosione negli utilizzatori del biogas. Il sistema Homebiogas è dotato di un sistema interno di filtraggio a carboni attivi, organizzato a cartucce facilmente sostituibili.

Per ridurre ulteriormente il tenore di acido solfidrico nel gas prodotto, è stato inserito nel sistema un'ulteriore fase di filtraggio (posizionata sulla linea del gas tra l'uscita del biodigestore e prima del contatore gas) costituita da tre filtri a sali di ferro.

- **Sacca di stoccaggio**

Il biodigestore è dotato di una sacca di stoccaggio per il gas, posizionata al di sopra della sacca principale del biodigestore, del volume di stoccaggio massimo di circa 600 litri, teoricamente riempibile in un giorno di attività a pieno regime del biodigestore. La sacca, nella sua parte superiore, è fornita di una serie di tasche che sono riempite con un totale di 50 sacchetti, ciascuno riempito di 1 litro di sabbia. Questo sistema permette di ottenere una leggera pressurizzazione della sacca di stoccaggio in grado di garantire l'alimentazione di sistemi di utilizzazione relativamente semplici (come, ad esempio, il fornello a gas fornito come accessorio dallo stesso produttore).

4.2.3 Il sistema di monitoraggio installato presso il centro ENEA di Bologna

L'impianto biogas descritto nel precedente paragrafo è stato dotato di un appropriato sistema di misura dedicato al monitoraggio della produzione di biogas progettato con l'intento di renderlo facilmente replicabile anche in contesti non prettamente sperimentali.

In base a queste esigenze, il sistema di monitoraggio è stato progettato come segue:

- **Contatore gas**

Il contatore utilizzato per la misura della produzione di gas rappresenta il tipico strumento utilizzato per la contabilizzazione del gas in utenze residenziali. A rigore, tale strumento è garantito per portate minime di 25 litri/ora, quindi superiori per la maggior parte dei casi a quelle registrate nel sistema oggetto di studio. Vista tuttavia l'assenza di contatori commerciali caratterizzati da portate minime inferiori, si è comunque selezionato questo tipo di strumento.

- **Termometro a doppio ingresso**

Il termometro utilizzato è un semplice termometro da casa, ed è stato utilizzato per il monitoraggio della temperatura dell'aria nell'area sperimentale del laboratorio.

- **Fotocamera**

Essendo entrambi gli strumenti sopra selezionati a lettura ottica, si è installata una fotocamera digitale (SJ5000Pro) impostata in modalità "timer", capace quindi di scattare foto a intervalli regolari. La fotocamera è stata impostata con una frequenza di scatto di una foto al minuto (l'intervallo più lungo selezionabile), frequenza che è stata poi ridotta a una foto ogni 10 minuti in fase di analisi dati per velocizzare il processo, anche tenuta in considerazione la necessità di lettura manuale delle foto.

4.2.4 Risultati del monitoraggio durante l'annualità 2020

I dati acquisiti manualmente dal sistema (di fatto contestualmente all'alimentazione del biodigestore) sono mostrati in Tabella 4.7. Come si può notare, il sistema è stato dotato dell'apposito contatore per la misura della produzione di biogas solo a partire dalla metà di febbraio 2021.

Il bilancio totale per il periodo selezionato ha visto quindi un inserimento totale di circa 38 kg di biomassa, 43 kg di acqua per una produzione totale documentata di circa 1 m³ di biogas. Va tuttavia tenuto in conto il fatto che il biogas è stato prodotto anche precedentemente all'installazione del contatore, e che quindi in questo bilancio questa parte non è tenuta in conto. Prendendo come riferimento la data del 19/02/2021 come data d'inizio, sono stati inseriti circa 24 kg di rifiuto, 26 kg di acqua e prodotti 0,53 m³ di biogas.

Le suddette quantità di biogas prodotto sono riferite al primo avvio del biodigestore e a condizioni al contorno non ottimali come meglio descritto di seguito.

Il bilancio di massa al biodigestore è presentato in Figura 4-20. Tale bilancio è stato ottenuto ipotizzando un contenuto di biomassa di 50 kg (su un totale di 1200) nel biodigestore al 19 febbraio, e basandosi sulla seguente equazione di bilancio:

$$m_b[t_{i+1}] = m_b[t_i] + f_{b,o} m_o^{in}[t_i] - m_{bg}[t_i] - f_b[t_i] (m_o^{in}[t_i] + m_w^{in}[t_i])$$

Dove $m_b[t_i]$ rappresenta il contenuto di biomassa (intesa come biomassa secca) nel giorno t_i , m_o^{in} e $m_w^{in}[t_i]$ rappresentano la quantità di organico e di acqua inserite nel biodigestore nel giorno t_i e $f_{b,o}$ la corrispondente frazione di biomassa secca (qui ipotizzata pari al 20% del totale in ingresso, basandosi sulla caratterizzazione del rifiuto organico presentata in Sezione 5); $m_{bg}[t_i]$ rappresenta la quantità di biogas prodotta il giorno t_i , mentre infine $f_b[t_i]$ rappresenta la frazione di biomassa secca contenuta nel biodigestore al giorno t_i . Si noti che il termine $f_b[t_i] (m_o^{in}[t_i] + m_w^{in}[t_i])$ rappresenta la biomassa che esce dal biodigestore in fase di immissione di nuovo materiale (rifiuto organico e acqua), ed è basata sull'ipotesi che in questa fase una quantità totale di materiale pari a quella inserita esce dallo scoltatoio, e che questa abbia al suo interno una concentrazione di biomassa secca pari alla media contenuta all'interno del biodigestore.

Tabella 4.6: Monitoraggio manuale del biodigestore di Bologna

Timestamp	Temperatura [°C]	Aggiunta organico [kg]	Aggiunta acqua [kg]	Contatore [m ³]
09/01/2021 09:00	17	2	3	
11/01/2021 09:00	21.6	0.9	1	
13/01/2021 09:00	20.8	1.9	0.7	
20/01/2021 09:00	23.4	1	0.7	
22/01/2021 09:00	31	0.25	0	
25/01/2021 09:00	20.5	1.26	2	
27/01/2021 09:00	22	1.3	2	
29/01/2021 09:00	23.8	0.6	1	
01/02/2021 09:00	25.4	1.5	2	
04/02/2021 09:00	24.3	1.5	1.5	
07/02/2021 09:00	27.9	1.5	1.5	
16/02/2021 09:00	25	0.5	1.2	
19/02/2021 09:00	21	6	7	0.481
24/02/2021 09:00	14.6	2.9	2.6	0.504
03/03/2021 09:00	20	0.5	1	0.542
09/03/2021 09:00	15.8	2.2	3	0.596
15/03/2021 09:00	19	2.3	3	0.6515
22/03/2021 08:30	18	1.8	2	0.7163
29/03/2021 09:30	22.3	1.7	1.5	0.771
31/03/2021 15:00	24.2	2	2	0.805
12/04/2021 10:30	29	1.5	1	1.008
14/04/2021 08:40	20.3	2.7	3	1.009
14/04/2021 17:30	19.3	0	0	1.013
TOTALE		37.8	42.7	1.013

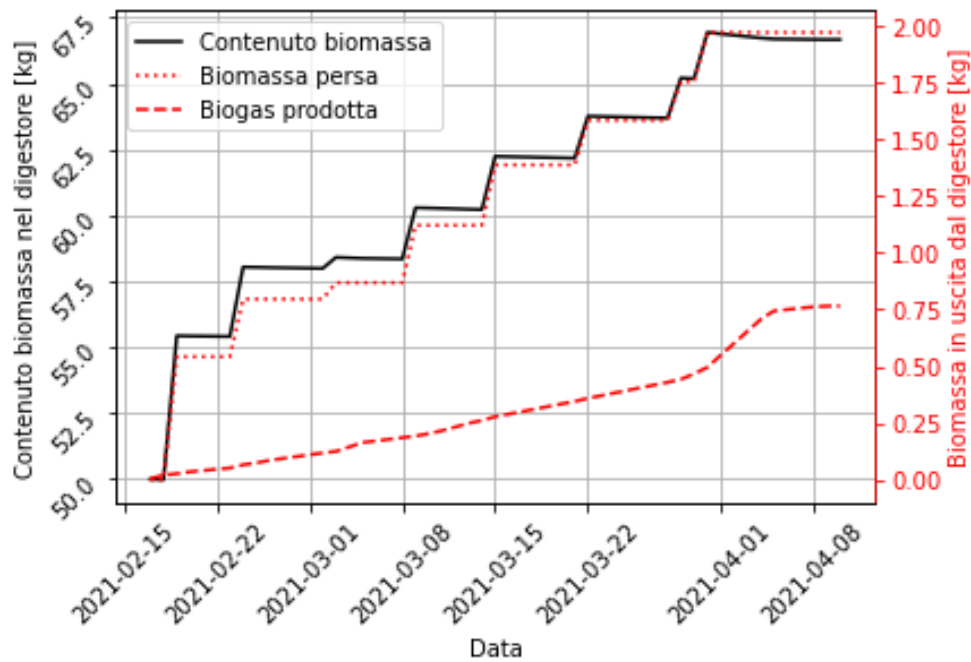


Figura 4-20: Risultati dell'analisi del bilancio di biomassa secca nel biodigestore di Bologna per il periodo di monitoraggio

L'analisi proposta in Figura 4-20 suggerisce che, in questa fase della sperimentazione, l'attività dei batteri all'interno del biodigestore è sufficientemente bassa da generare un accumulo di materia organica all'interno del biodigestore. Le stime risultanti dal modello basato sul semplice bilancio di massa suggeriscono inoltre che, in questa fase iniziale di sperimentazione, la biomassa in uscita nel digestato (e quindi "sprecata" ai fini della produzione di biogas) è maggiore di quella effettivamente convertita in biogas.

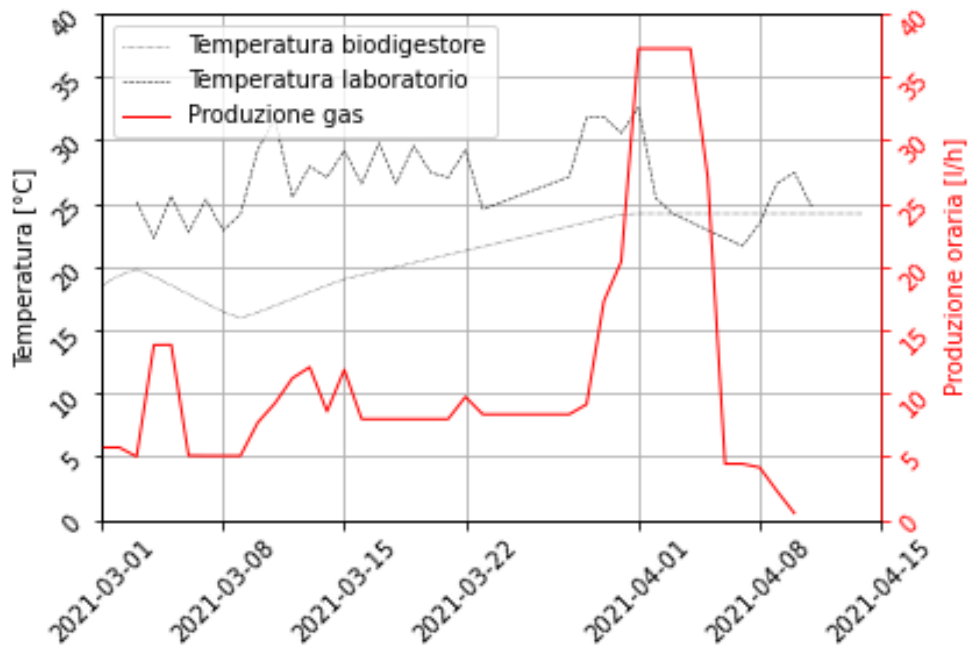


Figura 4-21: Produzione oraria di gas e temperatura del biodigestore

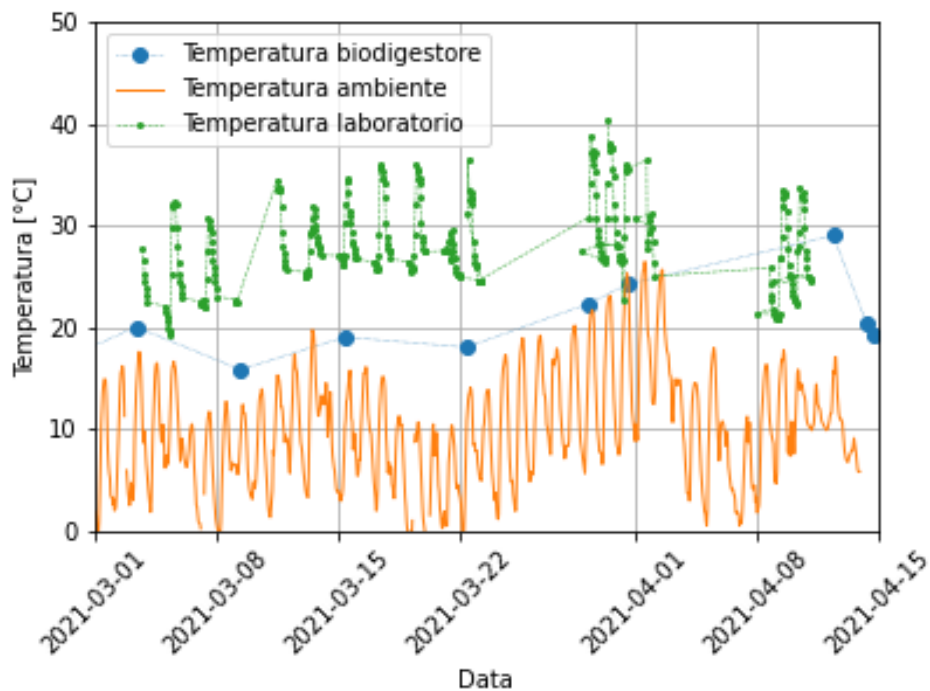


Figura 4-22: Temperatura del monitoraggio: esterna, interna, biodigestore.

La produzione media oraria del sistema durante il periodo di monitoraggio è rappresentata Figura 4-21; nello stesso grafico è possibile osservare la produzione media giornaliera, che durante l'intero periodo di monitoraggio ha raggiunto un valore massimo di poco meno di 40 l/d. Anche in presenza di un errore di misura sul contatore, il biodigestore dovrebbe, a regime, produrre fino a un massimo di circa 600-700 l/d. Il sistema di monitoraggio installato ha previsto un'acquisizione continua e regolare della temperatura dell'aria all'interno del laboratorio, più un'acquisizione saltuaria (in corrispondenza degli eventi di alimentazione del biodigestore) della temperatura dell'acqua all'interno del biodigestore. Questa scelta è dovuta principalmente alla maggiore facilità, sia tecnica che logistica, di monitorare la temperatura dell'aria, essendo al tempo stesso a conoscenza della maggiore rilevanza della temperatura dell'acqua all'interno del biodigestore per quanto riguarda l'influenza sulla produzione oraria del sistema. I risultati del monitoraggio della temperatura sono riportati in Figura 4-22. In tale figura è riportato anche l'andamento della temperatura dell'aria esterna acquisita dai database di Arpa Emilia Romagna, e relativo alla stazione di rilevamento "Corticella", situata a poche centinaia di metri dal centro ENEA di Bologna. Pur in presenza di un'ampia varietà di variabili che influenzano simultaneamente la produzione di biogas, quali la quantità di biomassa in ingresso e il PH del substrato, i risultati hanno evidenziato come la temperatura interna del biodigestore sia una delle variabili principali che influenzano la produzione. Poiché il monitoraggio è avvenuto prevalentemente durante il periodo invernale, la temperatura media all'interno del laboratorio si è mantenuta attorno a 27°C (principalmente grazie al riscaldamento artificiale del laboratorio). Si può anche notare come il periodo di maggiore produttività del biodigestore sia coinciso con un periodo caratterizzato da temperature esterne e interne superiori alla media del periodo di monitoraggio.

4.2.5 Considerazioni relative alle operazioni di gestione del biodigestore

Iniziazione delle reazioni

Il processo di attivazione del biodigestore richiede l'alimentazione del biodigestore tramite un apposito materiale contenente, di fatto, la flora batterica in grado di effettuare la digestione della materia organica inserita nel biodigestore. L'attivazione può essere fatta tramite varie modalità:

- L'utilizzo diretto di letame, preferibilmente bovino ma, in alternativa, anche ovino o caprino. Il letame deve essere preventivamente diluito in acqua e amalgamato, e quindi inserito nel biodigestore.

Questo tipo di procedimento richiede l'utilizzo di circa 100 litri di letame, che devono essere diluiti in circa altrettanti litri d'acqua.

- L'utilizzo di appositi "starter kit", forniti dalla stessa Homebiogas su richiesta, che permettono di fare partire le reazioni di biodigestione anche in assenza di letame animale. Questi starter kit richiedono l'aggiunta di bicarbonato di sodio.

Con il supporto del fornitore del biodigestore stata effettuata l'attivazione utilizzando direttamente il letame bovino; in particolare sono stati diluiti 80 litri di letame in acqua e inseriti nel biodigestore. Dopo circa 2 settimane di attesa dalla fase di carica è stato rilevato l'inizio della produzione di biogas.

Temperatura operativa

Dal monitoraggio della temperatura interna del biodigestore (Figura 4-21 e Figura 4-22), i risultati hanno portato alla conclusione *che il sistema è in grado di operare in condizioni ottimali solo a temperature superiori ai circa 30°C.* (conferma di quanto osservato in letteratura e nelle altre campagne sperimentali condotte presso il sito di Marsala e descritte nel precedente paragrafo).

In assenza di ulteriori precauzioni specifiche messe in atto al fine di porre rimedio a questa limitazione, appare quindi evidente che il sistema si presta ad essere utilizzato solo in condizioni climatiche particolarmente temperate, quali quelle presenti nelle isole minori del sud Italia. In particolare, il sistema si presterebbe bene al tipico *pattern* di utilizzo di queste zone, che vede una maggiore popolazione attiva (e quindi una maggiore quantità di organico disponibile, e al tempo stesso maggiori consumi energetici) durante la stagione estiva. Dall'altro lato, questa osservazione sembra sconsigliare l'utilizzo di questi sistemi in climi più freddi come, ad esempio, nel caso delle isole toscane. Si noti inoltre che, durante lo svolgimento del progetto, si era ipotizzata la possibilità di utilizzare questi sistemi in zone montane scollegate dalla rete elettrica (rifugi, baite, malghe), dove le condizioni potevano apparire particolarmente favorevoli a causa dell'ampia disponibilità di acqua, biomassa (in particolare deiezioni animali) e dove i costi dell'energia sono particolarmente proibitivi. Questa opzione appare tuttavia difficile in quanto le condizioni climatiche montane appaiono troppo severe per permettere il funzionamento corretto e continuativo di questi sistemi a pieno carico.

Queste osservazioni portano quindi a pensare che il sistema potrebbe essere migliorato al fine di mantenere una temperatura più alta e costante al suo interno, anche sfruttando il calore intrinsecamente prodotto dalle reazioni di biodigestione. L'utilizzo di isolanti termici a ricoprire il biodigestore è stato testato presso il sistema sperimentale installato nel sito di Marsala in collaborazione con il fornitore dello stesso biodigestore, come anche l'utilizzo di piccole serre che possano contribuire ulteriormente a mantenere elevata la temperatura. L'utilizzo del calore di scarto dai processi potrebbe risultare un'ulteriore soluzione a tale problema: questo potrebbe essere il caso di situazioni in cui il biogas è utilizzato solo per la produzione di energia elettrica (e quindi in presenza di elevate quantità di calore di scarto) oppure in caso l'utilizzo della componente termica sia a temperatura elevata, come nel caso della produzione di acqua calda sanitaria (es. applicazione della piastra termica impiegata nel prototipo sperimentale sito a Marsala)

Frequenza di alimentazione

Come si può verificare dall'osservazione della Figura 4-7, durante l'annualità di studio si è potuta mantenere un'alimentazione fondamentalmente saltuaria (frequenza di alimentazione pari a circa 1-2 volte a settimana). Questa situazione si è verificata principalmente a causa dell'emergenza COVID-19, che ha interrotto il servizio mensa del centro ricerche di Bologna rendendo quindi molto più complesso l'approvvigionamento di materiale organico utile all'alimentazione del biodigestore.

La situazione ha tuttavia permesso di testare il funzionamento del sistema in presenza di una alimentazione ampiamente inferiore ai valori di design (il biodigestore potrebbe essere alimentato con un massimo di 5 litri di materia organica al giorno, ove invece ne sono stati forniti in media circa 5 litri a settimana). Come evidenziato dall'analisi presentata in Figura 4-20, tuttavia, non sembrerebbe che l'aver conferito al biodigestore un input limitato di risorsa organica possa aver costituito una limitazione alla produzione, in quanto appare che il bilancio di biomassa sul sistema sia positivo (il biodigestore, in base all'analisi di Figura 4-20, appare aver accumulato materiale organico dall'inizio alla fine del monitoraggio).

4.3 Modellazione del microgeneratore a biogas in ambiente Matlab-Simulink

Per analizzare le potenzialità del sistema sperimentale a biogas al variare delle condizioni di utilizzo preso le utenze isolate, è stato modellizzato in ambiente Matlab/simulink il microgeneratore progettato e realizzato presso il laboratorio di Marsala (TP). Inoltre con i nuovi modelli, validati utilizzando i risultati dei test sperimentali descritti nei precedenti paragrafi, è stato possibile effettuare, come di seguito riportato, l'analisi tecnico economica del nuovo sistema a biogas.

Si riportano di seguito gli schemi generali dei modelli Simulink implementati per simulare il sistema 1 (biodigestore e caldaia a biogas) e il Sistema 2 (Biodigestore, motore a biogas, pompa di calore, scambiatore acqua/fumi).

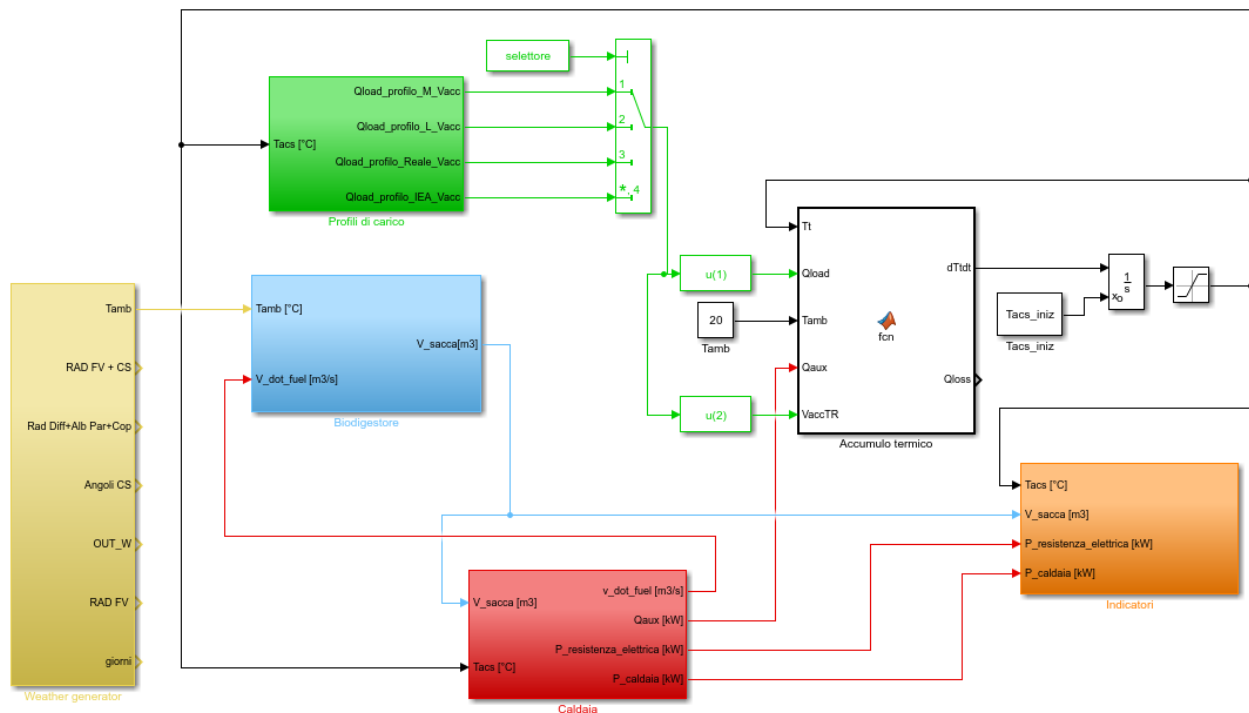


Figura 4-23: Modello Simulink del Sistema 1 (biodigestore con caldaia)

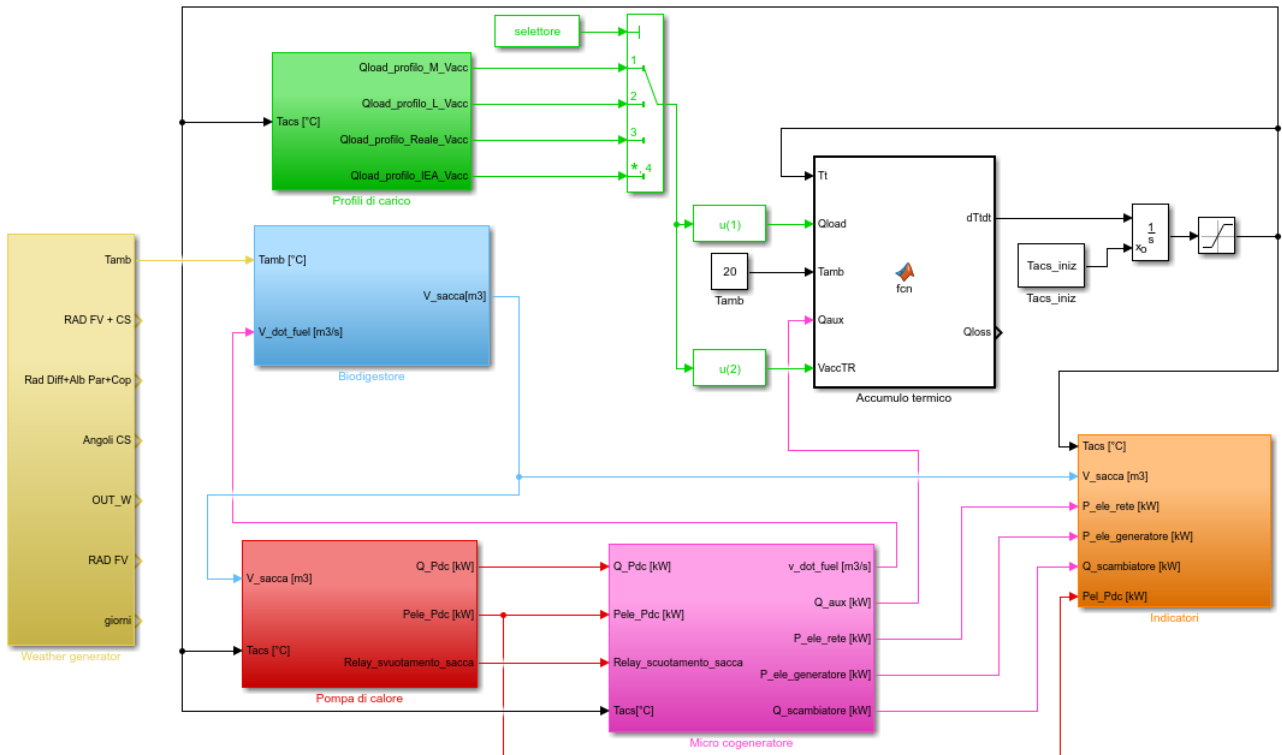


Figura 4-24: Modello Simulink del Sistema 2 (con cogeneratore e pompa di calore)

I principali componenti di seguito descritti che costituiscono i due schemi Simulink di Figura 4-23 e Figura 4-24 sono:

- il simulatore climatico;
- il biodigestore;
- la pompa di calore;
- l'accumulo termico;
- il micro cogeneratore;
- la caldaia;
- i profili di carico;

4.3.1 Modello Simulatore climatico - Neural Weather Generator

Per generare i dati climatici orari del sito oggetto di simulazione è stato integrato all'interno dello schema Simulink il simulatore climatico, Neural Weather Generator, presente nella piattaforma software ODESSE sviluppata da ENEA nell'ambito delle precedenti annualità del programma di Ricerca di Sistema Elettrico [9]. Il Neural Weather Generator è in grado di riprodurre su scala quarto d'ora i dati climatici (temperatura esterna, umidità esterna e radiazione solare per ciascuno orientamento e inclinazione), attraverso tecniche di 'soft computing' (reti neurali, algoritmi evolutivi, sistemi 'fuzzy' ed approcci ibridi). Per maggiori informazioni tecniche riguardo le metodologie utilizzate si suggerisce di fare riferimento al report sopra menzionato.

4.3.2 Modello Simulink accumulo termico

Il modello dell'accumulo termico è basato su quello già implementato da ENEA nelle precedenti attività [5]. La sua modellizzazione è basata sulla seguente equazione:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{Q_{aux} - Q_{load} - (k) * FFTR * V_{acc} * (T_t - T_{amb})}{C_{p,w} * V_{acc}}$$

dove:

- Q_{aux} : è la potenza fornita all'accumulo dal generatore di calore (la caldaia nel Sistema 1 e la pompa di calore nel Sistema 2) [W];
- Q_{load} : è la potenza corrispondente al profilo di prelievo dell'utenza sopra descritto [W];
- k : è il valore della trasmittanza dell'involucro dell'accumulo [$W/(m^2K)$];
- FFTR: è il fattore di forma dell'accumulo che esprime la superficie disperdente in funzione del volume dell'accumulo [$1/m$];
- V_{acc} : è il volume dell'accumulo, corrispondente al profilo di prelievo dell'utenza sopra descritto [m^3];
- $C_{p,w}$: è il calore specifico dell'acqua [$kJ/(kgK)$].

Il modello è costituito dal blocco rappresentante l'equazione 2.9, questo vede in ingresso la potenza termica istantanea richiesta dal carico termico e quella fornita dalla PdC o dalla caldaia, la temperatura ambiente (assunta costante e pari a 20 °C, considerando l'alloggiamento in un apposito locale non soggetto ad elevate escursioni della temperatura ambiente durante l'anno), il volume dell'accumulo e la stessa temperatura dell'accumulo in modo da valutare le dispersioni termiche verso l'ambiente.

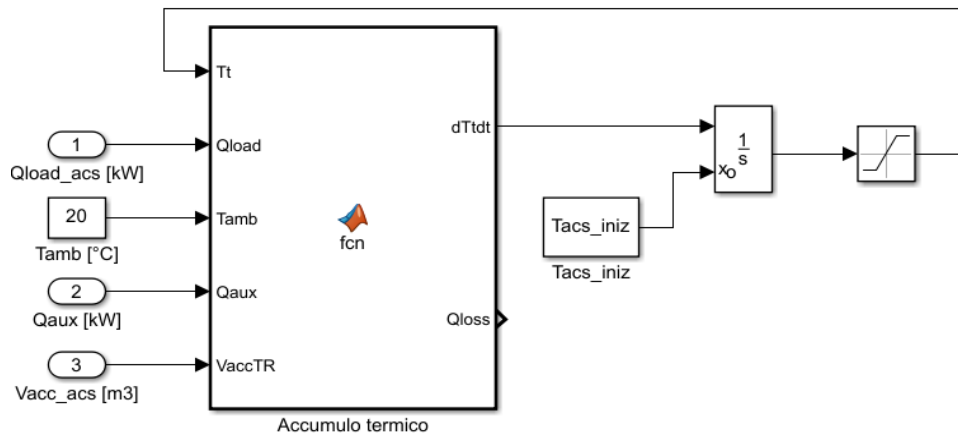


Figura 4-25: Modello Simulink dell'accumulo termico

4.3.3 Modelli Simulink biodigestore

Poiché, come risulta dalle prove condotte presso il banco prova realizzato presso il Centro Ricerche Enea di Bologna, la produzione di biogas è un fenomeno fisico-chimico che dipende da numerosi fattori, per l'analisi energetica condotta di seguito, il modello proposto permette di calcolare: i) la temperatura interna del digestore in funzione della temperatura ambiente, ii) la produzione di biogas in funzione della temperatura interna del biodigestore. Il modello Simulink del biodigestore è mostrato in Figura 4-26.

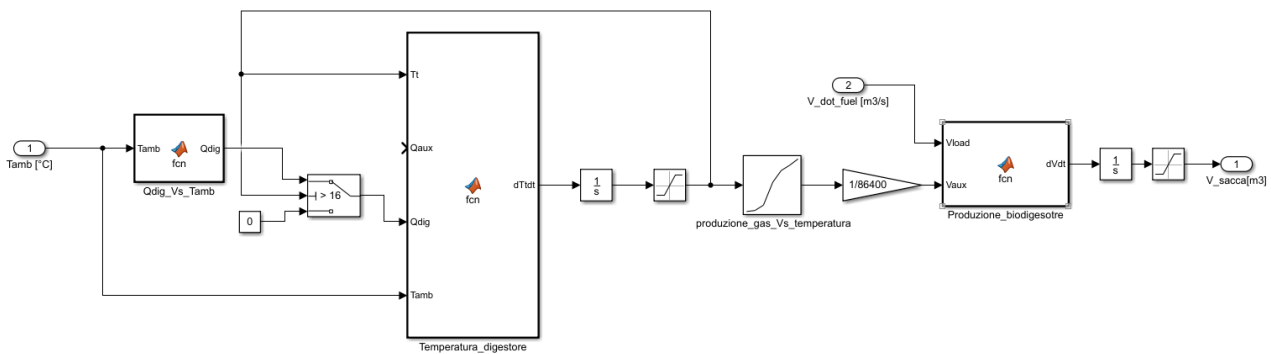


Figura 4-26: Modello Simulink del biodigestore

Nello specifico, il modello è stato implementato e calibrato grazie alle campagne di misura rilevate durante le prove condotte con il biodigestore installato presso il laboratorio sito a Marsala (sede startup “I nuovi Mille”) e presso il laboratorio realizzato all’ENEA di Bologna, dove sono stati misurati sia durante il periodo estivo che quello invernale: i) l’andamento della temperatura interna del digestore, ii) la temperatura ambiente esterna, iii) la produzione di biogas giornaliera. I risultati di della campagna di monitoraggio utili all’implementazione del modello sono mostrati in Figura 4-27 e Figura 4-28

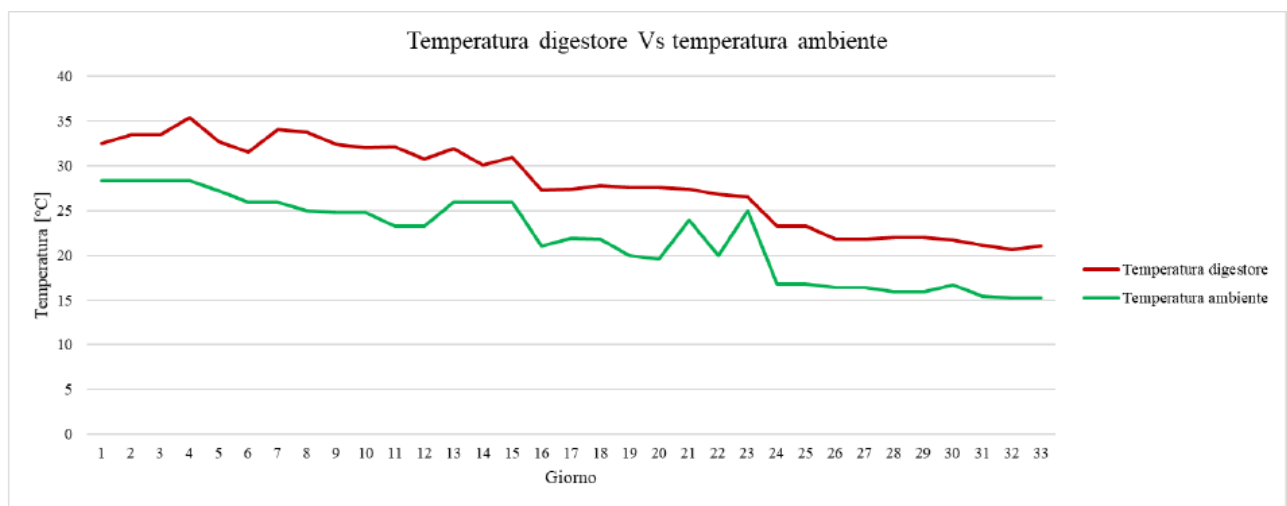


Figura 4-27: Andamento temperatura interna digestore in funzione della temperatura ambiente

Come è possibile notare in Figura 4-27, la temperatura interna del digestore ha un andamento simile a quello della temperatura ambiente, a causa delle dispersioni. Tuttavia, come mostrato in figura, grazie alle reazioni esotermiche che avvengono all’interno del biodigestore e all’elevata capacità termica, la temperatura interna si mantiene di circa 5°C superiore a quella ambiente. Le temperature riportate nel grafico sono riferite alle ore 07:00.

In Figura 4-28 si riporta il grafico dal quale si evince la relazione tra la temperatura del digestore e la produzione di biogas; le due curve presentano un trend simile ma un rapporto diverso nei diversi giorni; infatti, in funzione dell’alimentazione organica, è stata notata un’elevata variazione di parametri quali ad esempio il pH, che influenzano le reazioni chimiche e le relative reazioni esotermiche.

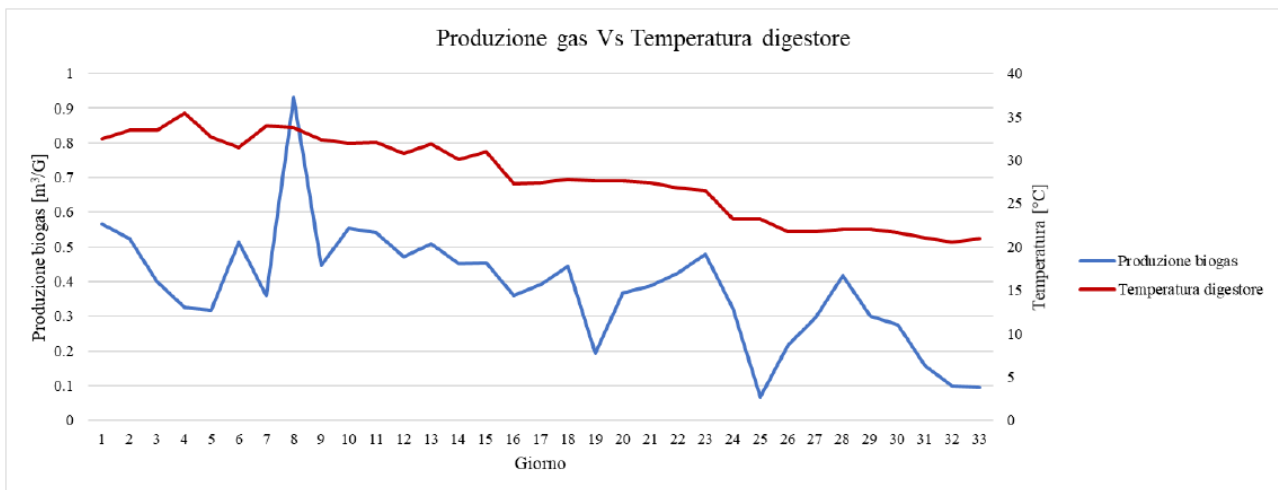


Figura 4-28: Andamento produzione biogas in funziona della temperatura interna del digestore

Visto l'elevato contenuto di acqua presente all'interno del digestore (ca. 1.200L), il modello termico di quest'ultimo è stato implementato utilizzando il modello dell'accumulo termico riportato nel precedente paragrafo. La temperatura del digestore è ricavata degli scambi termici con l'ambiente e dalla potenza termica, Q_{dig} , prodotta al suo interno dalle reazioni chimiche esotermiche. Quest'ultima è calcolata attraverso la seguente funzione

```
function Qdig = fcn(Tamb)
    if Tamb<30
        Qdig = 0.1*(Tamb)/15;
    else
        Qdig = 0.2;
    end
end
```

Figura 4-29: funzione per il calcolo della potenza esotermica prodotta all'interno del digestore

La Q_{dig} ricavata come sopra riportato è stata calibrata per ottenere un andamento della temperatura nel digestore simile alla temperatura misurata nelle stesse condizioni a contorni.

Nei grafici di Figura 4-30 e Figura 4-31 sono riportati i risultati della simulazione del digestore relativi all'andamento della temperatura del digestore in una settimana invernale ed una settimana estiva. Dalla Figura 4-30 si nota come a causa delle bassa temperatura esterna durante il periodo invernale si riducono le reazioni chimiche interne che limitano di conseguenza la temperatura del digestore. Differente è il funzionamento durante il periodo estivo, durante il quale l'elevata produzione di biogas porta la temperatura del digestore ai valori prossimi a quelli massimi registrati in corrispondenza della stessa temperatura ambiente misurata.

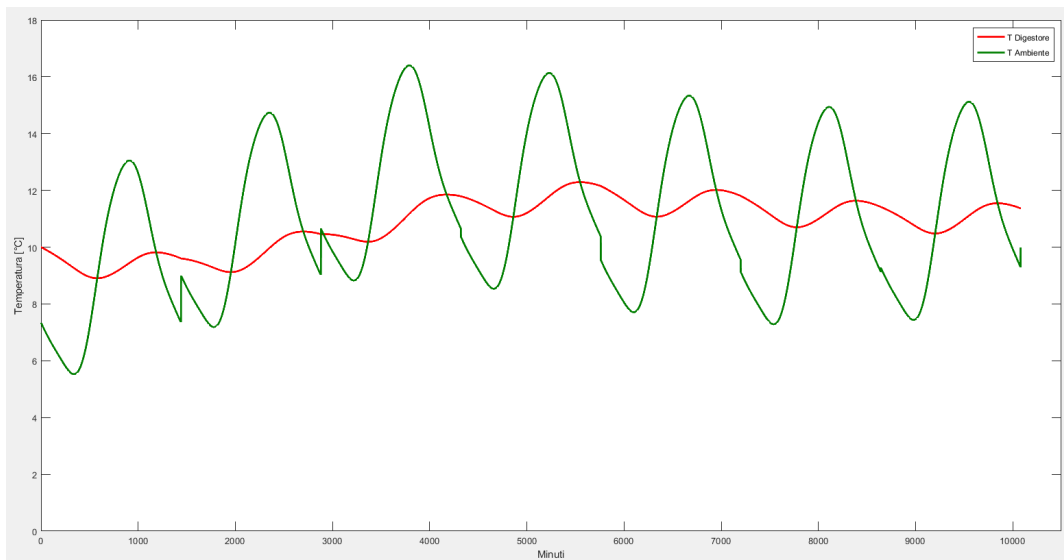


Figura 4-30: Andamento delle temperature simulate con il modello Simulink del digestore – settimana invernale: temperatura interna del digestore (rosso) e temperatura esterna (verde)

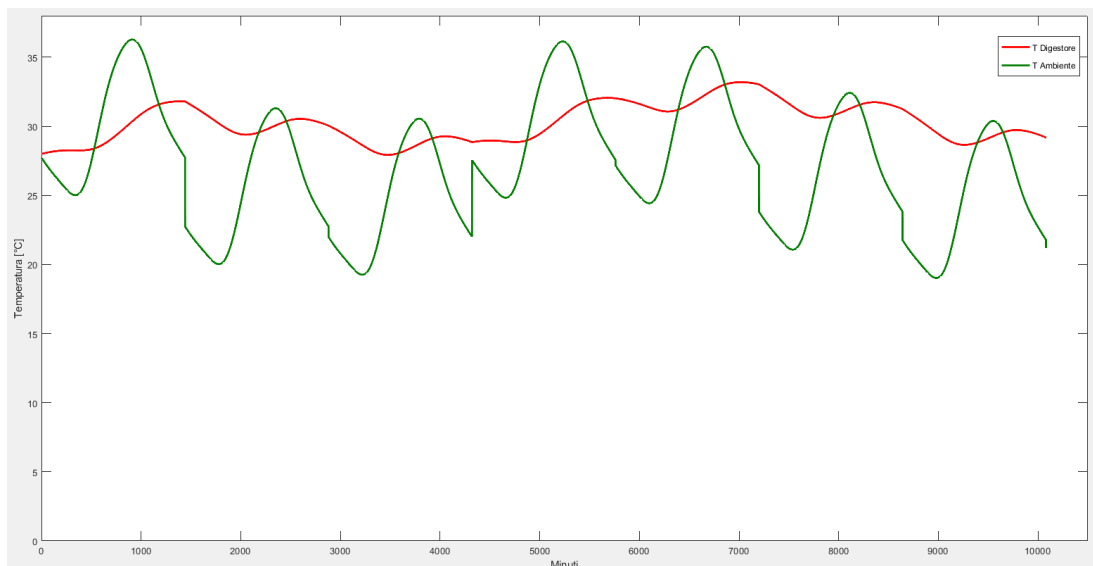


Figura 4-31: Andamento delle temperature simulate con il modello Simulink del digestore – settimana estiva: temperatura interna del digestore (rosso) e temperatura esterna (verde)

Come si può notare dal modello indicato in Figura 4-26, nel blocco relativo al calcolo della temperatura del digestore è previsto un ulteriore ingresso nel caso in cui si voglia condurre delle simulazioni con una sorgente di calore ausiliaria (ad esempio una resistenza elettrica alimentata da modulo fotovoltaico) in modo da aumentare la temperatura e migliorare la produzione di gas.

Con il blocco “produzione gas_Vs_temperatura” sono implementati i risultati delle misurazioni degli impianti sperimentali consentendo di riprodurre la relazione reale tra la produzione di gas e la temperatura del digestore.

Infine, l’ultimo blocco prevede il calcolo del gas cumulato contenuto nella sacca del biodigestore attraverso la l’integrale della seguente equazione differenziale:

$$\frac{dV}{dt} = \dot{V}_{aux} - \dot{V}_{fuel}$$

dove:

- \dot{V}_{aux} : è la portata di biogas prodotto dal digestore [m^3/s];
- \dot{V}_{fuel} : è la portata di biogas consumato dal generatore o dalla caldaia [m^3/s].

4.3.4 Modello Simulink caldaia

Il modello della caldaia a biogas è stato elaborato adattando il modello della caldaia a metano sviluppato da ENEA nei precedenti annualità del programma di Ricerca di Sistema Elettrico [10].

Il modello è basato sulle seguenti ipotesi di inerzia termica quasi nulla per l'assenza di un accumulo termico integrato (caldaia istantanea); l'accumulo termico presente nel modello è esterno alla caldaia.

Sono state implementate due modalità alternative di regolazione della caldaia:

- **Inseguimento a biogas:** al riempimento della sacca di biogas la caldaia viene accesa se la temperatura dell'accumulo presente nell'impianto è nel range 40 - 65 °C, fino a portare la temperatura dell'accumulo al suo valore massimo (65°C) oppure fino all'esaurimento del biogas disponibile nell'accumulo
- **Comfort termico:** simile al caso precedente, nel caso in cui non sia possibile utilizzare la caldaia per mancanza di biogas e la temperatura scende al di sotto dei 40°C, l'utilizzo dello SAE e quindi di una resistenza elettrica fino al raggiungimento della temperatura di 42°C.

Di fatto solo la seconda modalità di controllo assicura il soddisfacimento del fabbisogno di ACS, mentre la prima è basata unicamente sulla massimizzazione dello sfruttamento della risorsa biogas.

Si riporta in Figura 4-32 il modello della caldaia a biogas implementato in ambiente Simulink:

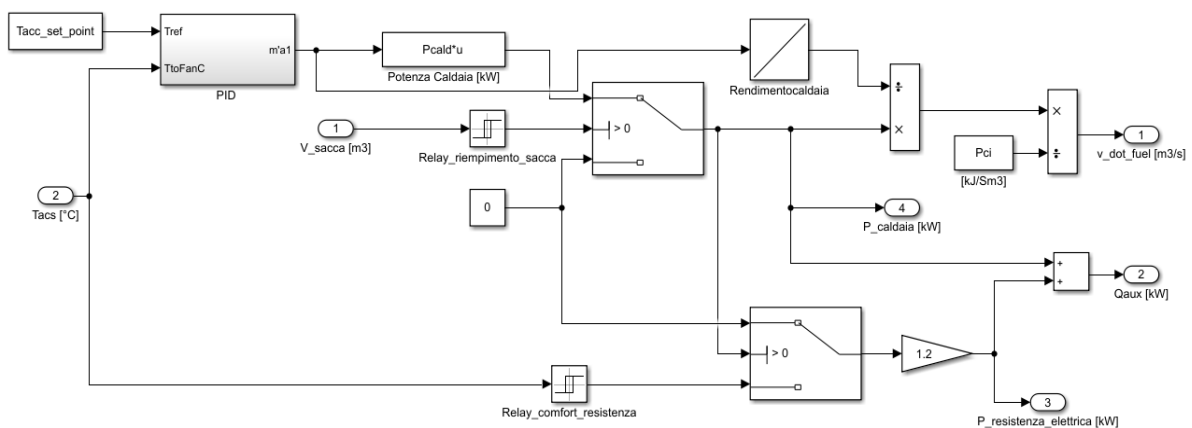


Figura 4-32: Modello Simulink della caldaia a biogas

Come indicato nel modello di Figura 4-32, la potenza termica utile della caldaia è modulata da un modulo PID, questo regola la potenza sulla base della differenza tra la temperatura di set point in mandata ($T_{acc, setpoint}$, posta pari a 65 °C) e la temperatura effettiva misurata dell'ACS (T_{acs}). L'efficienza della caldaia è quindi calcolata con la *lookup table* "rendimentocaldaia"; quest'ultima permette di calcolare il rendimento istantaneo della caldaia interpolando i dati misurati sperimentalmente. Dal rendimento e dalla potenza istantanea viene ricavata la portata di biogas estratto dalla sacca del biodigestore fino a quando il volume dello stesso non si azzerava ($V_{sacca}=0$). Il modello di Figura 4-32 prevede l'integrazione della potenza fornita da una resistenza elettrica azionata da un relè nel caso di temperatura dell'ACS sotto il limite di discomfort.

4.3.5 Modello Simulink pompa di calore

Il Sistema 2 prevede l'uso di una pompa di calore con accumulo integrato. Nel modello Simulink utilizzato in questo studio, la modellazione della pompa di calore con accumulo è basata su quanto sviluppato in precedenti ricerche ENEA [5]. Nel modello la prestazione della pompa di calore è riassunta nella funzione di interpolazione che mette in relazione il COP della pompa alla temperatura dell'accumulo, permettendo così di tenere in conto del fatto che l'efficienza della pompa di calore cala con l'aumentare della temperatura che si deve fare raggiungere all'acqua dell'accumulo. Non si tiene quindi in conto della perdita di potenza termica massima ottenibile con l'aumentare del salto di temperatura, in quanto durante le prove effettuate la pompa di calore non ha mai funzionato in prossimità di tale limite.

La rappresentazione a blocchi del modello Simulink utilizzato è presentata in Figura 4-33.

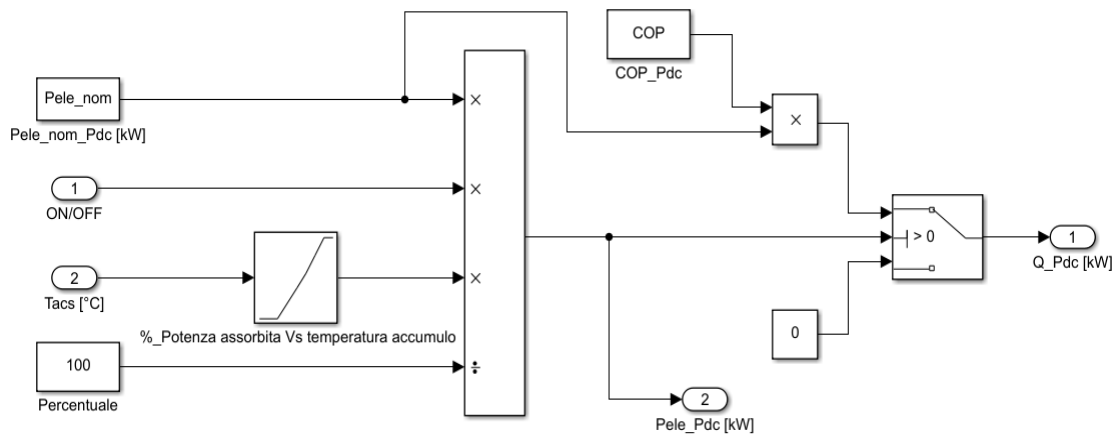


Figura 4-33: Modello Simulink della pompa di calore

Le logiche di controllo implementate sono analoghe a quelle implementate nel caso della caldaia a biogas riportate nel precedente paragrafo

4.3.6 Modello cogeneratore

Il microcogeneratore a biogas è stato implementato adattando e ottimizzando il modello di motore a combustione interna a metano sviluppato nelle precedenti annualità del programma Ricerca di Sistema Elettrico [11].

Il modello del cogeneratore è costituito da due parti distinte anche se connesse: i) modello Simulink del motore endotermico a biogas rappresentato in Figura 4-34, ii) modello Simulink dello scambiatore acqua-fumi rappresentato in Figura 4-35.

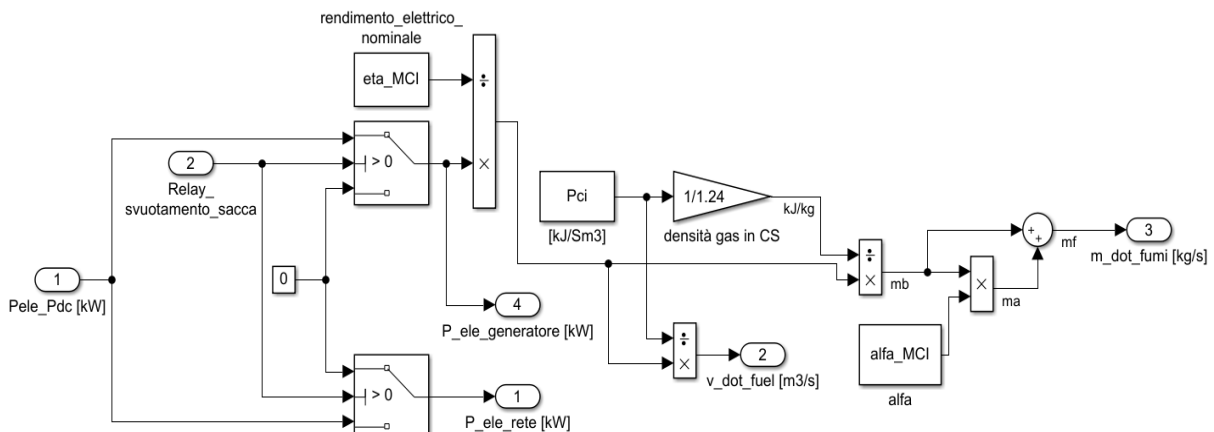


Figura 4-34: Modello Simulink del motore

Il modello del motore implementato in Simulink, riportato in Figura 4-34, è stato impostato un valore di rendimento elettrico costante (blocco eta_MCI) ipotizzando che il motore sia utilizzato a carico costante. Il rendimento termico del motore è invece calcolato ipotizzando una stechiometria costante per quanto riguarda il rapporto aria/combustibile e una temperatura costante dei gas di scarico. Per l'implementazione del modello si è fatto inoltre l'ipotesi che il potere calorifico del biogas sia fissato, e pari al valore medio rilevato a seguito di una campagna di misurazione e pari a 20 MJ/Sm³.

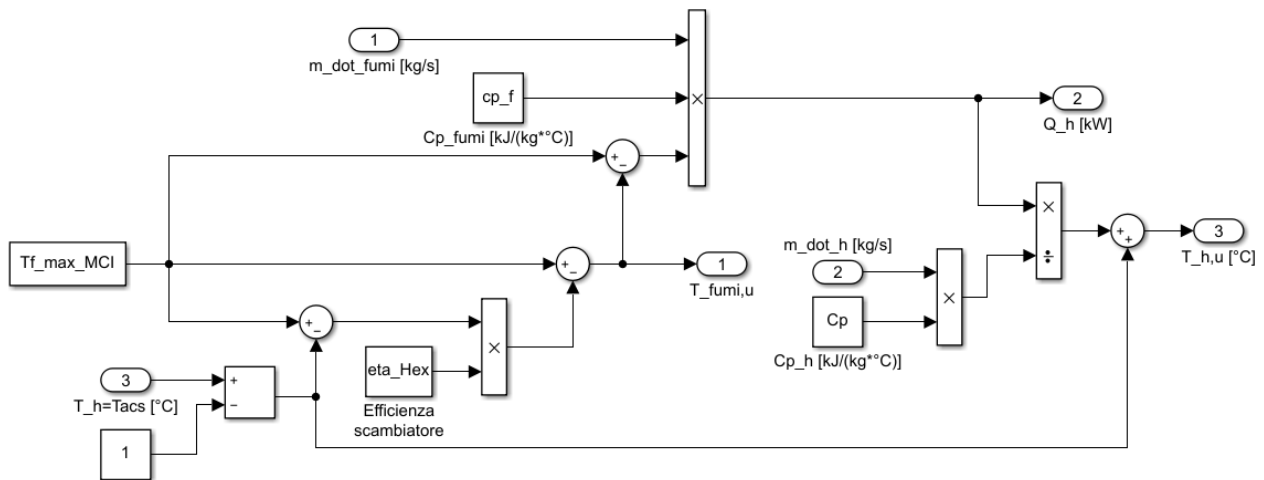


Figura 4-35: Modello Simulink dello scambiatore di recupero sui gas di scarico del motore a combustione interna

Il modello dello scambiatore è ripotato in Figura 4-35, questo è basato sul metodo ϵ -NTU.

Si definisce efficienza dello scambiatore:

$$\epsilon = \frac{Q_h}{Q_{max}}$$

dove:

- Q_h : è la potenza termica effettivamente scambiata [W], riportata nel modello di Figura 4-35;
- Q_{max} : è la potenza termica massima che può essere scambiata [W], nel caso di uno scambiatore in controcorrente questa è pari a:

$$Q_{max} = (Gc_p)_{min} * (t_{Ci} - t_{Fi})$$

dove:

- Gc_p : portata di capacità termica minima tra quelle dei due fluidi [W/K];
- T_{Ci} : temperatura del fluido caldo in ingresso allo scambiatore di calore [K];
- T_{Fi} : temperatura del fluido freddo in ingresso [K].

Il modello implementato è basato sull'ipotesi di rendimento ϵ costante, considerato che la portata di fumi e la temperatura non subiscono una significativa variazione a livello operativo vista l'ipotesi di operare il motore a carico costante; la portata dell'acqua tecnica nel circuito chiuso è considerata anch'essa costante, ipotizzando un controllo del circuito di tipo ON/OFF.

$$\epsilon = \frac{Q}{(Gc_p)_{min} * (t_{Ci} - t_{Fi})} = \frac{G_c c_{p,c} * (t_{Ci} - t_{Cu})}{G_c c_{p,c} * (t_{Ci} - t_{Fi})} = \frac{(t_{Ci} - t_{Cu})}{(t_{Ci} - t_{Fi})}$$

I dati in ingresso al modello dello scambiatore sono forniti dagli altri componenti del sistema (motore a combustione interna, accumulo). La temperatura dell'ACS viene diminuita di 1 °C per tenere in conto degli effetti della stratificazione all'interno dell'accumulo.

4.3.7 Applicazione del modello di microcogeneratore a biogas ad un caso studio: analisi tecnico economica

Si riporta di seguito la descrizione degli scenari simulati per l'analisi tecnico economica del microcogeneratore a biogas applicato ad un caso studio residenziale isolano.

Sistema 1 (biogas in caldaia)

In merito alla configurazione impiantistica che prevede l'utilizzo della caldaia per la produzione di ACS sono stati simulati due scenari:

- 1. Scenario sperimentale:** fa riferimento ai componenti presenti nel laboratorio sperimentale; prevede l'utilizzo di una caldaia tradizionale a camera aperta a tiraggio naturale per la produzione di sola ACS avente una potenza termica di 9 kW ed una efficienza del 70-75%
- 2. Scenario ottimale:** è stata considerata una caldaia a condensazione (caldaia standard con l'aggiunto di scambiatore di calore fumi-acqua perché non presene sul mercato caldaie a condensazione adibite alla sola produzione di ACS) con potenza nominale di 9 kW ed efficienza del 95-100 %.

Per entrambi gli scenari è previsto un bollitore da 220 litri (accumulo termico per ACS) riscaldato dalla caldaia e dotato di una resistenza elettrica ausiliaria da 1.200 W per mantenere l'ACS in condizioni di comfort nel caso di minore apporto della potenza dalla caldaia a biogas.

Sistema 2 (biogas in cogeneratore)

Nel caso del sistema 2 la configurazione impiantistica prevede l'utilizzo del biogas per l'alimentazione di un cogeneratore (motore a combustione interna): l'energia elettrica generata può essere quindi utilizzata per alimentare una pompa di calore, mentre il calore recuperato è a sua volta utilizzato direttamente come fonte di calore per la generazione di acqua calda sanitaria. Per questa configurazione sono previsti due scenari di simulazione:

- 1. Scenario sperimentale:** prevede l'utilizzo dei primi risultati sperimentali; è caratterizzato da un rendimento elettrico del generatore a combustione interna del 14% ed un rendimento dello scambiatore di calore fumi-acqua (ipotizzato) del 75%.
- 2. Scenario ottimale:** si ipotizza che il generatore raggiunga un rendimento elettrico del 35% e lo scambiatore di calore del 90%.

In entrambi gli scenari, la potenza elettrica nominale del generatore è pari a 2 kW mentre la PdC presenta le seguenti caratteristiche: i) accumulo integrato di ACS di 220 L, ii) potenza elettrica nominale di 490 W, iii) COP pari a 3,09.

Le ipotesi di costo di investimento dei singoli componenti per gli scenari simulati sono mostrate in Tabella 4.8.

Tabella 4.7: Ipotesi di costo di investimento per i differenti sistemi e scenari

	Sistema 2: Scenario sperimentale	Sistema 2: Scenario ottimale	Sistema 1: Scenario sperimentale	Sistema 1: Scenario ottimale
Pompa di calore	2.000 €	2.000 €	-	-
Generatore	400 €	800 €	-	-
Scambiatore di calore	120 €	300 €	-	-
Caldaia	-	-	180 €	400 €
Bollitore	-	-	500 €	500 €
Biodigestore	800€	800 €	800 €	800 €
Totale	3.320 €	3.900 €	1.480 €	1.700 €

4.3.8 Risultati simulazione Sistema 1: biodigestore + caldaia a biogas

In Figura 4-36 sono riportati i risultati dell'analisi energetica ottenuto dalla simulazione annuale dei due scenari previsti per il sistema 1 applicando i diversi profili di carico termico per acqua calda sanitaria esaminati nel capitolo 2.5.4.

I risultati di simulazione mostrano come in questa soluzione il sistema non sia sufficiente a coprire il fabbisogno dei profili di carico basandosi unicamente sulla generazione energetica locale.

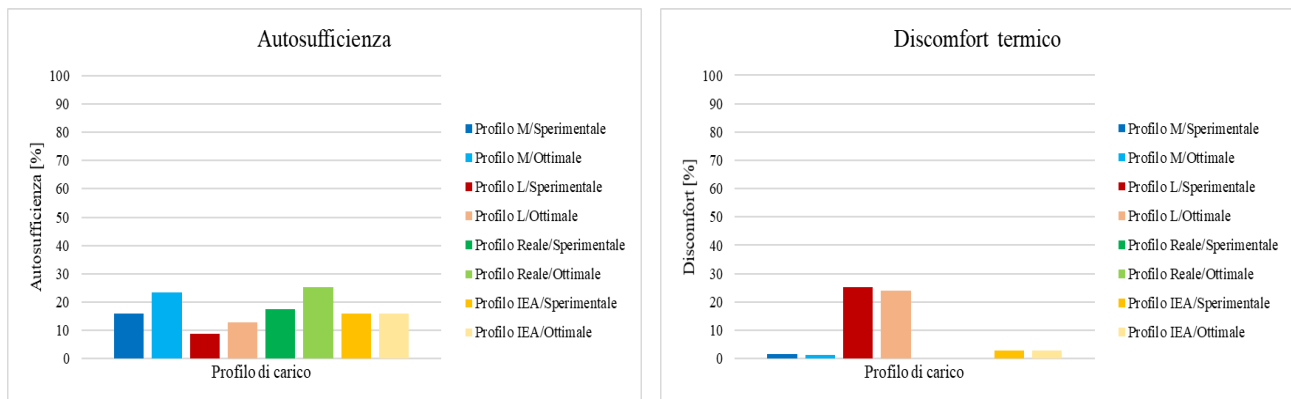


Figura 4-36: Autosufficienza (a sinistra), discomfort (a destra), sistema caldaia a biogas

I risultati migliori si riscontrano per i profili “M” e “Reale”, pur non raggiungendo mai il 30% durante l'intero anno. Molto, come lecito attendersi, dipende dall'efficienza ipotizzata per il generatore di calore (risulta evidente un maggiore valore per l'autosufficienza allo scenario ottimale), nel caso dell'utilizzo della caldaia standard (Scenario “sperimentale”) la resa media del biogas in energia termica (ACS) è circa 4,16 kWh/Sm³ mentre nel caso dello Scenario “Ottimale” con caldaia a condensazione si raggiunge una resa di 5,58 kWh/Sm³.

In merito al discomfort dai risultati di Figura 4-36 si può osservare come il sistema consente di mantenere le condizioni di temperatura dell'accumulo dell'acqua calda sanitaria per i profili di carico “M” e il profilo di carico “reale” azionando, nei momenti di insufficiente produzione di biogas, la resistenza elettrica ausiliaria. Per i profili a maggiore prelievo, “L” e “IEA”, si un discomfort che raggiunge in alcuni casi circa il 25% a causa dell'elevato carico termico applicato all'accumulo quando questo è ad una temperatura prossima a 40 °C, in questi casi pur attivando la resistenza da 1200 W per alcuni momenti al temperatura scende sotto il valore del limite di comfort.

I ridotti valori ottenuti per l'autosufficienza energetica da biogas sono dovuto alla scarsa produzione di biogas nei mesi più freddi poiché, come visto precedentemente, se la temperatura interna del digestore scende sotto 20 °C si arrestano tutte le reazioni chimiche che determinano la produzione di biogas.

In questa configurazione impiantistica, visti i risultati annuali dell'analisi energetica, è stato analizzato il funzionamento durante un determinato periodo dell'anno per analizzare le potenzialità di questa tecnologia in un funzionamento stagionale.

Si riportano in Figura 4-37 i risultati di simulazione per tre giorni di funzionamento dello scenario ottimale del Sistema 1 a cui è applicato il profilo di carico tipo “M durante il periodo estivo.

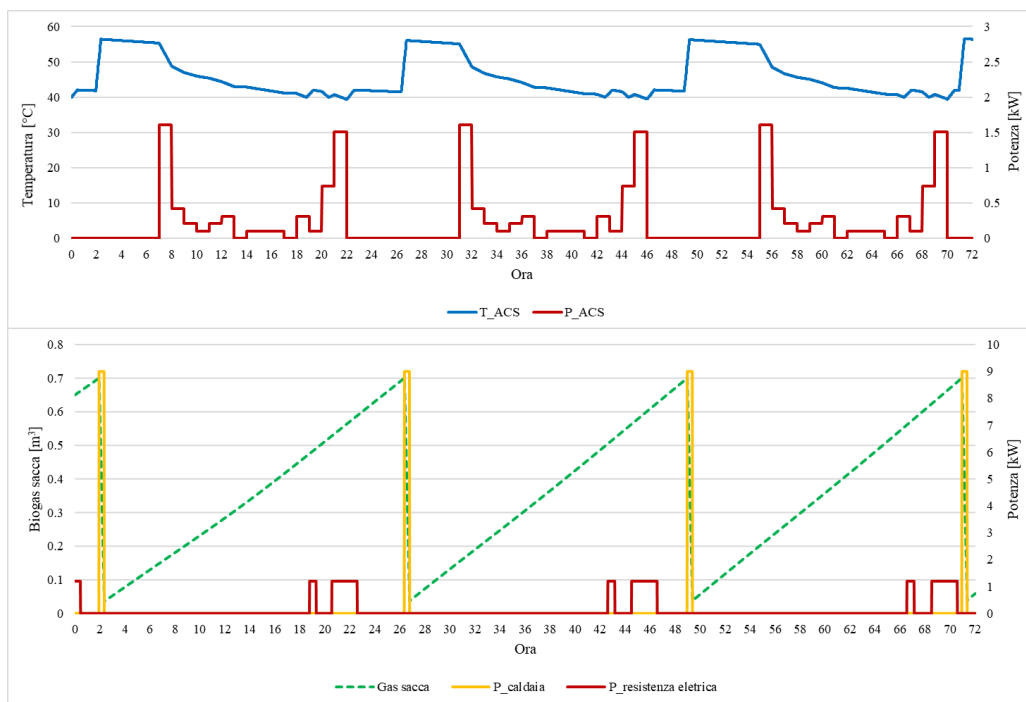


Figura 4-37: Scenario caldaia ottimale, profilo di carico "M", giornata tipo estiva

Nel grafico di Figura 4-37 si può osservare la produzione giornaliera di biogas fino a riempire la sacca da 0,6 m³. La caldaia si accende per riscaldare l'accumulo ACS solo quando la sacca di biogas è piena. Nei momenti intermedi se la temperatura dell'acqua calda nell'accumulo scende sotto 40°C interviene la resistenza elettrica.

Nel caso di utilizzo della caldaia ad alta efficienza (Scenario ottimale – sistema 1, Figura 4-37) grazie alla elevata produzione di biogas raggiungibile durante i mesi estivi, la caldaia a biogas riesce a portare la temperatura dell'accumulo ACS a circa 60°C con il conseguente limitato intervento della resistenza elettrica per mantenere l'acqua calda sopra il valore di comfort.

Nel caso di funzionamento estivo della soluzione ottimale del sistema 1 si ottiene un'autosufficienza di circa il 60%.

Il profilo di fabbisogno di acqua calda sanitaria "L" è invece soddisfatto con percentuali di autosufficienza bassi anche durante la stagione estiva. Come si può osservare in Figura 4-38, è spesso necessario l'intervento della resistenza elettrica, e nelle ore in cui il fabbisogno raggiunge il suo picco (al mattino e la sera) la temperatura dell'accumulo scende al di sotto dei 40 °C in quanto l'intervento della resistenza elettrica non è in grado di sopperire all'elevata richiesta del carico di ACS, generando così una condizione di discomfort. Più nello specifico, si riscontra un'autosufficienza del 28 % ed un discomfort dell'8%

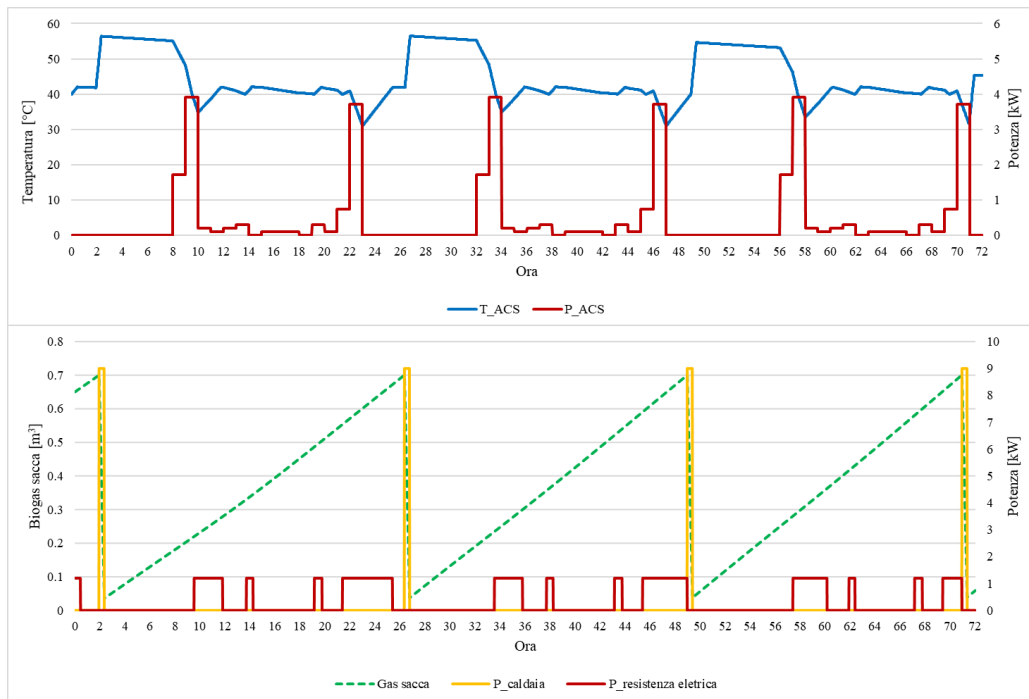


Figura 4-38: Scenario caldaia ottimale, profilo di carico "L", giornata tipo estiva

In merito all'analisi economica di questa soluzione impiantistica, l'elevato utilizzo della resistenza elettrica del bollitore comporta un costo della bolletta elettrica relativamente elevato, solo in parte compensato dal ridotto costo di investimento (Figura 4-39).

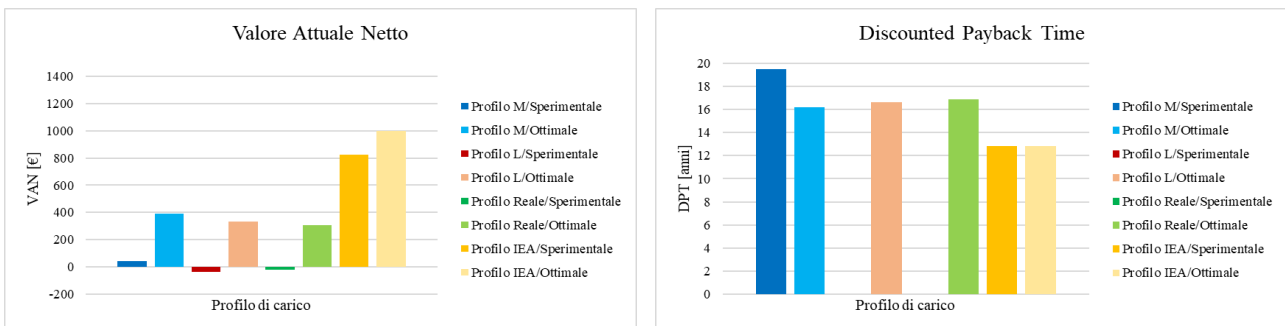


Figura 4-39: VAN (a sinistra), DPT (a destra), sistema caldaia a biogas

Visti i risultati dell'analisi economica è stato simulato uno scenario in cui si ipotizzi un meccanismo di incentivazione; nello specifico è stata prevista una detrazione fiscale del 50% distribuita in 10 anni per il costo totale dell'investimento mentre non è stato previsto alcun incentivo per l'energia termica prodotta a partire dal biogas poiché più complessa da contabilizzare qualora questo sistema venga installato in un contesto reale.

In Figura 4-40 sono riportati i risultati; come si può notare, il meccanismo di incentivazione permette un aumento del VAN anche del 200% e un dimezzamento del tempo di ritorno nell'investimento.

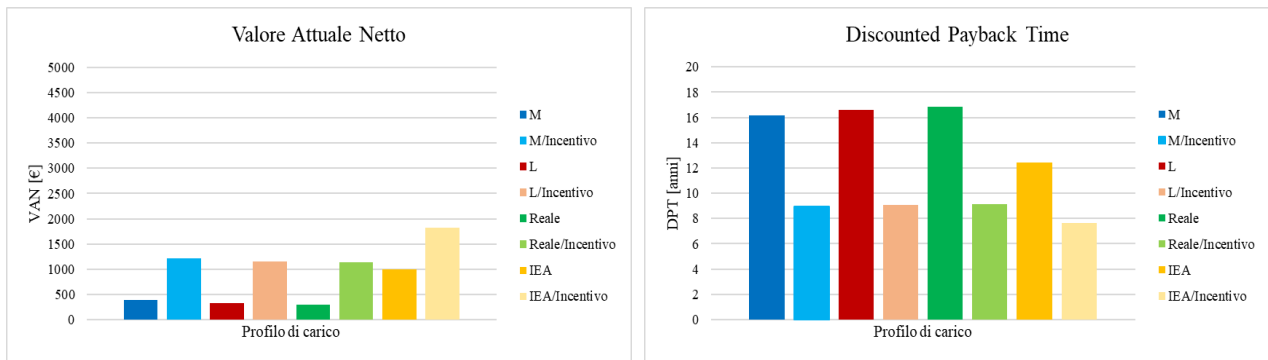


Figura 4-40: Confronto VAN (a sinistra) e DPT (a destra), sistema caldaia a biogas, scenario ottimale con e senza meccanismo incentivazione

4.3.9 Risultati simulazione Sistema 2: biodigestore + cogeneratore a biogas + pompa di calore per ACS

I risultati energetici delle simulazioni relative ai due scenari associati al Sistema 2 sono presentati in Figura 4-41.

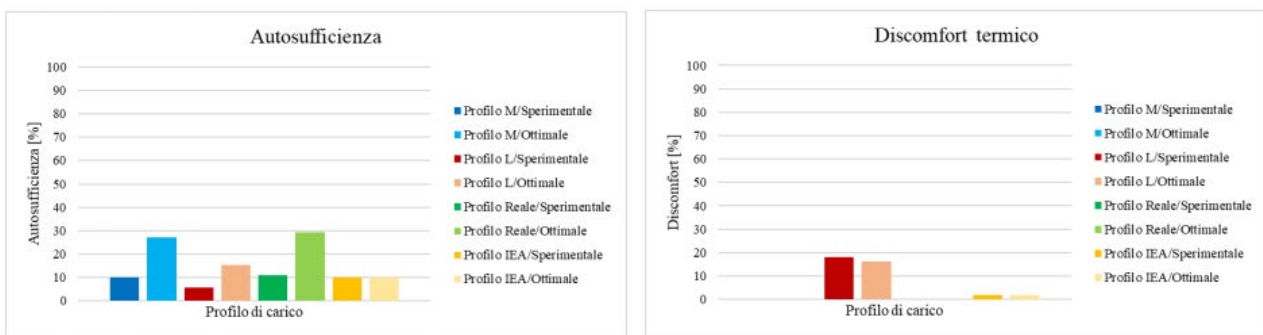


Figura 4-41: Autosufficienza (a sinistra) e discomfort (a destra), sistema cogenerativo a biogas

Come si può osservare dai risultati di Figura 4-41, anche in questo caso l'autosufficienza risulta molto bassa e i profili di carico che raggiungono una maggiore autosufficienza sono il profilo "M" e quello "Reale" poiché caratterizzati da un minore richiesta di ACS ma che comunque non superano in alcun caso il 30%.

I risultati mostrano anche la differenza sostanziale tra i due scenari, differenziati dalle ipotesi di efficienza di conversione del sistema cogenerativo: la resa media di conversione del biogas in energia termica (ACS) risulta infatti pari a 3,63 kWh/Sm³ per lo scenario che fa riferimento ai primi risultati sperimentali, a 8,32 kWh/Sm³ per lo scenario ottimale. Questo comporta elevate differenze in termini di autosufficienza fra i due scenari come ad esempio nel caso del profilo "Reale" dove si registra un passaggio dal 11% al 30%.

La soluzione analizzata potrebbe rappresentare un'alternativa nel caso in cui vi sia una stagionalità nella richiesta di ACS che si concentri nei mesi più caldi (mesi di maggiore produzione di biogas) cosa comunque effettivamente riscontrata nelle isole minori dato l'aumento della popolazione a causa della stagione turistica.

Si riportano di seguito alcuni grafici relativi alle principali grandezze fisiche simulate riferiti a tre giornate di inizio luglio e il confronto con una giornata tipo invernale di inizio gennaio.

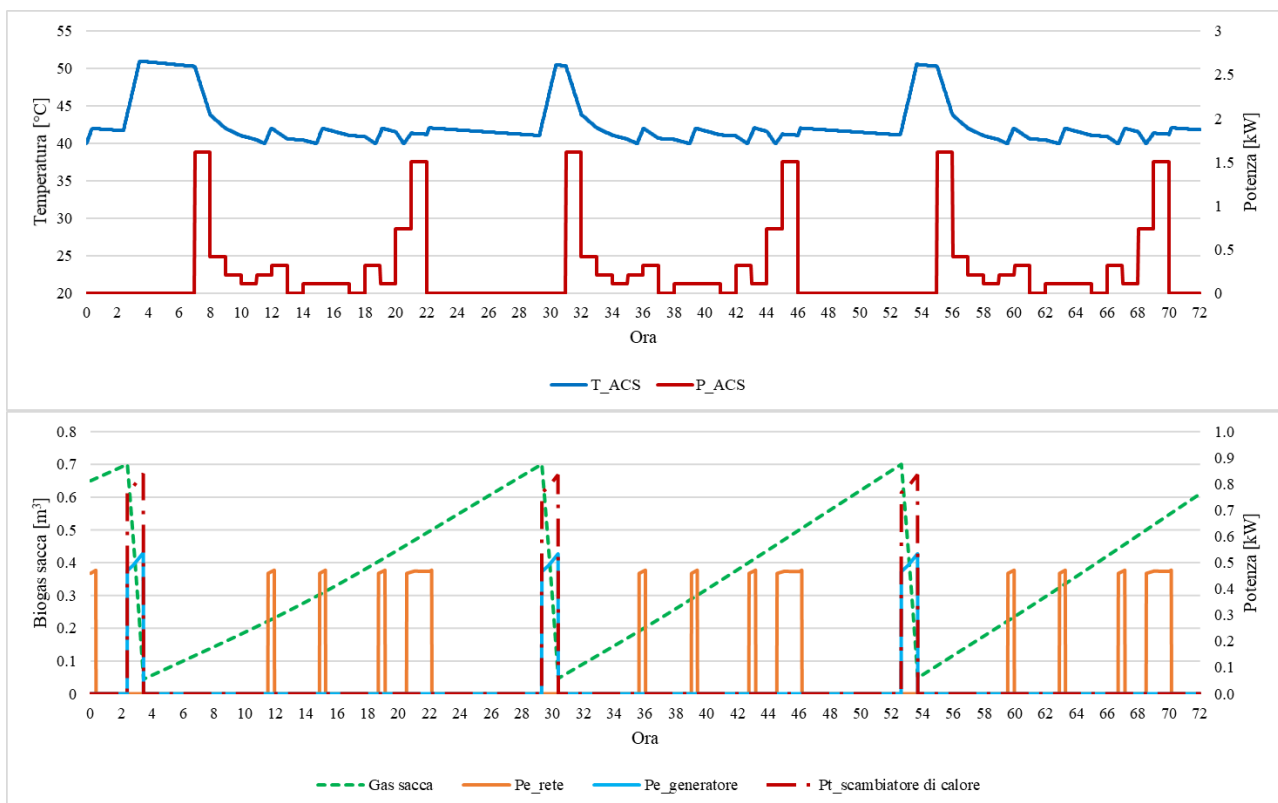


Figura 4-42: Scenario sistema micro cogenerativo sperimentale, profilo di carico “M”, giornata tipo estiva

In Figura 4-42 è riportato l’andamento delle principali grandezze fisiche simulate applicando il profilo di ACS “M” alla configurazione prevista per lo Scenario “Sperimentale”; in alto è riportato il grafico relativo all’andamento della temperatura dell’ACS all’interno dell’accumulo e la potenza termica richiesta durante i prelievi, in basso è riportato l’andamento del volume di gas contenuto nella sacca del biodigestore, la potenza elettrica erogata dal generatore e quella prelevata dalla rete e la potenza termica recuperata dallo scambiatore di calore fumi – acqua.

Come si evince dai grafici di cui sopra, la produzione di biogas durante il periodo estivo è massima e raggiunge valori di ca. 700 L al giorno; quando la sacca è piena il sistema di controllo avvia l’accensione del generatore elettrico (una volta al giorno) e quindi della PdC per convertire il biogas in energia termica (ACS).

Nonostante la massima produzione da biogas, durante l’arco della giornata è richiesta più volte l’accensione della PdC alimentata dalla rete per mantenere la temperatura dell’ACS entro i limiti di comfort, questo dunque determina, nel caso del profilo “M”, un’autosufficienza del 27%.

Diverso è il funzionamento nel caso dello “Scenario Ottimale” con utilizzo di sistemi più efficienti, i cui risultati sono riportati in Figura 4-43.

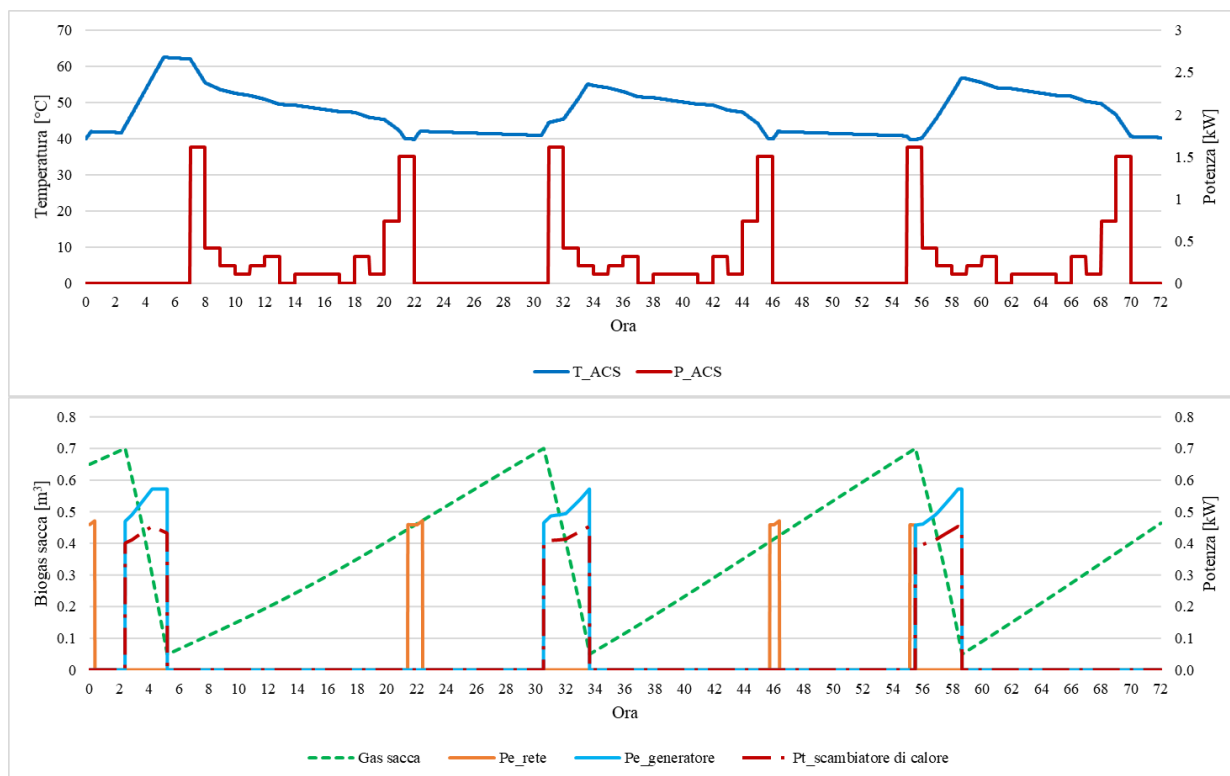


Figura 4-43: Scenario sistema micro cogenerativo ottimale, profilo di carico “M”, giornata tipo estiva

Come si può constatare dalla Figura 4-43, il maggior rendimento elettrico del generatore determina:

- i) una maggiore produzione di ACS utilizzando per un maggiore tempo il sistema microcogeneratore-pompa di calore
- ii) una diminuzione della potenza termica recuperata dallo scambiatore di calore in quanto, aumentando il rendimento elettrico è caduta meno energia ai fumi.

La minore richiesta di energia elettrica da rete si concretizza in un'autosufficienza **pari a circa 81%**.

Dalla Figura 4-44, si evince come anche nell'ipotesi di configurazione con componenti ad alto rendimento, per il profilo “L” l'autosufficienza durante le giornate estive non supera il valore del 44%.

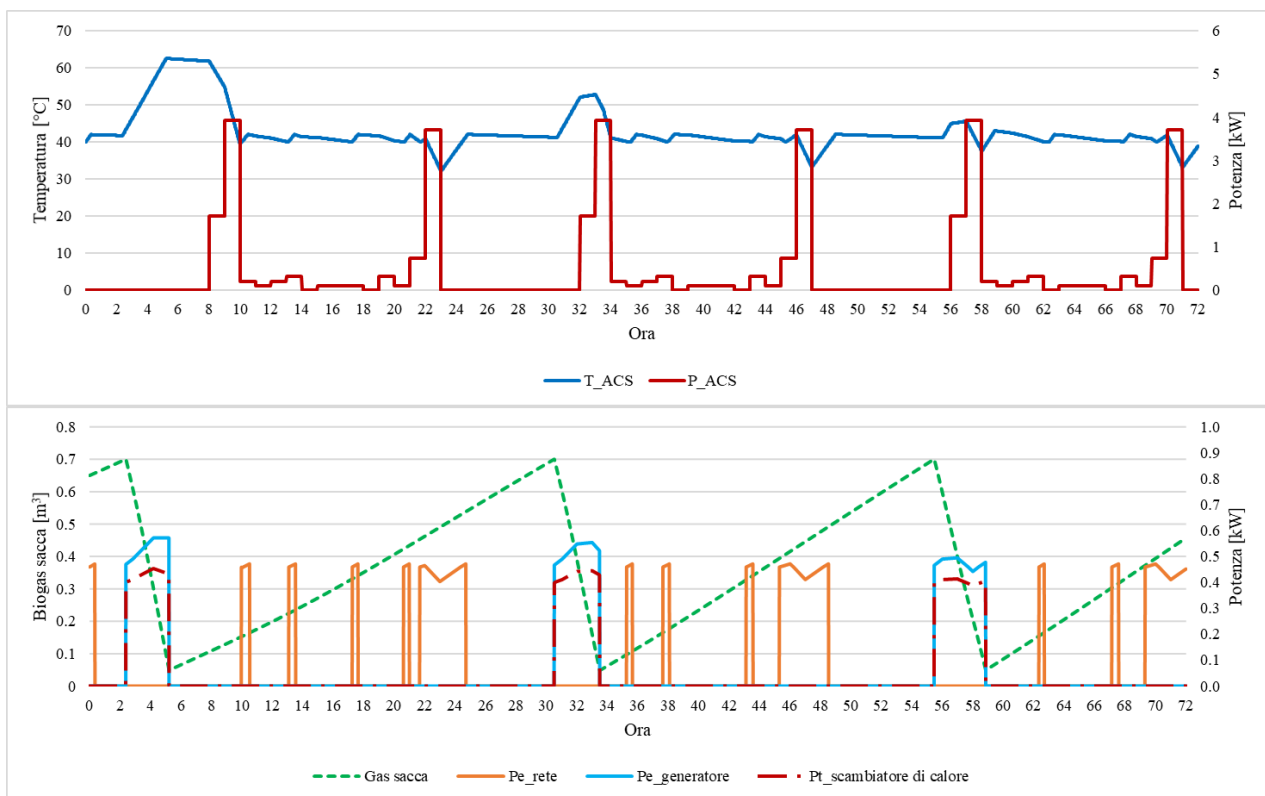


Figura 4-44: Scenario sistema micro cogenerativo ottimale, profilo di carico “L”, giornata tipo estiva

Si riporta di seguito l’analisi energetica relativa alla simulazione dello scenario ottimale nel caso in cui vi sia un utilizzo del sistema solo nei mesi estivi. Questo, come precedentemente accennato, è possibile considerarlo poiché, grazie al turismo, si registra un notevole aumento della popolazione nelle isole minori durante tale periodo.

Nello specifico è stato considerato come periodo di funzionamento quello che va dal 15 giugno al 30 settembre.

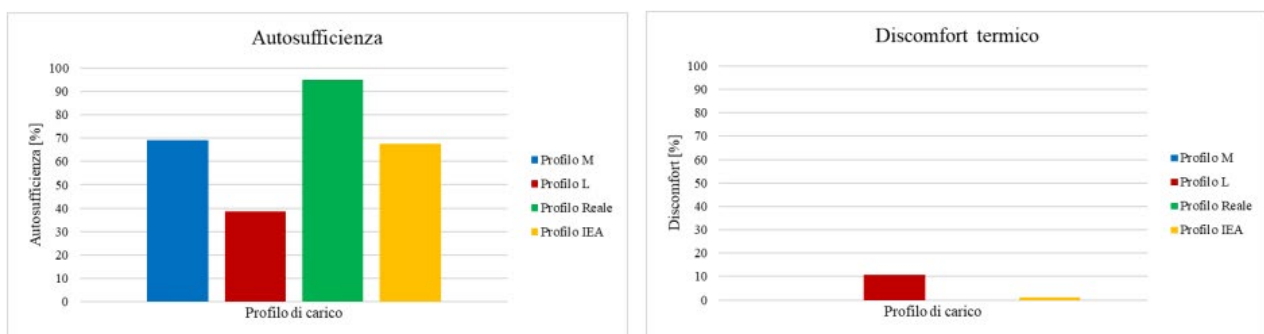


Figura 4-45: Autosufficienza (a sinistra), discomfort (a destra), sistema micro cogenerativo a biogas, scenario ottimale con funzionamento stagionale

Come si evince dalla Figura 4-45 l’utilizzo del sistema durante il solo periodo estivo permette un drastico aumento dell’autosufficienza; in particolare per il profilo di carico “Reale” si raggiunge una autosufficienza prossima al 100%.

Si riporta di seguito l’analisi economica del Sistema 2 con il calcolo del VAN e il tempo di ritorno associato alla simulazione annuale dei due scenari; i due indici economici sono valutati rispetto allo scenario base che prevede l’utilizzo dello scaldacqua elettrico tradizionale per la produzione di acqua calda sanitaria.

I risultati dell’analisi economica sono riportati in Figura 4-46.

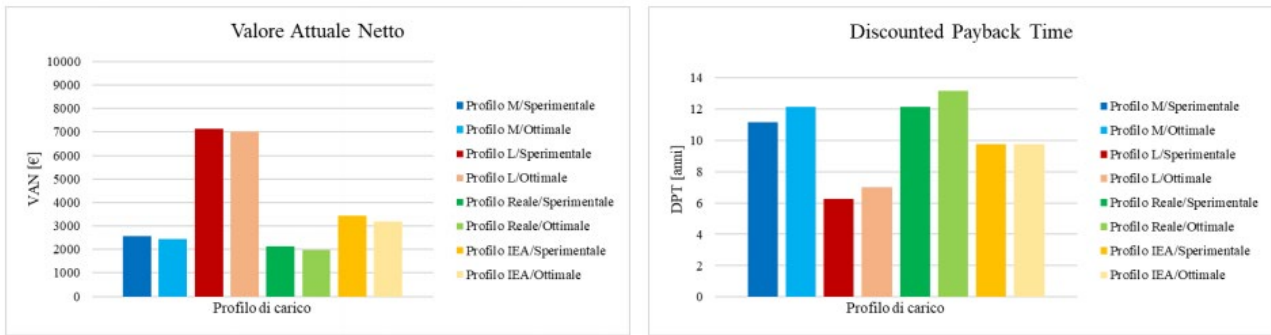


Figura 4-46: VAN (a sinistra), DPT (a destra), sistema cogenerativo a biogas

Si può notare come in tutti i casi il VAN sia sempre positivo, comportando la convenienza economica del sistema rispetto all'utilizzo dello scaldacqua elettrico tradizionale. Appare comunque che l'analisi dipenda in maniera preponderante dal fabbisogno di acqua calda: il maggiore valore del VAN e i minori tempi di ritorno si hanno nel caso del profilo "L", caratterizzato da consumi elevati. Questo si spiega principalmente con il fatto che l'elemento che rende conveniente il Sistema 2 è fondamentalmente la capacità di produrre ACS ad elevata efficienza, grazie al contributo della pompa di calore. Questo permette un risparmio importante in fase di utilizzo e che è tanto maggiore quanto più alto è il consumo di acqua calda.

Gli indici economici chiaramente migliorano in presenza di un meccanismo di incentivazione, ipotizzato pari al 50% dei costi di investimento, portando al dimezzamento del tempo di ritorno dell'investimento e a un sensibile aumento del VAN.

5 Caratterizzazione degli scarti organici

Come descritto all'interno del paragrafo 3.4.2 del report 2019 (RdS/PTR2019/055), al fine di mettere in campo iniziative volte ad ottimizzare il servizio di raccolta e gestione dei rifiuti, compresi sistemi innovativi per la valorizzazione della biomassa, si è reso necessario conoscere la composizione merceologica dei rifiuti prodotti.

Le prime informazioni sono state ricavate da un'indagine condotta dall'AMIA nel 1995 sui rifiuti di un campione di comuni siciliani, i cui risultati si sono mostrati allineati a quanto incluso il Rapporto Rifiuti Urbani 2019 prodotto dal Centro Nazionale dei Rifiuti e dell'Economia Circolare dell'ISPRA [12]. A livello nazionale, il 35% circa dei rifiuti annualmente prodotti è rappresentato dalla frazione organica (umido e verde), costituita dai rifiuti biodegradabili da cucine e mense e dalla manutenzione di giardini e parchi; questo valore arriva al 39,9% per le regioni del Sud (valori media 2008-2018).

Sia per il Comune di Lampedusa e Linosa che per quello di Favignana è stato possibile realizzare una stima del totale dei rifiuti disponibili per il recupero attraverso produzione di biogas e valorizzazione dello stesso per la copertura dei fabbisogni energetici. In particolare, a partire dai dati 2018, è stata valutata una produzione di frazione umida (31% della raccolta differenziata, esclusa la componente verde), corrispondenti a circa 270 kg/abitate*anno, con un andamento annuale di disponibilità riconducibile ai noti flussi turistici stagionali.

È necessario sottolineare che i valori descritti si riferiscono alla produzione di rifiuti (disponibilità quindi potenziale) e non ai quantitativi legati al reale conferimento, che diminuiscono drasticamente (arrivando a 120 o 80 kg/abitate*anno per le diverse scale territoriali), considerando sistemi di gestione che permettono di raggiungere percentuali di raccolta differenziata che si differenziano molto su scala locale, con un valore medio per la regione Sicilia del 29,53% per il 2018 [13]. In riferimento al Comune di Lampedusa e Linosa, la raccolta dei rifiuti è effettuata porta a porta nel centro storico per il secco residuo, mentre con l'utilizzo di cassonetti stradali nelle altre zone del centro urbano e periferie per il secco residuo e le frazioni riciclabili (carta, vetro, plastica, lattine); la totalità del rifiuto organico finisce nel secco residuo e non è noto il numero di famiglie che praticano il compostaggio domestico. Nel Comune di Favignana è attivo dal 2019 un servizio di raccolta differenziata porta a porta dei rifiuti che, in riferimento all'umido, permette di intercettare scarti di cucina, avanzi, ecc. (organico umido), separatamente dagli sfalci e scarti vegetali da giardino (organico verde), che sono ritirati a chiamata. Con riferimento al sistema regionale occorre infine evidenziare che in Sicilia il quadro impiantistico è molto carente o del tutto inadeguato e i rifiuti urbani smaltiti in discarica rappresentano il 69% del totale dei rifiuti prodotti (11 impianti, 1.582.000 tonnellate, 316 kg/abitate*anno, 2018). Sono ad oggi operativi 20 impianti di trattamento biologico dei rifiuti che gestiscono il 4,2 % dei rifiuti totali: 19 sono impianti di compostaggio che trattano 364.099 tonnellate; un solo impianto integrato anaerobico-aerobico di rifiuti (1.800 tonnellate) presente nella provincia di Palermo a Ciminna. Al trattamento meccanico biologico aerobico (TMB) sono avviate, nell'anno 2018, 1.588.322 tonnellate di rifiuti, trattati da 9 impianti di cui 1.469.794 di rifiuti indifferenziati (Figura 5-1). L'attuazione dell'economia circolare obbligherà a ridurre la produzione di rifiuti, a riciclare, entro il 2030, almeno il 65% dei rifiuti urbani e a ridurre, entro il 2035, lo smaltimento in discarica a non più del 10% dei rifiuti prodotti. Tutto ciò renderà necessario realizzare un sistema di gestione che sia in grado di garantire il raggiungimento di questi obiettivi [13].

Indipendentemente dal sistema di raccolta e gestione operante nella singola realtà territoriale, ai fini di una valorizzazione energetica della biomassa secondo i sistemi di generazione distribuita ipotizzati (produzione di biogas con "biodigestori di comunità" e produzione combinata di energia elettrica e calore), si rende necessaria l'introduzione di apposite misure correttive a livello locale che rendano il sistema efficiente, oltre ad un raccordo opportuno con la pianificazione regionale in materia di gestione dei rifiuti. Tra queste rientrano, ad esempio: variazione del sistema di raccolta (frazioni di RD, raccolta differenziata dell'umido e/o della frazione verde); possibilità di modificare e riprogettare i servizi di raccolta; definizione dell'estensione territoriale per le aree di approvvigionamento e consumo, anche in riferimento alla relative variabilità stagionale, verso target di secondo livello (ossia utenze domestiche "collettive"); linee guida sulla tipologia di scarto organico da valorizzare; specifiche campagne di formazione/informazione degli utenti.



Figura 5-1. Localizzazione degli impianti di trattamento dei rifiuti urbani, anno 2018 [13]

5.1 Caratterizzazione della frazione organica derivante da raccolta differenziata

Mentre la disponibilità di materiale influisce sulla quota di copertura del fabbisogno e il punto di equilibrio può essere raggiunto definendo gli opportuni confini della comunità energetica, la composizione del rifiuto di partenza ha un impatto elevato sulla quantità e qualità di biogas prodotto. La frazione organica dei rifiuti urbani utile a produrre biogas include gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani. Tale frazione presenta un alto grado di umidità, superiore al 65%, che la rende particolarmente adatte alla fermentazione anaerobica. Può presentare però caratteristiche fortemente disomogenee che variano in funzione della percentuale di frazione erbacea e legnosa presente, dell'area geografica, della stagionalità e della tipologia di utenza.

La qualità della frazione organica separata alla fonte tramite raccolta differenziata può essere valutata tramite sistemi di monitoraggio applicati ai rifiuti raccolti su un determinato territorio e conferiti, ad esempio, agli impianti di compostaggio. Questa viene definita sulla base dell'incidenza dei *materiali non compostabili* sul totale; un esempio di classificazione è la seguente [14]:

- materiale non compostabile (MNC) < 5%, organico di buona qualità;
- 5% < MNC < 10% organico di media qualità;
- MNC > 10% organico di scarsa qualità.

Al fine di garantire il monitoraggio dell'incidenza dei materiali non compostabili nel rifiuto organico raccolto in ciascun comune, i gestori degli impianti di trattamento hanno l'obbligo di effettuare analisi merceologiche (esempio in Figura 5-2), con frequenza nell'anno variabile in base al bacino di utenza (numero di abitanti) e alla tipologia di impianto di trattamento a cui i rifiuti sono destinati. Si fa in particolare riferimento al rifiuto CER 20 01 08 "rifiuti biodegradabili di cucine e mense", cioè la frazione organica umida che comprende gli scarti della cucina e della tavola (frutta, verdura, carne, pesce, pane, uova, formaggi, dolci, fondi di caffè, bustine del tè ecc.) e alcuni scarti del giardino (erba, foglie, fiori, rametti molto piccoli, cenere di legna spenta ecc.). La parte verde comprendente le grosse potature, gli sfalci e gli scarti del giardino, identificata con il codice CER 20 02 01 "rifiuti biodegradabili", è invece oggetto di raccolta secondo modalità differenziate.

Le analisi merceologiche permettono di identificare e quantificare le frazioni compostabili (organico putrescibile, carta e cartone, verde, legno, oggetti in materiali compostabili, sacchetti di conferimento in plastica biodegradabile) da quelle non compostabili, che includono ad esempio: vetro, altri inserti, alluminio, altri metalli, tessili sanitari (pannolini), tessuti e abbigliamento, plastica (imballaggio o altra plastica), carta non compostabile, sacchetti non biodegradabili, poliaccoppiati e Tetrapak, RAEE, farmaci e altri pericolosi.

Analisi effettuate sulla frazione organica raccolta presso mense hanno permesso di mettere in evidenza una matrice particolarmente ricca in residui alimentari quali pane e pasta, che tendono a far aumentare il contenuto in secco del rifiuto. Frazioni organiche raccolte da mercati ortofrutticoli risultano invece particolarmente ricche di scarti vegetali ad alto contenuto d'acqua, con conseguente tenore medio in secco di questa frazione che spesso non raggiunge il 10%. Le caratteristiche della frazione organica derivante da raccolta differenziata, intesa come miscela di grandi utenze o di rifiuti domestici, può essere quindi molto

variabile, in relazione al peso relativo della componente di residui di cucina ed ortofrutticoli. Mediamente la frazione organica presenta un intervallo caratteristico di tenore in secco che va dal 10% (tipico dei rifiuti mercatali) fino al 20-25%, tipico dei rifiuti di mensa. La percentuale in solidi totali volatili (i.e. la frazione organica dei solidi totali, indicativa del contenuto di sostanza organica potenzialmente trasformabile in biogas) rimane pressoché costante, indipendentemente dalla composizione merceologica, intorno al 85-90% dei solidi totali (i.e. somma della frazione organica e di quella inerte del substrato); analogamente, per i nutrienti si riscontrano valori del 2-3%. In relazione all'influenza derivante dalla stagionalità sul substrato, specifiche indagini hanno permesso di evidenziare che non sembra influire in modo determinante sulle caratteristiche specifiche (per kg) del substrato, che rimangono su valori contenuti in intervalli relativamente ristretti [15].



Figura 5-2. Materiale analizzato attraverso quartatura e suddivisione in frazioni merceologiche

Dato il grado di purezza merceologica (96-98% per sistema domiciliare classico, 90-97% per doppio contenitore stradale), la frazione organica derivante da raccolta differenziata – costituita dagli scarti organici derivanti dalla preparazione dei cibi e dai resti dei pasti, sia domestici che da utenze collettive – può essere considerata come di seguito descritto.

- Un aspetto visivo variabile a causa di differenti preferenze e abitudini alimentari (legate ad esempio all'età o alla dimensione del nucleo familiare), oltre a un diverso approccio nei confronti della gestione dei rifiuti, al punto che all'interno di una singola strada o di un condominio la composizione e il peso dei rifiuti raccolti da ogni nucleo familiare possono essere molto diversi tra loro. Queste differenze risultano ancor più evidenti se si confrontano campioni derivanti da aree geografiche con diverse tradizioni sul cibo, materie prime o livelli di benessere. Uno studio condotto per caratterizzare i rifiuti alimentari del Regno Unito, separati alla fonte e destinati alla produzione di biogas, ha valutato una serie di schemi con raccolte settimanali, evidenziando differenze sui dati di raccolta giornalieri che, su un periodo di 3 settimane, hanno raggiunto una certa stabilità (Figura 5-3); relativamente poco variabilità è stata osservata in studi effettuati in diverse stagioni.
- Parametri chimici (tra cui il contenuto di umidità, il contenuto di solidi totali TS, il contenuto di solidi totali volatili VS, quest'ultimo noto anche come sostanza secca organica) e composizione biochimica (proteine, lipidi, carboidrati e fibre) variabili in relazione all'origine geografica, ma anche rispetto alla dimensione del campione, alle metodologie utilizzate e alla presentazione dei risultati. Sono state rilevate differenze significative tra la frazione organica del rifiuto solido urbano e i rifiuti alimentari raccolti con il verde o quelli derivanti da mense/ristoranti; ma i dati disponibili mostrano poche differenze sullo scarto alimentare separato alla fonte nei tre scenari citati. Questo è dovuto al fatto che il cibo è coltivato e preparato per soddisfare le esigenze alimentari dell'uomo, che si basano sull'assunzione giornaliera di proteine, grassi, carboidrati, fibre e liquidi; ciò che può variare è l'origine specifica di un dato gruppo (es. carboidrati da patate o pasta)[16]. Una review realizzata sugli studi pubblicati nel periodo 2010-2017 ha permesso di evidenziare il rapporto tra la variazione delle caratteristiche dei rifiuti alimentari, in termini di proprietà fisiche e biochimiche, e i parametri operativi della digestione anaerobica, fino ad influenzare l'efficienza di alcuni metodi per migliorare la produzione di biogas; non sono invece incluse correlazioni con abitudini alimentari, gestione dei rifiuti e tecniche di raccolta. In particolare negli scarti alimentari il

TS si attesta intorno al 10-30%, mentre il rapporto VS/TS è sempre superiore a 90, ad indicare la loro elevata biodegradabilità; maggiori variazioni si rilevano in termini di carboidrati 11,8-74%, proteine 13,8-18,1% e lipidi 3,78-33,72%. Le ridotte informazioni chimiche sugli elementi che compongono la frazione organica (carboidrati, proteine, lipidi) non permettono ad oggi di avere chiare indicazioni circa effetti produzione di biogas; lo studio ha mostrato che un leggero aumento dei lipidi può aumentare la produzione di biogas, a condizione che la degradazione dei lipidi non inibisca la degradazione dei carboidrati e delle proteine [17]. In riferimento agli scarti alimentari prodotti in ambiente domestico o in un ristorante (intesi come le parti non commestibili e il cibo non mangiato, come i rifiuti dei piatti), un recente studio riporta le seguenti caratteristiche medie: TS 4,0–41,5%; VS/TS 88,7–95,1; rapporto C/N 11,4–36,4; pH 3,3–5,7; potenziale produzione di metano pari a 0,46–0,53 m³kg⁻¹VS [18]. I dati chimici e biochimici medi degli scarti alimentari nel contesto europeo, utili stime e modellazioni, sono riportati in Tabella 5.1.

- Facilmente biodegradabile, consentendo di ottenere un potenziale metanigeno (Biochemical Methane Potential BMP) elevato e prossimo al limite superiore determinato sulla base della composizione del substrato. Per lo scarto alimentare è stato rilevato un valore di BMP compreso nel range 0,27–0,642 m³kg⁻¹VS, che può essere ulteriormente incrementato fino a 1,2 m³kg⁻¹VS grazie ad un pretrattamento termico sotto certe condizioni di temperatura e durata (che se non rispettate possono portare alla formazione di composti inibitori e ad una conseguente minore biodegradabilità); il BMP diventa 0,272–0,859 m³kg⁻¹VS per la co-digestione dei rifiuti alimentari con altri substrati [17]. Il valore di BMP medio in Europa è compreso nel range 0,42–0,47 m³kg⁻¹VS [16].
- Una elevata fermentescibilità unita ad una ridotta capacità strutturante, caratteristiche che ne richiedono un veloce avvio a trattamento per evitare problemi riconducibili alle emissioni odorogene causati dall'innescarsi di fenomeni putrefattivi [16, 19].

Maggiori informazioni circa le caratteristiche dei rifiuti organici legate a variabilità geografica o stagionale, procedure di cottura e modelli di consumo, il processo biologico e le reazioni biochimiche coinvolte nel processo di digestione anaerobica, i parametri di controllo e la classificazione del processo, oltre alle possibili azioni per incrementare la produzione di metano (es. pretrattamenti, codigestione) sono riportati in [20].

Al fine di ottimizzare i benefici derivanti dal processo di biodigestione potrebbero essere opportuni ulteriori approfondimenti circa le caratteristiche chimico-fisiche della frazione organica durante il periodo di un anno, in riferimento a contesti territoriali influenzati da significativi flussi turistici, come accade per molte delle isole non interconnesse alla rete elettrica.

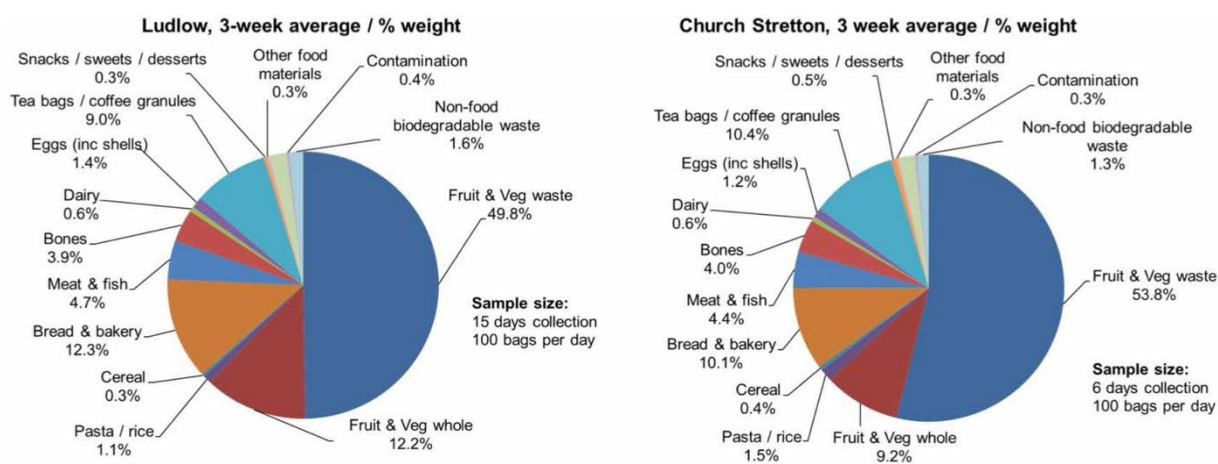


Figura 5-3. Composizione dei rifiuti alimentari da due schemi di raccolta nel Regno Unito, valori medi su 3 settimane di campionamento [16]

Tabella 5.1. Valori di riferimento per lo scarto alimentare nel contesto europeo [16]

Parameter	Unit	Typical value
TS	% fresh matter	24
VS	% fresh matter	22
TKN	g kg ⁻¹ fresh matter	7.4
Calorific Value (CV)	MJ kg ⁻¹ TS	22
Carbohydrates (starch and sugar)	g kg ⁻¹ VS	480
Lipids	g kg ⁻¹ VS	150
Crude proteins	g kg ⁻¹ VS	210
Hemi-cellulose	g kg ⁻¹ VS	70
Cellulose	g kg ⁻¹ VS	60
Lignin	g kg ⁻¹ VS	30
N	g kg ⁻¹ TS	31
P	g kg ⁻¹ TS	4
K	g kg ⁻¹ TS	13
C	% VS	52
H	% VS	6.9
O	% VS	38
N	% VS	3.4
S	% VS	0.3

5.2 Ottimizzazione del processo di digestione

Al fine di ottimizzare i processi di digestione anaerobica su scala domestica o di quartiere (utenze domestiche “collettive”) si rende necessario agire sui parametri di gestione del biodigestore, di stabilità del processo (es. pH, temperatura, contenuto di carbonio e azoto e il loro rapporto C/N, concentrazione di acidi grassi volatili, alcalinità e il loro rapporto, inoculazione del substrato, produzione e composizione percentuale del biogas, tempo di ritenzione, carico organico) e su delicati equilibri microbiologici che possono essere influenzati dalla composizione della biomassa di partenza, la cui eterogeneità determina una composizione variabile del biogas, con influenze sul contenuto in metano e il relativo potere calorifico. Una diminuzione nella produzione complessiva di biogas ed un aumento nella percentuale di CO₂ possono indicare fenomeni di inibizione a danno della componente metanigena dovuti, ad esempio, all’eccessiva presenza di acidi grassi volatili.

Azioni dirette possono avere carattere quantitativo e/o qualitativo, essendo necessario escludere non solo la frazione non compostabile, ma anche altre componenti che rallenterebbero il progetto di degradazione dei residui organici (sostanze potenzialmente inibenti). Se da un lato infatti la biomassa deve essere sufficientemente ricca di acqua e carbonio organico disponibile per la fermentazione, come accade per la frazione umida dei rifiuti, questa non deve contenere sostanze capaci di inibire i microrganismi. I parametri che possono influenzare negativamente l’intero processo di digestione anaerobica sono rappresentati dal substrato stesso e da eventuali elementi inibenti quali metalli pesanti, sali, azoto ammoniacale (NH₄⁺), residui di pesticidi e prodotti farmaceutici, detersivi e disinfettanti, solventi, inibitori da trattamenti chimici per la conservazione di cibi, ecc. [15].

La velocità di degradazione rappresenta uno dei parametri più importanti nel dimensionamento della volumetria dei digestori e/o nella scelta delle tecnologie impiantistiche: gli acidi organici e gli zuccheri semplici si degradano rapidamente, mentre gli aminoacidi, le frazioni fibrose e i lipidi richiedono tempi più lunghi. In molti processi, ad esempio, è sconsigliata la digestione di scarti alimentari assieme a materiale lignocellulosico, in quanto i batteri responsabili della fermentazione non riescono facilmente a far avvenire la prima fase del processo (idrolisi) in condizioni anaerobiche. Occorre inoltre monitorare efficacemente il valore del pH durante le fasi del processo, così da evitare l’accumulo di acidi grassi volatili (AGV), la cui concentrazione (acido acetico su volume di materiale) aumenta nel corso della degradazione della sostanza organica facilmente biodegradabile contenuta nella frazione organica dei rifiuti solidi urbani, nella acidogenesi in particolare. Gli AGV determinano una acidificazione irreversibile del substrato, con conseguente inibizione della processo di biometanazione [21]. Questo è conseguenza della composizione dei

rifiuti alimentari, e della frazione proteica particolarmente ricca di azoto che in fase di digestione viene degradata in ammoniaca; questo fornisce un nutriente essenziale per la crescita dei microrganismi, ma a concentrazioni più elevate è anche inibitorio. Le soglie di inibizione variano a seconda di una serie di fattori, tra cui il tipo di organismo (i batteri acetoclastici sono più sensibili) e le condizioni del digestore: grazie all'integrazione selettiva di microelementi è possibile promuovere una comunità microbica più resistente che determini una metanogenesi attraverso batteri idrogenotrofi [16].

5.2.1 Trattamenti della matrice organica

Con lo scopo di separare e ripulire il materiale da contaminanti si possono rendere necessari specifici pre-trattamenti della matrice organica da inserire nel biodigestore [22]. Questi consistono in:

- apertura dei sacchetti e controllo del materiale conferito (nel caso di un sistema collettivo);
- separazione della frazione organica dagli altri componenti non biodegradabili o inerti, che possono influire negativamente sui processi a valle o sulla qualità del biogas e del digestato, es. metalli, plastica, sabbie, ossa, lische di pesce, elementi in legno ecc.;
- omogeneizzazione del materiale, compreso un possibile trattamento meccanico di riduzione delle dimensioni delle particelle (così da aumentare la superficie specifica a disposizione dei batteri, con un conseguente aumento della resa in biogas) e conversione in un liquame utilizzando pompe trituratrici e digestato riciclato.

Questo consente di evitare ulteriori processi meccanici/termici ad alta intensità energetica o l'applicazione di metodi chimici/biochimici per dissolvere componenti non biodegradabili o che rallentano le reazioni, con il rischio di effetti negativi per la formazione di composti refrattari/tossici e la rimozione di materiale organico (es. trattamento termico che in substrati contenenti proteine e carboidrati può portare alla formazione di melanoidine)[16]. In alternativa la frazione organica potrebbe essere pretrattata attraverso una macchina spremitrice che la separa la frazione liquida da quella residua, costituita da materiali inerti quali plastica o legno.

5.2.2 Considerazioni sul conferimento

Studi condotti su diversi sistemi di raccolta e trattamento degli scarti alimentari in Europa, analizzati considerando il consumo di carburante e altri fattori come base per la valutazione dell'impronta energetica, insieme ad altri strumenti di modellazione e analisi di ciclo di vita (LCA), hanno permesso di evidenziare come per la digestione anaerobica dei rifiuti alimentari le caratteristiche più importanti del sistema di raccolta sono rappresentate da chiare indicazioni qualitative e quantitative di cosa è consentito conferire e il tipo di contenitore utilizzato per la raccolta: piccoli contenitori tendono ad avere un grado di contaminazione molto basso, che può ridurre al minimo le esigenze di pre- e post-trattamento e il relativo fabbisogno energetico associato [16].

Al fine di fronteggiare le problematiche legate alla produzione di scarti alimentari sono state indagate possibili azioni correttive da mettere in campo per trasformare i suddetti da rifiuti a risorse, anche attraverso il coinvolgimento diretto degli utenti con l'adozione di minime misure comportamentali. Un esempio è costituito dal sistema proposto ad Hong Kong, dove gli scarti alimentari sono separati alla fonte dagli altri rifiuti solidi urbani (diversi sacchetti), inviati congiuntamente alle stazioni di trasferimento e lì selezionati attraverso specifici sensori ottici per essere inviati a specifici impianti di trattamento come quelli di digestione anaerobica per la produzione di biogas [23]. È previsto nello specifico un sistema *wet* di digestione anaerobica mesofila con temperatura di 35 °C, capacità pari a 300 tonnellate al giorno, pretrattamento del materiale raccolto, tasso di produzione di biogas stimato in 125 m³ton⁻¹ di rifiuti alimentari e composizione del biogas con 62% di CH₄ e 32% di CO₂ in volume. Sono ipotizzati diversi scenari di utilizzo, i.e. produzione elettrica/cogenerazione, inserimento nella rete di distribuzione locale, combustibile per veicoli, valutati anche sotto il profilo dell'impatto ambientale sul ciclo di vita, secondo un approccio *bin-to-cradle*, evidenziando nei trasporti il settore con cui è possibile ottenere i maggiori vantaggi, anche in accordo con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di Hong Kong [24].

5.2.3 Considerazioni sulle condizioni operative

Molti sono stati gli studi condotti al fine di determinare le migliori condizioni operative per innescare processi di digestione anaerobica, in termini di temperatura, carico organico (*Organic Load Rate*, OLR), tempo di ritenzione e rapporto C/N.

La **quantità di materia organica** deve essere controllata durante tutto il processo, in modo da evitare un accumulo di acidi grassi volatili, derivanti dall'idrolisi, che determinano una riduzione del pH e il conseguente stress microbico. Il carico ottimale dipende fortemente dal tipo di substrato utilizzato e dalle dimensioni del digestore utilizzato e molti sono gli studi condotti in letteratura. In biodigestori che operano a temperature mesofile è stato operato un incremento progressivo del carico, a partire da valori inferiori a $2 \text{ kgVS m}^{-3} \text{giorno}^{-1}$ per i primi giorni di esercizio, fino a valori tipici di $3\text{-}5 \text{ kgVS m}^{-3} \text{giorno}^{-1}$. Con un contenuto sostanza solida volatile del 22%, un OLR finale di $5 \text{ kgVS m}^{-3} \text{giorno}^{-1}$ e un tempo di ritenzione è di circa 44 giorni è stato verificato come probabile il raggiungimento dell'80% o più del potenziale metanigeno [16]. È stata anche indagata la produzione di biogas da rifiuti solidi urbani e acque reflue domestiche attraverso digestione anaerobica in reattore batch a temperatura ambiente, determinando un carico ottimale di $2,9 \text{ kgVS m}^{-3} \text{giorno}^{-1}$, con una produzione massima di biogas di $0,36 \text{ m}^3 \text{kgVS}^{-1}$; in relazione allo scarto alimentare sono stati ottenuti, sotto condizioni mesofile, valori pari rispettivamente a $1,5 \text{ gVS L}^{-1} \text{giorno}^{-1}$ e 371 mL gVS^{-1} [25].

Il **tempo di ritenzione**, utile affinché il substrato sia soggetto a decomposizione fino alla metanogenesi (30 e 50 giorni per rifiuti organici), è influenzato dal tipo di microrganismi e dalla temperatura operativa: così un sistema termofilo avrà un tempo di ritenzione più breve, paragonabile a uno mesofilo, ma in ogni caso si dovrebbe conservare all'interno del digestore una quantità di microrganismi maggiore di quella rimossa con il digestato.

In riferimento al **rapporto C/N**, occorre infine osservare come sia molto importante mantenere una buona concentrazione di azoto durante tutto il processo di digestione, poiché l'azoto è un nutriente essenziale per la crescita e la moltiplicazione dei microrganismi (rapporto ottimale nella matrice in ingresso compreso nel range di 20 – 30). Durante l'idrolisi e la successiva acidigenesi si assiste alla produzione di ammoniaca come sottoprodotto secondario, che può accumularsi in concentrazioni ritenute tossiche e tali da influenzare la metanogenesi per: inibizione diretta dell'enzima di sintesi del metano; diffusione di molecole di ammoniaca che causano un cambiamento del pH [25].

Al fine di massimizzare la conversione delle sostanze organiche in metano ed evitare possibili problematiche legate ad esempio all'abbassamento del pH o all'accumularsi di acidi grassi volatili, sono state realizzate numerose campagne sperimentali legate alla *co-digestione* dei rifiuti alimentari con altri substrati (es. residui agricoli, letame animale e fanghi). La diluizione con un giusto quantitativo di acqua e l'inoculazione – ad esempio con reflui bovini e suini, fanghi digeriti o digestato liquido recuperato a valle del processo di digestione anaerobica – consentono di ottenere un alto valore di umidità (circa 95%), una digestione di tipo *wet* (i.e. tenore in solidi totali inferiore al 10%) e i seguenti effetti: la diluizione dei picchi di concentrazione di substrato; l'aumento del valore inizialmente acido del pH (altrimenti determinato con l'aggiunta di basi forti al mezzo, come idrossido di sodio); corretto bilanciamento tra carica batterica e carico organico; una degradazione regolare e continua del substrato [21]. Nel caso di una miscela di rifiuti alimentari e di acque reflue domestiche è stata riscontrata una prestazione costante e stabile, con una strategia di alimentazione intermittente (turni di 48 ore) che ha diminuito l'adsorbimento degli acidi grassi a catena lunga e aumentato la metanizzazione rispetto alla modalità continua [26]. In condizioni di carico organico elevato risulta efficace l'integrazione di azoto e di microelementi: il letame animale agisce fornendo N e microelementi per superare l'inibizione del processo legata agli acidi grassi volatili, mentre il verde non facilmente degradabile impedisce fenomeni di accumulo acido legati ad rapida degradazione dello scarto organico [17].

L'attenzione si è inoltre concentrata sull'**integrazione di microelementi** durante i processi di digestione, con specifico riferimento agli effetti inibitori/stimolatori di elementi come Ni, Co, Fe e Se, i cui valori minimi di riferimento sono riportati in Tabella 5.2 [16]. L'aggiunta di microelementi dovrebbe essere ridotta al minimo, a causa di possibili problematiche di natura ambientale (dispersione nei terreni agricoli) che per aspetti legati ai costi. Molte sono le ricerche in corso per comprendere la complessa interazione esistente tra i diversi gruppi microbici, la biodisponibilità, il tasso di carico organico applicato. Un esempio è lo studio condotto

sull'integrazione del rame come CuCl_2 per migliorare la conversione di sostanze organiche presenti in una miscela di rifiuti alimentari e acque reflue domestiche (alimentazione intermittente, tempo di ritenzione idraulica di 10 giorni in condizioni mesofile $35\text{ }^\circ\text{C}$), evidenziando gli effetti positivi a certe concentrazioni (10 mg/L Cu^{2+}) [26].

Tabella 5.2. Concentrazioni minime raccomandate di microelementi [16]

Metal	Amount for addition to feedstock in g m^{-3}
Selenium (Se)	0.2
Cobalt (Co)	0.35
Nickel (Ni) ^a	1.0
Molybdenum (Mo) ^a	0.2
Iron (Fe) ^a	10.0
Tungsten (W) ^a	0.2
^a Generally present in sufficient quantities in food waste	

Numerose sono inoltre le sperimentazioni condotte sulla produzione di biogas attraverso **digestione anaerobica di specifiche matrici**, spesso legate al contesto territoriale sotto il profilo agricolo o della produzione agro-alimentare, così da intercettarne i relativi sottoprodotti in input per il sistema. In ambiente controllato su piccola scala (50 dm^3) sono state eseguite prove a partire da letame suino, fonte potenziale di inquinamento ambientale, e residui di distillazione della frutta (vinacce di frutta) per la produzione di alcol in distilleria. Prove eseguite in condizioni mesofile con percentuali variabili dei due elementi, per un tempo di ritenzione di 43 giorni e diversi set di caricamento della sostanza organica, hanno permesso di verificare, attraverso il monitoraggio continuo della quantità e della composizione del biogas prodotto, che:

- i residui della distillazione hanno un pH acido e possono essere applicati solo in quantità e condizioni limitate (inferiori al 50%, condizioni in cui il sistema è diventato acido);
- la presenza dei suddetti residui per una percentuale compresa tra il 25% e il 50% determina una produzione ottimale di biogas, sia in quantità che in contenuto di metano [27].

Al fine di indagare l'influenza delle diverse condizioni al contorno ed operative in sistemi di digestione anaerobica è stato condotto uno studio sperimentale in un reattore batch a $37\text{ }^\circ\text{C}$, con un carico organico (prodotto durante la preparazione del cibo e lo scarto nei piatti, monitorato presso la Pontificia Università Cattolica di Rio de Janeiro) pari a $5, 10$ e $20\text{ gVSL}^{-1}\text{giorno}^{-1}$ per 21 giorni. I risultati delle prove e un database costruito sui dati presenti in letteratura (205 condizioni sperimentali in 53 pubblicazioni) sono stati utilizzati per sviluppare un modello numerico basato su *reti neurali artificiali*. L'obiettivo è stato quello di ottenere come output la produzione di biogas, con i relativi vantaggi in termini di monitoraggio e controllo delle prestazioni del processo, sulla base di una serie di variabili in input: tipologia di rifiuti (alimentare, ortofruttili, miscele in co-digestione), tipo reattore/alimentazione, solidi volatili, pH, carico, tempo di ritenzione idraulica, temperatura e volume del reattore (sono escluse dall'analisi le caratteristiche dell'inoculo, il rapporto C/N e i nutrienti) [18].

Considerati i diversi livelli di indagine legati alla produzione di biogas da rifiuti alimentari, per consentire il confronto dei sistemi dal punto di vista dell'impatto ambientale, energetico ed economico sono stati proposti degli **indicatori di performance** (*Key Performance Indicator*, KPI): l'utilizzo e la degradazione della biomassa, la mitigazione del cambiamento climatico, il bilancio energetico, il ricircolo dei nutrienti (azoto, fosforo, azoto ammoniacale) e i costi; il suddetto metodo è stato applicato per indagare le possibili alternative riguardanti l'approvvigionamento di calore dell'impianto di biogas (digestione *wet*, condizioni mesofile, 4 Mm^3 biogas) [28].

5.2.4 Digestione anaerobica: prospettive e applicazioni in differenti contesti territoriali

Sono state indagate sotto il profilo tecnico, economico ed ambientale le prestazioni di progetti pilota per la produzione di biogas (200-500 tonnellate al giorno) – inclusi i problemi operativi riscontrati nella gestione

degli stessi – in tre diverse regioni della Cina, dove oltre il 50% dei rifiuti prodotti è costituita da scarti alimentari da cucina e solo una piccola parte subisce trattamenti biologici, al fine di definire specifiche raccomandazioni per una pianificazione nazionale degli interventi. In risposta alle crescenti questioni ambientali, la Cina ha infatti implementato una serie di politiche e leggi che promuovono l'uso completo dei rifiuti alimentari dei ristoranti attraverso 242 progetti pilota, di cui il 74% è costituito da sistemi di digestione anaerobica [29]. Se da un lato indagini dirette sul campo hanno permesso di evidenziare un elevato potenziale per la produzione di biogas dagli scarti alimentari, dall'altro emergono importanti punti di debolezza, rappresentati ad esempio da un sistema di raccolta e trasporto ad oggi insufficiente e difficoltà tecniche di gestione (es. sottoprodotti) [30].

Considerazioni simili si ritrovano anche in indagini condotte per valutare come il biogas possa contribuire a un percorso di transizione verso la **decarbonizzazione di un intero Paese**, come ad esempio l'Indonesia, attraverso il coinvolgimento di stakeholder e decisori politici. In particolare tra le raccomandazioni formulate, oltre ad aspetti tecnologici, economici e di conoscenza dei benefici, è posta l'attenzione sulla volatilità nell'approvvigionamento di biogas, causata dall'insufficienza di materie prime e dalla scarsa manutenzione dei digestori, tanto da prevedere per l'uso cottura l'integrazione dei digestori di piccole dimensioni (4 m³ di capacità) con GPL [31]. Un'accurata indagine è stata realizzata anche per l'India, al fine di valutare il potenziale della produzione di biogas dai rifiuti agricoli (tra il 13,0 e il 20,5% della domanda totale di energia, 2013; stima di produzione di biogas al 2040 nel *range* 103-172 Gm³anno⁻¹), le strategie per ottimizzare i processi di digestione (es. pretrattamenti, co-digestione), la valorizzazione dei prodotti e il suo utilizzo, nel quadro di possibili azioni messe in atto in campo governativo. Sono in particolare sottolineate le barriere che impediscono lo sviluppo di un'efficiente economia circolare basata sul biogas (in termini di approvvigionamento e conoscenze tecniche), che richiede un sistema integrato di gestione dei rifiuti e un adeguato supporto politico [32].

Sono state eseguite indagini approfondite al fine di valutare il potenziale di produzione di biogas in **aree remote e isolate o piccole comunità**, per alcuni aspetti simili a quelli oggetto della presente linea di attività. Uno studio ha esaminato il potenziale di produzione di energia da digestione anaerobica mesofila dei rifiuti e biomasse disponibili a Mauritius, arrivando a stimare un complessivo 12,6% del consumo finale di energia dell'isola (oggi coperto principalmente da fonti fossili), derivante da residui agricoli di canna da zucchero (80%), ma anche dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Questi rappresentano la quasi totalità dei rifiuti smaltiti in discarica e includono rifiuti domestici (43%), di cucina e alimentari (25%) e cartacei (12%), con un contenuto medio di umidità pari al 44%: le suddette condizioni sembrano quindi favorevoli alla valorizzazione attraverso digestione anaerobica. Sono state esaminate le numerose barriere che potrebbero ostacolare la reale implementazione sull'isola, come la mancanza di conoscenza della tecnologia, l'assenza di un sistema integrato di gestione dei rifiuti sull'isola, la disponibilità reale della biomassa e della frazione organica dei rifiuti prodotti, alti costi di investimento. Sono state infine proposte alcune strategie e raccomandazioni per facilitare l'implementazione della tecnologia sull'isola, inclusa la realizzazione di impianti per il recupero dei materiali [33].

Sistemi integrati di generazione di energia da fonte solare/eolica e biogas si stanno rapidamente diffondendo, soprattutto in aree remote e isolate, comunità rurali o dove le reti presentano una ridotta capacità e/o stabilità. I sistemi presentano infatti caratteristiche complementari in termini di produzione, costi, impatti, e tali da essere efficacemente accoppiati. Molti sono gli studi condotti in diverse regioni (es. Kenya, Spagna, Brasile, Pakistan, India), a partire da accurate analisi delle risorse disponibili, anche per sistemi di piccola taglia. Un esempio è costituito da un sistema integrato con 3 kW_{PV} e accumulo elettrico, digestore da 7 m³ per il biogas (4 m³giorno⁻¹) prodotto da rifiuti animali/agricoli locali e accoppiato con un motore a combustione interna, la cui generazione elettrica è capace di coprire il fabbisogno di una abitazione di 4/5 stanze [34]. Sempre in riferimento all'integrazione solare/biogas sono stati introdotti gli aspetti legati alla variazione mensile della produzione di gas dovuta (sulla base della temperatura media giornaliera), una strategia di controllo utile a minimizzare la probabilità di non sopperire al carico richiesto, oltre a tecniche di ottimizzazione (es. con sciame di particelle) per il dimensionamento dei componenti del sistema (3,6 kW_{PV}, digestore da 19 m³, motore a combustione interna da 3 kW, batterie da 1,8 kWh), finalizzate a massimizzare il valore attuale netto totale dell'investimento [35].

Sono oggetto di studio e sperimentazione sistemi avanzati per il trattamento biologico della frazione organica del rifiuto domestico. Un esempio è costituito da un bioreattore ibrido (anaerobico/semi-aerobico con ricircolo del percolato), con il quale sono stati trattati 125 kg di materiale (privato dei componenti non biodegradabili come plastica, gomma, vetro e metalli). Insieme a valutazioni legate alle emissioni di gas clima-alteranti su diversi scenari comparativi, è stata misurata e stimata una produzione pari a 23,38 e 27,79 kgCH₄t⁻¹ rispettivamente, con un notevole potenziale applicativo per il trattamento dei rifiuti domestici nelle aree rurali, soprattutto in relazione alla conseguente generazione elettrica [36].

5.2.5 Digestato

Il **digestato** è un utile sottoprodotto della digestione anaerobica e si presenta come un materiale fluido, con particelle solide in sospensione, avente caratteristiche chimico-fisiche e agronomiche tali da poterlo considerare un buon fertilizzante. Il processo di digestione anaerobica determina infatti una riduzione della sostanza organica meno stabile, ma non riduce i quantitativi di azoto e fosforo, mentre mineralizza parte dell'azoto organico in azoto ammoniacale rendendolo prontamente disponibile.

Il digestato può essere direttamente usato in agricoltura in maniera controllata e gestito come un fango; il problema principale dell'applicazione diretta deriva dal fatto che esso ha un potenziale fitotossico ancora relativamente elevato, a causa della presenza di ammoniaca e della natura ancora relativamente fermentescibile della sostanza organica residua. Il digestato può essere sottoposto a una fase di spremitura e di separazione di una parte liquida, da avviare a un impianto di depurazione di acque reflue e/o da inviare all'impianto di compostaggio, dove può essere sfruttata come acqua di processo, da una parte solida, da avviare al processo di compostaggio così da essere stabilizzato e impiegato come ammendante organico in agricoltura o per ripristini ambientali [37]. Questo ulteriore trattamento consente l'organizzazione dell'azoto, l'abbattimento della fitotossicità residua, l'unificazione della componente organica e una ulteriore riduzione della carica microbica potenzialmente patogena. Il due trattamenti biologici sono quindi da considerare integrabili, secondo uno schema che prevede la degradazione della frazione putrescibile con produzione di biogas (e produzione di energia) e successivamente la stabilizzazione aerobica del digestato, al fine di ottenere un prodotto finale adatto all'uso agricolo [38].

Si rende necessario un ulteriore approfondimento normativo circa le regole ed i criteri per l'utilizzazione agronomica del digestato come fertilizzante organico derivante da rifiuti e prodotto attraverso digestione anaerobica. Occorre infatti delineare quali siano le condizioni per cui questo possa essere considerato sottoprodotto e quindi non rifiuto (es. necessità di un trattamento aerobico), oltre alle caratteristiche chimico-fisiche tali da renderlo idoneo come fertilizzante (es. materia secca, impurità, stabilità, ecc.) [39-40].

6 Analisi dei consumi energetici delle isole minori

Nel corso della presente linea di attività è stato esteso il questionario avviato nelle precedenti annualità con lo scopo di caratterizzare i consumi energetici degli utenti isolani, raccogliendo in forma anonima tramite uno strumento on line dati utili a valutare le reali potenzialità delle tecnologie studiate e a creare la base per il coinvolgimento diretto della comunità locale.

6.1 Descrizione del nuovo questionario on line

Per la realizzazione del nuovo questionario da compilare on line si è utilizzato lo strumento di *Google Form*. Questo strumento ha il vantaggio di creare raccolte dati facilmente distribuibili e raggiungibili tramite internet.

Le domande sono state divise in nove brevi sezioni, in cui si raccolgono dati per il rilevamento delle caratteristiche degli edifici, degli impianti elettrici e termici, dei consumi energetici, della produzione di rifiuti da scarti alimentari, mobilità sostenibile ed infine interessi e conoscenze specifiche su sistemi per il risparmio energetico:

- La prima sezione è prettamente dedicata alla raccolta di alcuni dati riguardanti il compilatore del questionario, per poterlo posizionare a livello statistico rispetto agli abitanti delle isole.
- La seconda sezione raccoglie dati sulla struttura e costruzione dell'edificio, sul numero di occupanti in base alle stagioni e fasce orari e sul posizionamento geografico.
- Le sezioni 3 e 4 sono centrate sulla raccolta dati degli impianti elettrici, gas e fornitura. Analizza la generazione di acqua calda sanitaria e di riscaldamento/raffrescamento con la eventuale presenza di impianti fotovoltaici e solari termici. Inoltre raccoglie i dati sulle apparecchiature elettriche presenti nell'edificio.
- La sezione 5 serve a raccogliere informazioni sulla gestione automatica di alcuni impianti e sposta l'attenzione dell'utente sulla possibilità di sfruttare la domotica per ridurre i consumi, raccolti ed analizzati nella sezione 6.
- La settima sezione punta sulla possibilità di usare rifiuti compostabili per il biogas e quindi richiede i dati riguardanti gli scarti alimentari ed eventuali rifiuti verdi.
- Le ultime sezioni, 8 e 9, sono dedicate a capire quanto gli utenti siano informati ed interessati riguardo mobilità sostenibili e possibili applicazioni in casa di sistemi per il risparmio energetico.

Per migliorare il coinvolgimento degli utenti finali isolani nell'indagine energetica, il link al questionario on line è stato distribuito con la collaborazione degli studenti dell'istituto superiore "Isa Conti Eller Vainicher" di Lipari (ME). Dopo alcuni incontri con ENEA in modalità Webinar aventi per obiettivo la formazione sugli argomenti relativi al questionario, gli studenti hanno distribuito le domande ai propri familiari e conoscenti residenti nelle isole Eolie. A seguito della campagna di distribuzione da parte degli studenti e dei professori dell'istituto sono stati ottenuti 45 questionari compilati.

La lista completa delle domande inserite nel questionario è presentata di seguito:

- Dove si trova l'immobile?
- Da quanto il tuo nucleo familiare vive sull'isola?
- Quanti anni ha chi sta compilando il questionario?
- Quante unità abitative ci sono nell'immobile?
- Quante stanze ci sono nella tua unità abitativa?
- Da quanti piani è costituito l'edificio?
- Qual è la superficie abitata, in metri quadri?
- Qual è la superficie di eventuali magazzini, rimesse, ed altri locali non ad uso abitativo, in metri quadri?
- Quante persone utilizzando l'abitazione
 - Durante i mesi invernali?
 - Durante i mesi estivi?

- Dove è situata l'abitazione sull'isola? (Risposta multipla: centro abitato, isolata)
- In che anno è stato costruito l'immobile?
- È presente una connessione a internet?
- Riguardo la produzione di acqua calda sanitaria:
 - Che tipologia di alimentazione è utilizzata?
 - Qual è l'anno di installazione?
 - Qual è la capacità di accumulo?
- Riguardo l'impianto di riscaldamento (se presente):
 - Che tipologia di impianto (stufa/caldaia) è utilizzata?
 - Che tipologia di alimentazione è utilizzata?
 - Qual è la potenza installata?
 - Qual è l'anno di installazione?
 - Che sistema di emissione è utilizzato?
- Riguarda il sistema di condizionamento dell'aria (se presente):
 - Quante unità sono presenti?
 - Il sistema è usato solo in modo estivo, o anche invernale? (pompa di calore reversibile)
 - Qual è l'anno di installazione?
- Riguardo l'impianto solare termico (se presente):
 - Quanta superficie è installata?
 - Quanto è grande l'accumulo?
- Riguardo l'impianto solare fotovoltaico (se presente):
 - Che tipologia di pannelli sono presenti?
 - Qual è l'orientamento?
 - Qual è la potenza installata?
 - Qual è la produzione annua?
- Qual è la potenza d'alimentazione contrattuale?
- Quali apparecchiature elettriche sono presenti (ad es. lavatrice, lavastoviglie, etc.)
- Quante lampade sono presenti delle differenti tipologie?
 - Incandescenza
 - Neon
 - Alogene
 - LED
 - Altro
- Sono presenti sistemi di "smart home", tra i seguenti?
 - Automatismo gestione luci
 - Automatismo gestione tapparella
 - Automatismo impianto termico e climatizzazione
 - Automatismo gestione potenza massima per evitare il distacco dal contatore
 - Altro
- Qual è il consumo annuale di energia elettrica, in kWh?
- Qual è l'importo di una bolletta "generica" per il periodo estivo?
- Qual è l'importo di una bolletta "generica" per il periodo invernale?
- Qual è il consumo (in kWh) durante il periodo estivo, nelle fasce F1, F2 ed F3?
- Qual è il consumo (in kWh) durante il periodo invernale, nelle fasce F1, F2 ed F3?
- Qual è il consumo di gas:
 - Da rete?
 - In bombole?
- Quanti scarti alimentari (resti di cibo, bucce di frutta/verdura, ecc.) produci in media a settimana:
 - In inverno?
 - In estate?

- Come vengono gestiti i rifiuti:
 - Gli scarti alimentari?
 - I rifiuti verdi?
- Nelle vicinanze della tua abitazione, esiste un'area in cui potrebbero essere raccolti gli scarti alimentari e/o i rifiuti verdi?
- Sei in possesso di un mezzo elettrico?
- Ci sono colonnine di ricarica nel tuo comune?
- Hai mai sentito parlare di teleriscaldamento?
- Se non ne possiedi già uno, installeresti un...
 - impianto fotovoltaico?
 - Impianto di produzione di acqua calda sanitaria a pompa di calore?
 - Impianto solare termico per la produzione di acqua calda?
- Saresti interessato a un sistema che permette di convertire i rifiuti organici domestici in elettricità o acqua calda per la casa?

6.2 Analisi dati raccolti

La prima parte dell'analisi dei dati raccolti si è concentrata sulla valutazione del patrimonio edilizio, sia dal punto di vista più generale che da quello energetico.

Dai risultati ottenuti, riportati nelle successive figure, è stato possibile vedere come vi sia una maggioranza di intervistati che abita in unità monofamiliari (58% dei partecipanti al sondaggio), caratteristica fondamentale attesa vista la sostanziale prevalenza di edifici di piccole dimensioni nei contesti isolani, anche all'interno dei centri abitati. Questo è confermato dal fatto che quasi la metà dei partecipanti ha dichiarato di abitare all'interno di un centro abitato (49%) e dal fatto che la maggioranza ha dichiarato di vivere in abitazioni di uno (53% o due (29%) piani. L'anno di costruzione dichiarato è abbastanza vario, con una prevalenza comunque abbastanza netta di case costruite più di 40 anni fa (il 38% dei partecipanti ha dichiarato anno di costruzione antecedente al 1976) e di case relativamente recenti (anno di costruzione tra il 1991 e il 2005 nel 38% dei casi).

L'analisi della superficie abitata delle abitazioni porta a osservare la prevalenza di case di ampia metratura: solo il 25% dei partecipanti ha dichiarato di risiedere in un'abitazione di superficie inferiore ai 100 m², mentre il 50% ha dichiarato una superficie uguale o superiore ai 140 m². Chiaramente, la prevalenza di abitazioni di grandi dimensioni porta a un generico aumento delle spese per il condizionamento (tanto estivo quanto invernale) dell'aria, a parità di altre condizioni. Circa i due terzi dei partecipanti (62%) ha infine dichiarato la presenza di magazzini, rimesse e altri locali non dedicati ad uso abitativo, per una superficie media di circa 60 m².

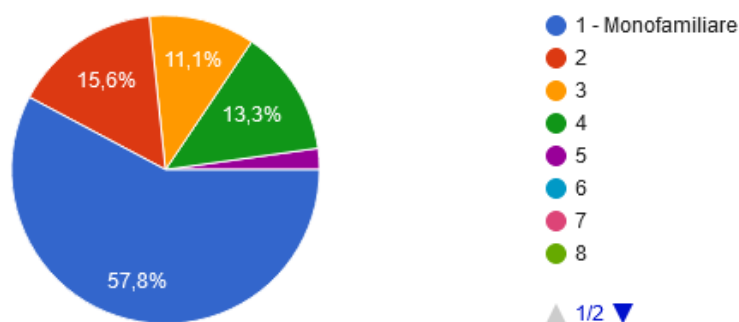


Figura 6-1: Risultati della somministrazione del questionario online. Numero di unità abitative (45 risposte)

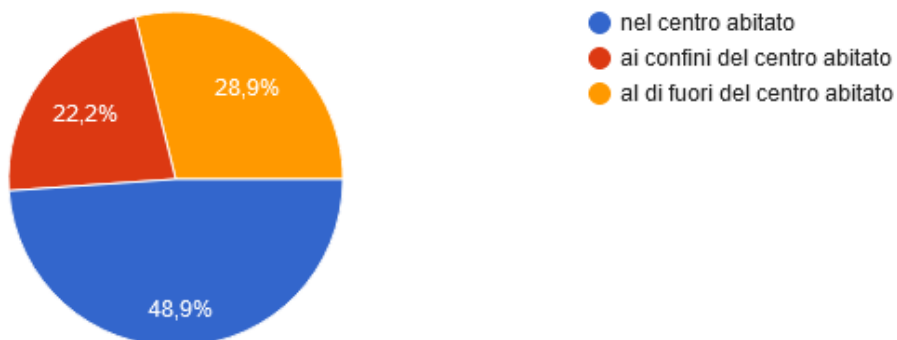


Figura 6-2: Risultati della somministrazione del questionario online. Contesto e posizionamento (45 risposte)

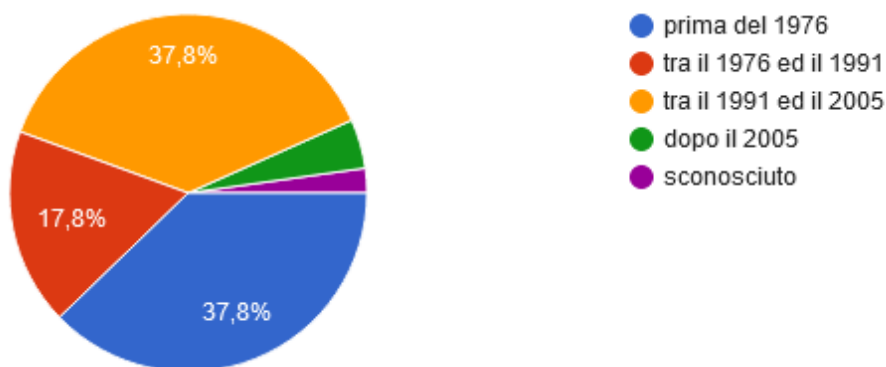


Figura 6-3: Risultati della somministrazione del questionario online. Anno di costruzione (45 risposte)

L'occupazione dichiarata dell'abitazione è risultata sostanzialmente simile tra estate e inverno, con una leggera prevalenza per quest'ultima stagione (Figura 6-4). Come lecito attendersi, le abitazioni sono più frequentate alla sera, seguita dal pomeriggio, e infine la mattina. Questa differenza è più marcata durante la stagione invernale, fenomeno facilmente spiegato dall'assenza dei ragazzi in età scolare durante gli orari delle lezioni. Durante l'estate, infatti, questo fenomeno appare meno marcato.

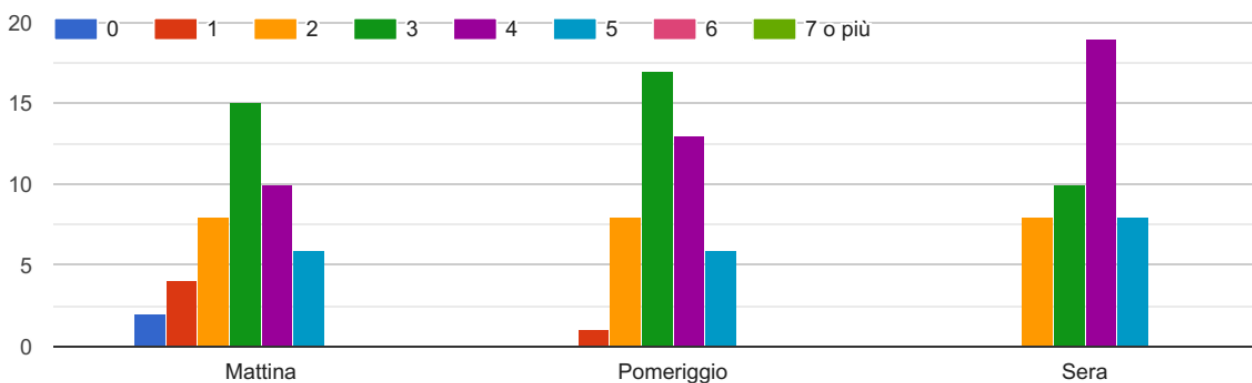


Figura 6-4: Risultati della somministrazione del questionario online. Numero medio di occupanti durante la stagione invernale per fascia della giornata (45 risposte)

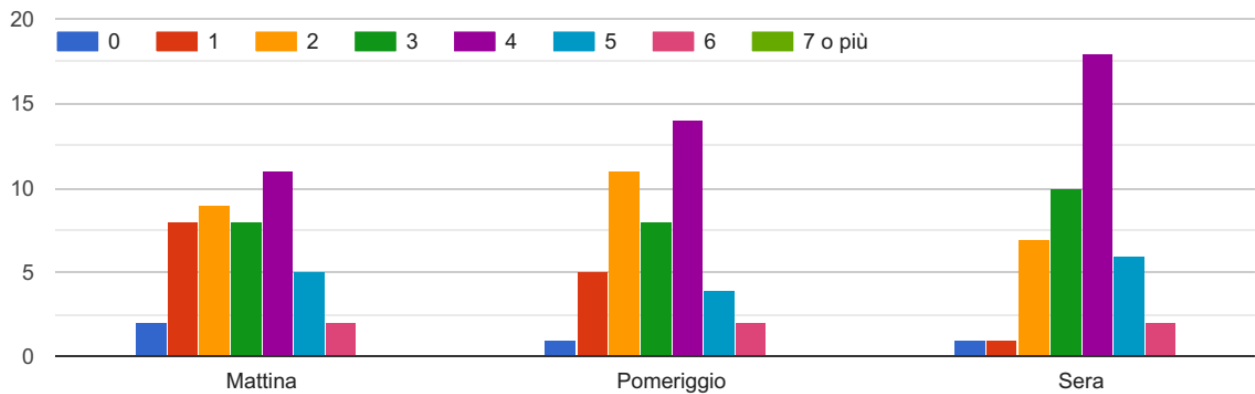


Figura 6-5: Risultati della somministrazione del questionario online. Numero medio di occupanti durante la stagione estiva per fascia della giornata (45 risposte)

Sono state successivamente analizzate le caratteristiche degli impianti termici (riscaldamento, raffrescamento e generazione di acqua calda sanitaria), vista la rilevanza attesa di tali sistemi sui consumi energetici delle abitazioni.

Riguardo l'acqua calda sanitaria è possibile notare che la maggioranza degli intervistati (23 su 45) hanno dichiarato di possedere uno scaldabagno elettrico. La presenza di un sistema non autonomo è rara, come lecito aspettarsi da un contesto dominato dalle abitazioni mono-familiari, ed è stata dichiarata da soli 5 partecipanti. Dei restanti prevale l'alimentazione a GPL (9 su 45), nonché una inattesa rilevanza (5 su 45) dell'utilizzo di legna per la generazione di acqua calda sanitaria. La maggior parte degli scaldacqua installati è relativamente recente (il 62% sono installati tra il 2010 e il 2019).

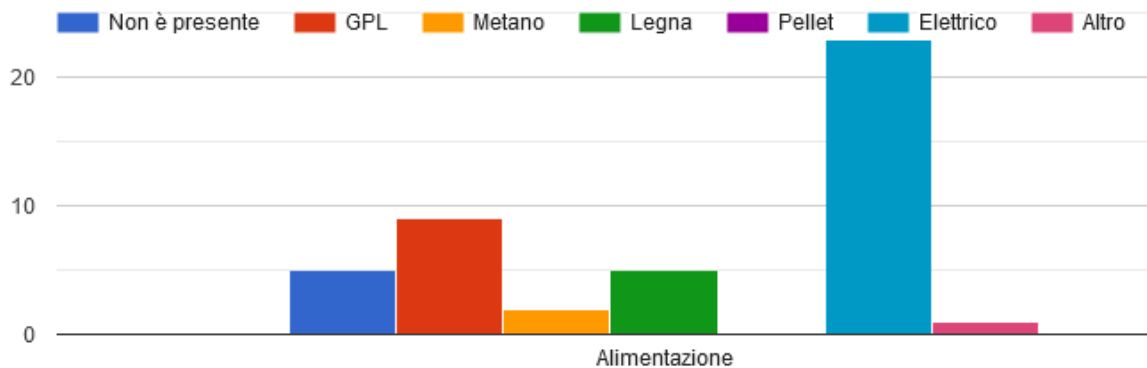


Figura 6-6: Risultati della somministrazione del questionario online. Tipologia di alimentazione dello scaldabagno autonomo (45 risposte)

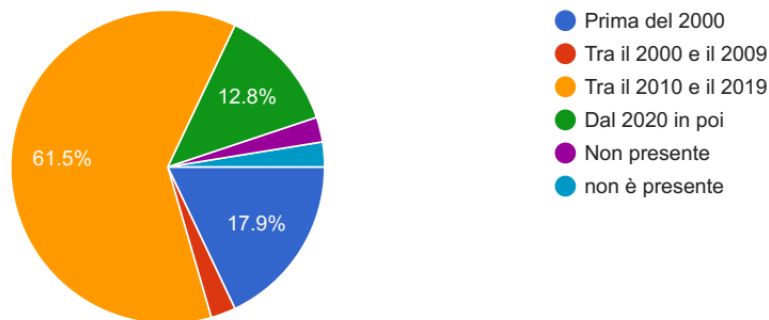


Figura 6-7: Risultati della somministrazione del questionario online. Anno di installazione dello scaldabagno (45 risposte)

Il clima mite delle isole rende fondamentalmente superfluo l’utilizzo di impianti di riscaldamento, e questo è verificato dal fatto che questi sistemi sono assenti o, ove presenti, in modalità relativamente semplici: più frequenti le stufe che le caldaie, mentre sono 7 su 45 i partecipanti ad aver dichiarato di non possedere alcun sistema di riscaldamento. Molto frequenti le alimentazioni a biomassa (legna o pellet) nel caso delle stufe, mentre le restanti si dividono in modo sostanzialmente equivalente tra GPL, elettrico e “altro” (prevedibilmente gasolio). Come è lecito attendersi, tutti e 16 i partecipanti che hanno dichiarato di utilizzare una caldaia per il riscaldamento invernale hanno coerentemente indicato la presenza di radiatori come sistema di emissione. 14 partecipanti hanno dichiarato l’utilizzo di sistemi di emissione ad aria, fondamentalmente tutti coloro che hanno indicato di utilizzare i condizionatori anche in modalità pompa di calore durante la stagione invernale.

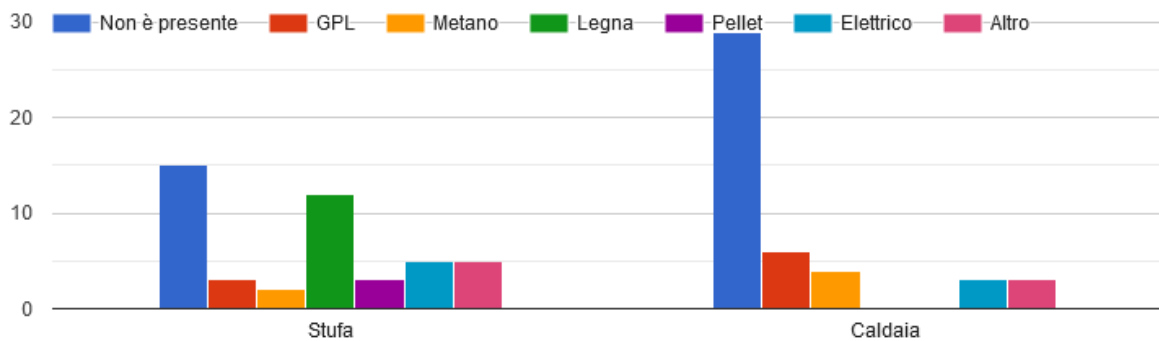


Figura 6-8: Risultati della somministrazione del questionario online. Alimentazione del sistema di riscaldamento (45 risposte)

L’analisi dei dati raccolti ha mostrato come sia frequente il ricorso ai condizionatori: solo 18 partecipanti su 45 hanno dichiarato di non aver installato nessun tipo di condizionatore. In linea con quanto discusso in precedenza, la maggior parte dei restanti approfitta della reversibilità di questi sistemi, visto che più della metà dei partecipanti in possesso di un condizionatore ha dichiarato di utilizzarlo sia per il raffrescamento estivo che per il riscaldamento invernale. Parte dei partecipanti che non hanno dichiarato la presenza né di una caldaia né di una stufa rientra infatti in questa categoria; ciononostante, sono comunque 4 su 45 i partecipanti che non hanno dichiarato la presenza di alcun sistema per il riscaldamento invernale (né caldaia, né stufa, né pompa di calore). Interessante inoltre notare come sia raro, ma non completamente assente l’utilizzo della pompa di calore per la generazione di acqua calda sanitaria, configurazione impiantistica dichiarata da 3 dei 45 partecipanti al sondaggio.

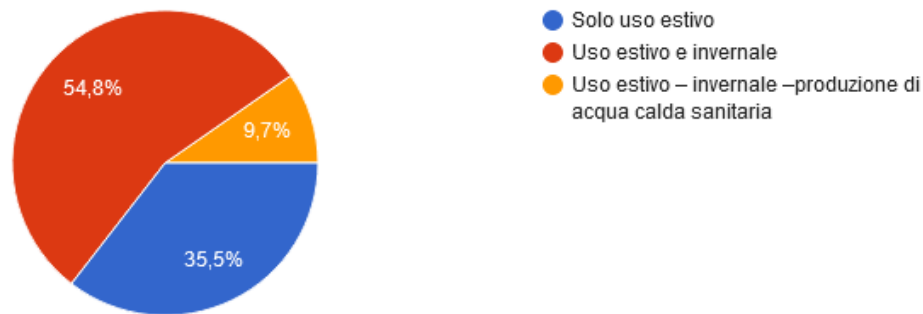


Figura 6-9: Risultati della somministrazione del questionario online. Modalità di utilizzo del condizionatore e pompa di calore (31 risposte)

I risultati relativi al ricorso alle energie rinnovabili sulle isole sono deludenti, ma al tempo stesso evidenziano il grande potenziale di questi sistemi. Nessun partecipante ha dichiarato l'utilizzo di pannelli fotovoltaici, mentre 4 dei 45 partecipanti hanno indicato di fare ricorso a pannelli solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria.

Per quanto riguarda l'utilizzo del gas, quasi assente il gas di rete (prevedibilmente per la quasi totale assenza della relativa infrastruttura nei contesti isolani) mentre è molto usato il GPL, specialmente per la cucina (nella quasi totalità delle risposte); come indicato anche nelle risposte precedenti, parte degli intervistati utilizza il GPL per l'acqua calda sanitaria e/o per il riscaldamento.

Valutando la possibilità di sfruttare scarti biologici per la produzione di biogas è possibile vedere come la maggior parte degli intervistati ha dichiarato di produrre tra gli 1 ed i 2 kg di scarti alimentari a settimana, per una media di 2.84 kg/settimana. L'analisi dei risultati permette inoltre di vedere come le stime degli intervistati tendano generalmente a prevedere un leggero aumento del quantitativo di rifiuto organico disponibile durante l'estate, probabilmente in funzione di un maggior utilizzo dell'abitazione durante la stagione estiva. Va comunque notato come questa informazione sia difficile da verificare, in quanto pochi sono effettivamente pienamente consapevoli del quantitativo di rifiuti prodotti, con una facile tendenza a sottostimarli: le analisi basate su dati statistici durante la prima annualità di ricerca di sistema elettrico avevano infatti inquadrato a circa 15 kg per ogni settimana ed abitazione, quindi circa 5 volte più alto del quantitativo dichiarato dagli intervistati.

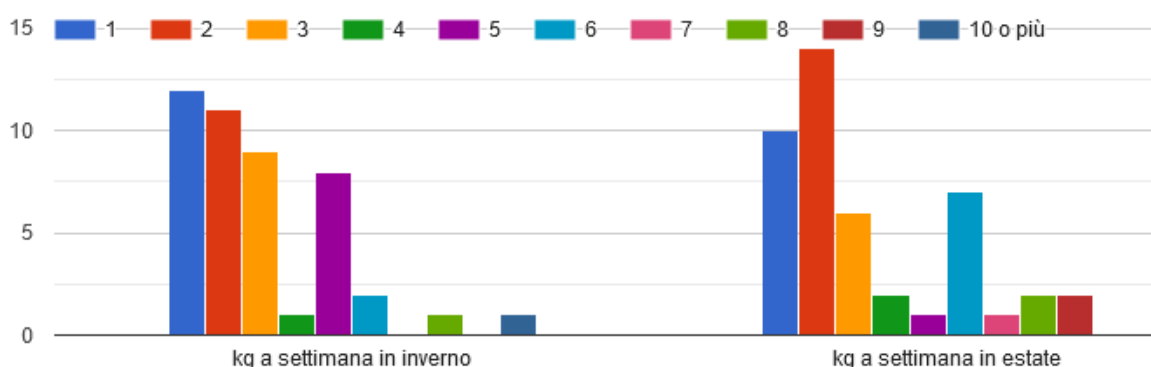


Figura 6-10: Risultati della somministrazione del questionario online. Quantificazione della disponibilità di scarti alimentari (45 risposte)

La raccolta avviene tendenzialmente tramite cassonetti sia per gli scarti alimentari, 34 risposte, che per i rifiuti verdi, 23 risposte. Si nota come alcuni riutilizzino in proprio sia gli scarti che i rifiuti tramite compostiere casalinghe.

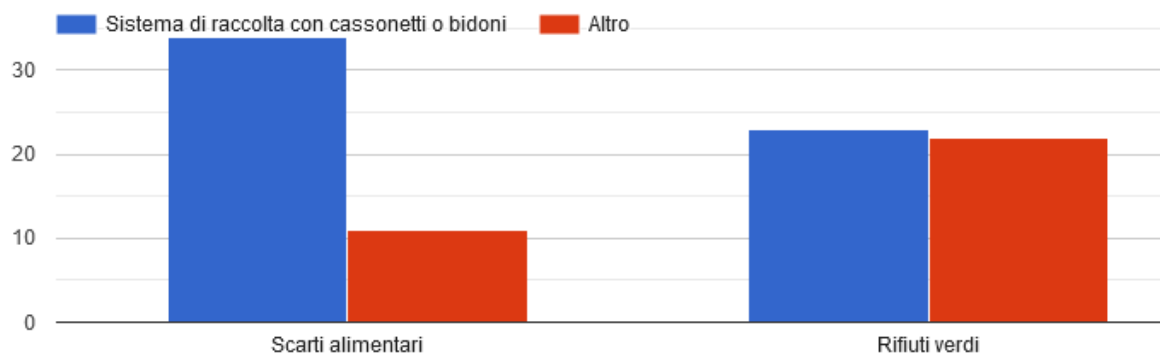


Figura 6-11: Risultati della somministrazione del questionario online. Modalità di gestione degli scarti e dei rifiuti (45 risposte)

Questo denota come vi sia già una abitudine nell'effettuare una raccolta differenziata dei rifiuti biologici e come sia quindi più facilmente implementabile una politica atta ad un adeguato sfruttamento degli stessi.

Per quanto riguarda i consumi, i valori riportati oscillano tra un minimo di 3 kWh (valore tuttavia irrealistico, più probabilmente 30 kWh) e un massimo di 6000 kWh. La media riportata per i consumi elettrici è di circa 1500 kWh, fondamentalmente in linea con le attese. I consumi riportati in generale hanno una variazione molto ampia, il che rende complesso categorizzarli: parte della variazione può essere dovuta alla dimensione del nucleo familiare, mentre parte può essere dovuta alla differente tipologia di utilizzo dell'abitazione (anche se i dati dell'occupazione estiva e invernale non hanno fornito particolari differenze al riguardo). Ove questa informazione è stata fornita dai partecipanti (solo in 30 su 45 casi), la bolletta trimestrale estiva e quella invernale sono apparse simili in entità, con una leggera maggiorazione durante il periodo invernale.

Per concludere, è stato chiesto ai partecipanti di rispondere riguardo la loro eventuale propensione all'installazione di impianti di generazione energetica distribuita, nel caso questi non fossero già presenti nelle rispettive abitazioni. La tecnologia che ha riscontrato maggiore successo (35 sì, 4 no) è quella del solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria, presumibilmente anche in quanto questa tecnologia è la più nota: si tratta infatti dell'unica che almeno alcuni dei partecipanti (4 su 45) hanno dichiarato di utilizzare. Sorprendentemente, una buona maggioranza dei partecipanti (30 su 45) si è dichiarata favorevole all'eventualità di testare l'utilizzo di tecnologie per la conversione degli scarti organici in acqua calda sanitaria, nonostante questa tecnologia sia fondamentalmente sconosciuta sull'isola. Infine, abbastanza sorprendentemente, tanto il fotovoltaico quanto le pompe di calore per la generazione di acqua calda sanitaria hanno riscontrato relativamente poco successo (rispettivamente 24 e 20 "sì" alla domanda se sarebbero disposti ad installarlo); sarebbe necessario approfondire le ragioni di questo interesse più tiepido rispetto alle tecnologie precedenti: potrebbe essere legato a testimonianze di esperienze negative.

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

7.1 Introduzione

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;
- identificare un sito aggiuntivo in ambiente urbano per la realizzazione di misure addizionali per lo studio degli impatti sulla produzione fotovoltaica in contesti differenti;
- acquisire la strumentazione necessaria a attivare le osservazioni presso il sito addizionale;
- identificare un sito addizionale con condizioni differenti dove sono disponibili misure basilari (irradianza solare, grandezze meteorologiche) per verifiche sugli algoritmi.

7.2 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 deve 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, sono operativi tutti i sistemi su descritti.

Relativamente al secondo sito, sono stati effettuati degli studi legati ai vincoli logistici (disponibilità di spazi, alimentazione, eventuale sorveglianza, accessibilità), alle condizioni ambientali (condizioni di illuminazione solare, disponibilità di un sito osservativo con ridotti ostacoli, eventuali ombre, etc.), ed alla disponibilità di strumentazione pre-esistente.

Riguardo al sito montano, sono state prese in esame varie possibilità, dipendentemente dai vincoli logistici, disponibilità dei dati, possibilità di intervento in caso di necessità.

7.2.1 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 del triennio si intende 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 nella precedente annualità come mostrato in Figura 7-1, su pannelli solari da 1000 W 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 7-1: 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;
- corrente di corto circuito di pannelli da 1000 W con la stessa orientazione del DustIQ;
- 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 7-2 mostra i pannelli utilizzati a Lampedusa per la sperimentazione sugli effetti prodotti dal soiling.



Figura 7-2: Impianto per lo studio dell'effetto della deposizione sulla produzione dei pannelli fotovoltaici

7.2.2 Ambiente montano: Madonie

Tenendo conto dei criteri elencati alla fine della sezione 2, è stato identificato l'Osservatorio di Madonie-Piano Battaglia, in Sicilia, come sito montano per l'acquisizione di dati per la verifica.



Figura 7-3: 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 7-3), 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. L'ENEA ha attivato misure presso Piano Battaglia sin dal 2005; dal 2010 ha installato una cabina dove è alloggiata strumentazione per il campionamento dell'aria e per misure meteorologiche¹. 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 7-4); 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. Presso l'Osservatorio è disponibile alimentazione elettrica, ed è in via di attivazione una connessione internet per accesso alla rete e controllo remoto della strumentazione. Attualmente i dati raccolti

¹ Si veda ad es. <https://www.enea.it/it/Stampa/news/clima-salgono-a-8-le-stazioni-di-rilevazione-italiane-nella-rete-mondiale-global-atmosphere-watch>

vengono trasmessi in tempo quasi reale via GSM. I campioni di aria raccolti su base settimanale sono inviati a Lampedusa, dove sono analizzati con gli strumenti e gli standard utilizzati, che fanno riferimento alla rete GAW ed alla infrastruttura di ricerca Europea Integrated Carbon Observation System (ICOS).



Figura 7-4: Osservatorio di Madonie-Piano Battaglia; vista da nord-est

7.2.3 Ambiente urbano: Roma

Il sito urbano è stato identificato sulla base dei criteri elencati in precedenza. Oltre agli aspetti logistici, la localizzazione e la presenza di sistemi osservativi in grado di fornire dati utili all’analisi ha portato ad identificare il Dipartimento di Fisica dell’Università Sapienza di Roma (DF-URS) come luogo per la sperimentazione.

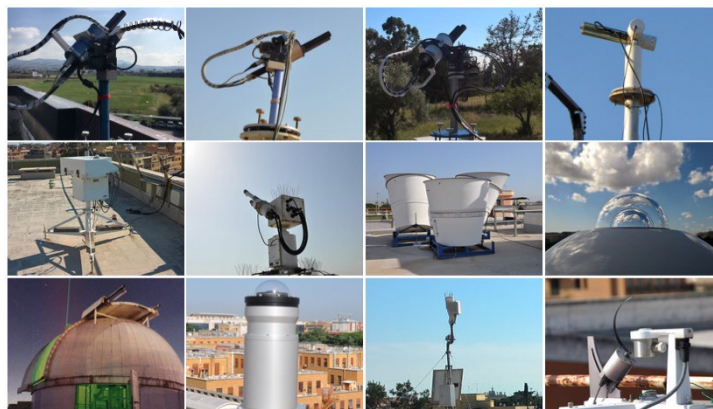


Figura 7-5: Strumentazione disponibile presso la sede del Dipartimento di Fisica dell’Università Sapienza dell’Osservatorio BAQUNIN (<https://www.baqunin.eu>)

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 7-5 mostra le fotografie dei numerosi strumenti operativi presso DF-URS; Figura 7-6 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 esempio [41]) mostrano aerosol con caratteristiche marcatamente urbane, occasionalmente influenzate da eventi di trasporto a lunga distanza (incendi, aerosol desertico).



Figura 7-6: Fotometri solari installati sul tetto del Dipartimento di Fisica dell'Università Sapienza durante una campagna di intercalibrazione del 2019

7.3 Osservazioni e risultati

7.3.1 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.

La Figura 7-7 mostra l'evoluzione di temperatura e pressione a Lampedusa misurata dalla stazione meteorologica dell'Osservatorio Climatico di Lampedusa. Le interruzioni nei dati sono dovute a problemi di archiviazione; il recupero dei dati corrispondenti è in corso.

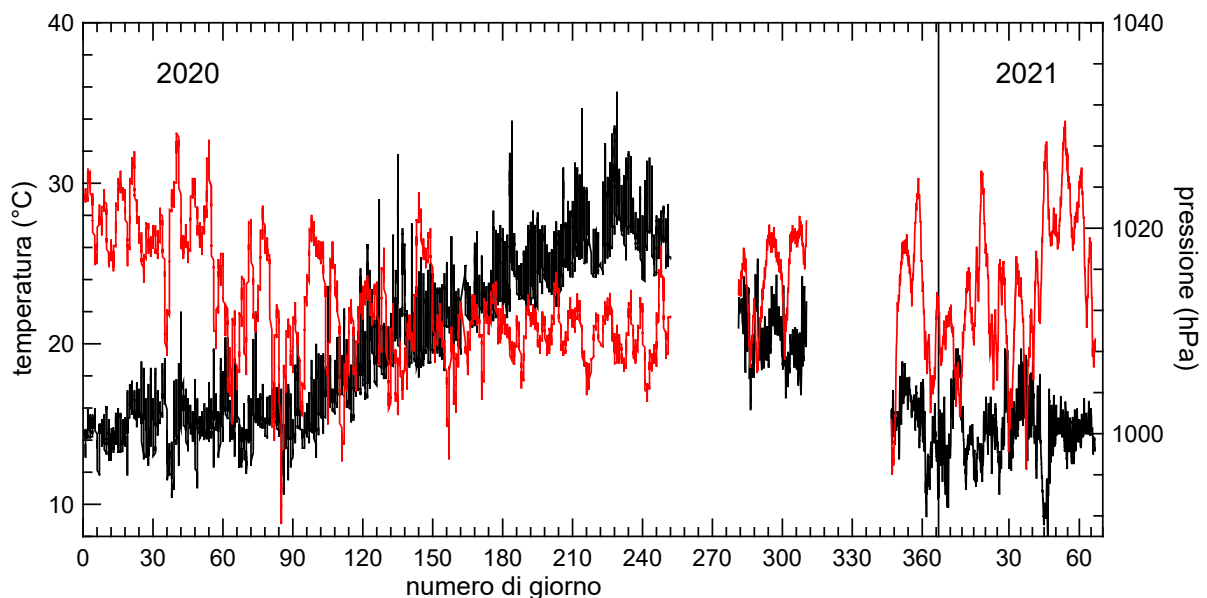


Figura 7-7: Evoluzione della temperatura media oraria (curva nera) e della pressione atmosferic (curva rossa) misurati a Lampedusa nel 2020 ed inizio 2021

I dati meteorologici mostrano il tipico ciclo annuale di temperatura e pressione osservabile in mare aperto a questa latitudini, con una maggiore variabilità della pressione nei mesi invernali, un ciclo diurno della temperatura molto ridotto, e massimi di temperatura che saltuariamente superano i 30°C.

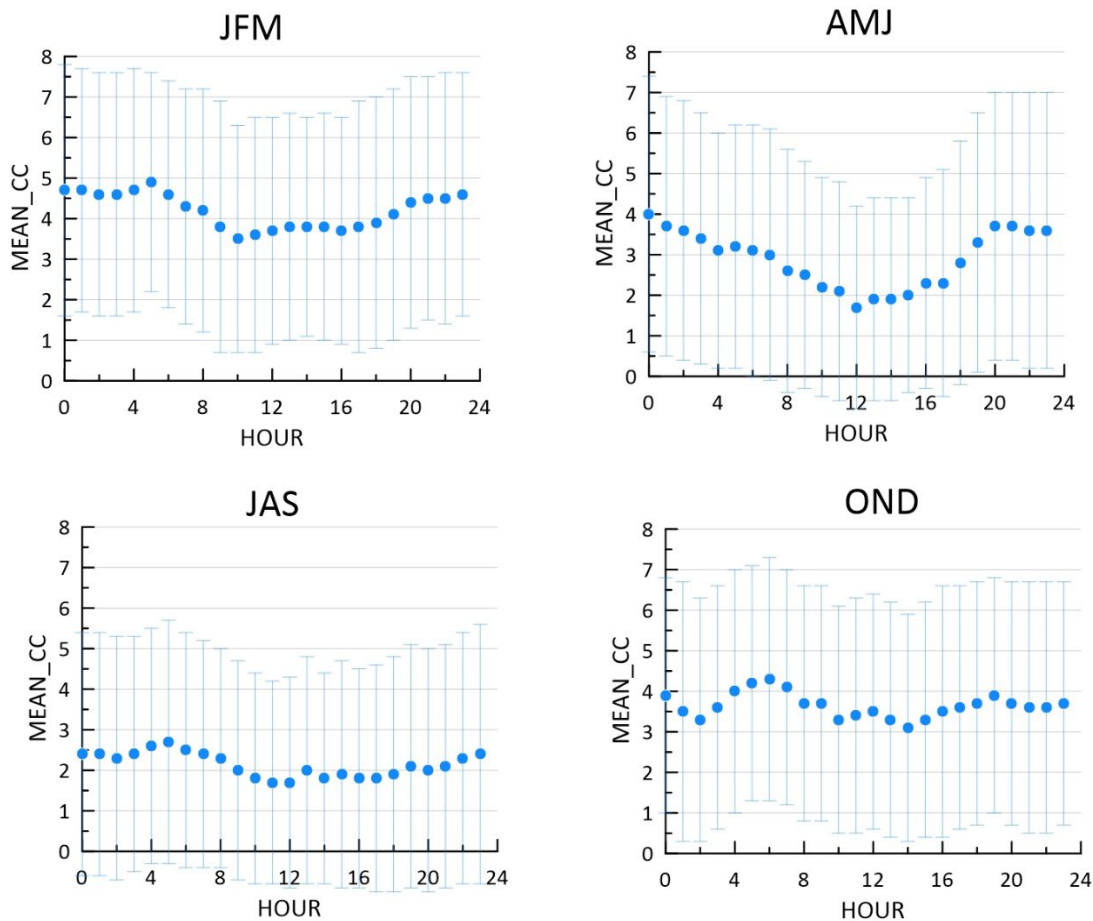


Figura 7-8: Andamento medio trimestrale del ciclo diurno della copertura nuvolosa a Lampedusa ricavato da misure con nefopsometro. JFM: media sul trimestre gennaio-febbraio-marzo; AMJ: aprile-maggio-giugno; JAS: luglio-agosto-settembre; OND: ottobre-novembre-dicembre

La Figura 7-8 mostra l'andamento diurno, medio trimestrale, della copertura nuvolosa a Lampedusa, ricavato dalle misure continuative effettuate con un nefopsometro Lufft che utilizza radiazione laser per rilevare le nubi. Appare evidente una variazione stagionale della copertura nuvolosa, con valori medi che in estate sono di circa 2 ottavi e raggiungono 5 nei primi mesi dell'anno. Le variazioni diurne della copertura nuvolosa sono molto ridotte, con un ciclo giornaliero di ampiezza di circa 2 ottavi nei mesi primaverili. Questa variabilità produce effetti importanti sulla produzione da fotovoltaico, essendo le nubi il principale fattore di modulazione della radiazione solare che raggiunge la superficie.

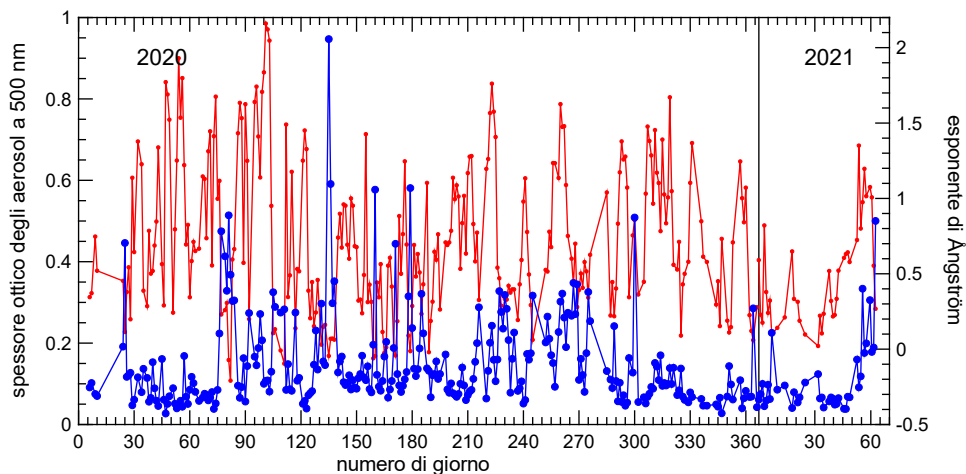


Figura 7-9: Evoluzione dei valori medi giornalieri dello spessore ottico degli aerosol a 500 nm (punti e curva blu) e dell'esponente di Ångström (curva rossa) a Lampedusa durante il 2020 ed inizio 2021

In Figura 7-9 è mostrato l'andamento dello spessore ottico a 500 nm (AOD) e dell'esponente di Ångström misurato a Lampedusa nel 2020 e nei primi mesi del 2021. I picchi di valori di AOD sono legati principalmente agli eventi di trasporto di particolato dal deserto (si veda ad esempio [42-43]), come anche indicato dai valori bassi di esponente di Ångström.

La Figura 7-10 mostra l'evoluzione della irradianza solare media giornaliera misurata a Lampedusa nel periodo gennaio 2020 – aprile 2021. Nel grafico sono evidenti gli effetti delle nubi, che producono i minimi di irradianza giornaliera, molto più frequenti nei mesi invernali che nel periodo estivo, come conseguenza della variabilità stagionale della copertura nuvolosa mostrata in Figura 7-8.

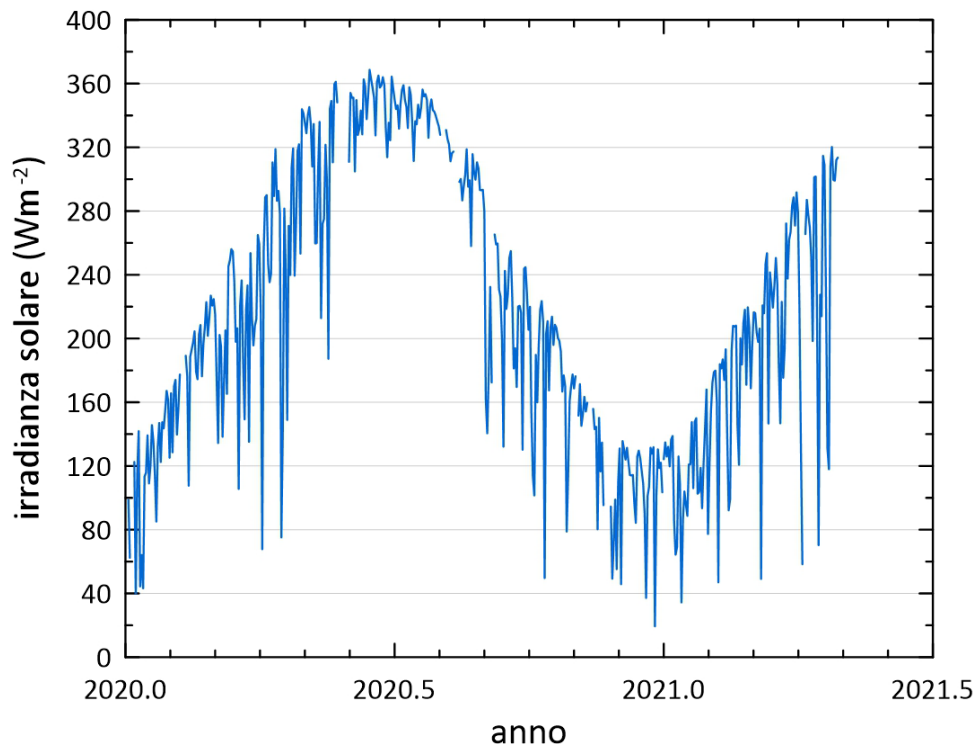


Figura 7-10: Evoluzione della irradianza solare media giornaliera misurata a Lampedusa nel periodo gennaio 2020 – aprile 2021

La Figura 7-11 mostra, a titolo di esempio, l'andamento di SR misurato a Lampedusa nel mese di ottobre 2020. Si possono mettere in evidenza i seguenti aspetti:

1. Non c'è una correlazione tra SR e la copertura nuvolosa, in quanto SR risente unicamente degli effetti della deposizione di particolato sulla superficie del pannello.
2. SR presenta una variabilità giornaliera legata alla deposizione, ma anche agli interventi di pulizia, ad eventi di precipitazione intensa, o a condensazione di umidità sul pannello, che producono un rapido incremento del rapporto di soiling; un caso evidente è quello del 21-22 ottobre, quando la risalita del valore di SR è associata alla pulizia del pannello effettuata il 21 ottobre attorno alle 11 UTC. Altri eventi significativi di precipitazione si sono registrati la notte dell'11 ottobre e la notte del 27 ottobre.

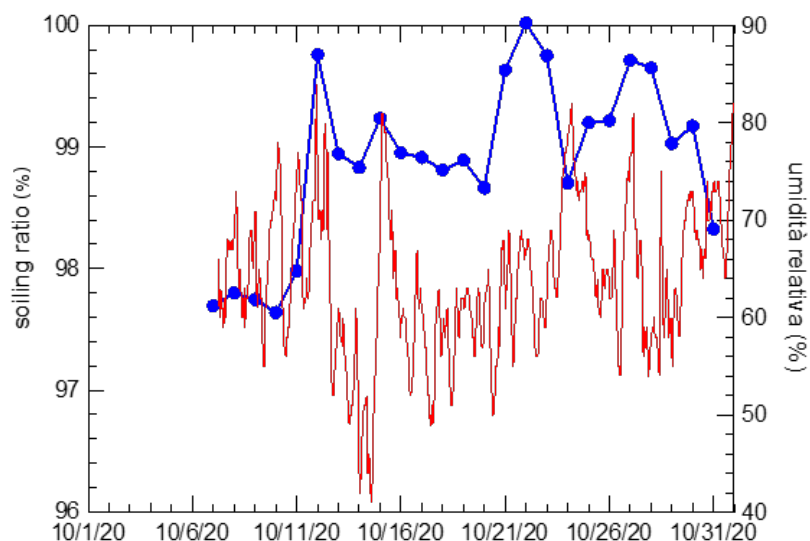


Figura 7-11: Andamento del soiling ratio (curva blu) misurato con lo strumento DustIQ e della umidità relativa (curva rossa) a Lampedusa nel mese di ottobre 2020



Figura 7-12: Immagine del sensore satellitare MODIS che mostra un intenso trasporto di particolato dal Sahara sul Mediterraneo centrale il 4 ottobre 2020

3. Il valore minimo di SR è circa 0.975, corrispondente ad una riduzione della produzione di circa il 2.5%; il valore minimo si osserva tra il 7 e il 10 ottobre, in seguito ad un evento di trasporto intenso di particolato di origine Sahariana avvenuto i giorni precedenti, cui sono stati associati alcuni eventi di precipitazione di pioggia e polvere tra il 3 e il 5 ottobre. In Figura 7-12 viene mostrata una immagine del sensore satellitare MODIS che mostra un intenso trasporto di particolato di origine Sahariana sul Mediterraneo

centrale. Lo stesso giorno l'AOD (dati di livello 1) raggiunge valori maggiori tra 0,5 e 1,5 (Figura 7-13). Questo valore di AOD è molto elevato, anche considerati gli standard di Lampedusa, e produce impatti significativi sulla radiazione solare che raggiunge la superficie (vedi ad esempio [44]). I profili verticali di particolato misurati con il nefoipsometro laser di Lampedusa tra il 4 e l'8 ottobre 2020 sono mostrati in Figura 7-14. Nei giorni 4, 5 e 6 ottobre appaiono evidenti gli strati di particolato di origine desertica nei primi 3 km di atmosfera. La presenza di alte concentrazioni di particolato di grandi dimensioni (come è tipico per particelle minerali) negli strati più bassi dell'atmosfera porta a deposizione sulla superficie dei pannelli, soprattutto se ci sono eventi di precipitazione, come avvenuto in questo caso. La deposizione secca ed umida di queste particelle trasportate a bassa quota ha prodotto la diminuzione di SR osservata a partire dal 7 ottobre.

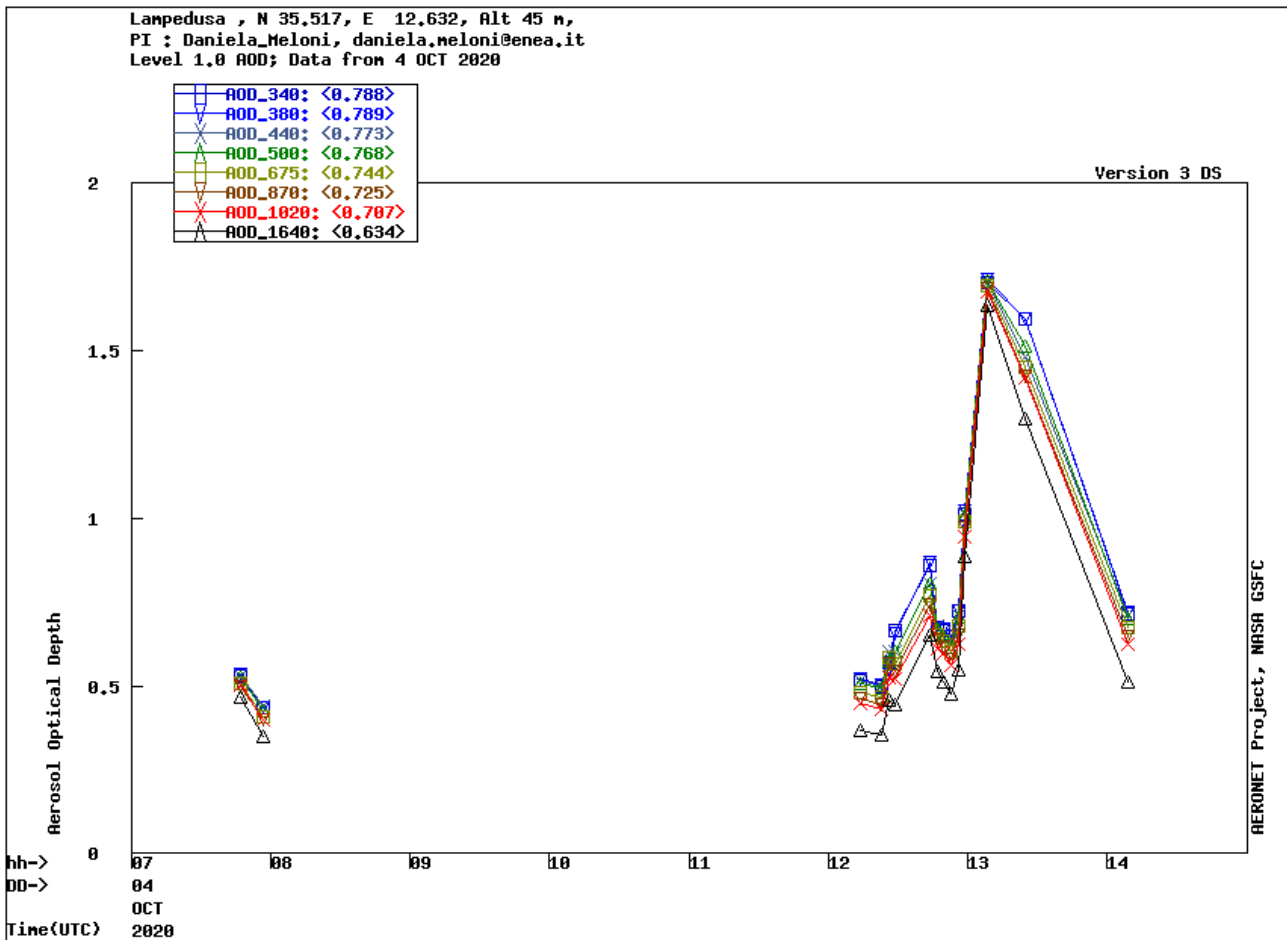
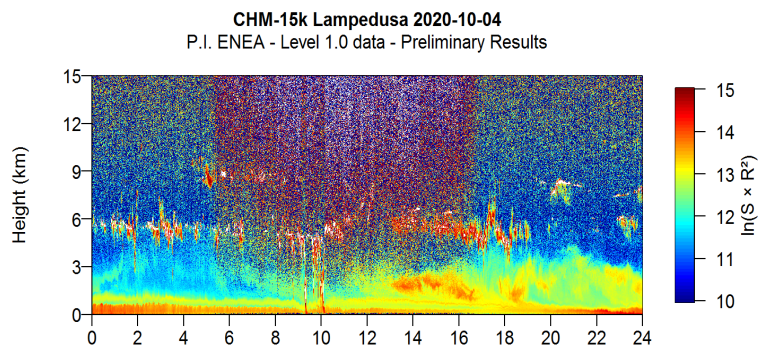


Figura 7-13: Andamento dell'AOD a varie lunghezze d'onda misurato a Lampedusa il 4 ottobre 2020, in corrispondenza con l'intenso trasporto di particolato di origine Sahariana sull'isola



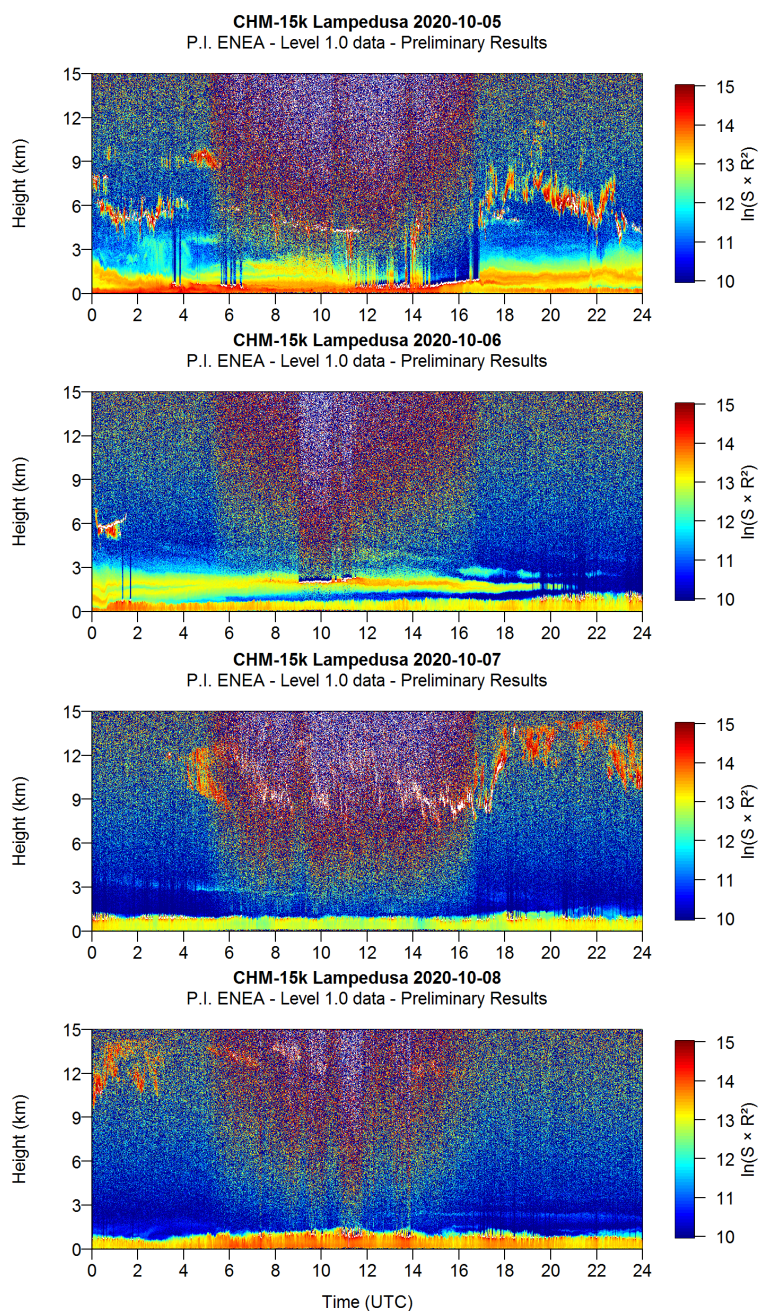


Figura 7-14: Evoluzione della distribuzione verticale del particolato atmosferico osservata dal nefoisposmetro Lufft CHM-15k tra il 4 e l'8 ottobre 2020. Nei giorni 4, 5 e 6 ottobre appaiono evidenti gli strati di particolato di origine desertica nei primi 3 km di atmosfera

4. Tra il 15 e il 20 ottobre si è osservata una riduzione progressiva di SR, con una variazione di circa 0,1%/giorno; questo valore può essere attribuito agli effetti di deposizione secca sui pannelli.

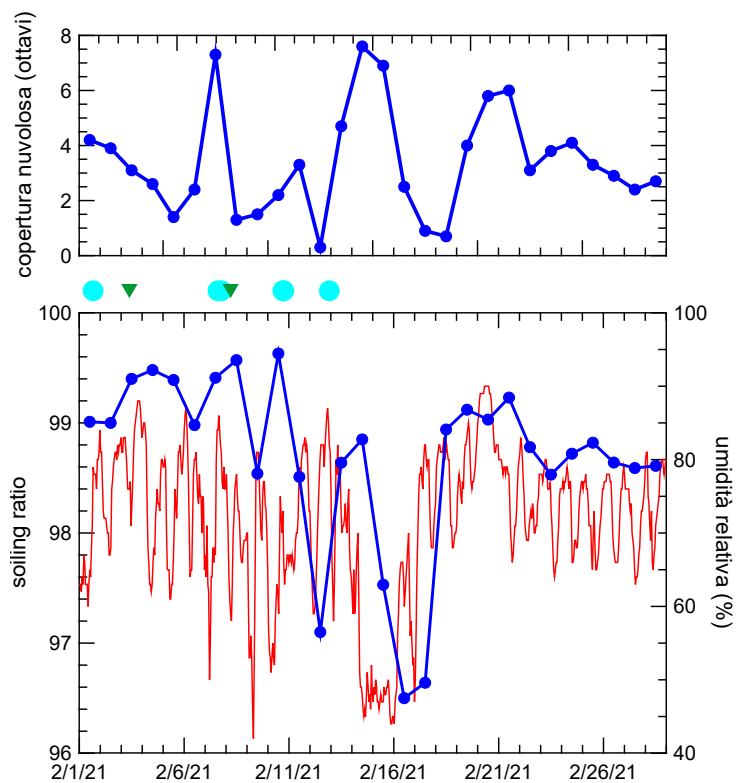


Figura 7-15. Grafico in basso: andamento del soiling ratio (curva blu) misurato con lo strumento DustIQ e della umidità relativa (curva rossa) a Lampedusa nel mese di febbraio 2021

In Figura 7-15 I cerchi azzurri sull'asse superiore indicano eventi di precipitazione; i triangoli verdi sono in corrispondenza ad interventi di pulizia della superficie del DustIQ. Grafico in alto: andamento della copertura nuvolosa media giornaliera determinata da misure con nefoipsometro.

La Figura 7-15 mostra l'evoluzione di SR registrata a febbraio 2021. Gli interventi di pulizia producono un effetto significativo su SR, così come i principali eventi di precipitazione, avvenuti i giorni 1, 7, 11 e 13 febbraio. Il minimo di SR raggiunge in questo caso 96,5%, con una riduzione di oltre il 2% in tre giorni, tra il 14 ed il 16 febbraio. Nella notte tra 17 e 18 febbraio è stata registrata da osservazioni in situ una elevata condensazione notturna sugli strumenti. Questo evento sembra essere stato alla base del significativo incremento di SR registrato il 18 febbraio, e probabilmente anche dell'aumento del 21 febbraio.

Ai fini di una migliore quantificazione degli effetti prodotti dal soiling sono stati confrontati i dati di corrente di corto circuito registrati in due giorni con valori di SR molto differente, ma con condizioni di illuminazione similari. Sono stati selezionati i giorni 5 e 17 febbraio 2021; le misure di irradianza registrate nei due giorni in funzione dell'angolo zenitale solare (AZS) sono mostrate in Figura 7-16. È evidente come i livelli di radiazione solare nei periodi di cielo sereno nei due giorni siano perfettamente sovrapponibili. Ciò è confermato anche dai bassi valori di AOD misurati in entrambi i giorni.

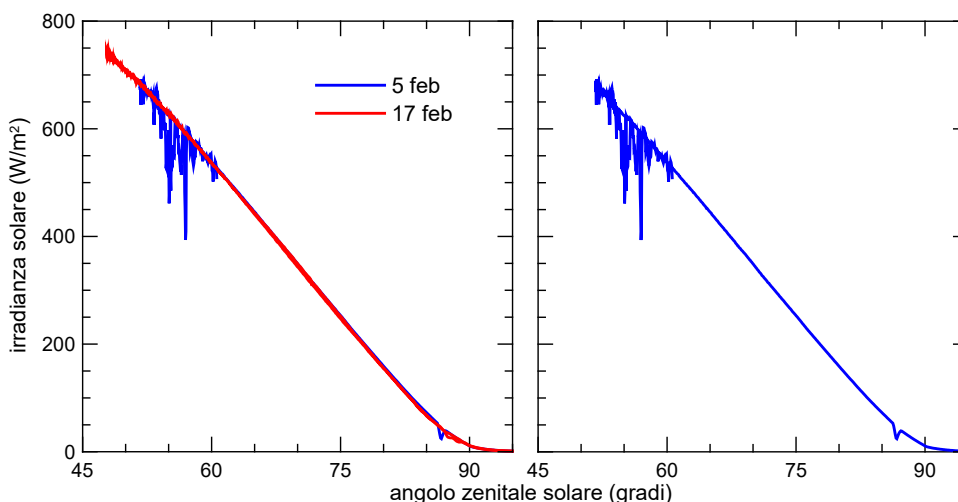


Figura 7-16. Evoluzione della irradianza solare in funzione dell'angolo zenitale solare del 5 e 17 febbraio 2021. I dati della prima parte della mattina del 5 febbraio non sono riportati perché influenzati dalle nubi

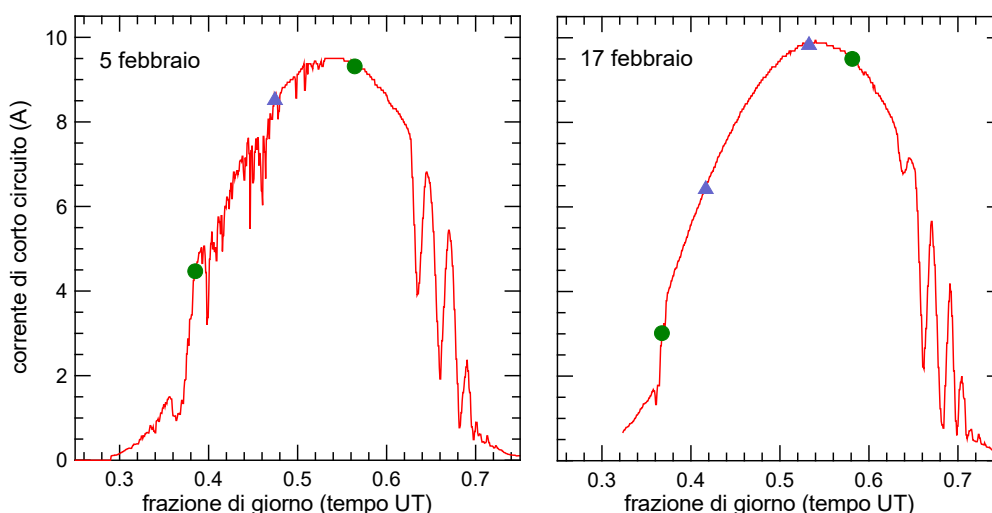


Figura 7-17. Evoluzione della corrente di corto circuito di un gruppo di tre pannelli da 1000 W installati a Lampedusa per i giorni 5 e 17 febbraio. I pallini verdi corrispondono alla corrente osservata a valori di angolo zenitale solare di 60°; i triangoli sono i valori di corrente osservati a un valore di angolo zenitale solare di 51.7. Le oscillazioni del segnale nel pomeriggio sono dovute all'ombra prodotta da alcune strutture

Figura 7-17 mostra la corrente di corto circuito prodotta da tre pannelli in parallelo installati a Lampedusa nei giorni 5 e 17 febbraio 2021. Come mostrato da Figura 7-16, i livelli di radiazione solare incidente sono essenzialmente sovrapponibili nei due giorni, mentre le condizioni di soiling sono molto differenti (Figura 7-15). Le differenze tra le curve di produzione dei due giorni sono dovute, oltre che alle condizioni di pulizia dei pannelli, alla diversa evoluzione delle coordinate solari durante le due giornate. In particolare, ci sono differenze significative nell'angolo zenitale solare minimo nei due giorni (51.7° il 5 febbraio, 47.8° il 17 febbraio). Questo spiega perché i livelli di produzione massimi giornalieri siano più elevati il 17 rispetto al 5 febbraio. Un effetto molto marginale è dovuto alla variazione della distanza Terra-Sole; la variazione tra i due giorni contribuisce per meno dello 0.5%.

Una stima dell'effetto del soiling sulla produzione si può ottenere confrontando la corrente di corto circuito per lo stesso valore di AZS. Poiché anche la combinazione dell'azimut solare con l'orientazione dei pannelli giovano un ruolo, è possibile eliminare l'effetto dell'azimut mediando le misure di corrente di corto circuito

allo stesso AZS prima e dopo il mezzogiorno solare (punti verdi e triangoli azzurri in Figura 7-17). I valori medi per AZS=60° e 51.7° per il 5 ed il 17 febbraio sono riportati in Tabella 7.1.

Tabella 7.1. Corrente di corto circuito (CC) media per due valori di AZS misurata il 5 ed il 17 febbraio 2021

data	CC media a AZS=60°	CC media a AZS=51.7°
5 febbraio	6.89 A	8.56 A
17 febbraio	6.26 A	8.17 A

L'analisi dei dati mostra una riduzione di produzione del 9.2% a AZS=60° e del 4.6% per AZS=51.7°. Questa riduzione è dovuta all'effetto della deposizione del particolato sui pannelli, e quindi alle diverse condizioni di pulizia nei due giorni.

La differenza tra il valore medio giornaliero di SR misurato da DustIQ nei due giorni è 2.9%; un confronto diretto tra SR e la differenza di produzione elettrica è complicato dagli effetti dovuti ai fattori geometrici (orientazione ed inclinazione dei pannelli). I dati mostrano che il valore di SR può essere considerato una sottostima della perdita di produzione effettiva. La riduzione osservata raggiunge valori vicini al 10%. Questo effetto si va ad aggiungere alla modulazione di radiazione indotta dalla presenza di particolato e nubi presenti in atmosfera.

7.3.2 Ambiente urbano: Roma

Ai fini della identificazione del sito urbano per la sperimentazione, oltre a prendere in esame gli aspetti logistici, sono state prese in esame le condizioni ambientali, sulla base delle osservazioni di AOD e irradianza solare effettuate nel 2020.

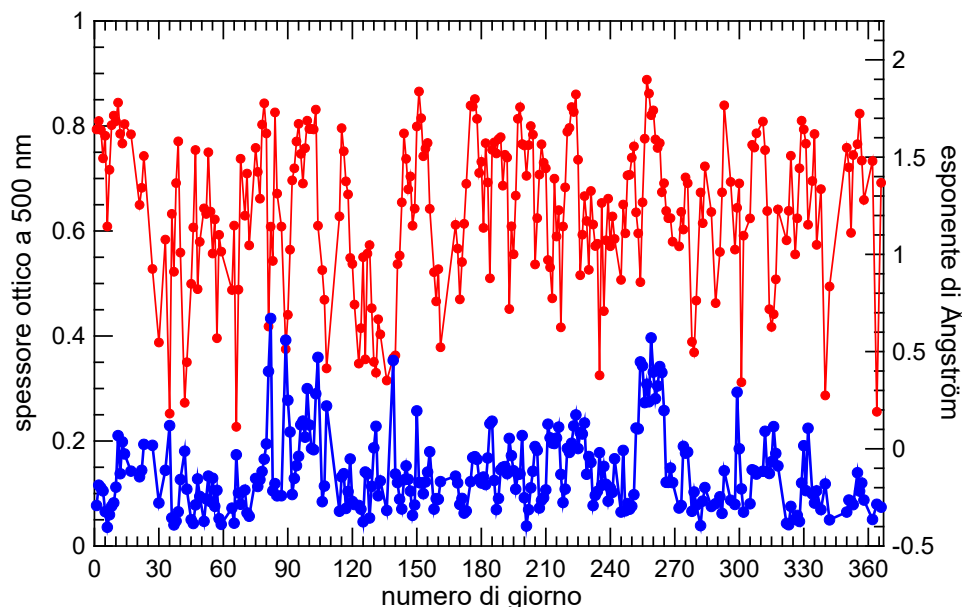


Figura 7-18. Evoluzione dei valori medi giornalieri dello spessore ottico degli aerosol a 500 nm (punti e curva blu) e dell'esponente di Ångström (curva rossa) a DF-URS durante il 2020 presso il sito di misura di Roma

La Figura 7-20 mostra l'evoluzione dei valori medi giornalieri di AOD e dell'esponente di Ångström osservati a DF-URS con un fotometro solare Cimel. È interessante confrontare questo andamento con quello mostrato in Figura 7-9. 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.

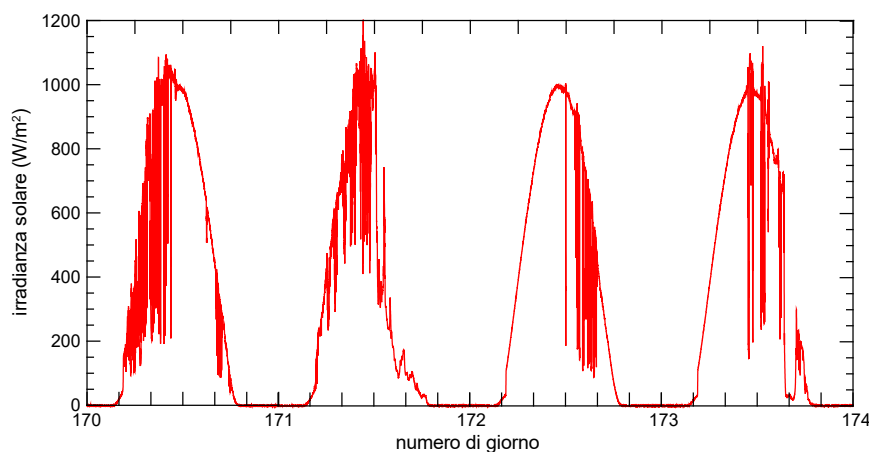


Figura 7-19. Evoluzione dell'irradianza solare globale misurata al Dipartimento di Fisica dell'Università di Roma Sapienza tra il 18 ed il 21 giugno 2020, attorno al solstizio d'estate

La Figura 7-21 mostra l'evoluzione dell'irradianza solare globale misurata al Dipartimento di Fisica dell'Università di Roma Sapienza tra il 18 ed il 21 giugno 2020, attorno al solstizio d'estate. Anche a Roma i livelli di irradianza sono superiori a 1000 W/m² al solstizio, permettendo una comparazione dei risultati ai tre siti per valori di irradianza comparabili.

8 Conclusioni

Nel presente documento sono stati riportati i risultati dello studio condotto da ENEA nella linea di attività LA4.2, prevista nel Work Package 4 del Progetto 1.5 nell'ambito dell'accordo di Programma ENEA – MiSE 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 gli impianti installati presso l'osservatorio Climatico dell'ENEA di Lampedusa.

In particolare sono state estese le prove avviate nella prima annualità (LA4.1) con il sistema ibrido FV con pompa di calore per ACS e sistema d'accumulo termico ed elettrico. Le prove hanno confermato le criticità già individuate nella prima annualità che comportano un limitato utilizzo dell'impianto FV e del sistema di accumulo elettrico per alimentare la pompa di calore. Sulla base dei risultati delle prove sono state progettate e realizzate gli interventi che migliorano il funzionamento del sistema ibrido; gli interventi effettuati riguardano:

- i. modifica del layout del sistema di conversione di potenza CC/CA per migliorare il rendimento elettrico complessivo consentendo inoltre di gestire la connessione con la rete, sia in isola sia grid connected, con possibilità di fornire da rete la quota di sovraccarico istantaneo non fornita dal FV,
- ii. installazione nella sezione continua di accumulo a supercondensatori al posto delle batterie al piombo gel,
- iii. installazione di un piranometro per avviare la logica ad inseguimento FV della pompa di calore in funzione della radiazione solare,

- iv. installazione di un nuovo quadro di sezionamento stringhe, al fine di provare il funzionamento del sistema ibrido con il minimo numero di moduli FV per verificare l'autosufficienza giornaliera della pompa di calore,
- v. aggiornamento dell'interfaccia utente per la gestione dell'impianto ibrido.

Anche se sono state effettuate solo le prime prove per verificarne il funzionamento (si rimandano alla successiva annualità le prove sperimentali estese con tutte le configurazioni previste per l'impianto ibrido) dai grafici e dai risultati preliminari ottenuti si possono comunque già osservare i benefici ottenuti dagli interventi effettuati sul sistema ibrido. Oltre a soddisfare il fabbisogno termico giornaliero di ACS senza contributo della rete, il nuovo layout presenta una efficienza complessiva notevolmente superiore rispetto alle prove condotte con la precedente configurazione; infatti il nuovo sistema presenta un coefficiente di conversione dell'energia prodotta dal FV (in corrente continua) in energia termica utile per ACS pari a 2,44 (COPFV); quest'ultimo valore risulta più del doppio rispetto a quello calcolato con il precedente sistema ibrido prima delle modifiche impiantistiche.

In questa annualità sono state elaborate soluzioni hardware per gestire i carichi programmabili delle utenze isolate al fine di aumentare l'autoconsumo da fonti rinnovabili locali; in particolare, vista la diffusione degli scaldacqua elettrici con accumulo presso le abitazioni isolate, sono stati elaborati gli schemi per gestire gli stessi come una risorsa per le isole minori (accumulo di fatto) per aumentare l'autoconsumo da fotovoltaico locale, facilitare la realizzazione di comunità energetiche e aumentare la penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nelle isole minori rispetto al limite tecnico. In particolare, oltre all'elaborazione degli schemi e delle logiche di controllo, in questa annualità è stato effettuato il primo assemblaggio su banco prova dei componenti individuati per controllare uno scaldacqua elettrico tradizionale (schede di acquisizione con relè e sensori di temperatura), in modalità inseguimento FV.

Nel documento viene inoltre descritta la progettazione del laboratorio realizzato presso il centro Ricerche ENEA di Casaccia per provare il nuovo sistema ibrido fotovoltaico-pompa di calore i cui schemi sono stati definiti a seguito dei risultati di simulazione ottenuti dal Dipartimento di Ingegneria dell'Università di Palermo descritte nel relativo Report della Linea di attività 4.4 (RdS/PTR2020/141). Il nuovo sistema ibrido si differenzia dal laboratorio di Lampedusa descritto in precedenza, in quanto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici termoelettrici (FVT) per valutare la possibilità di alimentare lo scambiatore ausiliario della pompa di calore con il calore di scarto recuperato dal raffreddamento degli stessi moduli FV, incrementando l'efficienza del sistema complessivo. Il progetto del nuovo sistema prevede l'installazione di una pompa di calore per ACS la quale, oltre ad avere un accumulo di capacità maggiore (500 litri) rispetto a quello installato presso il laboratorio di Lampedusa (200 litri), è caratterizzato da un funzionamento diverso in quanto genera acqua calda sanitaria istantanea, evitando il problema della legionella e quindi la necessità di attivare periodicamente la resistenza elettrica ausiliaria. Inoltre il sistema d'accumulo previsto per il nuovo impianto è del tipo a litio, gestito con un unico inverter ibrido. Le dimensioni del nuovo laboratorio e della nuova pompa di calore consentiranno di testare la tecnologia in esame per una micro comunità energetica (autoconsumo condiviso di piccola comunità o di condominio).

Estendendo l'implementazione dei modelli in Matlab/Simulink, già avviata nella precedente annualità, è stata effettuata la simulazione annuale degli schemi impiantistici previsti dal sistema ibrido FV-Pompa di calore riproducibili presso il laboratorio di Lampedusa. I risultati della simulazione annuale relative alle diverse configurazioni del sistema ibrido per diverse taglie dell'impianto FV (da 300 W a 1110 W) e per diverse tecnologie di accumulo elettrico (a piombo, a litio e a supercondensatori) sono stati utilizzati nel presente studio per effettuare l'analisi energetica ed economica delle diverse configurazioni. Dai risultati di simulazione, riportati in modo dettagliato nel documento, si può osservare il raggiungimento di un coefficiente di autosufficienza energetica per la fornitura di ACS prossimo al 90% e un coefficiente di autoconsumo del FV pari a circa 100% nel caso della configurazione che prevede una potenza installata del FV pari a 740 W con sistema di supercondensatori e un profilo di carico per ACS coincidente con quello reale monitorato.

In riferimento allo studio delle tecnologie di *solar cooling* ad adsorbimento per le utenze isolate, in questa annualità sono state messe in opera le modifiche impiantistiche all'impianto di FREESCOO (FREE *Solar COOling*) installato presso il laboratorio ENEA del faro di Capo Grecale di Lampedusa, al fine di migliorare le prestazioni della macchina a seguito delle misure effettuate durante lo studio in oggetto. Parallelamente è stata condotta una analisi tecnica preliminare finalizzata a valutare la possibile integrazione presso una utenza alberghiera isolana reale dei sistemi *free solar cooling* innovativi provati presso il laboratorio ENEA di Lampedusa. Grazie ai contatti esistenti da lungo tempo tra ENEA e molte delle isole minori non interconnesse alla rete elettrica nazionale è stato possibile individuare un'utenza alberghiera presso l'Isola di Salina (Eolie) disponibile a fornire informazioni per il suddetto studio di integrazione.

Nella seconda parte del documento viene riportato lo studio, già avviato nella precedente annualità, sui possibili impieghi dei biodigestori di piccola taglia nelle isole minori come soluzione per la produzione di acqua calda sanitaria. In particolare è stato progettato e realizzato presso un sito di Marsala (TP) un prototipo di microgeneratore a biogas basato sull'impiego di un motore a combustione interna, di un recuperatore di calore dai gas di scarico, e di una pompa di calore per ACS con accumulo da 217 litri. Durante l'annualità in oggetto sono state avviate le prime prove con il suddetto prototipo riproducendo il funzionamento in condizioni reali di utilizzo. Un secondo biodigestore è stato installato presso il Centro Ricerche dell'ENEA di Bologna per caratterizzarne le prestazioni al variare delle condizioni operative quali frequenza di immissione della materia organica, quantitativo di materia organica introdotto, e temperatura operativa.

Le prime prove con il prototipo a biogas sono state effettuate con le due configurazioni: i) biodigestore – caldaia e ii) biodigestore – motore a combustione interna; dai risultati dei test sono state individuate le potenzialità di produzione di acqua calda sanitaria e principali parametri energetici del sistema, come la capacità di conversione del biogas in energia termica (in funzione dell'assetto d'impianto provato questo valore varia da circa 2 kWh/m³ a circa 4 kWh/m³). Dalle prove sono emerse anche alcune criticità nel funzionamento dei componenti dell'impianto sperimentale:

- i. ridotto rendimento elettrico del microgeneratore a causa del punto di lavoro molto parzializzato del motore rispetto alla potenza nominale,
- ii. produzione di biogas sensibilmente legata alla temperatura esterna e del digestato (la produzione si riduce se la temperatura del digestato scende sotto i 30°C).

Nella successiva annualità verranno condotte le prove estese con il microgeneratore a biogas in assetto sia termico che elettrico connesso alla pompa di calore; le prove consentiranno di valutare le prestazioni del sistema integrato e il rendimento termico complessivo per confrontare i risultati con il sistema base biodigestore-caldaia.

Parallelamente alle attività sperimentali è stata condotta una modellizzazione in Matlab/Simulink del microgeneratore a biogas con PdC per caratterizzarne il funzionamento al variare delle condizioni a contorno non riproducibili nei siti di prova. Per completare l'analisi e la caratterizzazione energetica degli utenti isolani avviata nelle precedenti annualità, è stato implementato un questionario on line e distribuito presso utenti isolani (Isole Eolie) tramite il coinvolgimento di istituti tecnici con specifici seminari sugli obiettivi del progetto.

Nella terza parte del documento è riportato lo studio relativo all'analisi dell'impatto delle condizioni atmosferiche sulla produzione degli impianti FV; in particolare sono stati acquisiti una serie di dati presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa, finalizzati a studiare l'impatto della deposizione di particolato (soiling) sui pannelli solari, e sono stati identificati due siti aggiuntivi in ambiente urbano e montano per la realizzazione di misure addizionali per lo studio degli impatti sulla produzione fotovoltaica in contesti differenti.

Riferimenti bibliografici

1. Legambiente, CNR: *Isole sostenibili, osservatorio sulle isole minori*, 2019;
2. 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 Ricerca di Sistema Elettrico RdS/PAR2015/145
3. E. Garofalo, A. Gargiulo, E. Lembo, R. Marazzi, E. Rondena, D. Moneta, S. Guastella, O. Perego, D. Bertani, F. Paletta, *Sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili nelle Isole minori non interconnesse*, Report RSE, 2015
4. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente: www.arera.it;
5. ENEA, 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 1)*, Report RdS/PTR2019/055;
6. EN 50440: Efficiency of domestic electrical storage water heaters and testing methods.
7. Regolamento delegato UE N.812/2013: integra la direttiva 2010/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto concerne l'etichettatura energetica degli scaldacqua, dei serbatoi per l'acqua, 2013;
8. Regolamento UE N.814/2013: recante modalità di applicazione della direttiva 2009/125/CE del Parlamento europeo e del Consiglio in merito alle specifiche per la progettazione ecocompatibile degli scaldacqua e dei serbatoi per l'acqua calda, 2013;
9. ENEA, I. Bertini, F. Ceravolo, M. De Felice, B. Di Pietra, F. Margiotta, S. Pizzuti, G. Puglisi: *Sviluppo dell'ambiente di progettazione Optimal DESign for Smart Energy – ODESSE*, Report RSE/2009/188;
10. ENEA, F. Ceravolo, B. Di Pietra, F. Margotta, G. Puglisi: *ODESSE: simulazione dinamica del sistema edificio-impianti per la climatizzazione estiva*, Report RdS/2010/251;
11. Ruscica, Badami, Portoraro: *Micro - cogenerazione nel settore residenziale con l'utilizzo di motori a combustione interna: Sviluppo di un modello matematico per la simulazione oraria e analisi di un caso reale – Ricerca di Sistema Elettrico Report RdS/2010/227*
12. Centro Nazionale dei Rifiuti e dell'Economia Circolare, dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), *"Rapporto Rifiuti Urbani, Rapporti 313/2019"*, dicembre 2019. Disponibile presso: <http://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/rapporto-rifiuti-speciali-edizione-2019>
13. ARPA Sicilia, *"Dati ambientali 2019"*, Capitolo 5 Rifiuti.
14. ARPA Umbria, Sezione regionale Catasto Rifiuti, *"Qualità del rifiuto organico della raccolta differenziata"*, anno 2019. Disponibile presso: <https://apps.arpa.umbria.it/CatastoRifiuti/home.aspx>
15. APAT Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici, *"Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi"*, 2005.

16. C.J. Banks, S. Heaven, Y. Zhang, U. Baier, "Food waste digestion: Anaerobic Digestion of Food Waste for a Circular Economy", Murphy, J.D. (Ed.) IEA Bioenergy Task 37, 2018: 12
17. Cassendra Phun Chien Bong, Li Yee Lim, Chew Tin Lee, Jiří Jaromír Klemesš, Chin Siong Ho, Wai Shin Ho, "The characterisation and treatment of food waste for improvement of biogas production during anaerobic digestion – A review", Journal of Cleaner Production, Volume 172, 2018, Pages 1545-1558, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.199>.
18. João Gonçalves Neto, Leticia Vidal Ozorio, Thais Cristina Campos de Abreu, Brunno Ferreira dos Santos, Florian Pradelle, "Modeling of biogas production from food, fruits and vegetables wastes using artificial neural network (ANN)", Fuel, Volume 285, 2021, 119081, ISSN 0016-2361, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119081>.
19. Presidenza della Regione Siciliana, "Linee Guida per la progettazione, la costruzione e la gestione degli impianti di compostaggio", 1999.
20. Sagor Kumar Pramanik, Fatimah Binti Suja, Shahrom Md Zain, Biplob Kumar Pramanik, "The anaerobic digestion process of biogas production from food waste: Prospects and constraints", Bioresource Technology Reports, Volume 8, 2019, 100310, ISSN 2589-014X, <https://doi.org/10.1016/j.biteb.2019.100310>.
21. F. Fantozzi, S. Massoli, V. Pistolesi, C. Buratti, "Digestione anaerobica in condizioni termofile di FORSU trattata meccanicamente: produzione e caratterizzazione del biogas", 66° Congresso Nazionale ATI – Rende (Cosenza), 5-9 Settembre 2011.
22. S. Castelli, S. Segato, "Energia da biogas - Biometano ed energia da biomasse agro-industriali e da rifiuti", Maggioli Editore, 2014.
23. Kok Sin Woon, Irene M.C. Lo, "A proposed framework of food waste collection and recycling for renewable biogas fuel production in Hong Kong", Waste Management, Volume 47, Part A, 2016, Pages 3-10, ISSN 0956-053X, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2015.03.022>.
24. Kok Sin Woon, Irene M.C. Lo, Sam L.H. Chiu, Dickson Y.S. Yan, "Environmental assessment of food waste valorization in producing biogas for various types of energy use based on LCA approach", Waste Management, Volume 50, 2016, Pages 290-299, ISSN 0956-053X, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.02.022>.
25. Noraini M., Sanusi S., Elham J., Sukor Z., Hamid K., "Factors affecting production of biogas from organic solid waste via anaerobic digestion process: A review", Solid State Science and Technology, Vol. 25, No 1 (2017) 29-39 ISSN 0128-7389.
26. Pak Chuen Chan, Renata Alves de Toledo, Hong In lu, Hojae Shim, "Co-digestion of food waste and domestic wastewater – effect of copper supplementation on biogas production", Energy Procedia, Volume 153, 2018, Pages 237-241, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.10.008>.
27. Nagy V., Szabo E., "Biogas from organic wastes", Studia Universitatis "Vasile Goldiș", Seria Științele Vieții Vol. 21, issue 4, 2011, pp. 887-891, 2011 Vasile Goldiș University Press.
28. Roozbeh Feiz, Maria Johansson, Emma Lindkvist, Jan Moestedt, Sören Nilsson Påledal, Niclas Svensson, "Key performance indicators for biogas production—methodological insights on the life-cycle analysis of biogas production from source-separated food waste", Energy, Volume 200, 2020, 117462, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117462>.

29. Djavan De Clercq, Zongguo Wen, Fei Fan, *“Performance evaluation of restaurant food waste and biowaste to biogas pilot projects in China and implications for national policy”*, Journal of Environmental Management, Volume 189, 2017, Pages 115-124, ISSN 0301-4797, <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2016.12.030>.
30. Yang Yang, Weiqing Bao, Guang Hui Xie, *“Estimate of restaurant food waste and its biogas production potential in China”*, Journal of Cleaner Production, Volume 211, 2019, Pages 309-320, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.160>.
31. Mariana Silaen, Richard Taylor, Stefan Bößner, Annela Anger-Kraavi, Unnada Chewprecha, Alessandro Badinotti, Takeshi Takama, *“Lessons from Bali for small-scale biogas development in Indonesia”*, Environmental Innovation and Societal Transitions, Volume 35, 2020, Pages 445-459, ISSN 2210-4224, <https://doi.org/10.1016/j.eist.2019.09.003>.
32. Rimika Kapoor, Pooja Ghosh, Madan Kumar, Subhanjan Sengupta, Asmita Gupta, Smita S. Kumar, Vandit Vijay, Vivek Kumar, Virendra Kumar Vijay, Deepak Pant, *“Valorization of agricultural waste for biogas based circular economy in India: A research outlook”*, Bioresource Technology, Volume 304, 2020, 123036, ISSN 0960-8524, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2020.123036>.
33. Zumar M.A. Bundhoo, Sumayya Mauthoor, Romeela Mohee, *“Potential of biogas production from biomass and waste materials in the Small Island Developing State of Mauritius”*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 56, 2016, Pages 1087-1100, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.026>.
34. Muhammad Tamoor, M. Suleman Tahir, Muhammad Sagir, Muhammad Bilal Tahir, Shahid Iqbal, Tasmia Nawaz, *“Design of 3 kW integrated power generation system from solar and biogas”*, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 45, Issue 23, 2020, Pages 12711-12720, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.207>.
35. Ankit Pal, Subhadeep Bhattacharjee, *“Effectuation of biogas based hybrid energy system for cost-effective decentralized application in small rural community”*, Energy, Volume 203, 2020, 117819, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117819>.
36. Rui Shi, Zhiyong Han, Hao Li, Shuangchao Wang, Nanfei Guo, Yu Zhang, *“Carbon emission and energy potential of a novel spatiotemporally anaerobic/semi-aerobic bioreactor for domestic waste treatment”*, Waste Management, Volume 114, 2020, Pages 115-123, ISSN 0956-053X, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2020.06.040>.
37. Progetto Europeo H2020 *“ISAAC Increasing Social Awareness and ACceptance of biogas and biomethane”* (Grant agreement n. 691875, H2020-LCE-2015-3), Deliverable D4.3: Linee guida per realizzare impianti per la produzione di biogas/biometano “fatti bene”.
38. Giovanni De Feo, *“La digestione anaerobica dei rifiuti umidi”*, IngenioWeb, 2013.
39. Decreto Interministeriale n. 5046 del 25 Febbraio 2016, *“Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento e delle acque reflue di cui all'art. 113 del Decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152, nonché per la produzione e l'utilizzazione agronomica del digestato di cui all'art. 52, comma 2-bis del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito in legge 7 agosto 2012 n. 134”*.

40. Regolamento (UE) 2019/1009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che stabilisce norme relative alla messa a disposizione sul mercato di prodotti fertilizzanti dell'UE, che modifica i regolamenti (CE) n. 1069/2009 e (CE) n. 1107/2009 e che abroga il regolamento (CE) n. 2003/2003

41. V. Ciardini, T. Di Iorio, L. Di Liberto, C. Tirelli, G. Casasanta, A. di Sarra, G. Fiocco, D. Fuà, M. Cacciani, "Seasonal variability of tropospheric aerosols in Rome", Atmospheric Research, Volume 118, 2012, Pages 205-214. <https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2012.06.026>.

42. M. Marconi, D.M. Sferlazzo, S. Becagli, C. Bommarito, G. Calzolari, M. Chiari, A. di Sarra, C. Ghedini, J.L. Gómez-Amo, F. Lucarelli, D. Meloni, F. Monteleone, S. Nava, G. Pace, S. Piacentino, F. Rugi, M. Severi, R. Traversi, R. Udisti, "Saharan dust aerosol over the central Mediterranean Sea: PM10 chemical composition and concentration versus optical columnar measurements", Atmospheric Chemistry and Physics, Volume 14, 2014, Pages 2039–2054. <https://doi.org/10.5194/acp-14-2039-2014>.

43. D. Meloni, A. di Sarra, G. Biavati, J.J. DeLuisi, F. Monteleone, G. Pace, S. Piacentino, "Seasonal behavior of Saharan dust events at the Mediterranean island of Lampedusa in the period 1999-2005", Atmospheric Environment, Volume 41, 2007, Pages 3041-3056. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2006.12.001>.

44. A. Di Sarra, C. Di Biagio, D. Meloni, F. Monteleone, G. Pace, S. Pugnaghi, and D. Sferlazzo, "Shortwave and longwave radiative effects of the intense Saharan dust event of 25-26 March, 2010, at Lampedusa (Mediterranean sea)", Journal of Geophysical Research, Volume 116, D23209, 2011. <https://doi.org/10.1029/2011JD016238>.