



## Ricerca di Sistema elettrico

Analisi sperimentale e numerica di  
tecnologie solar driven per la  
climatizzazione e la produzione di ACS e  
di sistemi ICT per il controllo e la  
riduzione dei carichi elettrici nelle isole  
minori non connesse alla RTN

M. Beccali, M. Bonomolo, G. Ciulla, P. Finocchiaro, M. Giuseppe  
Ippolito, G. Leone, V. Lo Brano, Ro. Musca, G. Zizzo.

ANALISI SPERIMENTALE E NUMERICA DI TECNOLOGIE SOLAR DRIVEN PER LA CLIMATIZZAZIONE E LA PRODUZIONE DI ACS E DI SISTEMI ICT PER IL CONTROLLO E LA RIDUZIONE DEI CARICHI ELETTRICI NELLE ISOLE MINORI NON CONNESSE ALLA RTN

Marco Beccali, Marina Bonomolo, Giuseppina Ciulla, Pietro Finocchiaro, Mariano Giuseppe Ippolito, Giuliana Leone, Valerio Lo Brano, Rossano Musca, Gaetano Zizzo.

Settembre 2018

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

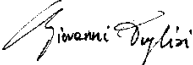
Piano Annuale di Realizzazione 2017

Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici

Progetto: D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: A1 - Architetture impiantistiche ibride per la climatizzazione degli edifici

Responsabile del Progetto: Ing. Giovanni Puglisi, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione nell'ambito della "Analisi sperimentale e numerica di tecnologie solar driven per la climatizzazione e la produzione di ACS e di sistemi ICT per il controllo e la riduzione dei carichi elettrici nelle isole minori non connesse alla RTN"

Responsabile scientifico ENEA: Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico Università degli Studi di Palermo: Prof. Ing. Marco Beccali



## Sommario

INTRODUZIONE .....	5
1 SPERIMENTAZIONE E MONITORAGGIO DELL'IMPIANTO "FREESCOO FACADE" GIÀ INSTALLATO PRESSO L'EDIFICIO DEL FARO DI CAPO GRECALE (LAMPEDUSA).....	7
1.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FREESCOO GIÀ ESISTENTE.....	7
1.2 STUDIO DEL SISTEMA TRAMITE MODELLI DI SIMULAZIONE DINAMICA IN TRNSYS .....	9
1.2.1 <i>Analisi delle prestazioni in regime estivo</i> .....	10
1.2.2 <i>Analisi delle prestazioni in regime invernale</i> .....	16
1.3 ANALISI DEI DATI DI MONITORAGGIO RELATIVI AL FUNZIONAMENTO INVERNALE .....	19
1.4 DESCRIZIONE DELLE MODIFICHE APPORTATE ALL'IMPIANTO ESISTENTE.....	26
1.5 ANALISI DEI DATI DI MONITORAGGIO RELATIVI AL FUNZIONAMENTO ESTIVO.....	31
1.6 ESAME DI UNA NUOVA CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA.....	37
1.7 CONCLUSIONI .....	40
2 PROSECUZIONE DEL MONITORAGGIO DEL SISTEMA "FREESCOO COMPATTO" GIÀ INSTALLATO PRESSO IL PRESSO LA STAZIONE DI OSSERVAZIONI CLIMATICHE ENEA DI LAMPEDUSA.....	41
2.1 ANALISI DEI DATI DI MONITORAGGIO RACCOLTI.....	41
2.2 CONCLUSIONI .....	46
3. INSTALLAZIONE, TEST E VALUTAZIONI DI FATTIBILITÀ DISPOSITIVI PER IL CONTROLLO DELLA RADIAZIONE SOLARE E DELL'ILLUMINAZIONE ARTIFICIALE IN UN AMBIENTE PILOTA .....	47
3.1 ANALISI MEDIANTE SOFTWARE DI SIMULAZIONE .....	50
3.2 STUDIO SPERIMENTALE DEL NUOVO SISTEMA DI ILLUMINAZIONE.....	53
3.3 VALUTAZIONE DELLA FATTIBILITÀ DI UN SISTEMA DI CONTROLLO DELLA RADIAZIONE SOLARE CON AUTOMAZIONE DELLE TAPPARELLE ...	62
3.4 CONCLUSIONI .....	64
4 ANALISI TECNICO ECONOMICA DI UN SISTEMA PV ASSERVITO AD UNA PDC PER PRODUZIONE DI ACS.....	66
4.1 INTRODUZIONE .....	66
4.2 PROFILI DI CONSUMO DI ACS: MONITORAGGIO DI ALCUNE UTENZE ISOLANE .....	66
4.3 DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	73
4.3.1 <i>Impianti stand-alone</i> .....	73
4.3.2 <i>Impianti grid-connected</i> .....	75
4.4 ANALISI DEI CONSUMI PER UN'UTENZA TIPO .....	78
4.4.1 <i>Metodologia</i> .....	78
4.4.2 <i>Stand-Alone, Configurazione 1</i> .....	84
4.4.3 <i>Stand-Alone, Configurazione 2</i> .....	88
4.4.4 <i>Grid-connected, Configurazione 3</i> .....	92
4.4.5 <i>Grid-on, Configurazione 4</i> .....	94
4.4.6 <i>Confronto fra le Configurazioni analizzate</i> .....	96
5 ANALISI DEGLI IMPATTI DELLE LOGICHE DI DEMAND RESPONSE SULLA RETE DELL'ISOLA .....	99
5.1 SCHEMA DELL'IMPIANTO DI AUTOMAZIONE E CONTROLLO CARICHI DI UTENTE.....	99
5.2 AZIONI DI DEMAND RESPONSE.....	102
5.2.1 <i>Ottimizzazione del profilo di carico giornaliero dell'utente</i> .....	102
5.2.2 <i>Ottimizzazione del profilo di carico giornaliero dell'isola</i> .....	104
5.3 MODELLI PER LA SIMULAZIONE DEGLI IMPATTI SULLA RETE .....	105
5.3.1 <i>Modello della rete MT</i> .....	105
5.3.2 <i>Modello della rete BT</i> .....	114
5.4 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI .....	115
5.4.1 <i>Ottimizzazione del profilo di potenza di un utente passivo</i> .....	115
5.4.2 <i>Ottimizzazione del profilo di potenza di un utente attivo</i> .....	118
5.4.3 <i>Ottimizzazione del profilo di carico giornaliero dell'isola</i> .....	119
CONCLUSIONI .....	126

BIBLIOGRAFIA ..... 128

## Introduzione

Il presente report di ricerca descrive le attività svolte in tema di efficientamento energetico delle isole minori presentando sia studi e sperimentazioni originali sia derivanti dalla prosecuzione del lavoro svolto nelle precedenti annualità.

Gli studi finora effettuati hanno, in generale, evidenziato per le utenze selezionate buone prospettive di sviluppo dell'utilizzo del sistema di climatizzazione compatto del tipo heat/solar driven, *Freescoo*, e della Pompa di Calore del tipo aria/acqua per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) integrata con un impianto fotovoltaico opportunamente progettato. E' stato anche verificato come strumenti di *building automation* e logiche avanzate di controllo per l'interazione con la rete elettrica dei singoli impianti di produzione di ACS possono consentire di attuare una gestione efficace della rete elettrica isolana.

Si sono quindi estesi i monitoraggi dei due prototipi *freescoo* (compatto e *façade*) installati presso i laboratori dell'ENEA nell'Isola di Lampedusa, al fine di valutarne le prestazioni in riscaldamento e in raffreddamento. Si è inoltre progettato, e successivamente realizzato, a cura di ENEA un sistema di accumulo termico ad integrazione dell'impianto presente all'interno dei locali del Laboratorio del faro di Capo Grecale, con l'obiettivo di supplire anche alla domanda di ACS e di essere a supporto del sistema rigenerativo della macchina. Nello stesso ambiente è stato anche installato un nuovo impianto di illuminazione a basso consumo dotato di un sistema di regolazione automatica del flusso luminoso.

Allo stesso tempo, si sono sviluppati opportuni modelli di simulazione dinamica atti ad indagare le prestazioni e le potenzialità delle seguenti configurazioni impiantistiche:

1. pompa di calore per ACS con impianto fotovoltaico e accumulo connesso alla rete;
2. pompa di calore con impianto fotovoltaico e accumulo isolati dalla rete.

In particolare si è effettuata un'analisi tecnico economica mirata al dimensionamento ottimale di differenti soluzioni impiantistiche con l'obiettivo di ottenere il maggior beneficio da parte dell'utente finale (risparmio economico).

Infine, sono state proposte delle logiche di gestione flessibili dei dispositivi di utenti dotati di pompa di calore, che consentono di:

1. massimizzare i vantaggi economici per l'utente in presenza di tariffazione bioraria dell'energia elettrica o di scambio sul posto;
2. massimizzare i benefici per il sistema di generazione e distribuzione dell'energia elettrica dell'isola.

Sulla base dell'attività svolta e su descritta, il presente report è strutturato come segue:

- Il **Capitolo 1** tratta del sistema di climatizzazione compatto *Freescoo façade* descrivendone le caratteristiche tecniche originarie e le innovazioni apportate durante lo studio al fine di integrare il sistema di accumulo utilizzato per la produzione di ACS. In questo capitolo sono inoltre presentati i risultati della campagna sperimentale svolta a monte e a valle delle innovazioni tecniche apportate.
- Il **Capitolo 2** presenta i risultati sperimentali riguardanti la prosecuzione della campagna sperimentale sul sistema *freescoo* compatto, già presentato nei precedenti report.
- Il **Capitolo 3** presenta i risultati relativi alla progettazione attraverso opportuni modelli di simulazione e all'installazione in un ambiente pilota di un sistema di illuminazione automatizzato. Si propone infine uno studio di fattibilità riguardante l'ottimizzazione dei risparmi energetici conseguibili integrando le istanze di confort visivo e termoigrometrico nell'ipotesi di installazione nello stesso ambiente pilota di un sistema controllo automatizzato di tapparelle.
- Il **Capitolo 4** descrive uno studio sul dimensionamento degli impianti fotovoltaici accoppiati alle pompe di calore in diverse configurazioni e ne riporta per ciascuna un'analisi tecnico-economica basata sui dati di simulazione in regime dinamico del singolo utente.

- Il **Capitolo 5** propone un'analisi di logiche di demand response e ne analizza gli impatti sulla rete isolana in diversi scenari.
- Nella sezione **Conclusioni**, infine, si riportano i principali risultati ottenuti dagli studi e dalle analisi effettuate.

## 1 Sperimentazione e monitoraggio dell'impianto "freescoo facade" installato presso l'edificio del faro di Capo Grecale (Lampedusa)

### 1.1 Descrizione dell'impianto freescoo già esistente

Nell'ambito delle attività di ricerca svolte nella precedente annualità, è stato installato un impianto di climatizzazione alimentato da collettori solari termici presso i laboratori ENEA al faro di Grecale a Lampedusa. Il sistema, installato nell'ottobre del 2017 era composto da una unità di ventilazione/climatizzazione *freescoo facade* recentemente sviluppata dalla Ditta SolarInvent e due collettori solari a tubi evacuati posti sul piano di copertura dell'edificio, **Figura 1**.



**Figura 1** Sistema *freescoo* installato alla fine del 2017 presso i laboratori ENEA al faro di Grecale a Lampedusa

Il locale dove è stata installata la macchina ha un'esposizione EST, una superficie di circa 20 m<sup>2</sup>, un'altezza di 4,3 metri e ospita sei postazioni di lavoro con relativi computer. E' da sottolineare che al momento dell'installazione l'aria poteva liberamente circolare anche negli spazi adiacenti non essendo presente la porta per la delimitazione lo spazio (**Figura 2**).

Al momento dell'installazione, il sistema è stato provvisto di impianto di monitoraggio composto dalle parti seguenti (**Figura 3**):

- Unità master GPRS 2 SENECA per l'acquisizione e la trasmissione dei dati di monitoraggio
- Unità slave per l'acquisizione di input analogici SENECA con 24 canali
- Nr 10 Sonde di temperatura
- Nr 4 Sonde di umidità
- Nr 2 Misuratori di portata d'acqua
- Nr 1 Analizzatore di rete

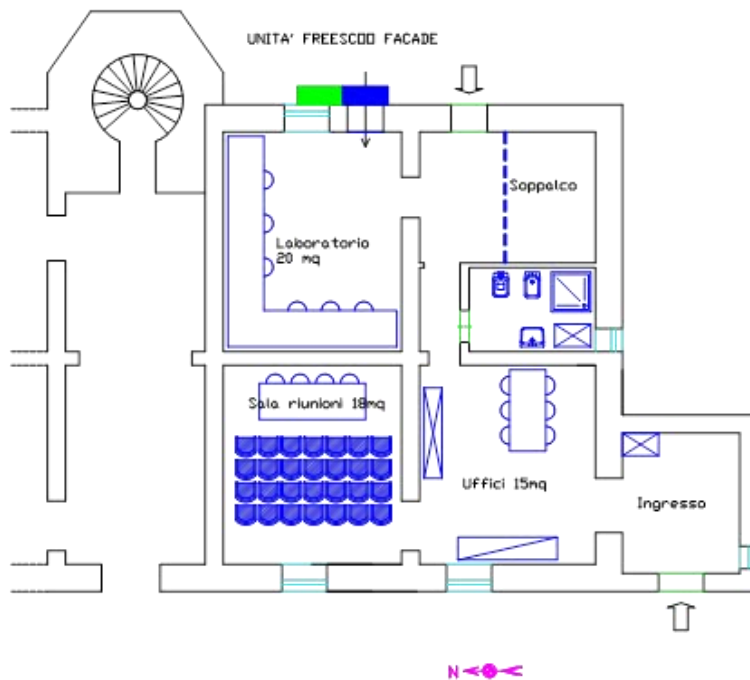


Figura 2 Pianta dei locali ENEA presso il faro di Grecale a Lampedusa



Figura 3 Quadro e sistema di monitoraggio installato a servizio dell'impianto freesco façade

Il time-step di acquisizione è di un minuto e ogni giorno viene salvato un file csv su una scheda SD presente a bordo dell'unità master SENECA GPRS2.

I dati possono poi essere scaricati manualmente o tramite il software *Filezilla* installato nel computer a servizio dell'impianto.

Si è preferito rendere indipendente il sistema di controllo della macchina *freescoo* da quello di acquisizione dei dati in modo da evitare blocchi del sistema dovuti a mancanza della rete ethernet o a interventi fatti sul sistema di acquisizione e monitoraggio.

In tal modo il funzionamento del sistema e l'acquisizione dei dati sono assicurati, a meno della mancanza della rete elettrica. Il ripristino a seguito della mancanza della rete è comunque automatico.

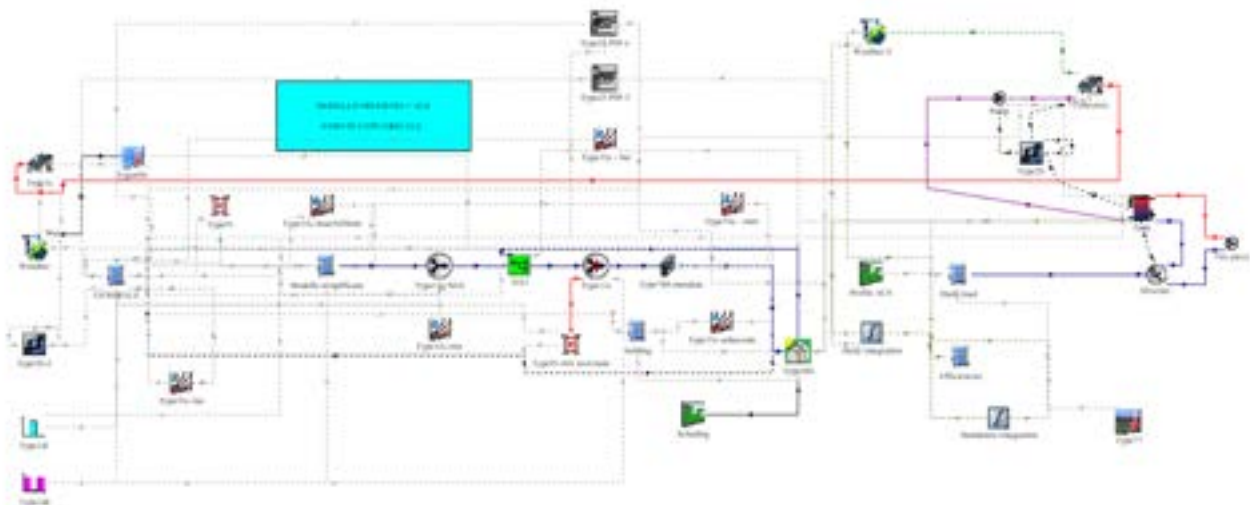
## 1.2 Studio del sistema tramite modelli di simulazione dinamica in TRNSYS

Uno degli obiettivi delle attività della presente annualità era la simulazione dinamica del sistema in oggetto al fine di studiarne il comportamento nel caso di accoppiamento con la produzione di acqua calda sanitaria da solare. A tal fine, è svolta preliminarmente una attività di simulazione del sistema tramite l'utilizzo del software TRNSYS i cui parametri principali sono riassunti in **Tabella 1**.

**Tabella 1 Principali parametri e ipotesi – simulazioni TRNSYS**

Descrizione	Valore
<b>File meteo utilizzato</b>	LAMPEDUSA_ISLAND-hour.tm2
<b>Time step</b>	0,25 ore
<b>Soglia di temperatura per l'accensione e spegnimento in regime invernale</b>	T solare > 35°C
<b>Soglia di temperatura per l'accensione e spegnimento in regime estivo</b>	T solare > 50°C
<b>Mesi di funzionamento in regime di riscaldamento</b>	gennaio, febbraio, dicembre
<b>Mesi di funzionamento in regime di raffreddamento</b>	da giugno a settembre
<b>Temperatura di produzione dell'acqua calda sanitaria</b>	48°C
<b>Set point di temperatura nell'edificio</b>	25.5 °C in estate, 20°C in inverno
<b>Regolazione del sistema</b>	Portata variabile

Nel progetto TRNSYS è stato inserito anche il modello completo di edificio realizzato tramite il Type 56 (**Figura 4**).



**Figura 4 Progetto TRNSYS del sistema di climatizzazione solare *freescool* in combinazione con la produzione di ACS**

Il modello dell'edificio comprende il locale servito dall'impianto, e i locali contigui. Nel modello è possibile inoltre impostare uno scambio d'aria tra il locale climatizzato e quelli adiacenti non essendo presente una porta tra loro.

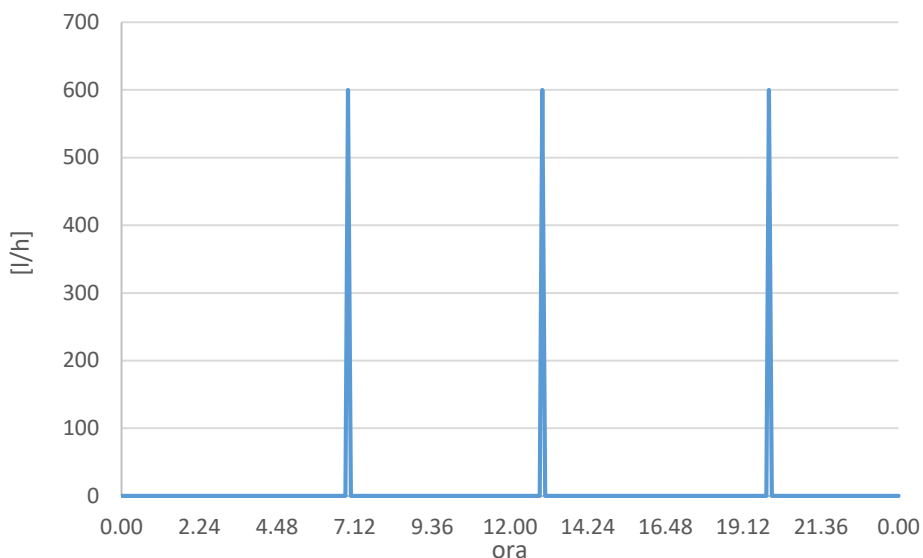
Per la simulazione del sistema *freescool* sono stati utilizzati dei modelli semplificati per la descrizione dei letti adsorbenti e dello scambiatore evaporativo. Tali modelli, di tipo semi-empirico sono frutto di studi precedenti svolti sui componenti che costituiscono il sistema.

Il controllo del sistema è basato su una logica dipendente dalla disponibilità di calore ai collettori solari, e dalle condizioni di temperatura e umidità interne al locale. La modulazione della potenza frigorifera prodotta è attuata tramite variazione della portata immessa in ambiente per mezzo di un regolatore PID.

Il collegamento dei collettori solari è realizzato "in cascata" ovvero il calore prodotto viene prima inviato allo scambiatore utilizzato per la rigenerazione del materiale adsorbente e successivamente al boiler ACS.

Ciò permette di ottenere una maggiore efficienza dei collettori solari grazie alle basse temperature in uscita dal boiler ACS e di ritorno ai collettori.

Il profilo di consumo di acqua calda sanitaria utilizzato nelle simulazioni è quello diagrammato nella **Figura 5** e corrispondente ad un totale di 150 litri al giorno con consumi concentrati su tre fasce orarie, la mattina, il pranzo e la sera.



**Figura 5** Profilo di consumo di acqua calda sanitaria “ACS 1”

### 1.2.1 Analisi delle prestazioni in regime estivo

Nelle simulazioni, sono stati esaminati i seguenti casi:

1. Free floating – Nessun sistema di climatizzazione attivo nel locale
2. Sistema freescoo in accoppiamento a 2 collettori solari XRAY 10 (area totale 2 x 1.9 m<sup>2</sup>) con produzione di ACS secondo il profilo ACS 1
3. Sistema freescoo in accoppiamento a 3 collettori solari XRAY 10 (area totale 3 x 1.9 m<sup>2</sup>) con produzione di ACS secondo il profilo ACS 1 (**Figura 5**)
4. Sistema freescoo in accoppiamento a 3 collettori solari XRAY 10 (area totale 3 x 1.9 m<sup>2</sup>) con produzione di ACS secondo i profili ACS 2, ACS 3 e ACS 4

Di seguito vengono esaminati nel dettaglio i risultati delle simulazioni relativi al mese di luglio nell’ipotesi di compartimentazione dell’ambiente servito rispetto al resto dei locali del centro ENEA.

In **Figura 6** è riportato per il mese di luglio l’andamento delle condizioni termoigrometriche all’interno del locale nel primo caso esaminato ovvero senza nessun tipo di sistema di climatizzazione attivo durante la simulazione. Si vede che la temperatura interna raggiunge i 32 °C in corrispondenza delle giornate più calde, mentre l’umidità assoluta dell’aria è pressochè uguale a quella dell’aria esterna.



raggiungimento di titoli di immissione bassi. Ciò comporta come risultato un minore raffreddamento dell'aria nello scambiatore evaporativo. Per il completo abbattimento dei carichi sensibili presenti nel locale sarebbe necessario immettere l'aria a temperature dell'ordine di 19-20 °C ottenibili solo con umidità assolute dell'aria del locale climatizzato nel range 9-10 g/kg.

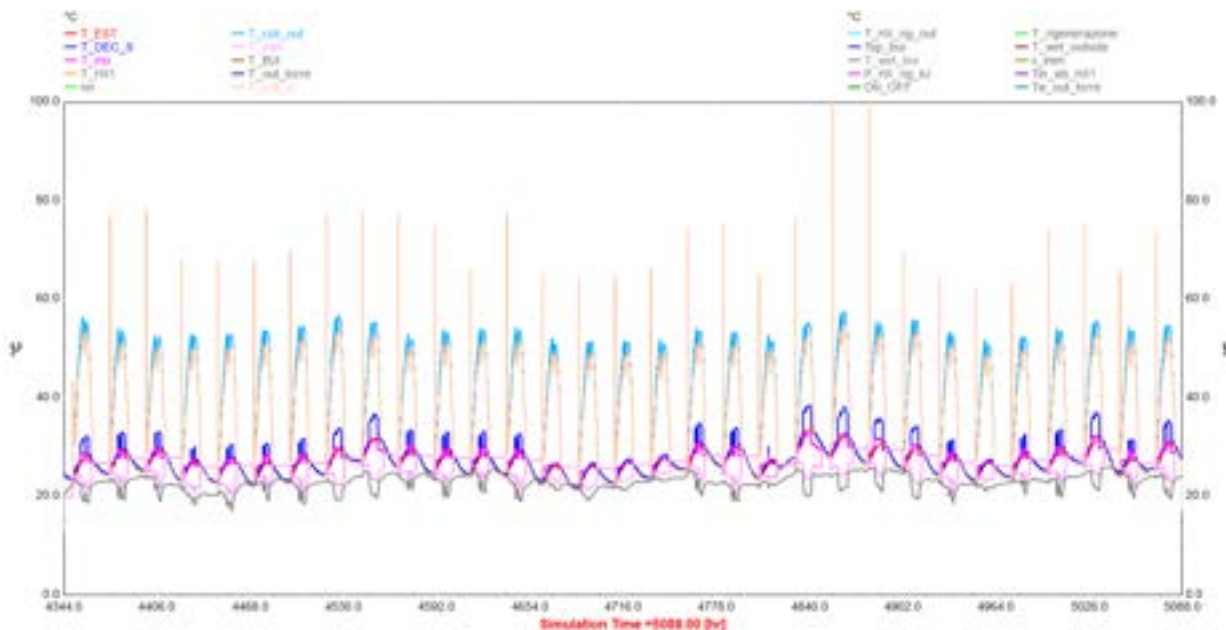


Figura 8 Temperature nei principali componenti del sistema - 2 collettori solari XRAY 10

Per ciò che riguarda la produzione di ACS si evidenzia inoltre che con soli due collettori solari il sistema necessita di una integrazione termica che interviene la mattina in circa il 30% dei giorni presi in esame (Figura 9).

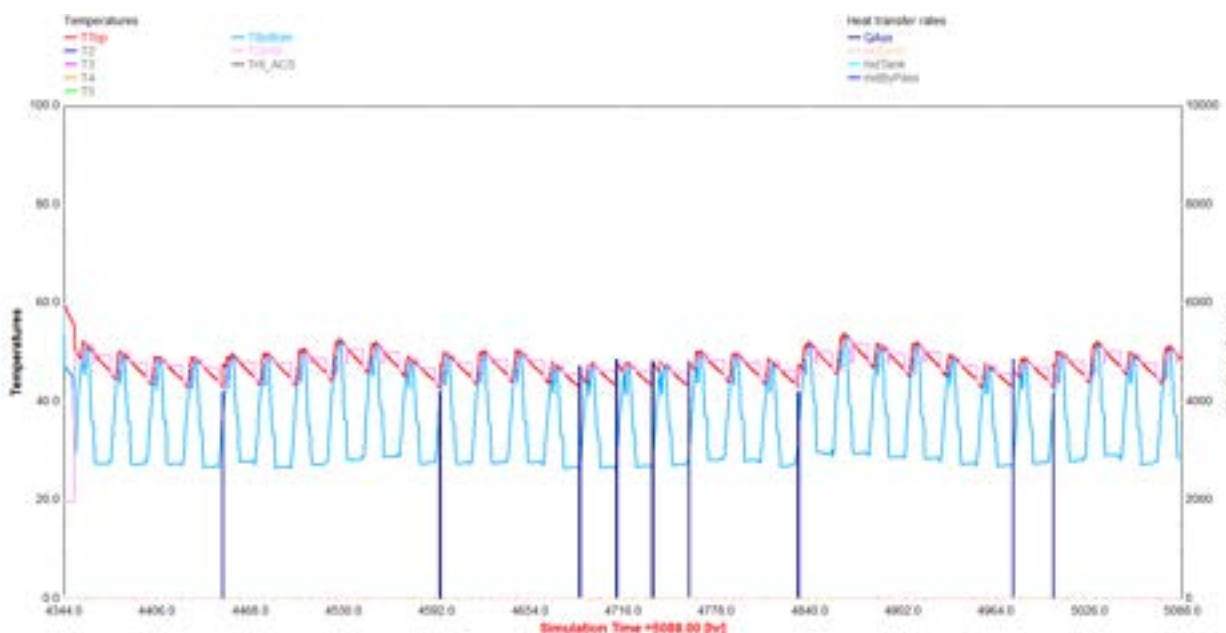
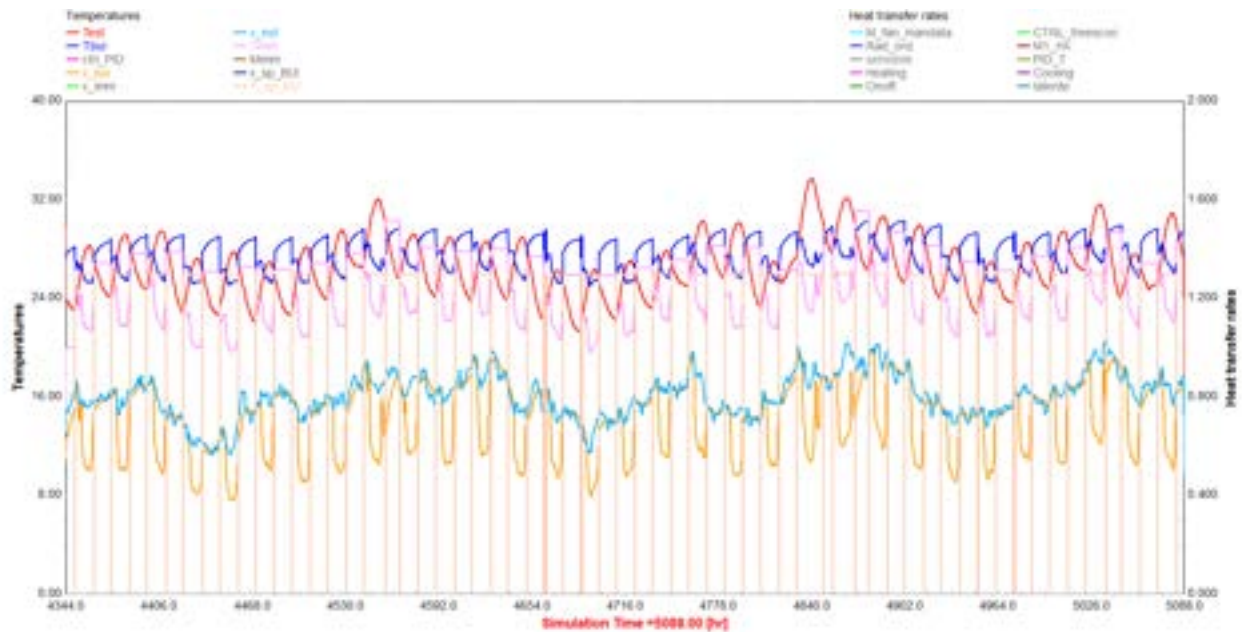


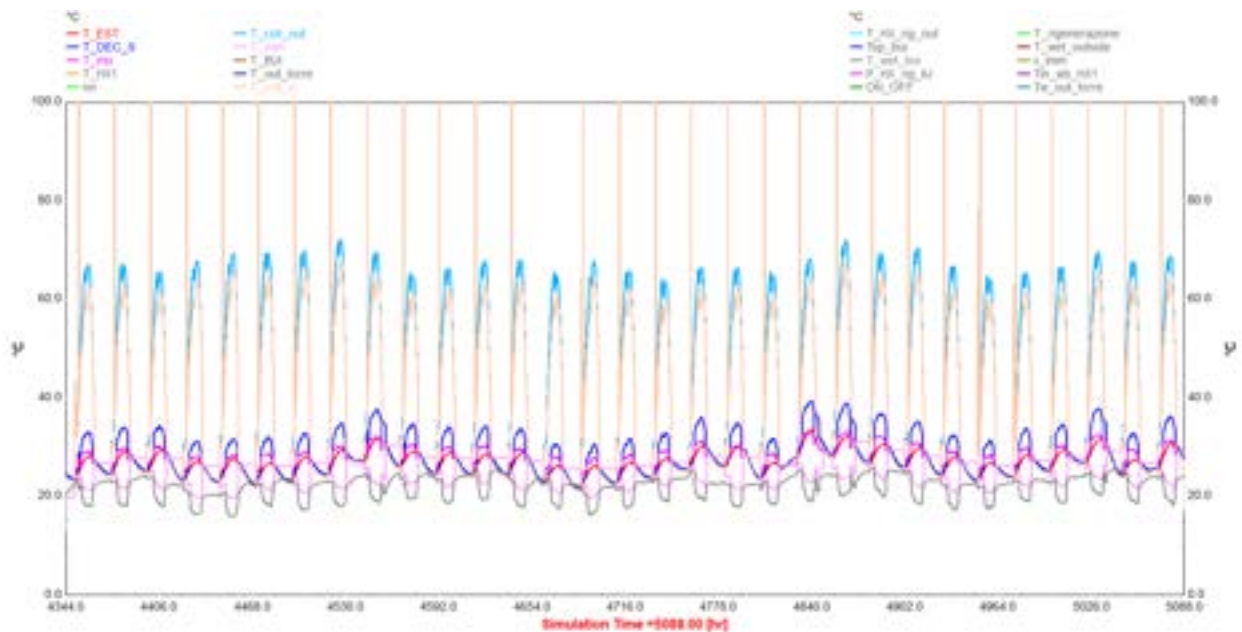
Figura 9 Temperature all'interno del boiler per la produzione di ACS e intervento del sistema ausiliario di riscaldamento – 2 collettori solari XRAY 10

Nei grafici successivi si riportano invece i risultati relativi al caso di accoppiamento con tre collettori solari della stessa tipologia (**Figura 10** e **Figura 11**)



**Figura 10** Temperature e umidità nell’ambiente esterno e nell’edificio per il mese di luglio – 3 collettori solari XRAY 10 e compartimentazione dello spazio

E’ possibile notare un notevole miglioramento della deumidificazione dell’aria nel locale con umidità assolute in media nettamente inferiori rispetto al caso di accoppiamento con 2 collettori solari. Le temperature nell’edificio subiscono un ulteriore lieve abbassamento ma restano comunque alte in alcuni giorni più caldi.



**Figura 11** Temperature nei principali componenti del sistema - 3 collettori solari XRAY 10 e compartimentazione dello spazio

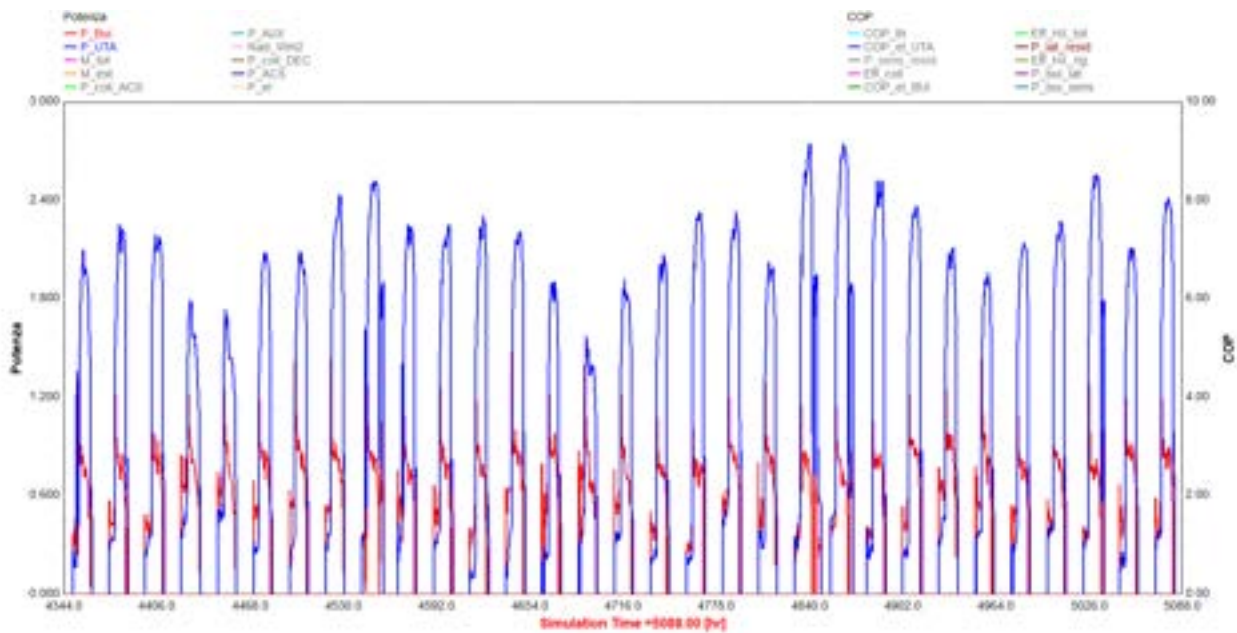


Figura 12 Potenza di raffreddamento totale (P\_UTA) e caduta all’edificio (P\_BUI) - 3 collettori solari XRAY 10 e compartimentazione dello spazio

Nella Figura 13 è evidenziata la produzione di calore da solare attribuibile alla rigenerazione del materiale adsorbente e quella legata al riscaldamento dell’ACS. Si vede come il maggiore contributo sia costituito dal calore necessario alla rigenerazione dei letti adsorbenti.

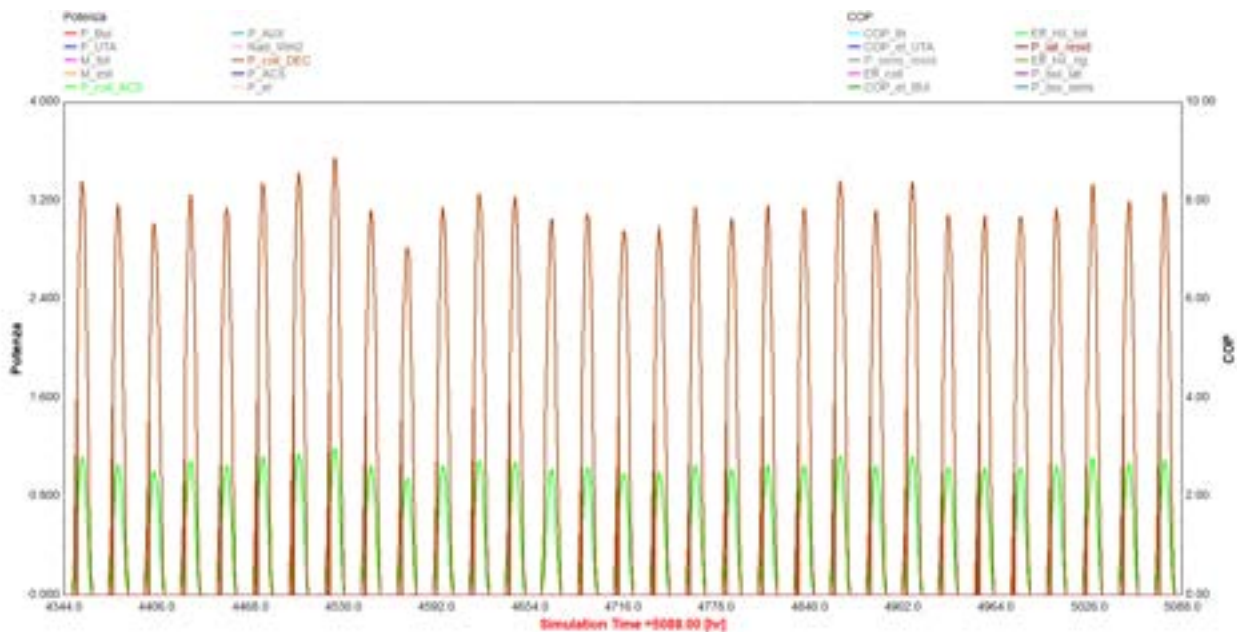
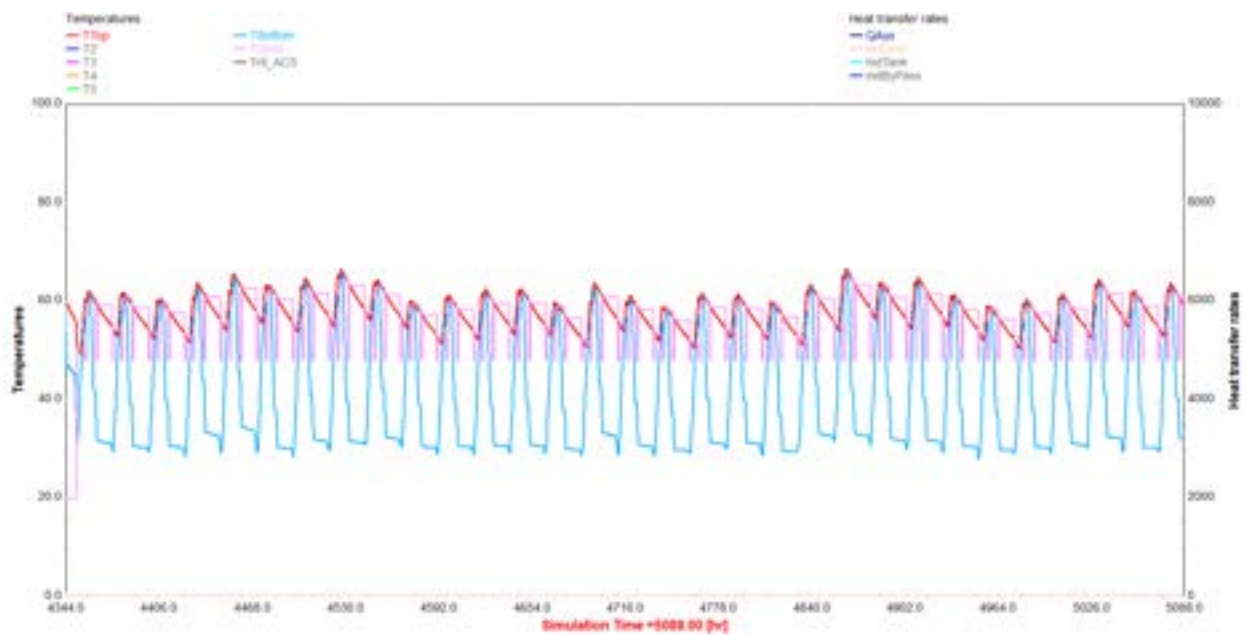


Figura 13 Potenza termica dei collettori solari utilizzata per la rigenerazione dei letti adsorbenti (P\_coll\_DEC) e per la produzione di acqua calda sanitaria (P\_coll\_ACS) – 3 collettori solari XRAY 10 e compartimentazione dello spazio

Nel caso dell’installazione di tre collettori si evidenzia infine che per tutto il periodo considerato non risulta necessario ricorrere all’intervento di un sistema ausiliario di riscaldamento per la produzione di ACS (Figura 14).



**Figura 14 Temperature all'interno del boiler per la produzione di ACS e intervento del sistema ausiliario di riscaldamento – 3 collettori solari XRAY 10 e compartimentazione dello spazio**

**Tabella 2: Prestazioni globali per il mese di luglio**

Grandezza	Valore	Unità
Calore prodotto dai collettori solari	682	kWh
En fornita frigorifera prodotta	539	kWh
En fornita all'edificio	236	kWh
En ACS	136	kWh
Elettricità totale utilizzata	76.3	kWh
COP elettrico globale	8.84	-

Infine, vengono mostrati i risultati relativi ad un'analisi svolta al variare del profilo di ACS. In particolare, sono stati esaminati i seguenti altri tre profili di consumo:

- ACS 2, dove il consumo di ACS è tutto concentrato durante le prime ore del mattino (8:00 – 11:00)
- ACS 3, dove il consumo di ACS è tutto concentrato durante le ore più calde (13:00 – 16:00)
- ACS 4, dove il consumo di ACS è tutto concentrato durante le ore della sera (20:00 – 23:00)

In tutti i casi analizzati, il totale del consumo di ACS resta pari a 150 litri.

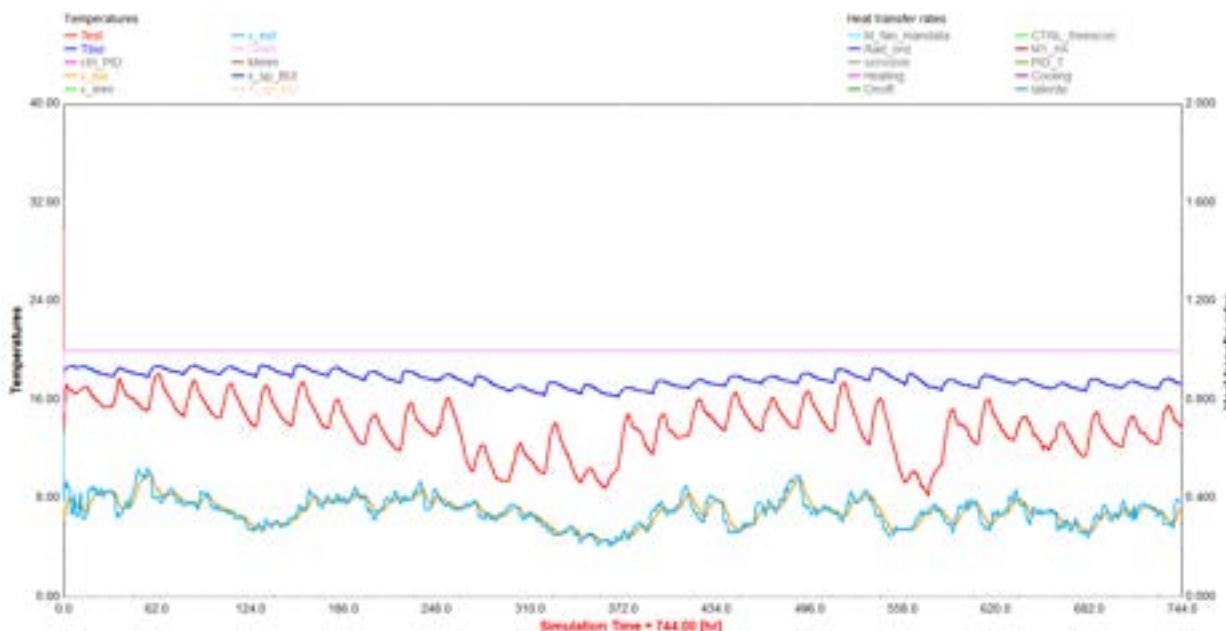
In generale non si è riscontrata una dipendenza spiccata delle prestazioni del sistema al variare del profilo ACS. I risultati complessivi riportati in **Tabella 3** mostrano infatti che le principali grandezze esaminate non variano in maniera sensibile. Si apprezza soltanto un lieve miglioramento spostandosi dal profilo di consumo mattutino (ACS 2) a quello serale (ACS 3), probabilmente a seguito del fatto che nel caso di profilo serale la temperatura media di rigenerazione durante le ore diurne risulta lievemente più alta, con conseguente miglioramento delle prestazioni.

**Tabella 3 Prestazioni globali per il mese di luglio al variare dei profili di consumo di ACS 2, 3 e 4**

Grandezza	ACS 2	ACS 3	ACS 4	Unità
Calore prodotto dai collettori solari	703	698	688	kWh
En frigorifera totale	516	541	547	kWh
En frigorifera fornita all’edificio	235	234	235	kWh
En ACS	136	136	136	kWh
Elettricità totale utilizzata	77.2	76.4	73.5	kWh
COP elettrico globale	8.4	8.9	9.3	-

**1.2.2 Analisi delle prestazioni in regime invernale**

Anche in questo caso prima di passare alla presentazione dei risultati ottenuti dalla simulazione del sistema di climatizzazione accoppiato alla produzione di ACS, viene presentato l’andamento delle condizioni termoigrometriche all’interno dell’edificio in assenza di impianto attivo per il mese di gennaio (Figura 15).



**Figura 15 Andamento delle condizioni termo-igrometriche nel locale in assenza di impianto di climatizzazione - gennaio**

Si nota che la temperatura minima all’interno del locale non scende mai al disotto di 16° grazie alle miti condizioni dell’aria esterna, ad un irraggiamento mediamente elevato e all’alta capacità della struttura muraria dell’edificio. Nel caso di impianto acceso secondo quanto descritto in Tabella 1, si evidenzia che per lo stesso periodo considerato in precedenza è possibile mantenere mediamente l’edificio alla temperatura desiderata durante le ore diurne (Figura 16).

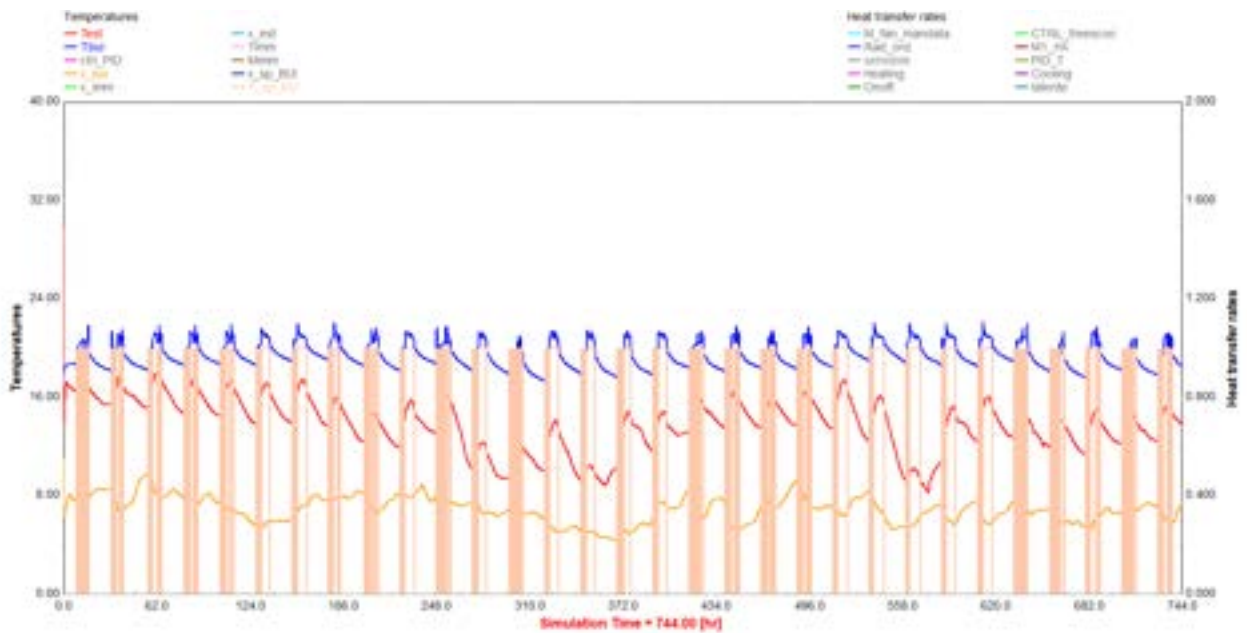


Figura 16 Andamento delle condizioni termo-igrometriche nel locale con impianto attivo - gennaio

La potenza di riscaldamento richiesta è infatti relativamente bassa e non supera quasi mai i 700 W. A ciò corrisponde un'elevata efficienza elettrica grazie al fatto che il sistema opera sempre in regime di parzializzazione dei ventilatori (Figura 17).

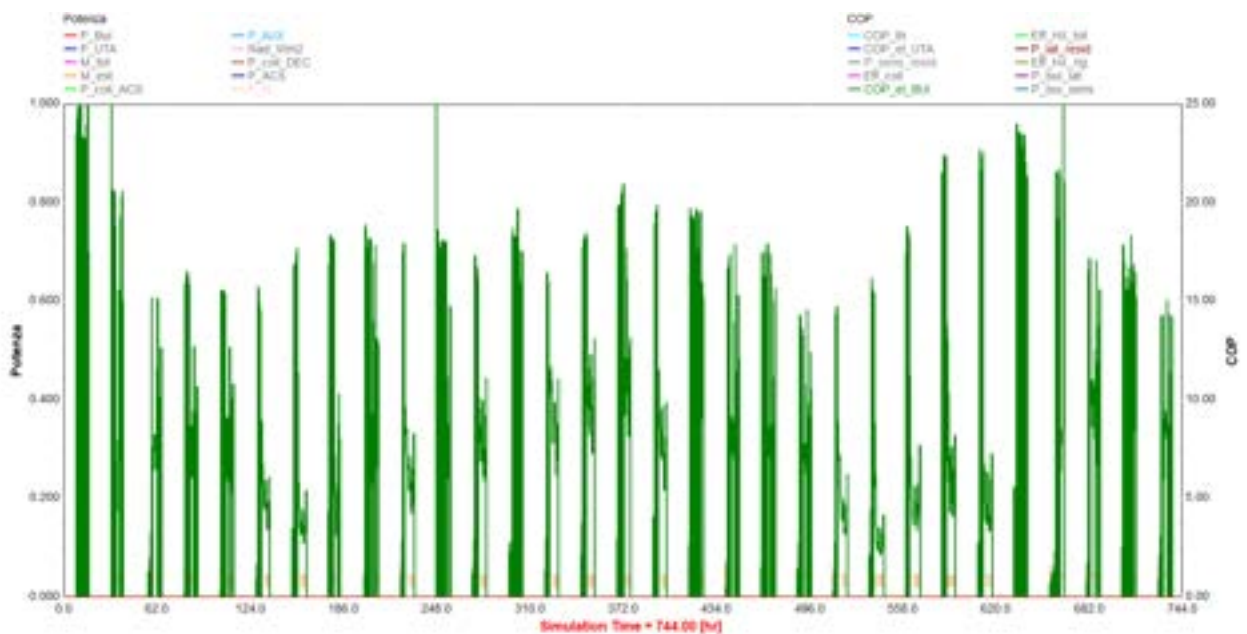


Figura 17 Efficienza elettrica del sistema – gennaio

L'andamento della produzione di ACS è mostrato invece in Figura 18, dove vengono mostrate le temperature dell'acqua all'interno del boiler ACS in assenza di integrazione termica. Si vede che in questo caso non è possibile sempre assicurare una temperatura di produzione adeguata, risultando dunque necessario il ricorso alla integrazione termica (Figura 19).

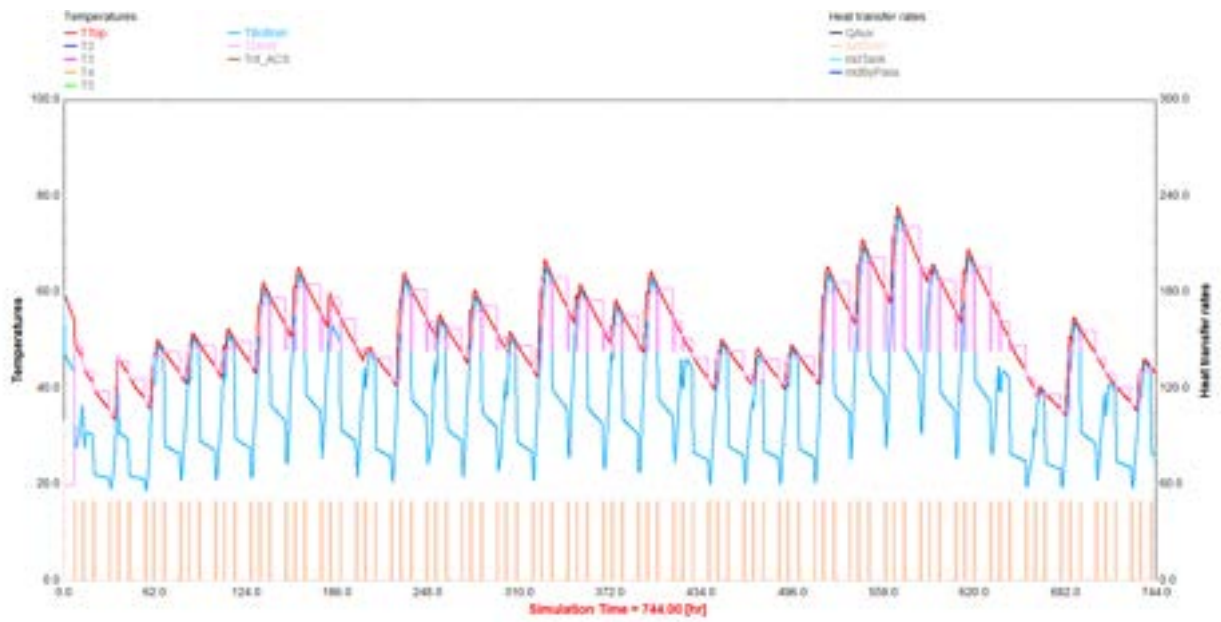


Figura 18 Produzione di ACS in assenza di sistema ausiliario– gennaio

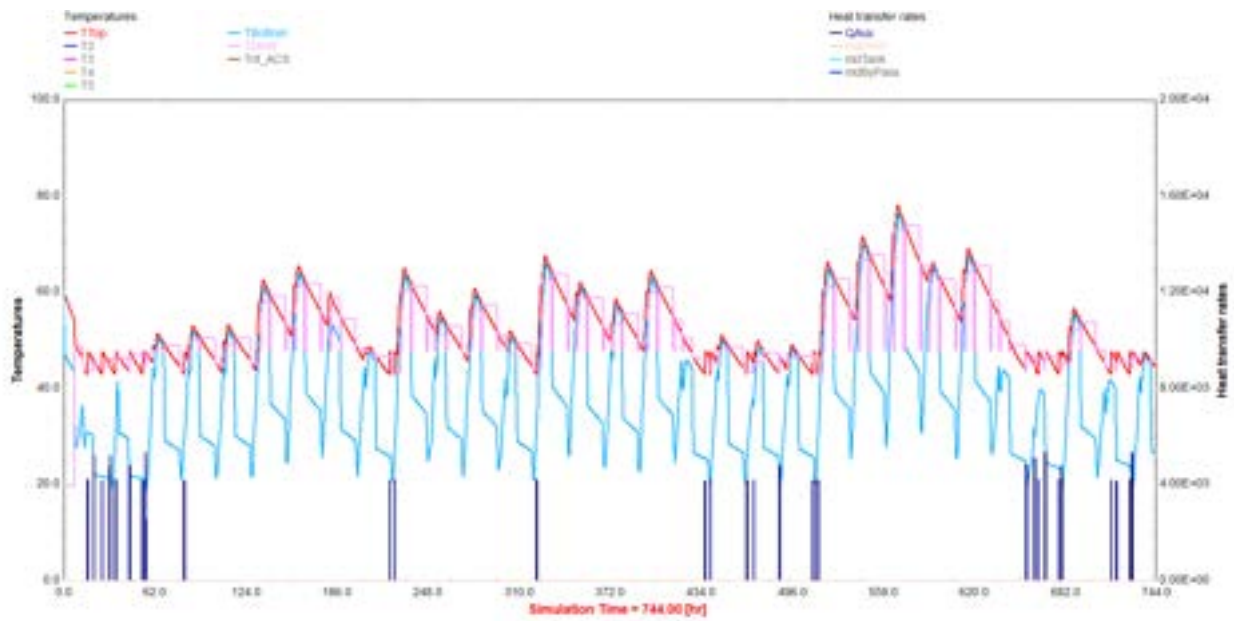


Figura 19 Produzione di ACS con integrazione termica attiva– gennaio

Tabella 4 Prestazioni globali per il mese di gennaio

Grandezza	Valore	Unità
Calore prodotto dai collettori solari	260	kWh
En fornita all'edificio	67.6	kWh
En ACS	163.5	kWh
Elettricità totale utilizzata	22.3	kWh
COP elettrico globale	10.4	-

### 1.3 Analisi dei dati di monitoraggio relativi al funzionamento invernale

L'acquisizione dei dati di funzionamento invernale è iniziata a novembre del 2017, poco dopo il completamento dell'installazione.

Per una migliore interpretazione dei dati di misura si riporta di seguito (Figura 20) lo schema di funzionamento del sistema in regime invernale. Una portata d'aria viene prelevata dall'esterno ed inviata allo scambiatore di calore evaporativo che in regime di funzionamento invernale svolge la funzione di recuperatore di calore. Prima di essere immessa in ambiente l'aria passa attraverso la batteria di riscaldamento che è collegata con il circuito dei collettori solari. L'aria di estrazione, prima di essere espulsa all'esterno dell'edificio, viene inviata sul secondario dello scambiatore di calore aria – aria dove scambia calore con l'aria primaria, preriscaldandola.

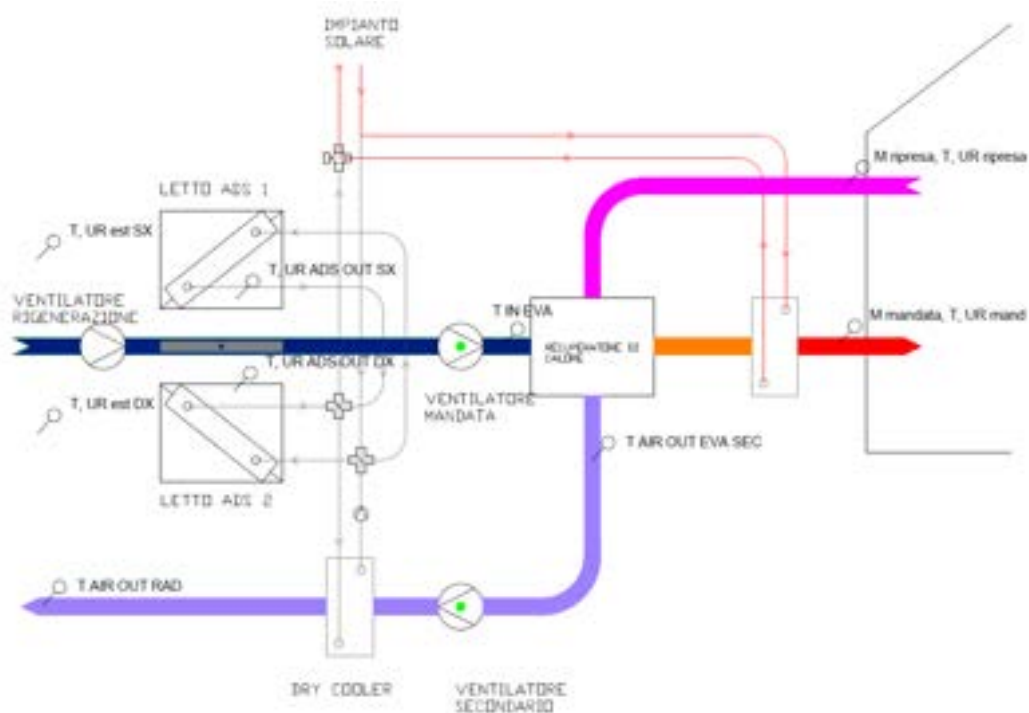


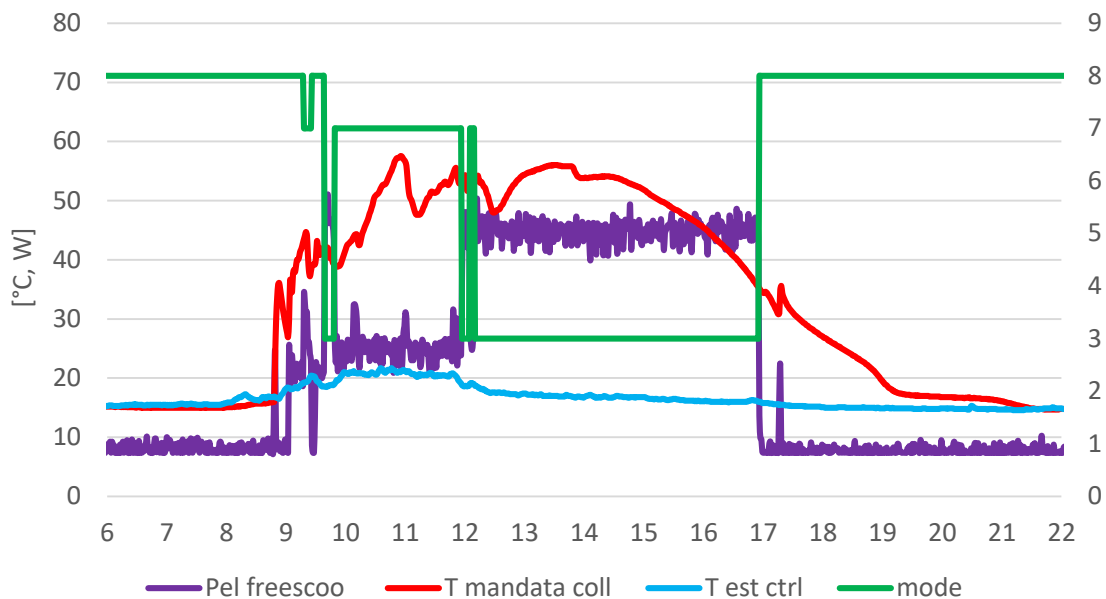
Figura 20 Schema di funzionamento del sistema freesco in regime invernale

Trattandosi di una unità di ventilazione, nell'esame delle prestazioni bisogna distinguere tra la potenza immessa in ambiente, che è legata al salto entalpico tra il punto di mandata e quello di ripresa e la potenza legata al trattamento dell'aria esterna, legata invece al salto di entalpia tra l'aria esterna e quella di immissione. Le due grandezze citate saranno di seguito denominate rispettivamente  $P_{\text{risc edificio}}$  e  $P_{\text{risc}}$ .

Nella presentazione dei dati di monitoraggio si è scelto di concentrarsi su due mesi di funzionamento più significativi dal punto di vista delle condizioni climatiche ovvero gennaio e febbraio 2018, per i quali l'acquisizione dei dati è stata completa e senza interruzioni per interventi o malfunzionamenti.

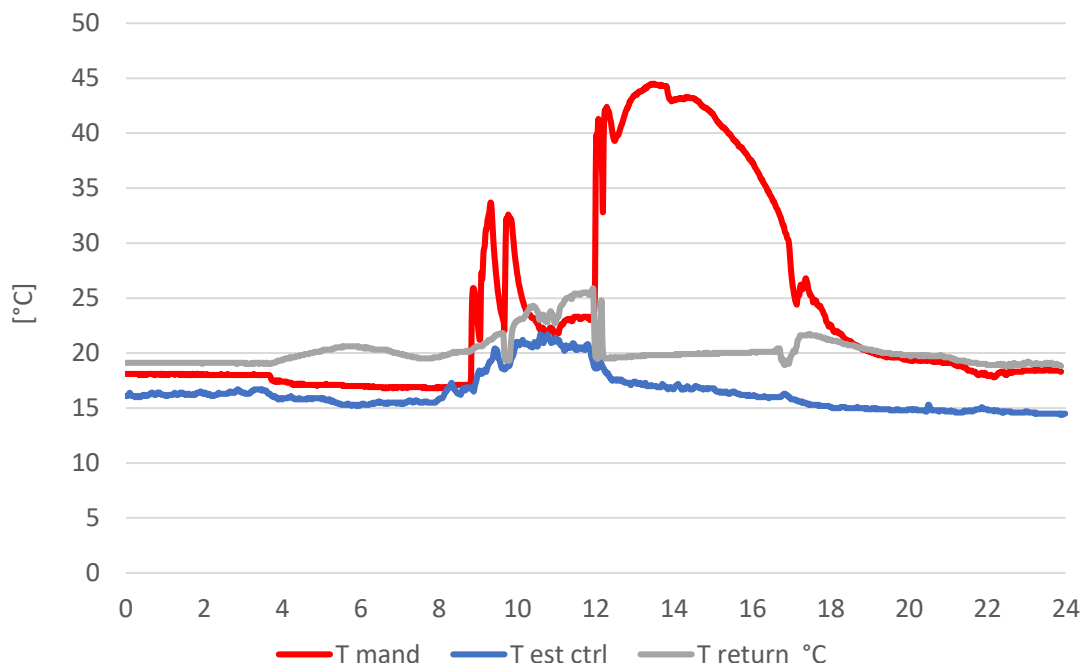
Di seguito si riportano alcune giornate rappresentative del funzionamento tipico del sistema ed infine alcuni grafici riassuntivi delle prestazioni su base mensile (Figura 21 e Figura 22).

I grafici seguenti descrivono il funzionamento del sistema in una giornata soleggiata e con temperatura esterna media diurna di 17,4°C. Si consideri che la temperatura media diurna calcolata per tutto il mese di gennaio 2018 risulta pari a 17,6°.



**Figura 21 Prestazioni istantanee – 24 gennaio 2018**

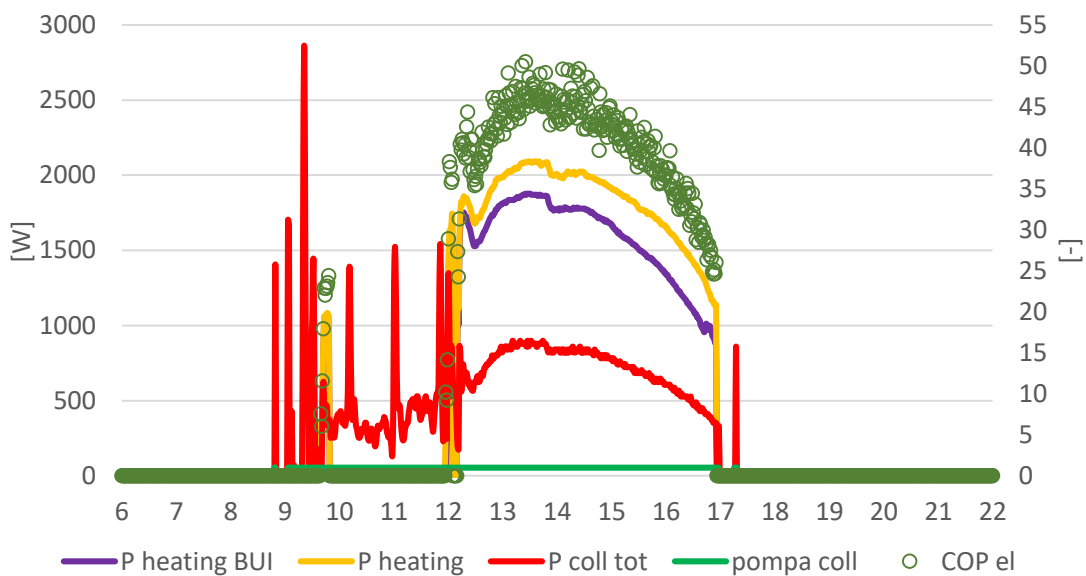
In questa giornata il sistema inizia a funzionare la mattina in regime di “autorigenerazione” (mode =7) ovvero utilizza il calore non per il riscaldamento dell’ambiente ma per il mantenimento della capacità di adsorbimento dei letti adsorbenti. Successivamente, attorno alle 12 il sistema passa in modalità riscaldamento (mode=3) e inizia a fornire calore all’edificio come mostrato nella [Figura 22](#).



**Figura 22 Temperature di mandata, esterna e ripresa dall’ambiente – 24 gennaio 2018**

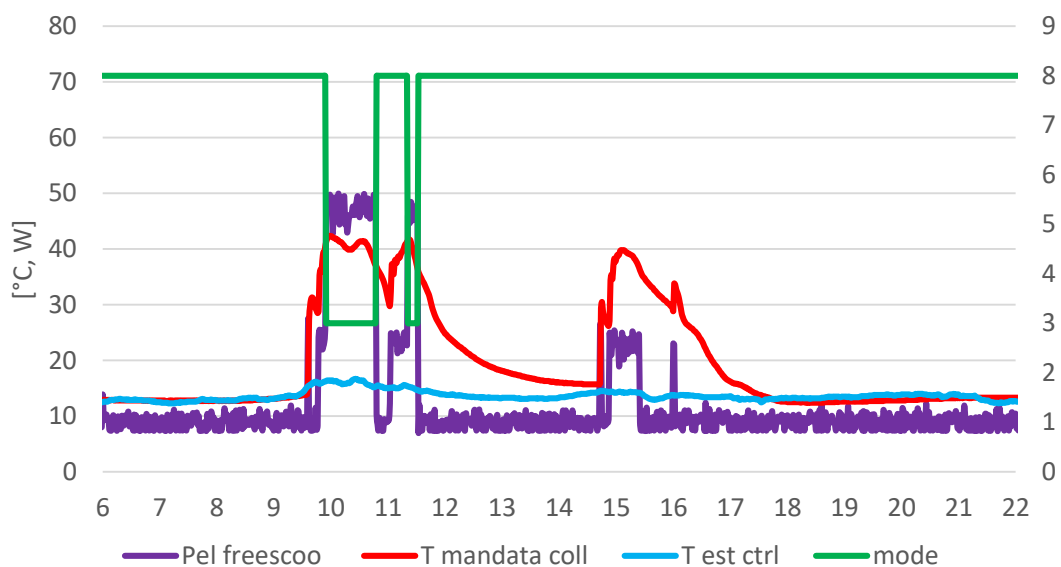
Si può notare come la temperatura dell’aria inviata in ambiente sia di circa 40-45°C nelle prime ore di funzionamento mentre si abbassi a 25-30°C poco prima dello spegnimento. Si fa notare che l’accensione e lo spegnimento dell’impianto è stato impostato sulla base del raggiungimento di una soglia di temperatura minima ai collettori solari pari a 35°C.

La potenza elettrica assorbita massima nella modalità di riscaldamento è circa 45W a fronte di una potenza totale di riscaldamento con picchi di oltre 2 kW. Questa comprende i ventilatori per la movimentazione dell'aria, e il circolatore solare. La potenza media di riscaldamento inviata in ambiente su circa cinque ore di funzionamento risulta pari a 1,6 kW. L'efficienza elettrica del sistema è descritta dal COP elettrico dato dal rapporto tra la potenza totale di riscaldamento e l'energia elettrica utilizzata. Come si vede in **Figura 23** il  $COP_{el}$  raggiunge quasi 50 in alcuni momenti, mentre il suo valore medio giornaliero, ove si consideri anche l'energia elettrica dello stand-by notturno e degli altri regimi di funzionamento (autorigenerazione), risulta pari a 20,9 per la giornata in esame. Il totale del calore fornito all'edificio in questo caso risulta pari a 7,8 kWh.



**Figura 23 Prestazioni istantanee – 24 gennaio 2018**

Di seguito si presenta un'altra giornata caratterizzata invece da un basso irraggiamento e una conseguente bassa produzione di calore solare (**Figura 24**).



**Figura 24 Prestazioni istantanee – 12 gennaio 2018**

In questo caso il sistema opera in modalità di riscaldamento solo per alcune ore la mattina e non in maniera continuativa. Il totale del calore fornito all’edificio scende infatti in questo caso a 1,1 kWh, così come l’efficienza elettrica globale su base giornaliera risulta essere 5,3 (Figura 25).

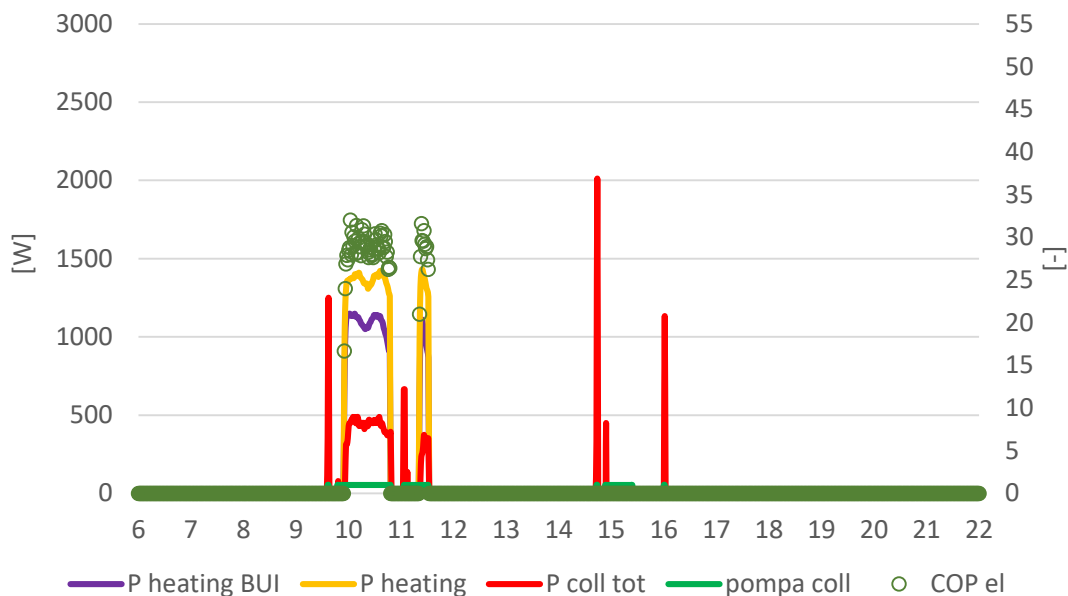


Figura 25 Prestazioni istantanee – 12 gennaio 2018

Nella Figura 26 si riporta invece un caso tipico di una giornata soleggiata in cui il sistema ha operato principalmente in modalità autorigenerazione ovvero smaltendo calore all’esterno anziché inviare calore all’interno dell’edificio. Considerando che la temperatura media diurna registrata è stata di 19,2°C, si evince che in questo caso le soglie impostate e la logica di controllo non sono state adeguate alla massimizzazione del contributo solare all’interno dell’edificio. Si fa notare che questo comportamento è stato riscontrato anche in diversi altri casi.

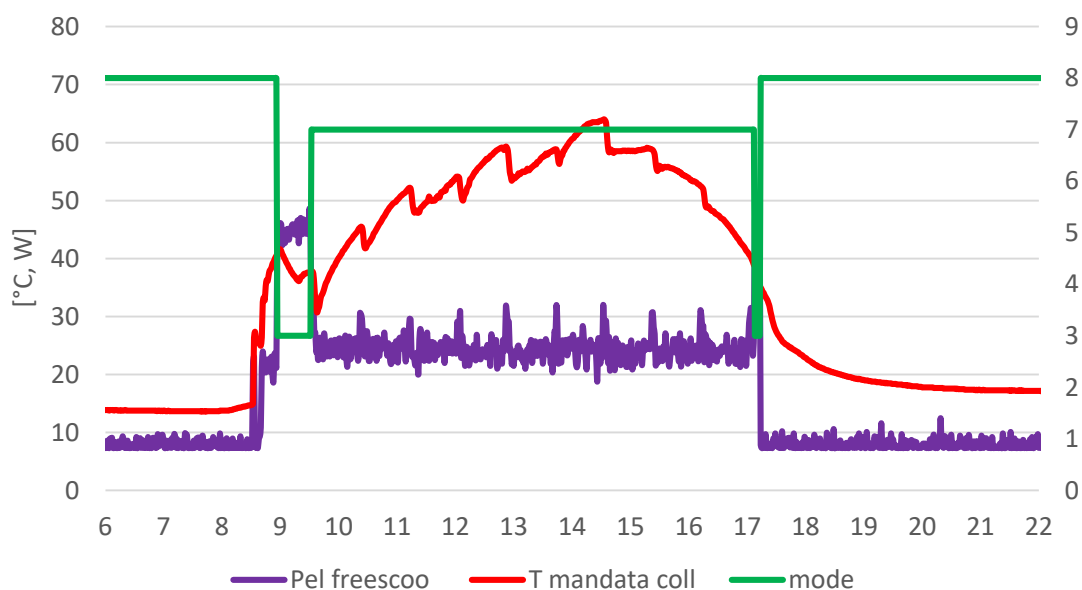
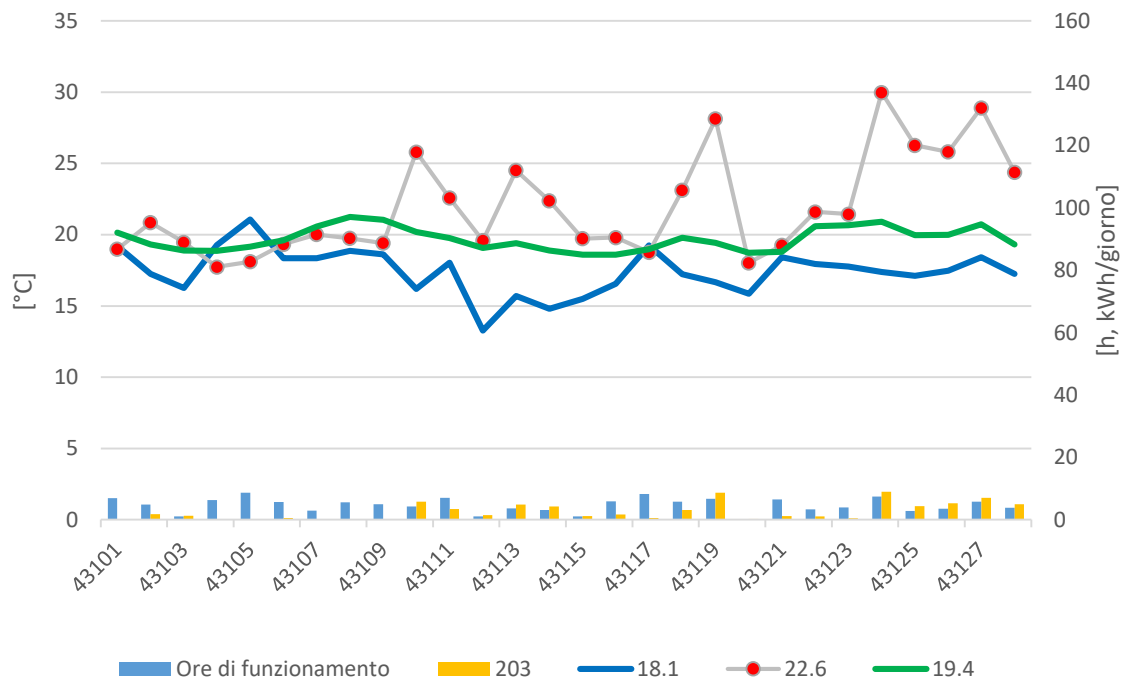


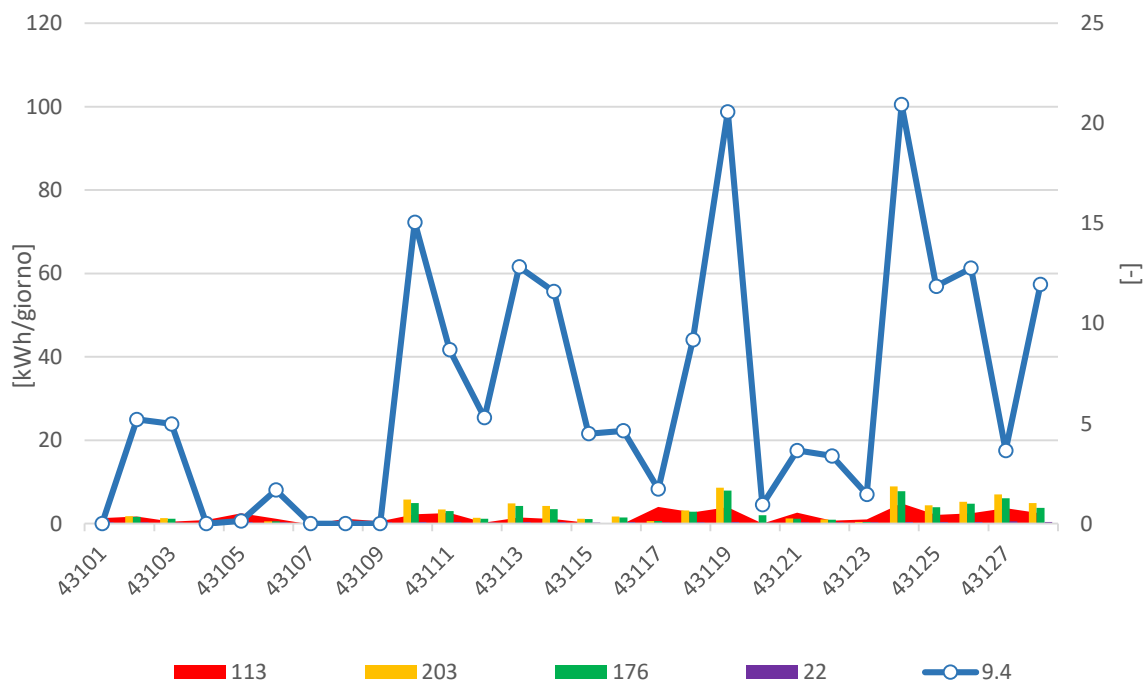
Figura 26 Prestazioni istantanee – 17 gennaio 2018

Dopo aver mostrato nel dettaglio alcuni casi tipici di funzionamento, vengono presentati adesso i risultati dell'analisi dei dati di monitoraggio di lungo periodo, relativi al mese di gennaio e febbraio 2018.

In **Figura 27** e **Figura 28** si riportano i dati relativi al mese di gennaio 2018 dove sono riassunte le grandezze principali che caratterizzano il funzionamento del sistema



**Figura 27 Prestazioni in regime di funzionamento invernale – Gennaio 2018**



**Figura 28 Prestazioni in regime di funzionamento invernale – Gennaio 2018**

Allo stesso modo si riportano i risultati dell'analisi svolta per il mese di febbraio 2018 (Figura 29 e Figura 30).

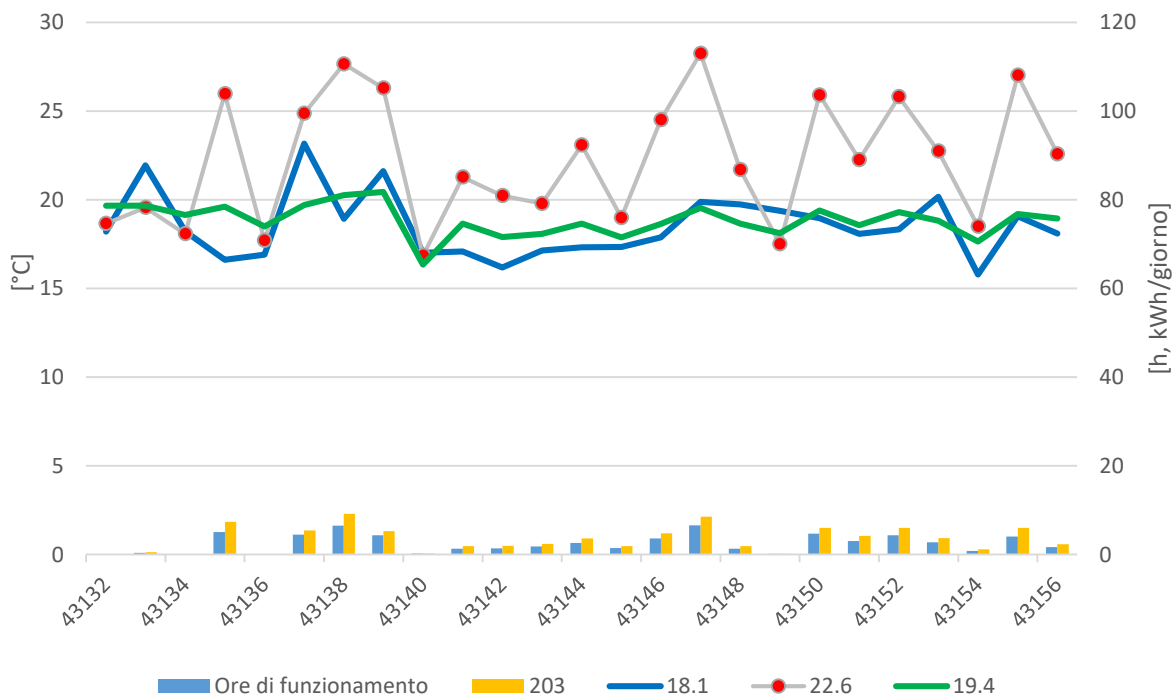


Figura 29 Prestazioni in regime di funzionamento invernale – Febbraio 2018

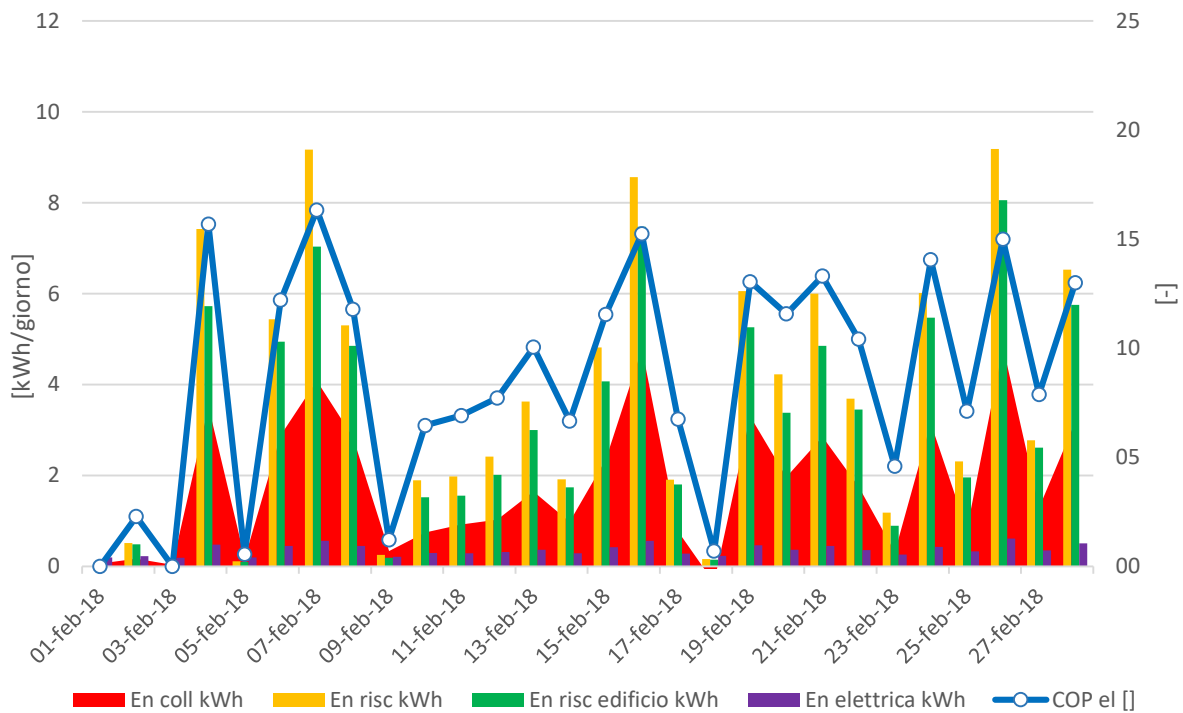


Figura 30 Prestazioni in regime di funzionamento invernale – Febbraio 2018

Infine, si riassumono i risultati in formato tabellare per i due mesi considerati ([Tabella 5](#)).

**Tabella 5**

<b>Descrizione</b>	<b>Valore</b>	<b>Unità</b>
Temperatura esterna media diurna	18.1	[°C]
Temperatura esterna media diurna	19.4	[°C]
Calore di riscaldamento totale fornito	203	[kWh]
Calore di riscaldamento fornito all'edificio	176	[kWh]
Energia elettrica utilizzata	22	[kWh]
Totale ore di riscaldamento	229	[h]
Media ore di riscaldamento	3.9	[h/giorno]
COP elettrico (calcolato sul calore totale)	9,4	[-]
COP elettrico (calcolato sul calore fornito all'edificio)	8,2	[-]

Dall'esame dei dati presentati si evince che il sistema ha operato efficacemente e con una buona efficienza elettrica. Dall'altra parte, si è riscontrato in qualche caso un sottoutilizzo del calore solare per il riscaldamento dell'ambiente. Da ciò risulta la necessità di rivedere le soglie e la logica di controllo che determina il funzionamento del sistema.

Inoltre, al fine di massimizzare il contributo solare aumentandone così la resa e il fattore di utilizzo, potrebbe essere vantaggioso sovra riscaldare l'ambiente utilizzando le masse termiche dell'edificio al fine di accumulare energia termica durante le ore diurne per poi rilasciarla successivamente durante le ore serali.

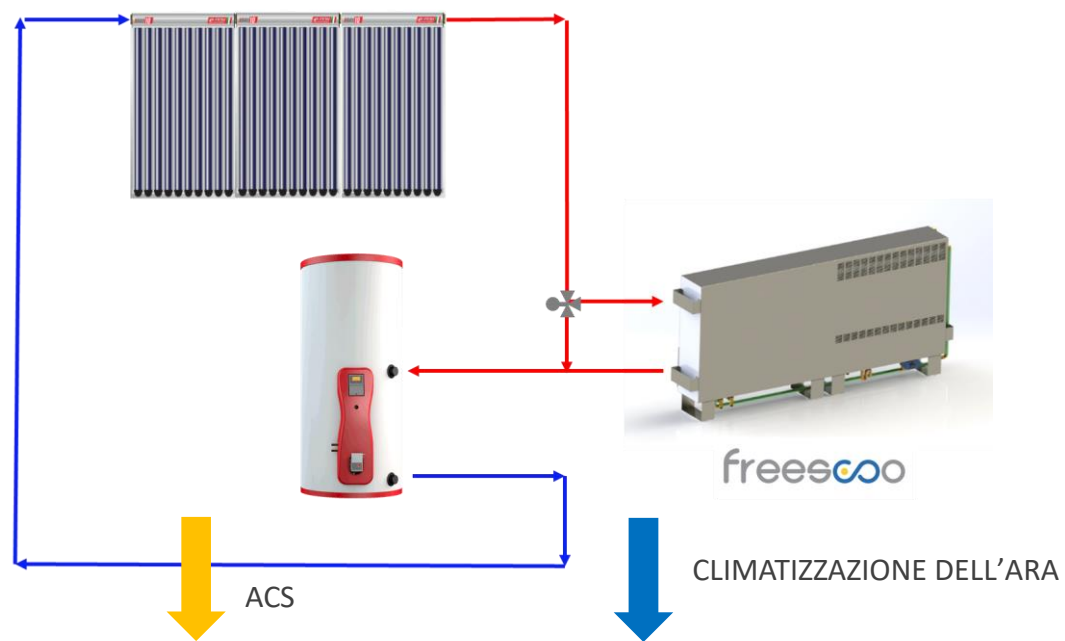
#### 1.4 Descrizione delle modifiche apportate all'impianto esistente

All'inizio dell'estate 2018 l'impianto *freescoo facade* precedentemente installato presso i laboratori ENEA al faro di Capo Grecale a Lampedusa (Figura 31) è stato modificato al fine di poter valutare le prestazioni in accoppiamento alla produzione di acqua calda sanitaria da fonte solare (Figura 32).

In una prima fase, grazie alle simulazioni TRNSYS svolte sul sistema edificio – impianto, è stato definito il dimensionamento della sezione solare e lo schema impiantistico per il collegamento del boiler ACS. In particolare, è stato scelto di ampliare il campo solare installando un collettore solare aggiuntivo. Inoltre si è scelto di installare il boiler solare in serie alla unità *freescoo*, opzione termodinamicamente più appropriata considerando le diverse temperature di lavoro dei due sistemi rispetto ad un collegamento in parallelo.

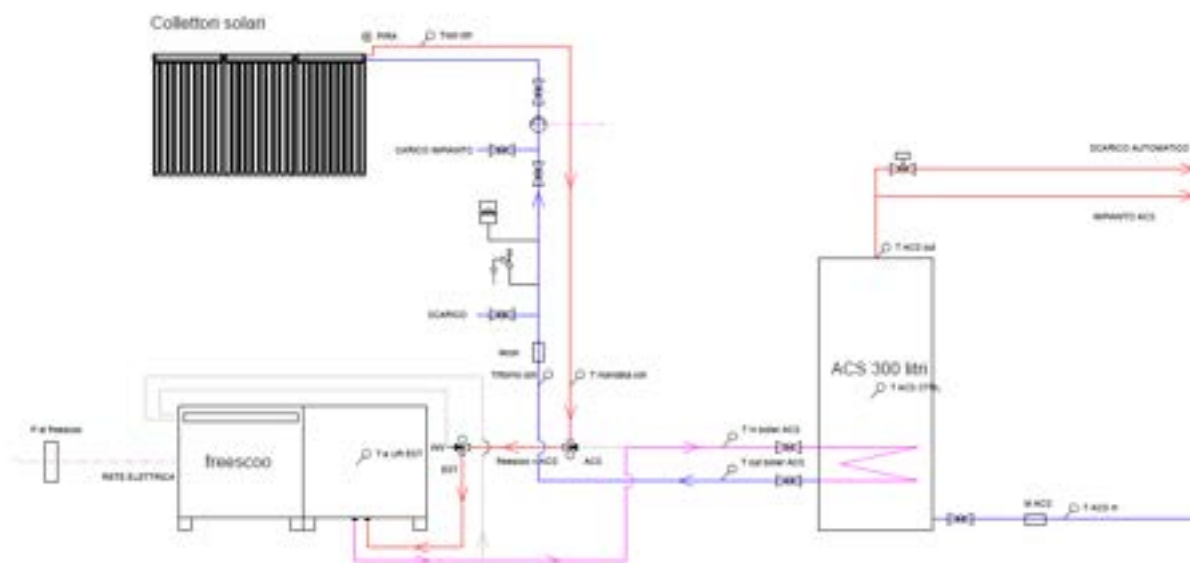


Figura 31 Foto del sistema di climatizzazione freescoo con produzione di acqua calda sanitaria presso il centro di ricerche ENEA al faro di Grecale a Lampedusa



**Figura 32 Schema di accoppiamento del sistema di climatizzazione *freescOO* con produzione di acqua calda sanitaria**

Al fine di poter impostare un profilo di consumo assegnato di acqua calda sanitaria, all'uscita del boiler ACS si è scelto di inserire una elettrovalvola comandata da un temporizzatore posto nel quadro generale del locale laboratorio. Inoltre, per evitare consumi di acqua durante le sperimentazioni, si è deciso che l'acqua scaricata dal boiler ACS potesse essere reimpressa nella vasca di accumulo dell'acqua piovana tramite una apposita tubazione. La tubazione è stata realizzata in adiacenza al pluviale entro il quale erano già state inserite le tubazioni di mandata e ritorno dell'impianto solare, in modo da minimizzare l'impatto visivo della stessa. Una volta giunta sul tetto, la tubazione è stata prolungata fino a raggiungere il pluviale di scarico dell'acqua piovana collegato alla vasca di raccolta dell'acqua. In tal modo, è stato possibile recuperare l'acqua scaricata automaticamente dal boiler ACS durante le sperimentazioni, reimmettendola in vasca. Di seguito si riporta lo schema idraulico (Figura 33) di collegamento dell'impianto *freescOO* dopo le modifiche apportate.



**Figura 33 Schema idraulico del sistema *freescOO* con produzione di acqua calda sanitaria**

In sintesi, i lavori di ampliamento dell'impianto hanno riguardato i seguenti aspetti:

- Ampliamento della sezione di captazione solare tramite l'installazione di un terzo collettore a tubi evacuati XRAY 10 sul piano di copertura del faro.
- Riduzione dell'angolo di inclinazione dei collettori solari in modo tale da minimizzarne l'impatto visivo (altezza massima del campo dei collettori solari ridotta da circa 120 a circa 70 cm, compresi i supporti di appoggio)
- Sostituzione delle parabole riflettenti danneggiate dai forti venti invernali e consolidamento dei supporti delle parabole tramite l'introduzione di staffe ulteriori
- Installazione di un accumulo da 300 litri per la produzione di ACS
- Implementazione del sistema di controllo automatico del consumo di acqua calda sanitaria
- Aggiornamento della logica di controllo del sistema freescoo – sono state apportate diverse modifiche al fine di integrare il controllo della parte di produzione ACS
- Ampliamento del sistema di monitoraggio – sono stati installati diversi nuovi sensori (contaltri, misuratori di portata, anemometri, sonde di temperatura PT100) e sostituiti alcuni non funzionanti (sonde di temperatura e umidità). Inoltre è stato spostato e riposizionato sul campo solare del faro il piranometro presente nel sistema freescoo collegato al container
- Aggiornamento del pannello di controllo Labview

Di seguito sono riassunte le caratteristiche principali dell'impianto dopo l'ampliamento eseguito all'inizio dell'estate 2018.

**Tabella 6 Caratteristiche principali del sistema e prestazioni nominali alle condizioni di progetto estive**

Descrizione	Valore	Unità
<b>Volume dello spazio condizionato</b>	140	[m <sup>3</sup> ]
<b>Portata massima di mandata</b>	0-500	[m <sup>3</sup> /h]
<b>Percentuale di aria di rinnovo</b>	30-50	[%]
<b>Potenza frigorifera massima</b>	2,5	[kW]
<b>Potenza termica di rigenerazione massima</b>	2,5	[kW]
<b>Potenza elettrica assorbita massima</b>	200	[W]
<b>EER</b>	12,5	[-]
<b>Area dei collettori solari</b>	3 x 1,91	[m <sup>2</sup> ]
<b>Potenza termica della sezione solare (inclusa la produzione di ACS)</b>	3,6	[kW]
<b>Volume del serbatoio di accumulo per ACS</b>	300	[lt]

Dato che il sistema attua un trattamento dell'aria, ma parte dell'aria è ricircolata, la potenza frigorifera totale, è data dalla somma di due contributi, la potenza relativa al trattamento dell'aria che attraversa i letti adsorbenti e quella relativa alla parte di aria ricircolata.

Essa può essere calcolata con la seguente relazione:

$$potenza\ frigo\ totale = \rho * \dot{V}_{mandata} * [(h_{est} - h_{mandata}) * rapp + (h_{ritorno} - h_{mandata}) * (1 - rapp)]$$

dove *rapp* è il rapporto tra la portata d'aria presa dall'esterno ed il totale di quella inviata in ambiente. La portata presa dall'esterno non è infatti direttamente misurata, non potendo essere installati dei sensori di velocità dell'aria direttamente sulle bocche di aspirazione dei letti adsorbenti.

Esso può essere calcolato dalla seguente relazione ricavabile dal bilancio di umidità e di portata nel punto di miscelazione:

$$r_{app} = \frac{\dot{M}_{ADS}}{\dot{M}_{mandata}} = \frac{(x_{mandata} - x_{ritorno})}{(x_{ADS\ out} - x_{ritorno})}$$

Dove  $x_{ADS\ out}$  è l'umidità assoluta dell'aria in uscita dai letti adsorbenti. Nella legenda sono presenti i valori di umidità assoluta in uscita dai due letti adsorbenti ( $x_{ADS\ out\ SX}$  e  $x_{ADS\ out\ DX}$ ). Conoscendo la posizione della valvola data dal valore  $ADS\ sxdx$ , si può calcolare l'umidità in uscita dai letti adsorbenti come segue:

$$x_{ADS\ OUT} = (x_{ADS\ OUT\ DX} * ADS\ sxdx - x_{ADS\ OUT\ SX} * (1 - ADS\ sxdx))$$

La potenza ceduta all'edificio, può essere invece calcolata semplicemente con la formula seguente:

$$potenza\ fornita\ all'edificio = \rho * \dot{V}_{mandata} * (h_{ritorno} - h_{mandata})$$

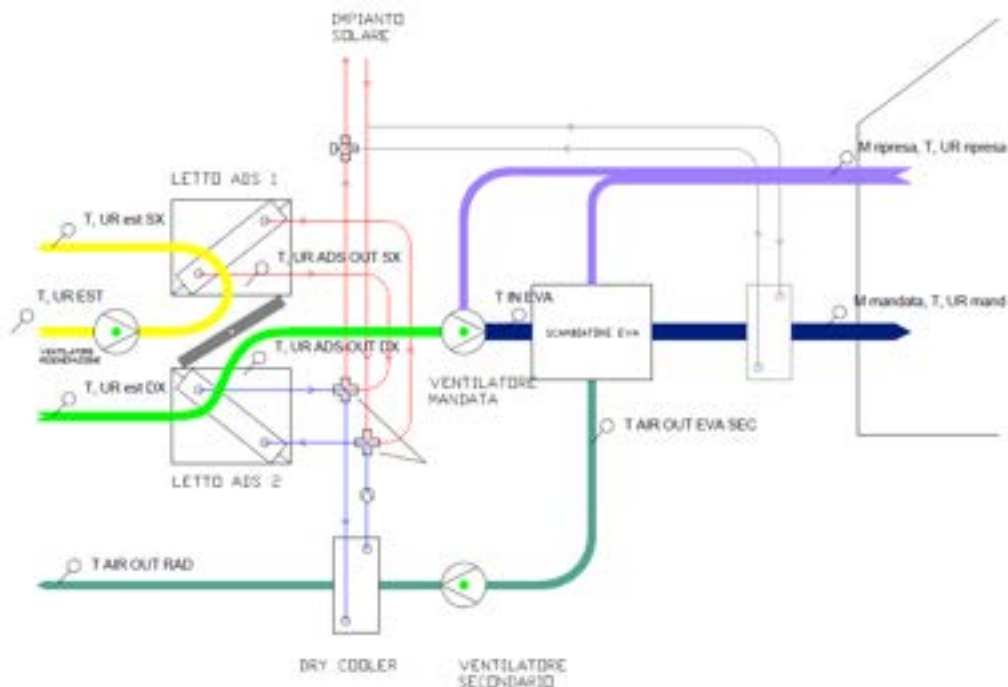
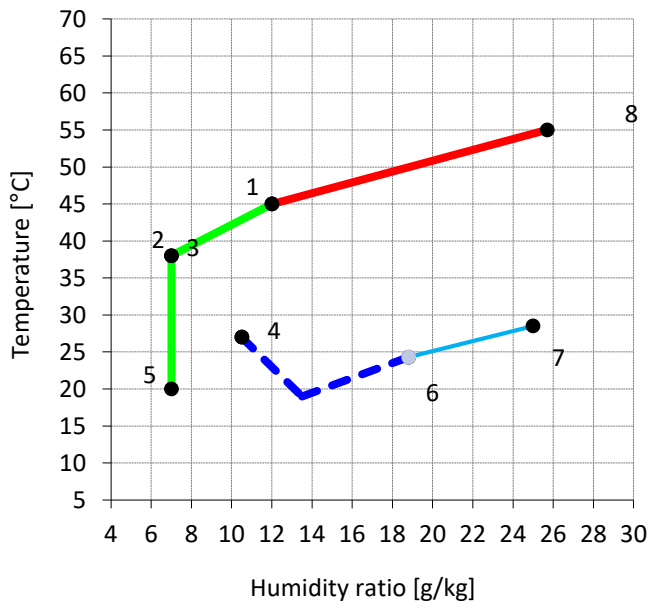


Figura 34 Schema di funzionamento dell'impianto freesco in regime estivo



Descrizione	x	T	h	Pos.
-	g/kg	°C	kJ/kg	-
Amb. esterno	12	45.0	76.2	1
Uscita letto ADS	7.0	38.0	56.2	2
Miscelazione	9.3	30.7	54.7	3
Mandata	9.3	20	43.8	5
Edificio	10.5	27.0	53.9	4
Ingr. EVA sec	9.3	20.0	43.8	4
Uscita EVA sec	17	24	67.4	6
Ingresso cooler	23.0	28.0	86.8	7
Amb. esterno	12.0	45.0	76.2	1
Rigenerazione	25.0	55.0	120.3	8

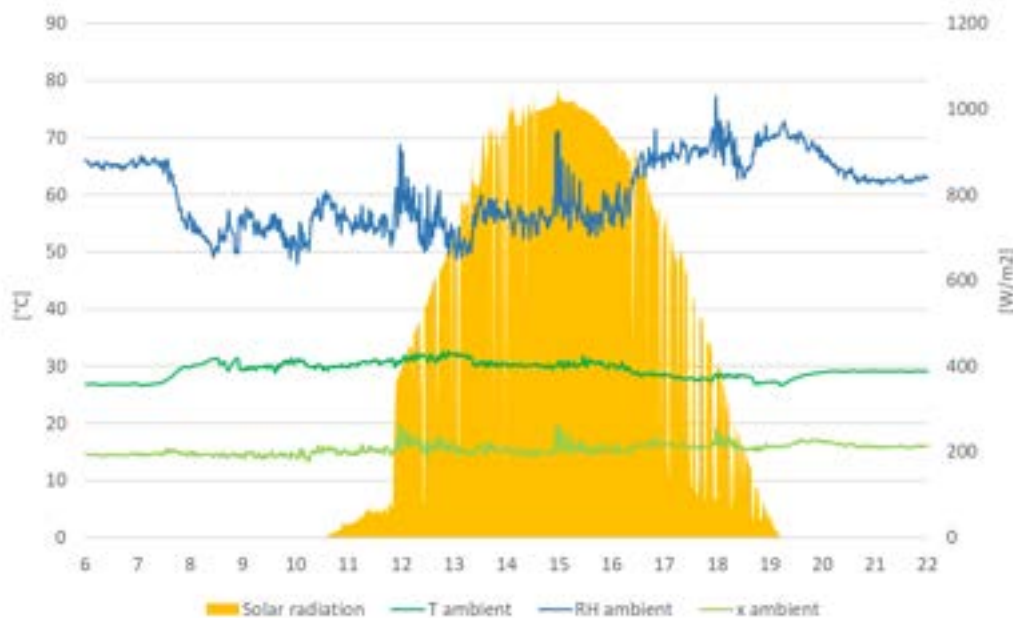
Figura 35 Ciclo termodinamico sul diagramma psicrometrico – funzionamento in regime estivo

### 1.5 Analisi dei dati di monitoraggio relativi al funzionamento estivo

Il monitoraggio è iniziato subito dopo l'installazione del sistema freescool nel Novembre 2017. Di seguito si riportano alcuni risultati relativi alla campagna di monitoraggio svolta durante la stagione estiva 2018 a seguito dei lavori di ampliamento. Di seguito vengono presentati i risultati relativi a 23 giorni di funzionamento registrati tra agosto e settembre 2018 (Figura 36).

Al fine di poter esaminare le prestazioni istantanee del sistema, si riportano alcuni grafici relativi al funzionamento del sistema in una giornata tipica estiva.

Nel primo grafico, sono presentate le condizioni climatiche dell'aria e l'irraggiamento per la giornata in esame. La temperatura e l'umidità assoluta media registrata sono rispettivamente di 29,8 °C e 15,5 g/kg con picchi oltre i 32°C e 17 g/kg. L'irraggiamento solare raggiunge 7 kWh/m<sup>2</sup> sul piano inclinato dei collettori solari.



**Figura 36 Condizioni ambientali – giorno 17**

Il comportamento del sistema è descritto nelle figure successive. In particolare, Figura 37 riporta l'andamento delle temperature e delle umidità assolute nell'edificio, all'uscita del letto adsorbente e in mandata. Come è possibile vedere, l'umidità assoluta in uscita dai letti adsorbenti scende a valori dell'ordine di 8-10 g/kg mentre quella presente in ambiente (x\_return) si abbassa rispetto a quella esterna ma resta piuttosto elevata (circa 14 g/kg). Ciò è essenzialmente dovuto al fatto che l'aria ripresa dal locale è in connessione con quella dei locali adiacenti e risente meno dell'effetto di deumidificazione prodotto dalla macchina. Come conseguenza di ciò si ha che la temperatura a bulbo umido del locale non è sufficientemente bassa da assicurare un buon raffreddamento dell'aria di mandata nello scambiatore evaporativo. I valori di temperatura dell'aria immessa in ambiente oscillano infatti attorno a 24 °C ma non scendono ai valori di progetto 19-21°C.

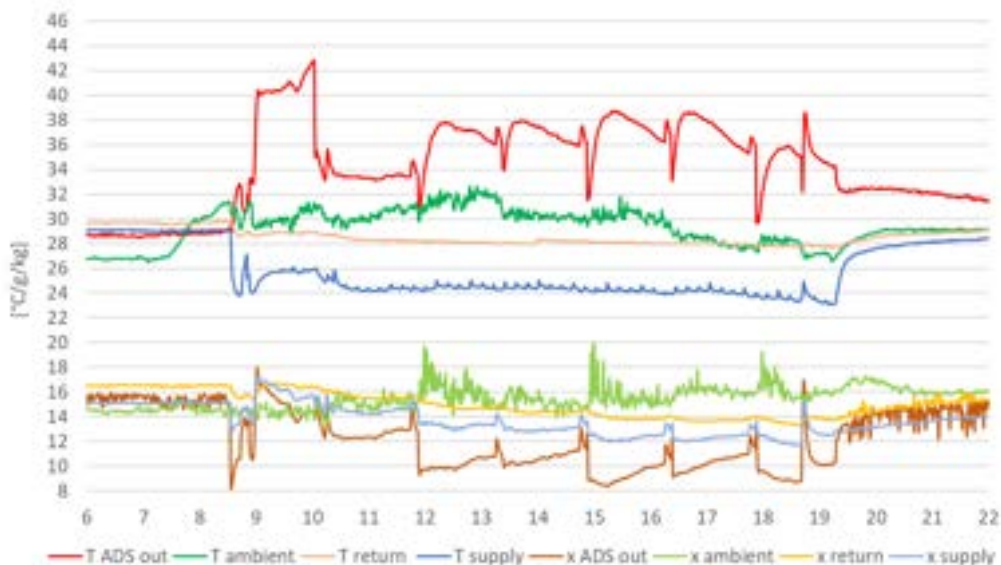


Figura 37 Temperature e umidità – giorno 17

L'efficienza elettrica è descritta in **Figura 38** dove è diagrammato l'andamento dell'EER e il COP termico insieme alla potenza frigorifera sviluppata e alla potenza termica prodotta dai collettori solari. L'EER oscilla tra 8 e 12, mentre il COP è normalmente maggiore di 1, con alcuni picchi oltre 2. Nel calcolo del COP termico si è tenuto conto solo del calore solare effettivamente utilizzato per la rigenerazione del materiale adsorbente e non di quello utilizzato per la produzione di ACS.

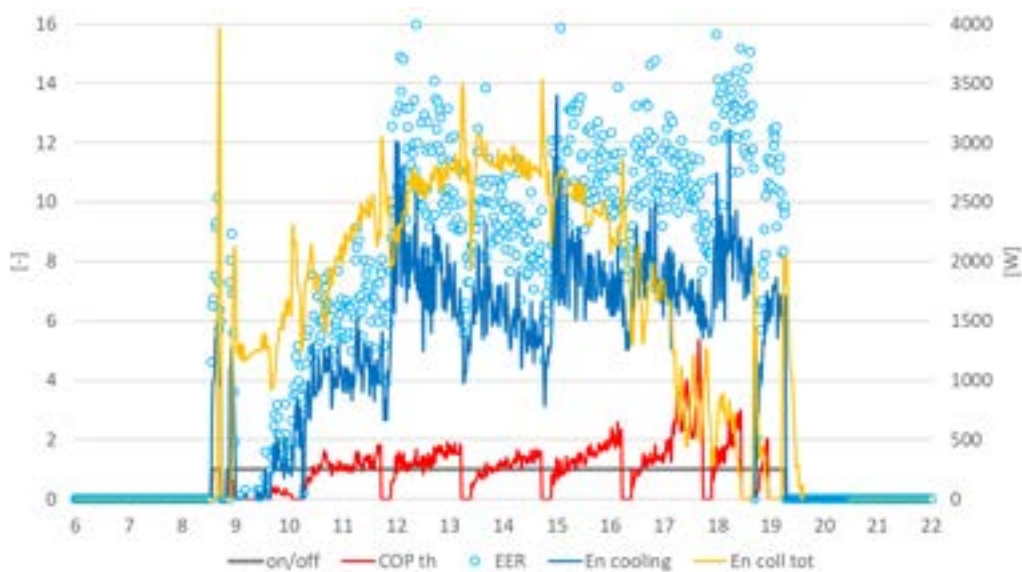
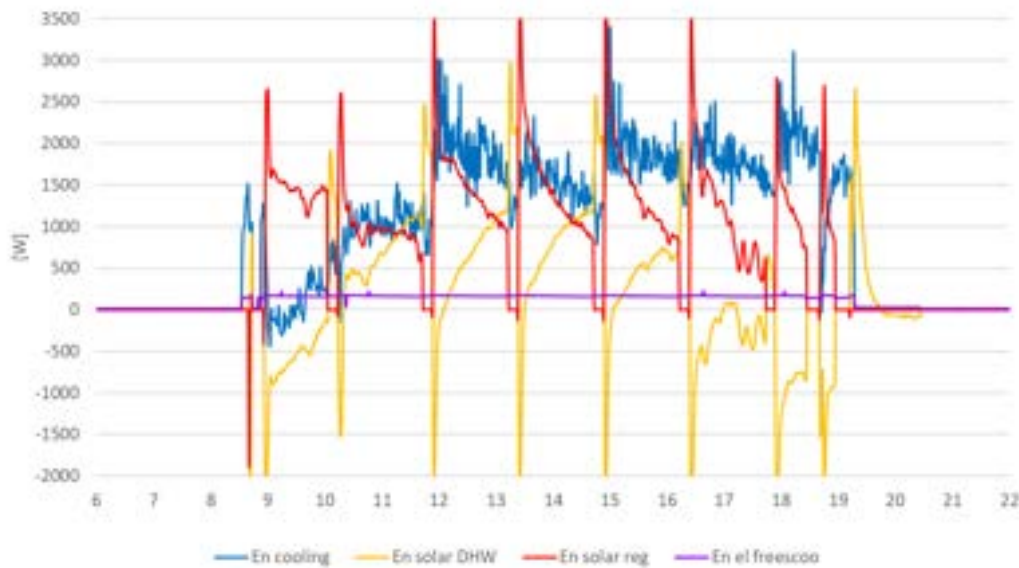


Figura 38 Prestazioni ed indicatori di efficienza elettrica – giorno 17

Nella **Figura 39** sono riportate la potenza frigorifera, la potenza termica utilizzata per la produzione di ACS e per la rigenerazione e la potenza elettrica assorbita. Si può notare che la potenza termica ceduta al materiale adsorbente per la rigenerazione presenta sempre un picco all'inizio della fase di adsorbimento risultante dal fatto che, al calore fornito dai collettori solari, si somma quello prelevato dal boiler ACS. La potenza elettrica massima non supera i 200 W di assorbimento.



**Figura 39 Prestazioni energetiche e produzione solare – giorno 17**

I risultati energetici che includono la produzione di ACS per la specifica giornata in esame sono riportati nella tabella successiva.

**Tabella 7 Prestazioni energetiche su base giornaliera per il sistema freesco con produzione di ACS – giorno 17**

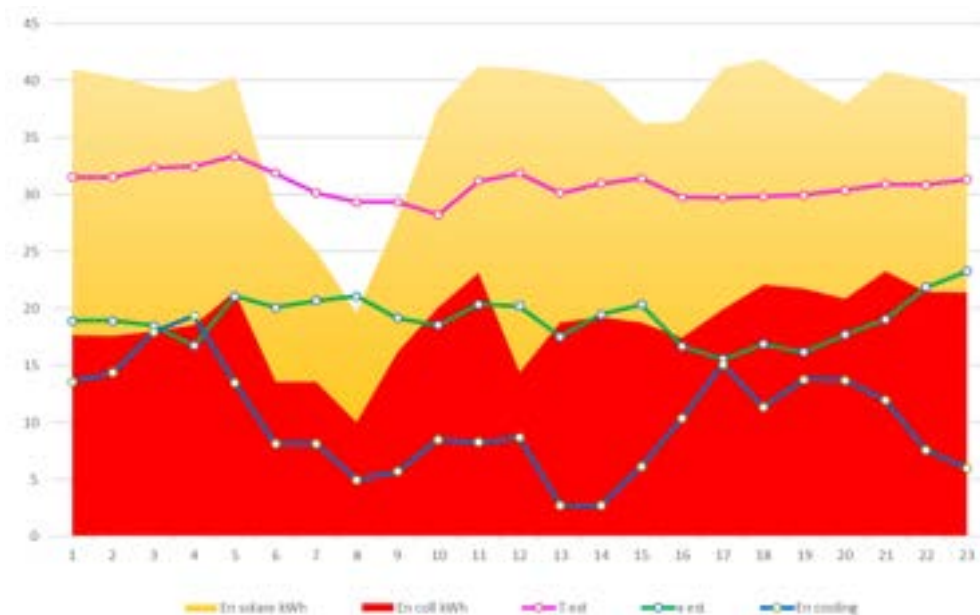
Descrizione	Valore	Unità
Energia frigorifera totale	15,1	[kWh]
Energia frigorifera ceduta all'edificio	10,3	[kWh]
Radiazione solare incidente	41,1	[kWh]
Calore solare prodotto	19,9	[kWh]
Elettricità utilizzata	1,9	[kWh]
Consumo di acqua per il raffreddamento	26,8	[l]
Numero di ore di funzionamento	10,6	[h]
Consumo di ACS	155	[l]
COP elettrico globale (freescoo + ACS)	10,7	[-]
EER medio giornaliero (freescoo)	7,9	[-]
COP termico (freescoo)	1,3	[-]
Efficienza dei collettori solari	48	[%]

I risultati mostrano chiaramente la buona efficienza del processo di trattamento dell'aria, anche se si è riscontrata una carenza di potenza frigorifera prodotta. Con queste condizioni, i letti adsorbenti non sono in grado di deumidificare abbastanza l'aria per un buon funzionamento del processo di raffreddamento evaporativo indiretto.

Per un impiego su più larga scala della tecnologia in esame in contesti climatici simili a quello dell'isola di Lampedusa, sarebbe necessaria una riprogettazione del sistema dei letti adsorbenti, al fine di poter operare correttamente anche in condizioni climatiche estreme con elevato contenuto di umidità nell'aria.

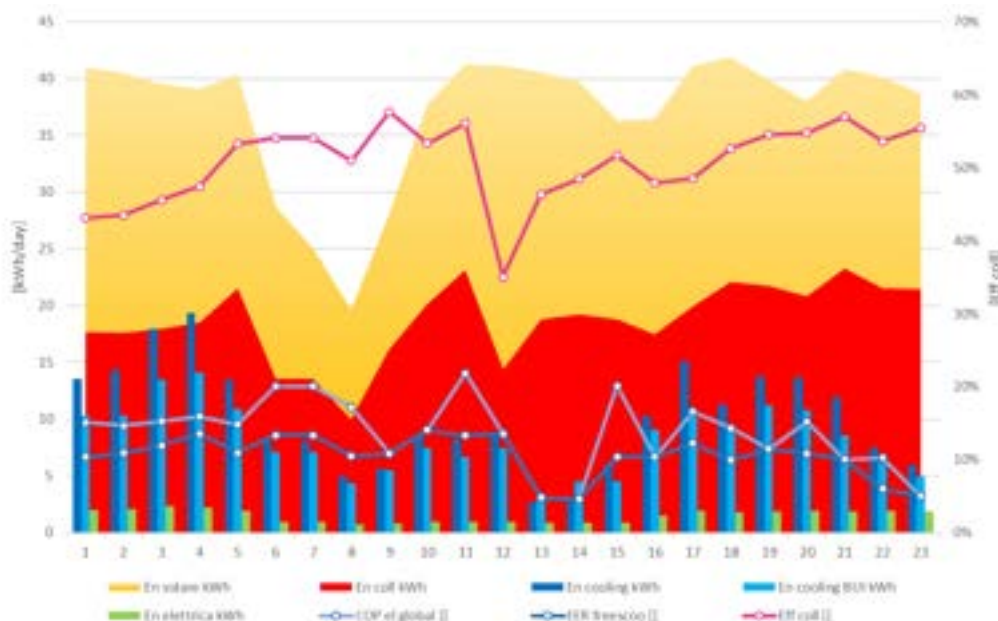
Di seguito si riportano a titolo di esempio i risultati di monitoraggio relativi a 23 giorni di funzionamento tra Agosto e Settembre del 2018. In questi giorni il sistema ha lavorato per circa 10 ore/giorno in differenti condizioni di controllo. Al fine di testare il comportamento dei letti adsorbenti sono state effettuate prove con diverse portate d'aria trattata. In particolare dal giorno 6 al giorno 15 il Sistema ha funzionato a regime

parziale con metà della portata dell'aria nominale. Nella **Figura 40** successiva è possibile notare come l'energia frigorifera prodotta sia dipendente dall'umidità assoluta media giornaliera. Per esempio dal giorno 16 fino al 23, l'andamento dell'energia frigorifera è opposto a quello dell'umidità assoluta dell'aria esterna. Le prestazioni del Sistema sono anche influenzate dal calore solare prodotto dai collettori. Per esempio in corrispondenza del giorno 8 il sistema presenta una bassa prestazione causata dalla combinazione di una bassa radiazione solare e elevata umidità esterna. La dipendenza dalla temperature esterna è invece minore. La prestazione migliore è in corrispondenza del giorno 4 quando il sistema fornisce 20 kWh di energia frigorifera.



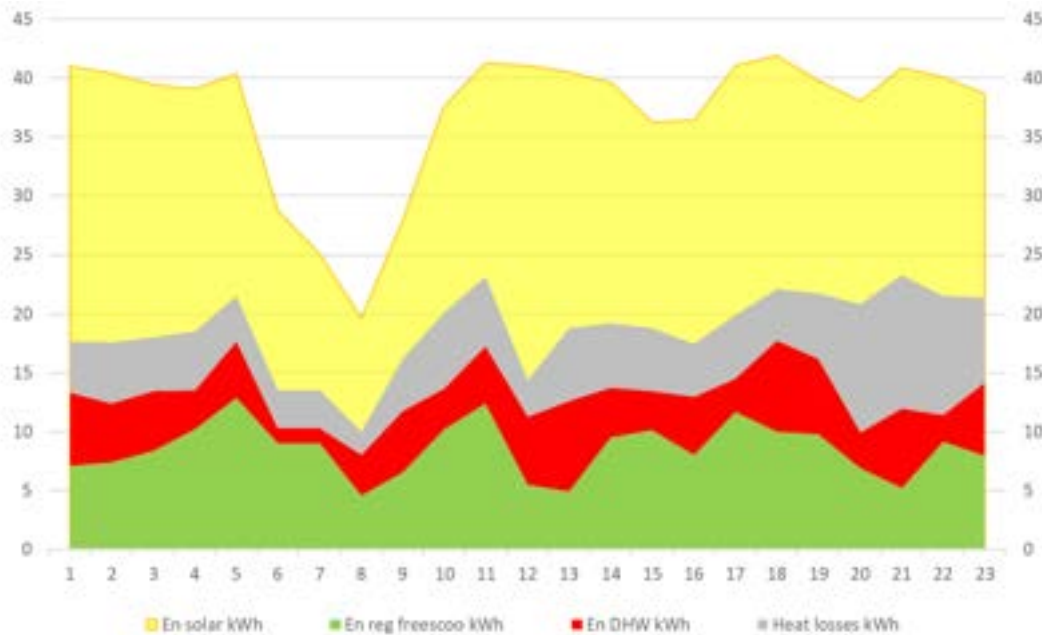
**Figura 40 Prestazioni energetiche di più lungo periodo**

In **Figura 41** sono riportati l'EER medio giornaliero, l'efficienza dei collettori solari, il COP elettrico globale calcolato come somma dell'energia frigorifera totale e il calore prodotto per l'ACS diviso il consumo elettrico totale.



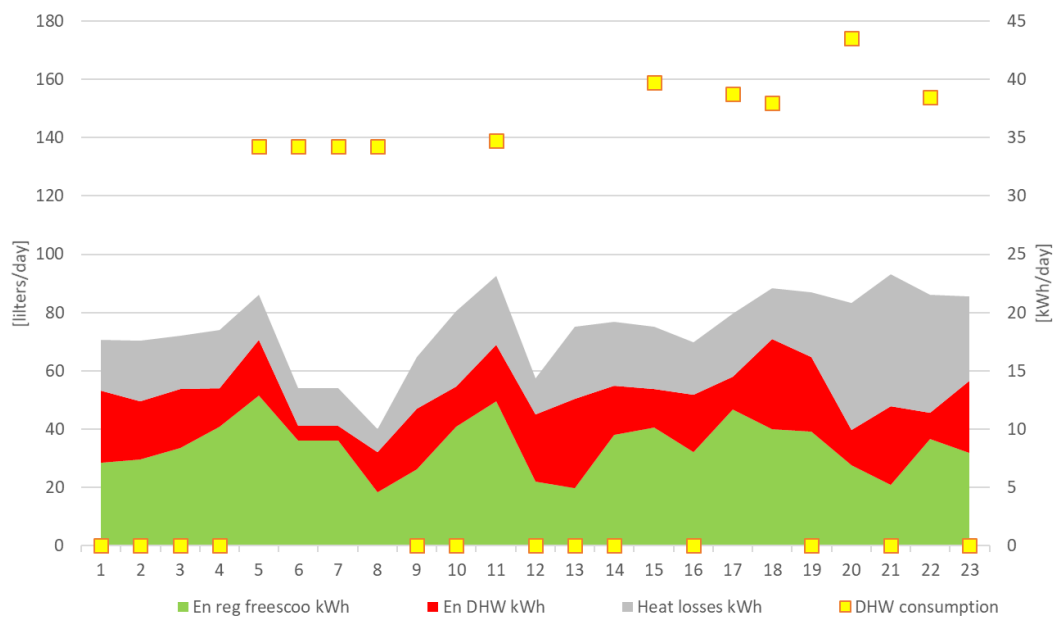
**Figura 41 Prestazioni energetiche di più lungo periodo**

La **Figura 42** descrive la distribuzione del calore solare tra quello utilizzato per la rigenerazione del materiale adsorbente e quello utilizzato per la produzione di ACS. Il primo ammonta a circa il 46% del totale prodotto, il secondo al 24%, mentre circa il 30% è costituito dalle dispersioni. A questo riguardo è da notare che il consumo di ACS è stato controllato in maniera automatica in modo da avere mediamente 150 l/h secondo il profilo ACS 1 ma in alcuni giorni si è deciso di non scaricare acqua calda.



**Figura 42 Calore solare per la rigenerazione e la produzione di ACS**

La temperatura di produzione dell'acqua calda sanitaria è stata monitorata nel range di 50-60°C, mentre quella dell'acqua in ingresso nel range 24-26°C (**Figura 43**).



**Figura 43 Consumo di ACS e produzione di calore da solare**

Infine, si riassumono i risultati in formato tabellare per il periodo considerato

**Tabella 8 Prestazioni energetiche di medio periodo (23 giorni esaminati)**

Descrizione	Valore	Unità
Energia frigorifera (incluso il trattamento dell'aria esterna)	232	[kWh]
Energia frigorifera ceduta all'edificio	188	[kWh]
Radiazione solare incidente	855	[kWh]
Calore prodotto dai collettori solari	429	[kWh]
Calore solare utilizzato per la rigenerazione	197	[kWh]
Calore solare utilizzato per la produzione di ACS	105	[kWh]
Elettricità utilizzata	34	[kWh]
Consumo di acqua per la climatizzazione	450	[l]
Consumo di acqua medio giornaliero per la climatizzazione	19,5	[l/giorno]
Totale ore di funzionamento	230	[h]
Numero di ore di funzionamento al giorno	10	[h]
Totale del consumo di ACS	1480	[l]
COP elettrico globale (freescoo + ACS)	9,8	[-]
EER (freescoo)	6,8	[-]
COP termico (freescoo)	0,96	[-]
Efficienza media dei collettori solari	50,2%	[-]

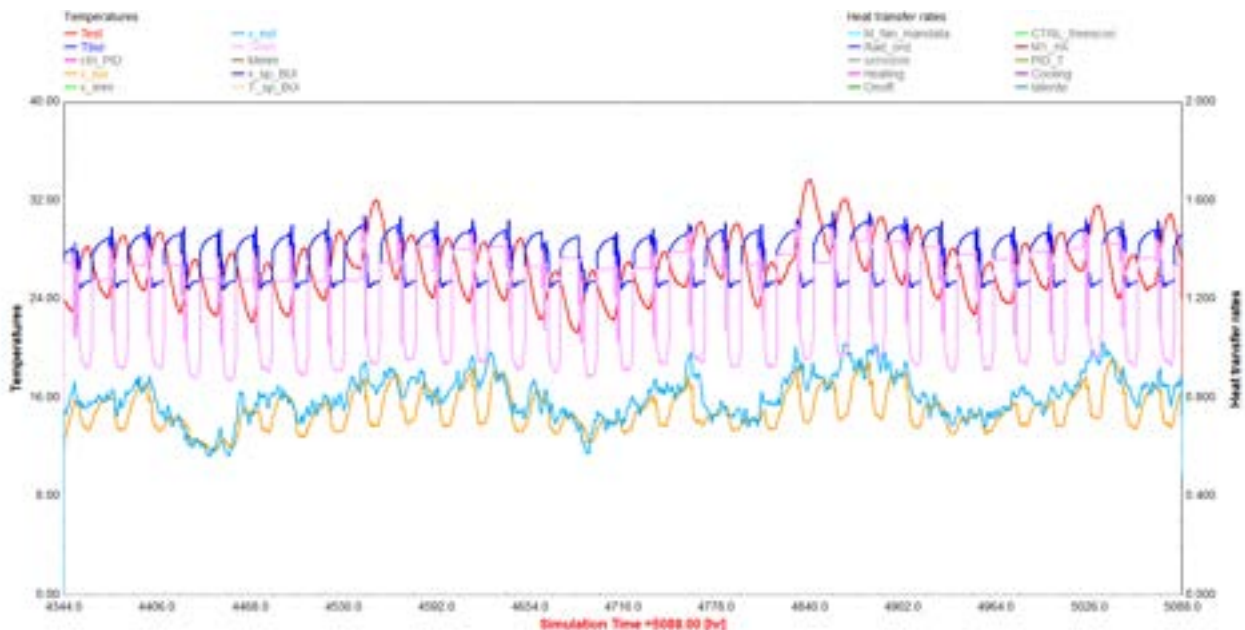
## 1.6 Esame di una nuova configurazione impiantistica

Dalle analisi precedentemente fatte si è evidenziata la necessità di un ampliamento della sezione dei collettori solari con l'installazione di un terzo collettore solare per la produzione del calore per la rigenerazione del materiale adsorbente e per la produzione di ACS. D'altra parte le analisi svolte mostrano che per la specifica applicazione, l'aumento della sezione solare e della conseguente capacità di rigenerazione comporta sì un miglioramento delle prestazioni globali di raffreddamento del sistema, ma al contempo si evidenzia una incapacità da parte del sistema di abbattere efficacemente i carichi sensibili presenti nell'ambiente da climatizzare. Ciò è dovuto essenzialmente al fatto che il sistema DEC analizzato per sua natura necessita di un forte ricambio d'aria, trattandosi di un ciclo aperto ove il refrigerante è scaricato verso l'ambiente esterno. Ciò comporta infatti lo svantaggio di dover trattare grandi quantità d'aria esterna, con conseguente impegno di potenza frigorifera per attuare tale operazione. Inoltre, nel caso del sito di Lampedusa, a questo aspetto caratteristico del sistema, si aggiunge la presenza di condizioni di umidità assoluta parecchio gravose.

Di seguito vengono mostrati i risultati ottenuti dalla simulazione di un sistema ove sia possibile ridurre al minimo (o anche al limite annullare) la portata d'aria esterna utilizzata dal sistema. Un tale sistema presenta una configurazione impiantistica DEC di tipo semi-chiuso, ovvero l'aria che attraversa il letto adsorbente durante la fase di deumidificazione non proviene dall'esterno, ma è ricircolata all'interno della macchina tra il letto adsorbente e lo scambiatore evaporativo. Durante la fase di rigenerazione il sistema viene invece aperto e l'umidità desorbita verso l'esterno.

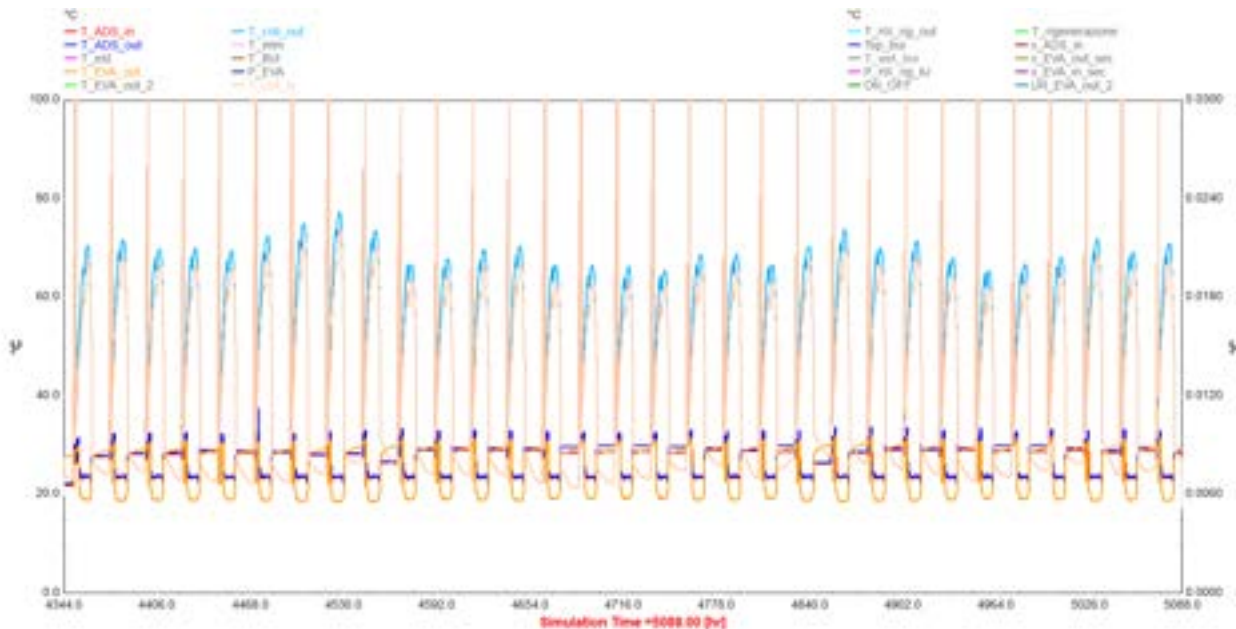
Il risultato di tale operazione è che tutta la potenza frigorifera sviluppata dalla macchina può essere impiegata per l'abbattimento del carico sensibile nell'ambiente da climatizzare.

Inoltre, in tal modo il funzionamento della macchina non risulta direttamente dipendente dalle condizioni climatiche esterne, e pertanto si presenta molto più stabile in termini di prestazioni. La dipendenza dalle condizioni climatiche è infatti solo relativa alla temperatura di bulbo umido esterna alla quale si lega il raffreddamento del letto adsorbente.



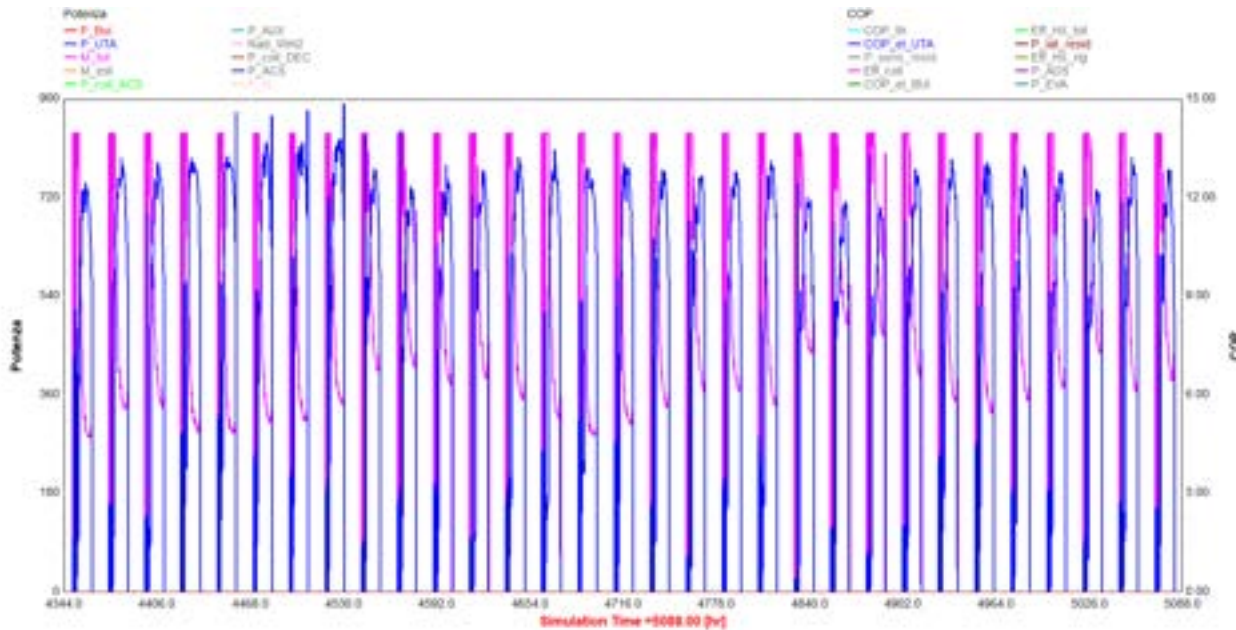
**Figura 44 Temperature e umidità nell'ambiente esterno e nell'edificio per il mese di luglio – sistema in configurazione semi-chiusa**

Dalla **Figura 45** si evince che un sistema così configurato sarebbe in grado di mantenere le condizioni di comfort nell'ambiente servito grazie alle minori temperature di immissione durante le ore di funzionamento che in questo caso risultano dell'ordine di 19-20°C.



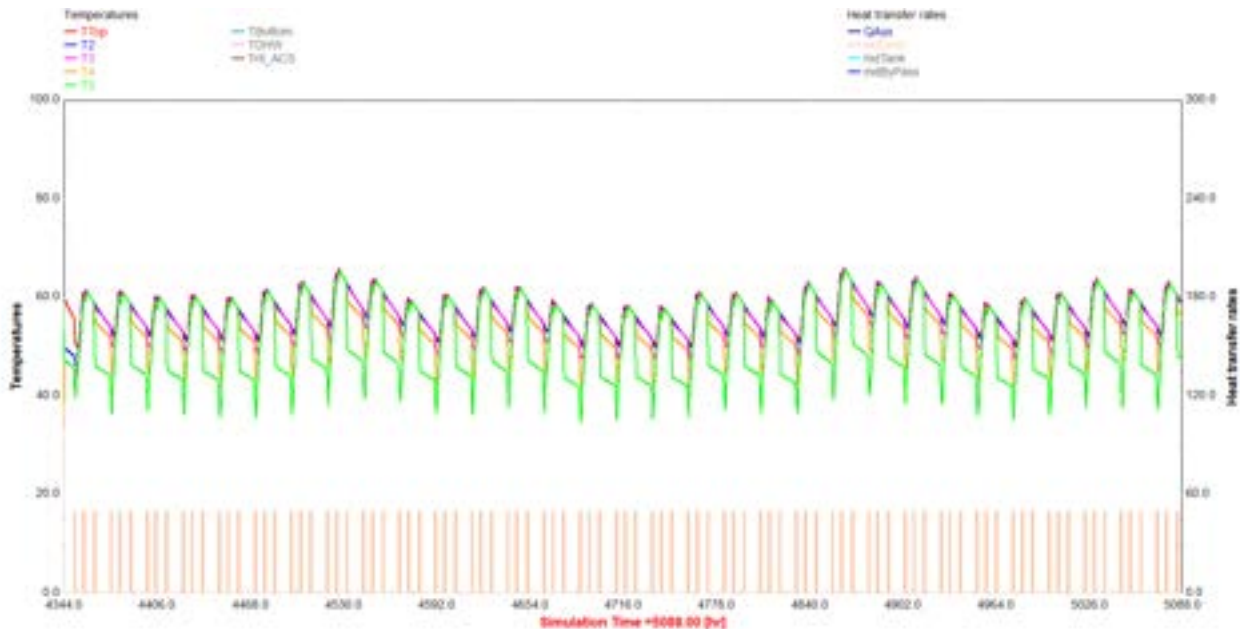
**Figura 45 Temperature nei principali componenti del sistema – sistema freesco in configurazione semi-chiusa**

In questo caso il sistema presenta infatti una maggiore potenza di raffreddamento sensibile verso l'ambiente servito, dimostrata dal fatto che per tutto il mese di luglio la portata d'aria raggiunge il massimo solo all'avvio durante le prime ore di funzionamento per poi scendere gradualmente, mentre l'efficienza elettrica complessiva resta piuttosto costante al variare delle condizioni di funzionamento oscillando mediamente tra 11 e 13.



**Figura 46 Grado di parzializzazione ed efficienza elettrica – sistema freesco in configurazione semi-chiusa**

Resta invece pressoché invariato il comportamento del sistema relativamente alla produzione di acqua calda sanitaria. Si precisa che il numero di collettori e il profilo di consumo di ACS utilizzato nelle simulazioni è invariato rispetto a quanto visto prima (3 collettori solari, serbatoio ACS da 300 lt, profilo ACS 1).



**Figura 47 Temperature all'interno del boiler per la produzione di ACS (profilo ACS 1) e intervento del sistema ausiliario di riscaldamento – sistema freescoo in configurazione semi-chiusa**

Di seguito si riassumono infine le prestazioni del sistema per il periodo considerato. Si può notare come il consumo di energia elettrica sia dimezzato rispetto al sistema attualmente installato passando da 76,3 kWh a 38 kWh. A ciò corrisponde un incremento del COP elettrico globale da 8,8 a 10,1. Inoltre va sottolineato che in questo caso l'energia frigorifera prodotta equivale a quella fornita nel locale servito dall'impianto e che il sistema opera mediamente al 65-70% della sua potenza massima, avendo dunque ulteriore potenzialità di raffreddamento sensibile.

**Tabella 9 Prestazioni globali per il mese di luglio**

Grandezza	Valore	Unità
Calore prodotto dai collettori solari	699	kWh
En fornita frigorifera prodotta e fornita all'edificio	248	kWh
En ACS	136	kWh
Elettricità totale utilizzata	38	kWh
COP elettrico globale	10.1	-

## 1.7 Conclusioni

La presente annualità ha permesso di svolgere numerose indagini sul sistema *freescoc facade* installato presso il centro ENEA al Faro di Capo Grecale a Lampedusa. Il sistema è stato analizzato sia dal punto di vista numerico che dal punto di vista del reale funzionamento sul campo.

Ciò che è emerso può essere riassunto nei seguenti punti principali:

- I dati raccolti in regime di riscaldamento hanno mostrato che la soluzione in oggetto può essere efficacemente utilizzata per il riscaldamento degli ambienti. Per il periodo considerato l'efficienza elettrica globale misurata è risultata pari a 9,4. E' da sottolineare comunque che il fabbisogno di calore del locale risulta relativamente basso, date le miti condizioni climatiche nel sito di Lampedusa;
- Il funzionamento in regime estivo ha mostrato alcuni limiti nella capacità del sistema di abbattere i carichi termici interni al locale. Ciò è dovuto da un lato alla particolare configurazione impiantistica della macchina e dall'altro all'elevato contenuto di umidità dell'aria nel sito specifico. Le prestazioni globali del sistema hanno mostrato comunque buoni risultati.
- L'accoppiamento del sistema di climatizzazione con la produzione di acqua calda sanitaria è risultato molto vantaggioso in termini di semplicità impiantistica, controllo e prestazioni energetiche. Sia i risultati delle simulazioni dinamiche svolte che i dati di monitoraggio analizzati hanno mostrato che è possibile raggiungere efficienze elettriche medie mensili nell'ordine di 9-10 sia in regime invernale che in quello estivo;
- Per un'applicazione del sistema freescoc nel sito di Lampedusa sarebbe opportuno attuare alcune modifiche al processo di trattamento dell'aria al fine di ridurre al minimo il quantitativo d'aria prelevato dall'esterno, riducendo al minimo l'impegno di potenza frigorifera per il trattamento di tale flusso d'aria aumentando così la potenza disponibile per il raffreddamento sensibile dell'aria nel locale servito.

## 2 Prosecuzione del monitoraggio del sistema “Freescoo compatto” già installato presso il presso la Stazione di Osservazioni Climatiche ENEA di Lampedusa

### 2.1 Analisi dei dati di monitoraggio raccolti

Prima di riprendere le sperimentazioni sul sistema *freescoo* collegato al container – laboratorio presso il centro ENEA a Lampedusa, è stato necessario effettuare diverse operazioni di manutenzione sull’unità. Infatti, a causa della salsedine e delle condizioni atmosferiche invernali, i canali dell’aria precedentemente installati non erano utilizzabili ed è stato necessario sostituirli. Inoltre è stato necessario sostituire la pompa di ricircolo dell’acqua nel sistema evaporativo e ripristinare alcuni sensori non funzionanti. Infine a causa della lunga permanenza senza utilizzo, è stato necessario sostituire anche il ventilatore che spinge l’aria nel collettore solare e nei letti adsorbenti. Tutte le operazioni sono state eseguite dalla Ditta Solarinvent senza oneri ulteriori per ENEA, secondo quando stabilito nel contratto di manutenzione stipulato nella precedente annualità.



Figura 48 Foto delle canalizzazioni dell’aria dopo il ripristino

Di seguito si richiama il layout impiantistico e lo schema di posizionamento dei sensori utilizzati nel monitoraggio.

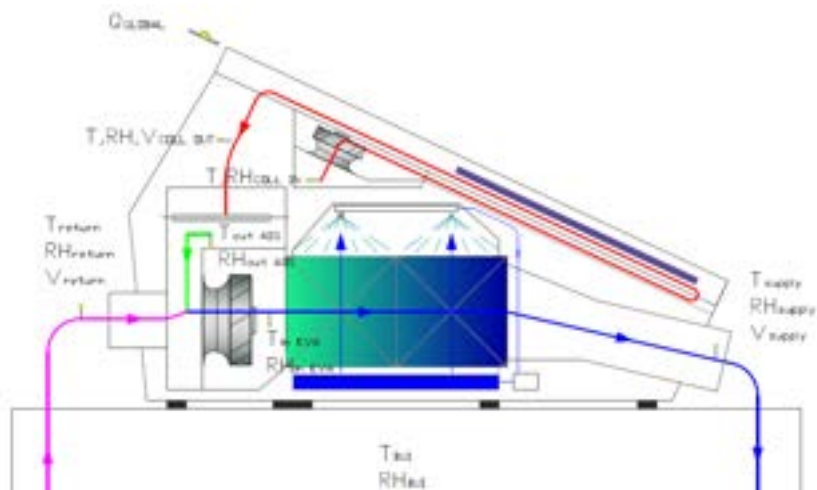
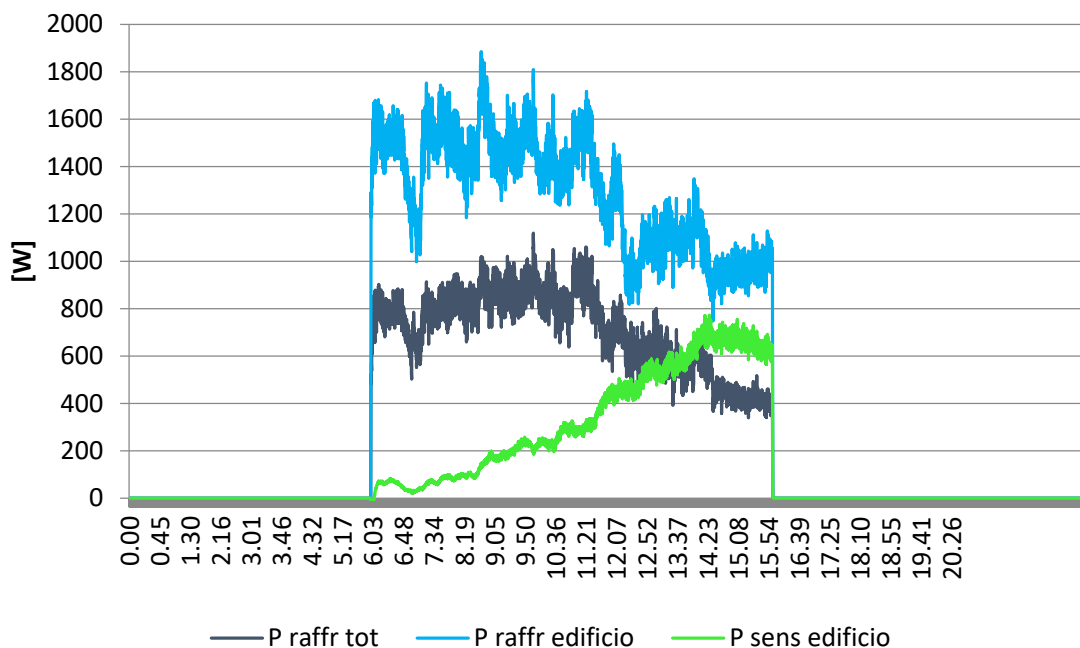


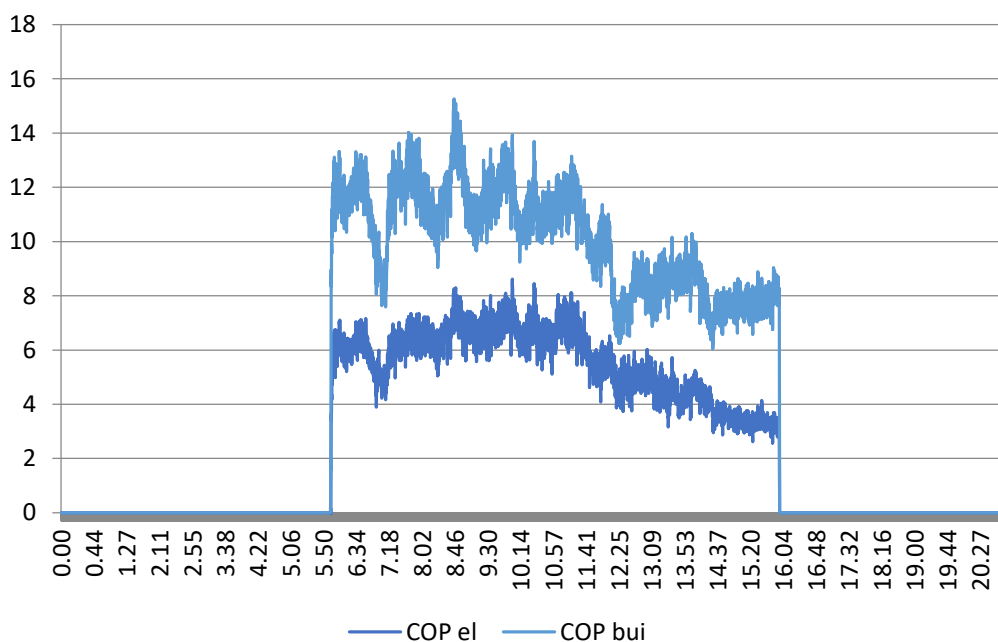
Figura 49 Layout impiantistico e posizionamento dei sensori – ciclo estivo

A titolo di esempio nella **Figura 50** si riporta la potenza di raffreddamento totale e quella ceduta all’edificio per una giornata estiva di riferimento. Inoltre, nello stesso grafico è diagrammato l’andamento della potenza di raffreddamento sensibile fornita all’edificio. Come si può notare questa aumenta nella seconda metà della giornata quando il contenuto di umidità all’interno del locale diminuisce grazie alla deumidificazione prodotta dai letti adsorbenti.

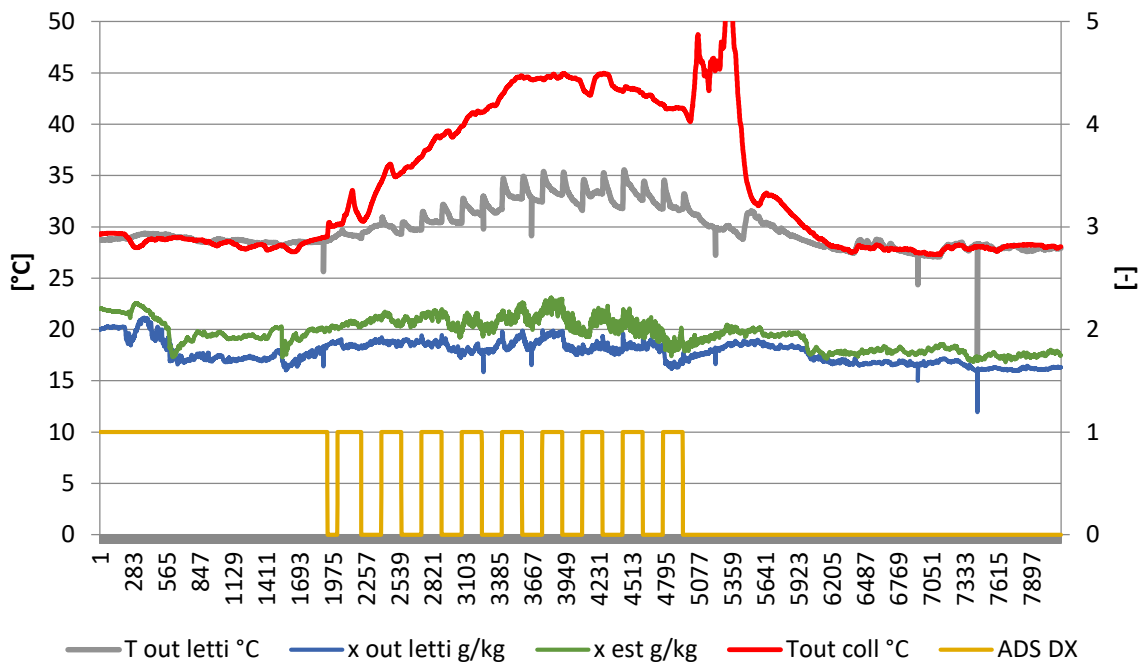


**Figura 50 Potenze di raffreddamento - 07.09.2018**

Per la stessa giornata è stato calcolato il COP elettrico sulla base della potenza frigorifera totale e quella ceduta in ambiente (**Figura 51**).



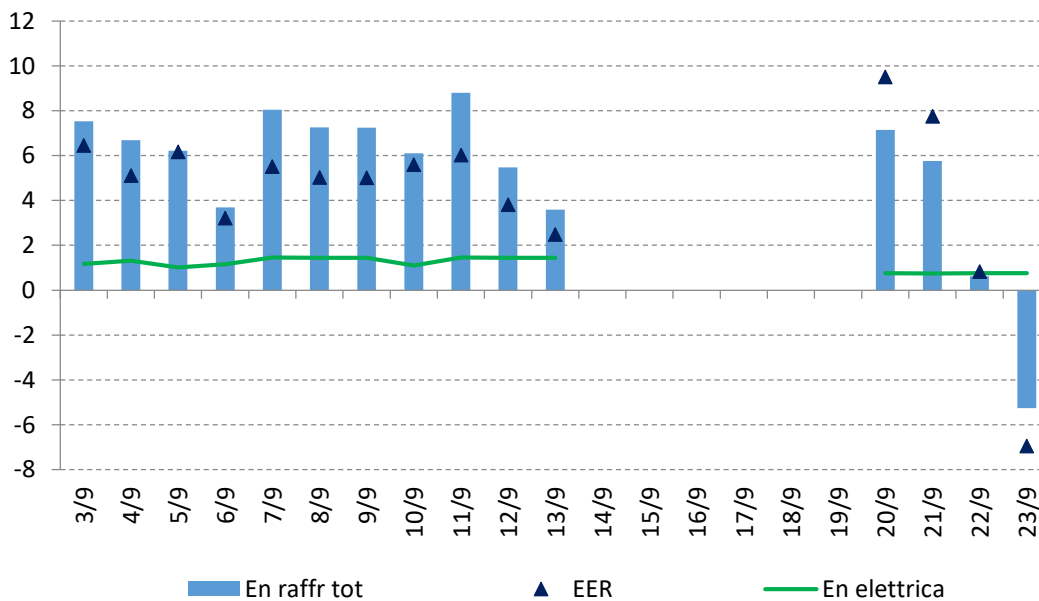
**Figura 51 Efficienza elettrica del sistema - 07.09.2018**



**Figura 52 Efficienza elettrica del sistema - 07.09.2018**

Di seguito vengono mostrati i risultati del monitoraggio di più lungo periodo effettuato. Purtroppo non è stato possibile estendere la campagna di misura ulteriormente a causa di vari impedimenti di natura tecnica. Una delle cause riscontrate è stata l'instabilità della catena di acquisizione dei dati troppo spesso soggetta a blocchi della rete ethernet locale. E' da sottolineare infatti che il sistema in oggetto è provvisto di un sistema di monitoraggio e controllo del tipo "pc based" ovvero dipendente dal collegamento e dal funzionamento con un pc dedicato allo scopo.

Nei dati presentati sono stati esclusi quelli dal 14/09 al 19/9 perché non significativi, in quanto il sistema di acquisizione era in blocco.



**Figura 53 Efficienza elettrica del sistema calcolata sulla energia frigorifera totale**

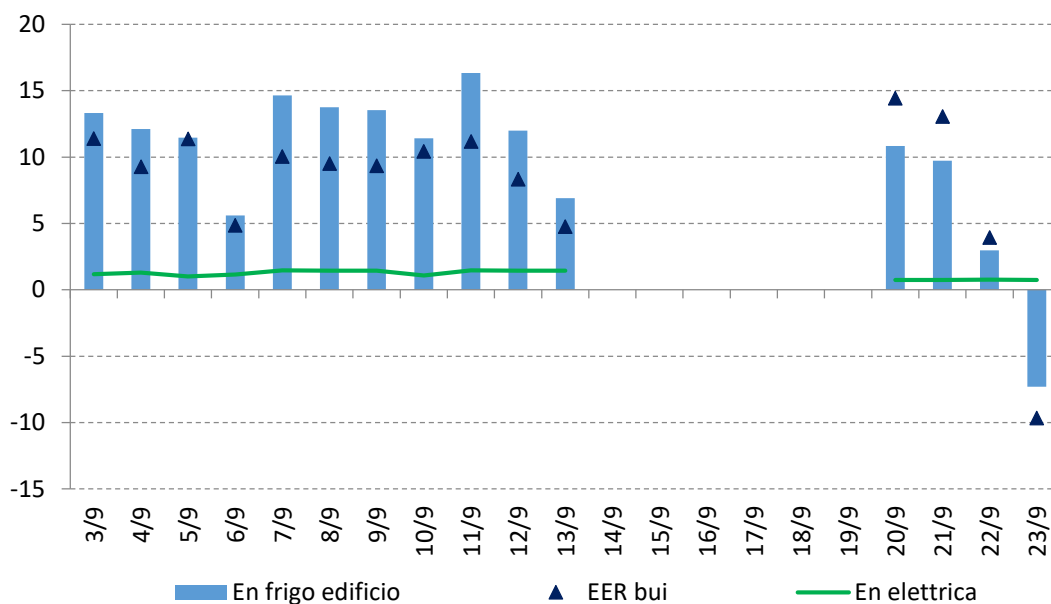


Figura 54 Efficienza elettrica del sistema calcolata sulla energia frigorifera fornita al locale

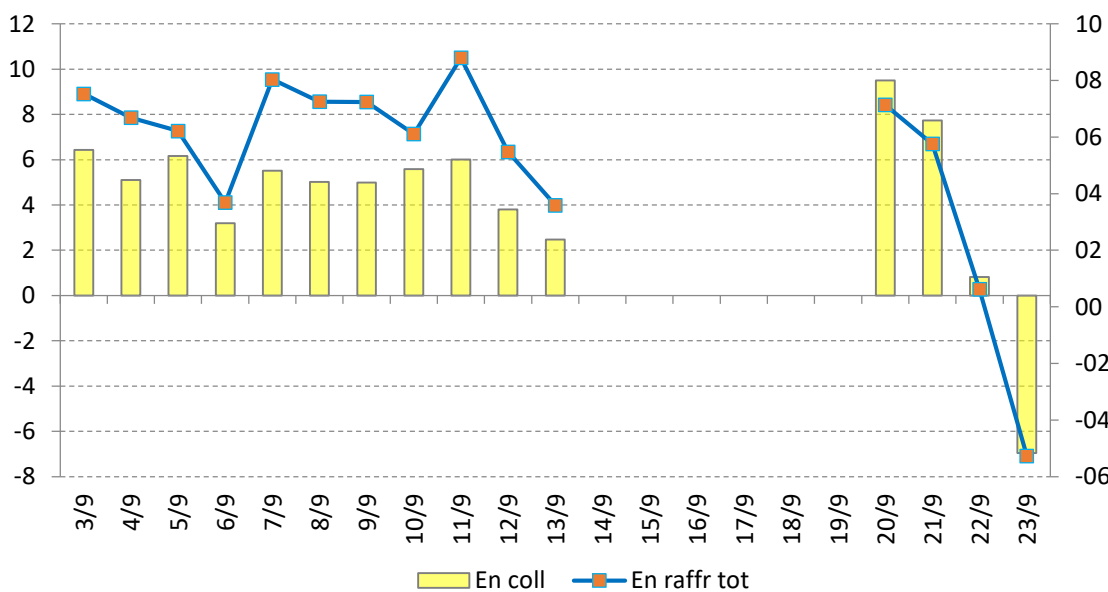
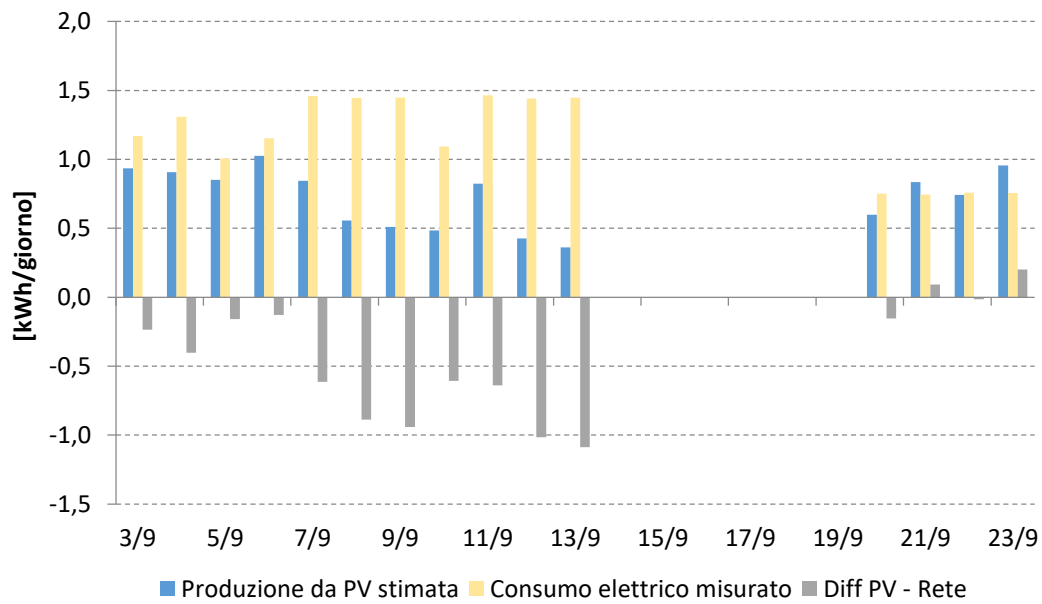


Figura 55 Produzione di calore da solare e energia di raffreddamento totale

Infine nel grafico successivo viene presentata una stima della produzione da fotovoltaico e raffrontata con il consumo di elettricità. Si è calcolato che la percentuale di energia prelevata dalla rete per il periodo considerato ammonta al 37% del totale dell'energia elettrica utilizzata. Si sottolinea comunque che nei grafici presentati e nel calcolo del EER del sistema non si è tenuto conto della produzione da fotovoltaico per porre l'accento sull'efficienza elettrica propria del sistema.



**Figura 56 Produzione da PV e consumo elettrico**

**Tabella 10 Risultati riassuntivi per il periodo considerato**

	En coll	EER	EER bui	En raffr tot	En raffr edificio	En elettrica	Pe rete	El PV
Ore	kWh	[-]	[-]	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
03-09-2018	10	11.6	6.4	11.4	7.5	13.3	1.17	0.93
04-09-2018	11	11.2	5.1	9.3	6.7	12.1	1.31	0.91
05-09-2018	9	10.5	6.2	11.4	6.2	11.5	1.01	0.85
06-09-2018	10	12.7	3.2	4.9	3.7	5.6	1.15	1.02
07-09-2018	11	10.5	5.5	10.0	8.0	14.7	1.46	0.84
08-09-2018	11	6.9	5.0	9.5	7.3	13.8	1.44	0.56
09-09-2018	11	6.3	5.0	9.3	7.2	13.5	1.45	0.51
10-09-2018	8	6.0	5.6	10.4	6.1	11.4	1.09	0.49
11-09-2018	11	10.2	6.0	11.2	8.8	16.3	1.46	0.82
12-09-2018	11	5.3	3.8	8.3	5.5	12.0	1.44	0.43
13-09-2018	11	4.5	2.5	4.8	3.6	6.9	1.45	0.36
14-09-2018								
15-09-2018								
16-09-2018								
17-09-2018								
18-09-2018								
19-09-2018								
20-09-2018	11	7.4	9.5	14.4	7.1	10.8	0.75	0.60
21-09-2018	11	10.4	7.7	13.1	5.8	9.7	0.74	0.84
22-09-2018	11	9.2	0.8	3.9	0.6	3.0	0.76	0.74
23-09-2018	11	11.9	-7.0	-9.7	-5.3	-7.3	0.76	0.96
<b>Totale</b>	<b>163</b>	<b>135</b>	<b>4.5</b>	<b>8.44</b>	<b>79</b>	<b>147</b>	<b>17.5</b>	<b>10.9</b>

## 2.2 Conclusioni

Come accennato, a causa di impedimenti di natura tecnica, la campagna di misura sul sistema freescoo compatto ha avuto una durata limitata nel tempo. I dati raccolti hanno comunque permesso di testare il comportamento della macchina e di valutare le prestazioni in regime di funzionamento estivo.

Le attività svolte hanno mostrato da un lato l'efficienza elettrica della soluzione esaminata, soprattutto se si tiene conto anche della produzione da fotovoltaico, ma dall'altro sono stati riscontrati i seguenti aspetti critici:

- Il calore di rigenerazione prodotto dal collettore solare ad aria integrato non risulta sufficiente a rigenerare efficacemente i letti adsorbenti causando una deumidificazione insufficiente dell'aria da trattare
- Bassa capacità di raffreddamento sensibile fornita. Come accennato in precedenza ciò è dovuto essenzialmente ad una rigenerazione non completa del materiale adsorbente.
- Il sistema, così come attualmente configurato, non risulta idoneo per una applicazione presso il sito di Lampedusa, caratterizzato da un elevato contenuto di umidità nell'aria

### 3. Installazione, test e valutazioni di fattibilità dispositivi per il controllo della radiazione solare e dell'illuminazione artificiale in un ambiente pilota

Questa sezione presenta le analisi effettuate a seguito dell'installazione di un nuovo impianto di illuminazione in un ufficio all'interno dei locali pertinenti al faro di Lampedusa (Figura 57).

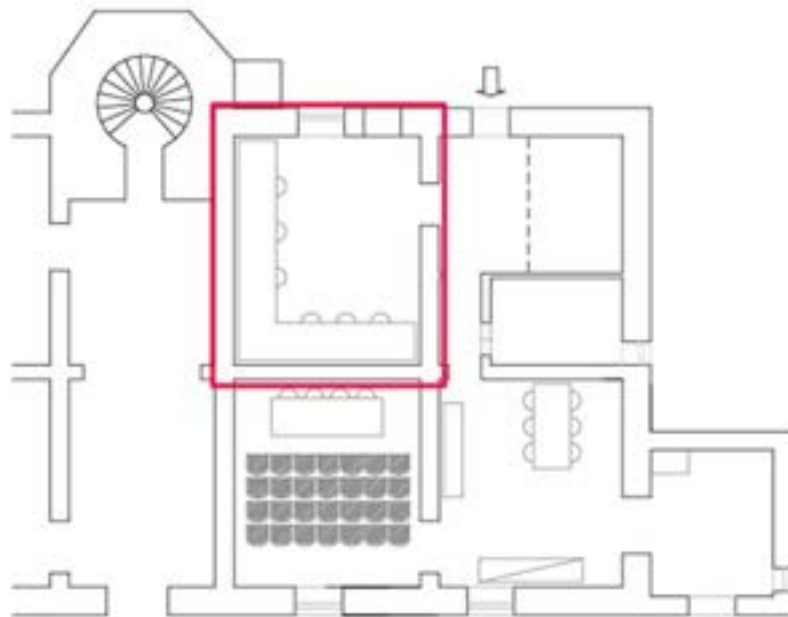


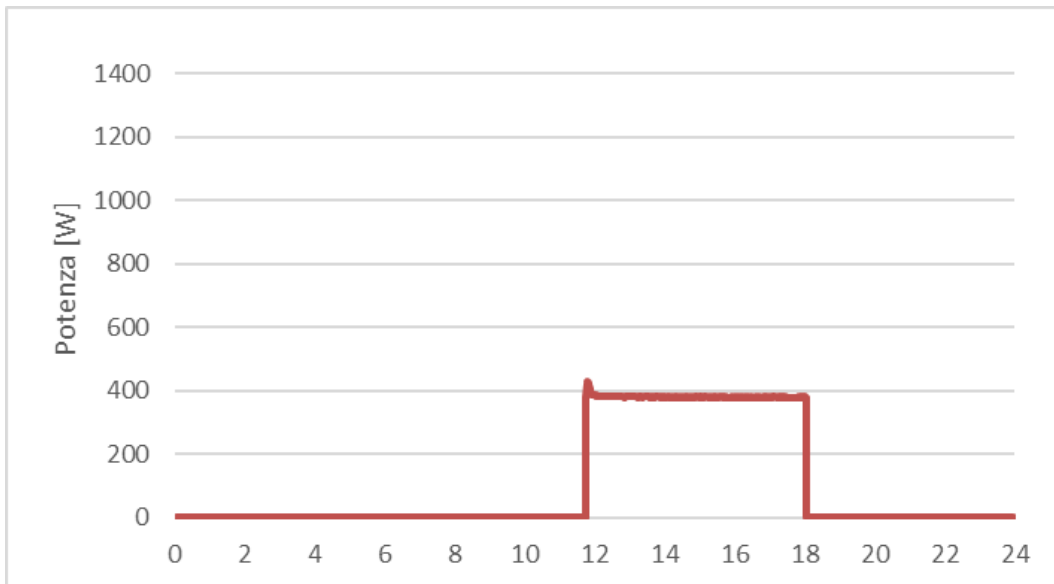
Figura 57 Ambiente in cui sono stati installati i corpi illuminanti LED e il sistema di controllo.

L'ambiente ha forma rettangolare ed è ampio 20 m<sup>2</sup>. È possibile accedervi tramite un ingresso interno e ha solamente una finestra esposta a nord. Precedentemente erano installate quattro plafoniere, in lamiera di acciaio stampato microforato a sospensione, dotate di tubi fluorescenti T5. Queste erano caratterizzate da una potenza di 170 W ciascuna (per un totale di 680 W), da un flusso luminoso di 6550 lm e da una temperatura di colore di 4000 K (Figura 58).



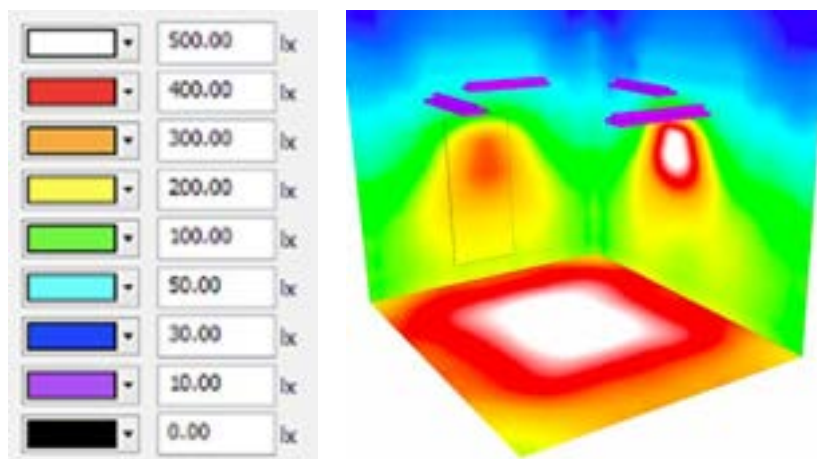
Figura 58 Disegni tecnici (a sinistra), fotografia (al centro) e solido fotometrico (a destra) delle plafoniere precedentemente installate.

Nella **Figura 59** è riportato il grafico che illustra la variazione di potenza assorbita durante un giorno. A parte il picco di potenza iniziale, è possibile vedere che la potenza assorbita non variava durante l'arco della giornata.

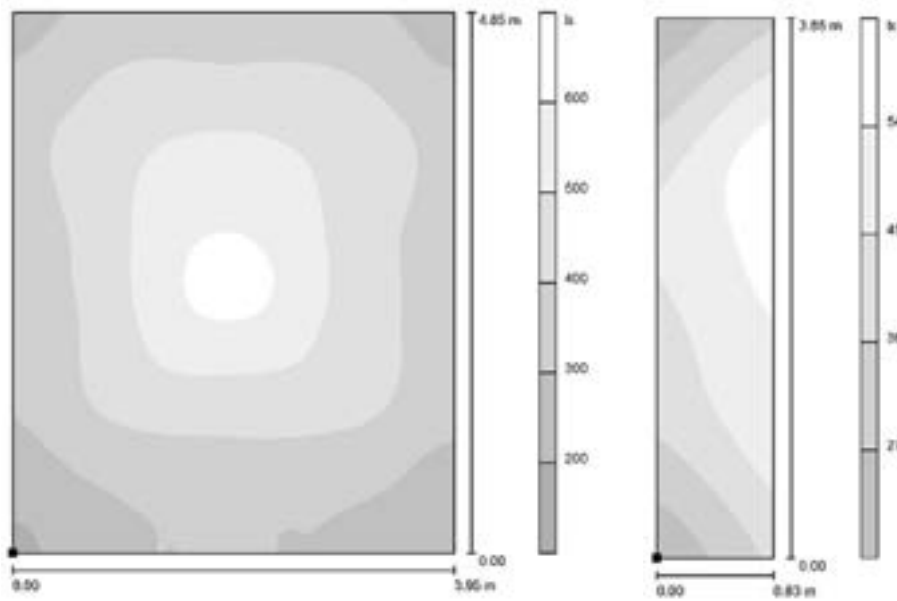


**Figura 59** Esempio di misure della potenza assorbita dalle lampade precedentemente installate nell'arco di una giornata.

Le vecchie plafoniere sono state sostituite da quattro nuovi apparecchi a sospensione a LED. Ogni plafoniera è caratterizzata da una potenza assorbita di 33 W e da un flusso luminoso di 3960 lm. Questi sono stati scelti in modo da raggiungere i livelli di illuminamento suggeriti dalla normativa europea EN 12464. La scelta delle caratteristiche delle nuove plafoniere è stata supportata da simulazioni illuminotecniche effettuate con il software Dialux (**Figura 60 e 61**).



**Figura 60** Rendering a colori sfalsati.



**Figura 61** Livelli di illuminamento calcolati tramite simulazione sul pavimento (a sinistra) e sul piano di lavoro (a destra).

In **Figura 62** alcune immagini dell'ambiente dove è stato installato il nuovo setup sperimentale. La planimetria schematica dell'installazione è riportata nel seguito in **Figura 57**.



**Figura 62** Immagini dell'ambiente con il nuovo sistema installato.

### 3.1 Analisi mediante software di simulazione

Al fine di valutare le condizioni di comfort visivo attuali e di progetto è stato realizzato un modello digitale dell'ambiente in oggetto della presente analisi energetica. È stato supposto che l'ambiente venga utilizzato dal lunedì al venerdì dalle 8:00 alle 17:00, con una pausa di 30 minuti al mattino, di un'ora a mezzogiorno e di 30 minuti nel pomeriggio). Le ore totali di occupazione annuale sul posto di lavoro sono 1563.0. Viene svolta un'attività che richiede un livello minimo di illuminazione di 500 lux.

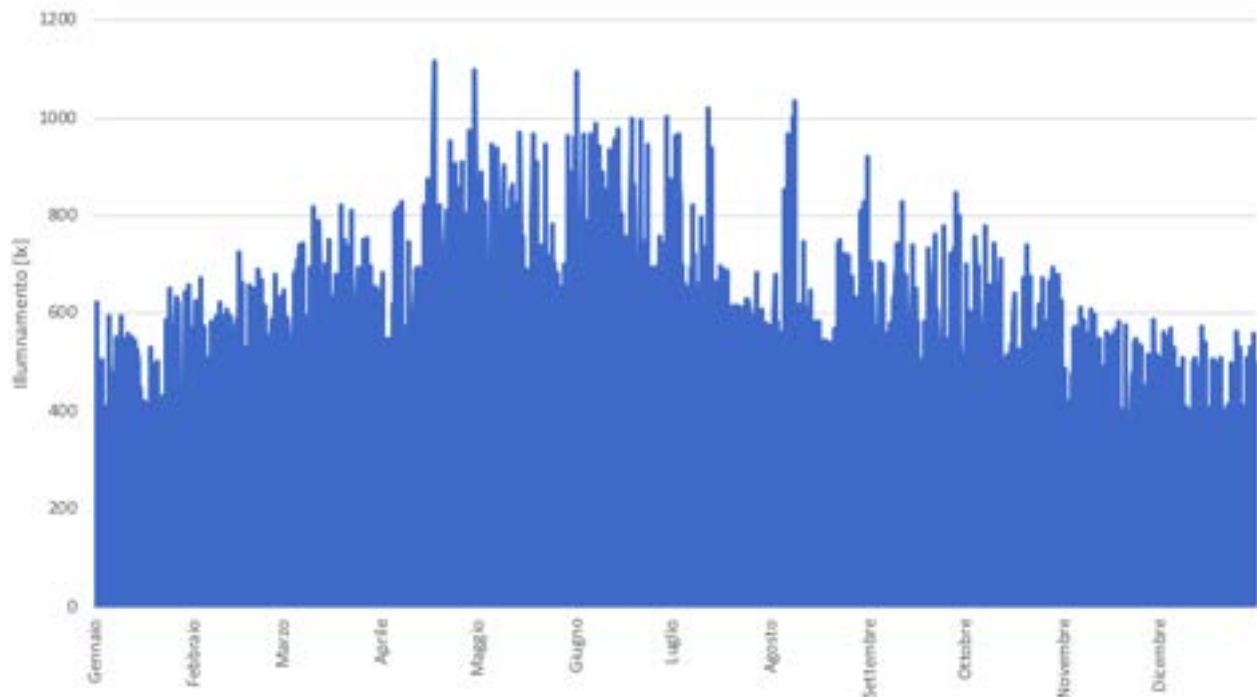
Il modello è stato costruito con il software Sketchup e ha avuto come obiettivo quello di valutare le condizioni di comfort visivo prima di relazionarle con le condizioni di comfort termoigrometrico.

Ai materiali assegnati al modello sono state associati diversi coefficienti. Il vetro simulato è caratterizzato da un coefficiente di trasmissione  $\tau$  di 0.78, il piano di lavoro è caratterizzato da un coefficiente di trasmissione riflessione  $\rho$  di 0.6, le pareti interne sono caratterizzate da un coefficiente di riflessione  $\tau$  di 0.9, le pareti esterne sono caratterizzate da un coefficiente di riflessione  $\rho$  di 0.8, il pavimento è caratterizzato da un coefficiente di riflessione  $\rho$  di 0.4. e il soffitto è caratterizzato da un coefficiente di riflessione  $\rho$  di 0.8.

Le simulazioni illuminotecniche sono state effettuate utilizzando il plug-in Daysim. Quest'ultimo ha consentito di calcolare diversi indici per la valutazione del contributo di luce naturale in termini di comfort visivo, tra i quali la Useful Daylight Illuminance, la Daylight Autonomy, la Continuous Daylight Autonomy e il Daylight Factor. In particolare, il primo indice è stato utilizzato anche per valutare eventuali problemi di abbagliamento. Il secondo ed il terzo sono stati ulteriormente utilizzati per prevedere eventuali consumi e risparmi conseguibili utilizzando ideali sistemi di controllo al fine di valutare in seconda battuta i valori calcolati con quelli effettivamente ottenuti.

Per quanto riguarda l'abbagliamento non è stato riscontrato alcun problema, come prevedibile, date le ridotte dimensioni dell'unica apertura verso l'esterno.

La **Figura 63 e 64** mostra il modello con i valori di Daylight Factor calcolati per i punti, distanti 0.4 m, della griglia costruita sul piano di lavoro. È possibile vedere come solo parte del ripiano gode di buoni valori di DF.



**Figura 63** Valori di Daylight Factor calcolati su una griglia di punti sul piano di lavoro

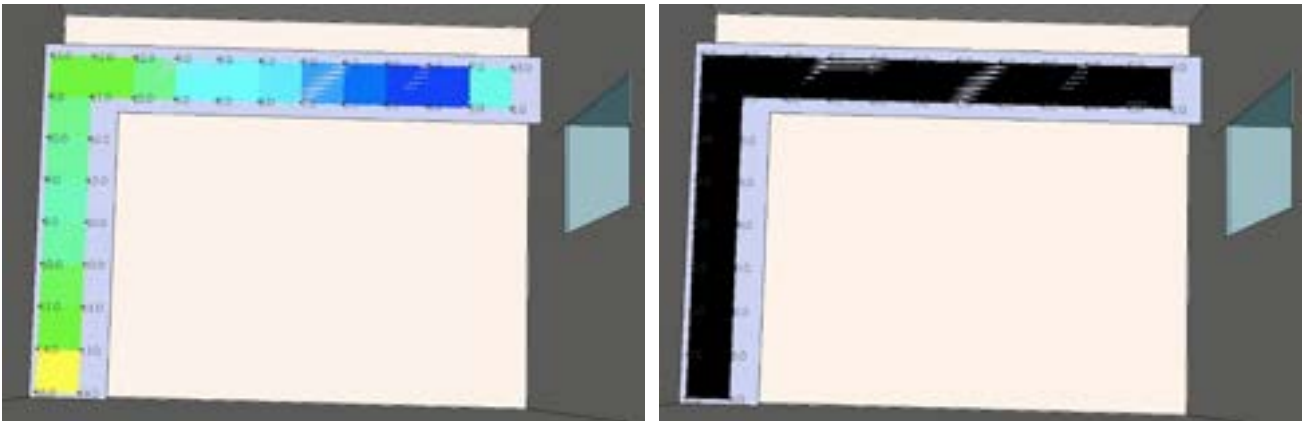


Figura 64 Useful Daylight Illuminance <100 (a sinistra) e >2000 a destra

I valori importati nel modello mostrato testimoniano il rischio nullo di abbagliamento.

Dalle simulazioni è stato osservato che, tenendo in considerazione i parametri di comfort visivo, ed in particolare una soglia di illuminamento sul piano di lavoro di 500 lx (Figura 65), i sistemi di ombreggiamento potrebbero rimanere completamente aperti durante l'anno e non si avrebbero eccessivi fenomeni di abbagliamento. Naturalmente, è contemplata l'eccezione di eventuali particolari esigenze dell'utente (es. videoproiezioni) per cui potrebbe essere necessario oscurare le aperture. Per questo motivo, al fine di non causare disagio psicologico, potrebbe non essere conveniente installare sistemi automatizzati. Per simulare i sistemi di ombreggiamento è stato utilizzato un modello di dispositivo di ombreggiatura semplificato che presuppone che le tende abbassate blocchino parte la luce solare diretta e trasmettano il 25 per cento di tutta la luce del giorno diffusa. Nel caso di dispositivo controllato automaticamente è stato simulato un comportamento con cui esso si abbassa il dispositivo di ombreggiamento non appena la luce diretta del sole sopra  $50\text{Wm}^{-2}$  colpisce la posizione di seduta. In caso contrario, il dispositivo verrà automaticamente chiuso.

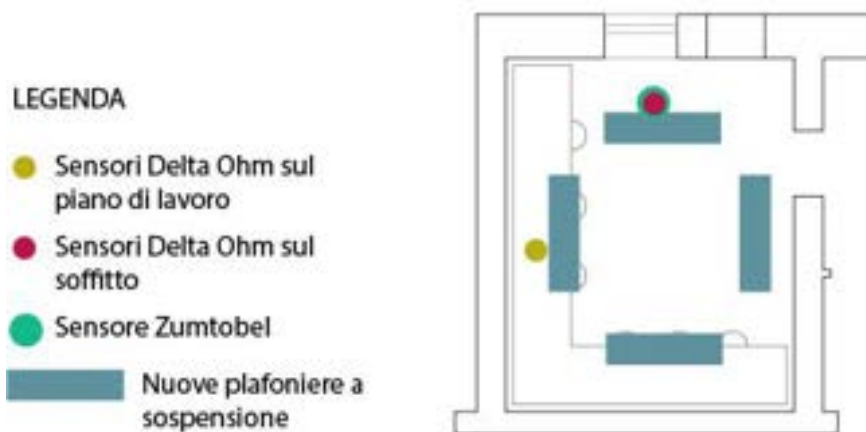


Figura 65 Livelli di illuminamento su uno dei piani di lavoro

Un eventuale secondo modello dovrà essere realizzato con il software di simulazione dinamica TRNSYS.

Il fine ultimo potrebbe essere quello di valutare la possibile riduzione di guadagni solari, rapportarli alle condizioni di comfort visivo considerando l'applicazione di un sistema di ombreggiamento automatizzato e di valutare eventuali consumi aggiuntivi dell'impianto di illuminazione.

Infatti, tenendo in considerazione quanto sopra detto, oscurando le tapparelle si potrebbero avere problemi di sotto-illuminazione e sarebbe necessario utilizzare l'illuminazione artificiale, gravando in questo

modo sui consumi. L'intenzione è quella di valutare prossimamente quale strategia sia più vantaggiosa e quella di confrontare i risultati ottenuti dalle simulazioni con quelli ottenuti dalle elaborazioni dai dati misurati.

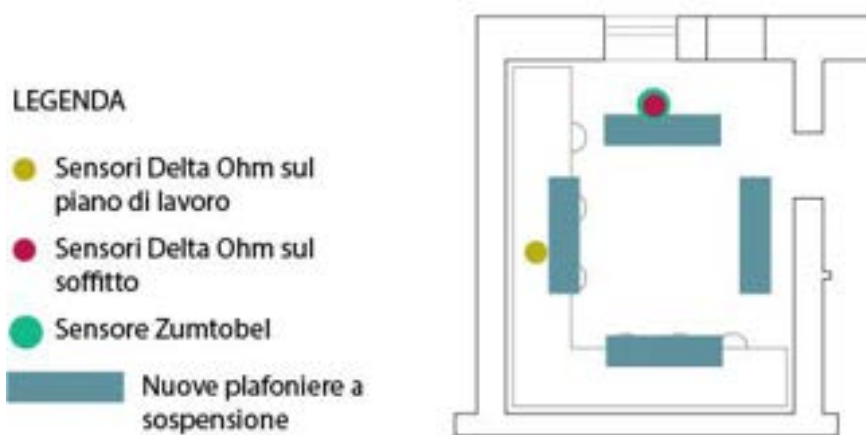
### 3.2 Studio sperimentale del nuovo sistema di illuminazione

Per il controllo automatizzato delle lampade è stato installato un sistema DIMLITE daylight prodotto da Zumtobel. Il sistema è composto da un ballast elettronico e da un fotosensore open-loop (Figura 66).



**Figura 66 Il fotosensore (a sinistra) e il ballast elettronico (a destra) utilizzati per controllare il flusso delle lampade.**

Normalmente questa tipologia di sensori viene installata a soffitto. Essendo il caso studio caratterizzato da un soffitto molto alto e da una grande distanza, rispetto ai tradizionali ambienti adibiti ad ufficio, è stata installata una staffa al fine di portare il fotosensore ad una altezza più congrua. Per questo motivo, come visibile nella planimetria sottostante, sono stati posizionati due sensori Delta Ohm HD2021T. In particolare, uno è stato posizionato su un piano di lavoro ad una altezza di circa 85 cm, uno è stato posizionato a 1,1 m circa dal soffitto (Figura 67).



**Figura 67 Planimetria con la localizzazione dei sensori e delle nuove plafoniere.**

I sistemi detti “daylight-linked control” sono in grado -a seguito di una configurazione effettuata in situ- di regolare il flusso luminoso sulla base del contributo di luce naturale. Purtroppo alcuni studi hanno dimostrato che -come accade anche per altri sistemi automatizzati- la posizione del sensore può compromettere le reali performance del sistema [1]. Infatti, i sistemi vengono configurati al fine di avere dei valori di parametri (in questo caso di illuminamento) nell’area del compito visivo, dove, per ovvie ragioni pratiche, non può essere posizionato il fotosensore. Per questo motivo vengono posizionati su piani su cui non danno fastidio, come il soffitto. L’illuminamento richiesto per effettuare un determinato compito visivo sarà diverso di quello misurato dal fotosensore posizionato sul soffitto e, inoltre, la correlazione tra questi due valori varia durante l’arco della giornata.

Per questo motivo sono stati calcolati degli indici, presentati in [2], al fine di valutare le reali performance del sistema di controllo rispetto al potenziale funzionamento ideale. Gli indici sono stati calcolati utilizzando misure effettuate all'interno dell'ambiente caso studio. In particolare, sono stati misurati la potenza assorbita, l'illuminamento sul piano di lavoro e l'illuminamento accanto al fotosensore utilizzato per controlla il flusso luminoso delle lampade. Le misure sono state effettuate per un periodo di 15 giorni con un time-step di 1 minuto.

I suddetti indici tengono conto degli eccessi o delle mancanze di illuminamento nel tempo, utilizzando come valore di riferimento l'illuminamento sul piano di lavoro che il sistema di illuminazione dovrebbe garantire e il rispettivo consumo energetico.

L'indice ALD (Artificial Light Demand) può essere definito come la somma, durante il tempo di funzionamento, delle differenze tra il valore nominale dell'illuminamento sull'area di lavoro ( $E_{set}$ ) e l'illuminamento dovuto alla luce naturale disponibile ( $E_{nat}$ ), quando questo è inferiore al set point stesso, scandisce le ore:

$$ALD = \sum_{\text{operation time}} (E_{set} - E_{nat}) \times \Delta t \quad \text{if } E_{nat} < E_{set} \quad (1)$$

L'indice ERI (Energy Ratio of Illuminance) considera il consumo specifico rispetto al fabbisogno misurato di luce artificiale (ALD); questo indice dipende dall'efficienza complessiva delle lampade, degli apparecchi luminosi, del sistema elettrico e di quello di controllo. Può essere calcolato come:

$$ERI = ELEC / ALD \quad [Wh/lx \cdot h]$$

dove ELEC è il consumo reale misurato nel periodo di osservazione.

L'indice può essere confrontato con un valore di riferimento, che può essere calcolato a partire dalla misura diretta del consumo specifico caratteristico del sistema.

Altri due indici, OAR (Over-illuminance Avoidance Ratio) e UAR (Under-illuminance Avoidance Ratio) (Figura 68), permettono invece di fornire informazioni sul mantenimento del valore richiesto di illuminamento nella specifica area e possono essere calcolati come:

$$OAR = ALD / (\sum_{\text{operation time}} E_{exc} + ALD) = \sum_{\text{operation time}} (E_{tot} - E_{nat}) \times \Delta t \quad \text{* (only when } E_{tot} > E_{set} \text{)}$$

$$UAR = 1 - \sum_{\text{operation time}} (E_{set} - E_{tot}) \times \Delta t / ALD$$

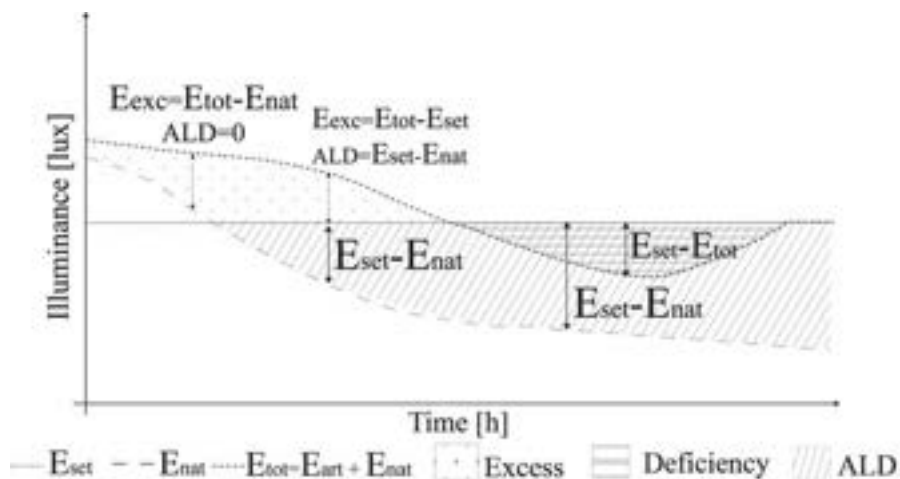
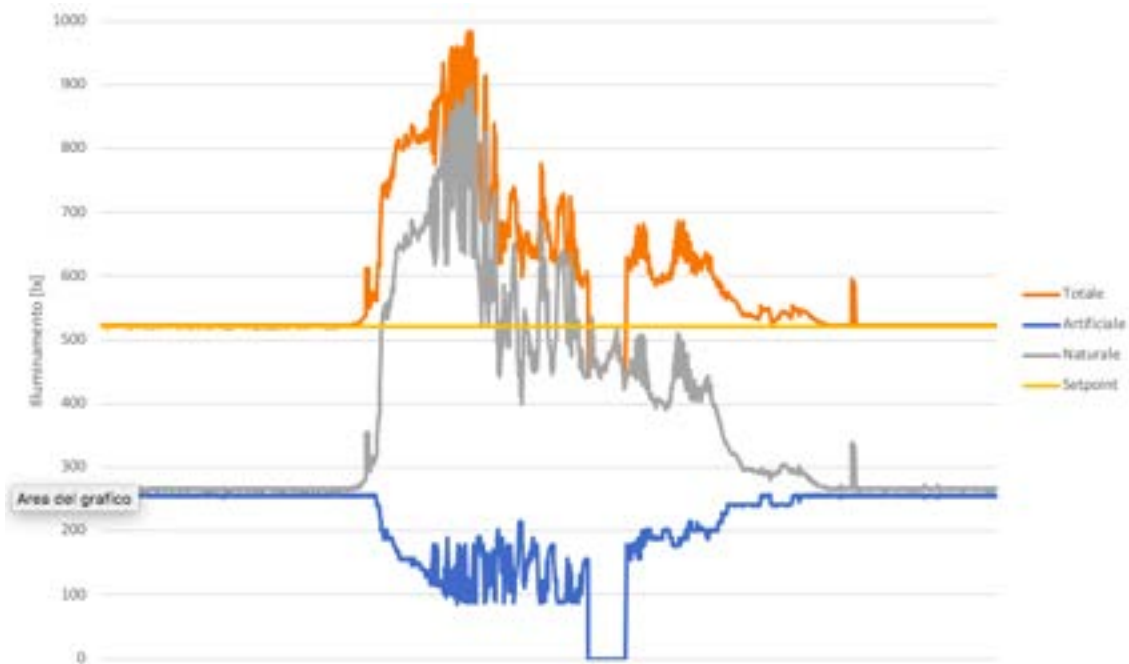


Figura 68 Schema concettuale dell'eccesso o del deficit di illuminamento rispetto al valore target dell'illuminamento sul piano di lavoro o area.

I valori degli indici sono stati calcolati in giorni aventi condizioni di funzionamento uguali o simili, e confrontati, in modo da ottenere una rappresentazione delle prestazioni del sistema in diverse condizioni ambientali e quindi di disponibilità di luce naturale. Inoltre la consistenza di ogni indice e delle relazioni tra di essi è stata verificata per grandi quantitativi di dati.

Inoltre sono i sopra citati indici sono stati calcolati sia implementando la strategia di controllo “dimmer” che la strategia di controllo “on-off”. Nel primo caso sono stati utilizzati i dati misurati, dal momento che nel caso reale il sistema funziona secondo la strategia di controllo “dimmer”. Al fine di calcolare gli indici anche nel caso in cui la strategia di accensione e spegnimento fosse, ugualmente controllata a secondo della disposizione di luce naturale, ma senza il dimmeraggio del flusso, è stato supposto che le lampade si accendano e spengano come da caso reale, ma al 100% del flusso luminoso.



**Figura 69** Esempio di misure di illuminamento riferite al 13 settembre con strategia dimmer.

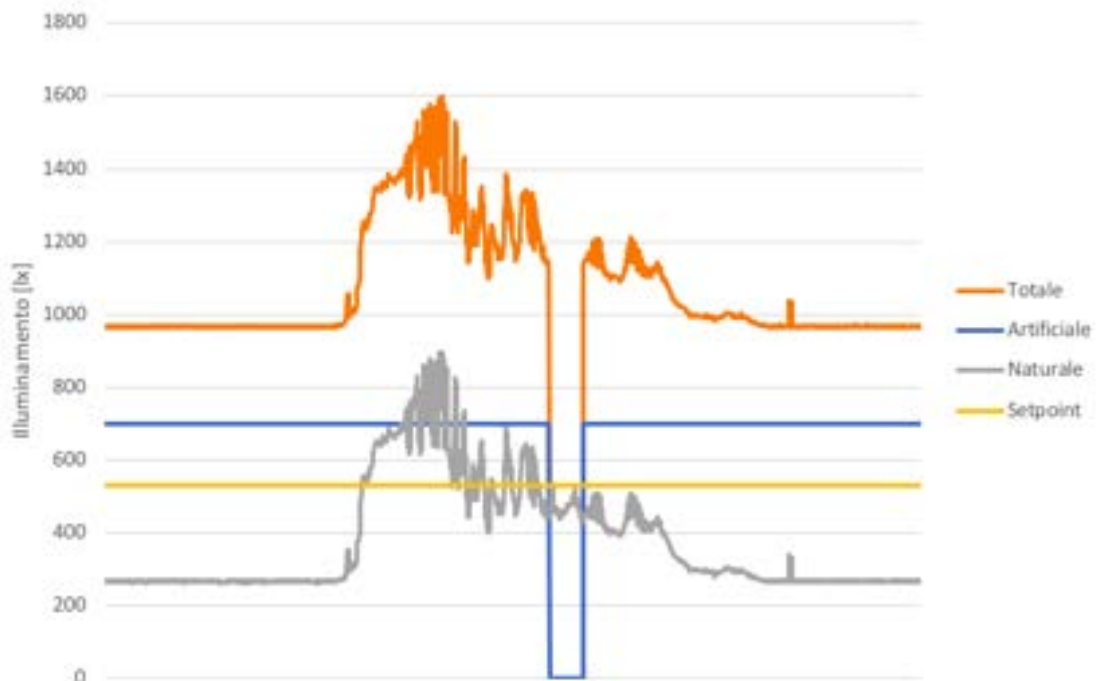


Figura 70 Esempio di misure di illuminamento riferite al 13 settembre con strategia ON-OFF.

In generale questi indici possono essere utili per la valutazione reale delle prestazioni del sistema, in termini di minimo consumo raggiungibile pur soddisfacendo i requisiti ambientali visivi. Gli indici sono stati calcolati considerando l'intera giornata lavorativa (dalle 9:00 alle 17:00 con una pausa pranzo dalle 13:00 alle 14:00) e per le ore pomeridiane (dalle 14:00 alle 17:00). Inoltre, durante il primo periodo di campagna di misure è stato considerato un setpoint di 520 lx, mentre dal 16 settembre al 26 settembre è stato considerato un setpoint di 650 lx. Nella **Tabella 11** sono riportati i risultati.

Tabella 11 Indici calcolati utilizzando i valori raccolti durante la campagna di misure

	ALD	OAR	UAR	ERI	Consumption	ALD	OAR	UAR	ERI	Wh
10/09/18	2723	0,80	0,81	0,22	605	730	0,14	1	1,37	1003
	1366	0,75	1	0,27	233	466	0,24	1	0,82	383
11/09/18	1389	0,72	0,73	0,26	356	1258	0,24	1	0,80	1003
	582	0,67	1	0,33	233	522	0,27	1	0,73	383
12/09/18	503	0,43	1	0,74	373	503	0,09	1	1,16	585
	364	0,55	1	0,54	136	364	0,17	1	0,61	224
13/09/18	433	0,33	1	0,94	406	487	0,09	1	1,20	585
	317	0,53	1	0,58	136	347	0,17	1	0,65	224
14/09/18	682	0,40	0,99	0,74	505	682	0,12	1	0,86	590
	289	0,34	0,97	0,85	136	289	0,14	1	0,78	225
16/09/18	931	0,59	0,99	0,51	471	931	0,17	1	0,82	762
	642	0,75	1	0,38	177	642	0,31	1	0,45	291
17/09/18	1391	0,66	0,99	0,34	467	1391	0,25	1	0,55	762
	965	0,86	1	0,25	177	965	0,46	1	0,30	291

18/09/18	1297	0,62	0,99	0,36	463	1297	0,23	1	0,59	762
	893	0,83	1	0,26	177	893	0,43	1	0,33	291
19/09/18	1376	0,64	0,99	0,35	479	1376	0,25	1	0,56	767
	946	0,83	1	0,26	177	946	0,45	1	0,31	293
20/09/18	1745	0,71	1	0,31	537	1746	0,31	1	0,44	762
	995	0,90	1	0,24	177	995	0,47	1	0,29	291
21/09/18	1890	0,71	1	0,30	571	1890	0,34	1	0,40	762
	951	0,81	1	0,26	177	951	0,45	1	0,31	291
22/09/18	1950	0,76	1	0,28	555	1950	0,35	1	0,39	762
	1002	0,86	1	0,25	177	1002	0,48	1	0,29	291
23/09/18	1382	0,66	0,99	0,34	466	1382	0,25	1	0,55	767
	934	0,85	1	0,25	177	934	0,44	1	0,31	293
24/09/18	1738	0,59	1	0,36	631	1738	0,31	1	0,44	762
	992	0,64	1	0,32	177	992	0,47	1	0,29	291
25/09/18	1351	0,69	0,96	0,32	437	1351	0,24	1	0,70	939
	825	0,81	1	0,27	168	825	0,39	1	0,44	359
26/09/18	2805	0,94	0,98	0,22	619	2881	0,51	1	0,25	726
	1022	0,96	0,99	0,23	168	1022	0,49	1	0,27	277

Da una prima analisi dei dati è possibile notare come il sistema abbia funzionato discretamente bene, ma, come previsto, non in maniera ideale. I valori di OAR oscillano infatti tra 0,33 a 0,94 nel caso dimmer. Ovviamente ha funzionato nettamente peggio in termini di sovrailluminamento nel caso "ON-OFF". I valori degli indici calcolati sono stati confrontati e rapportati (Figura 71-3).

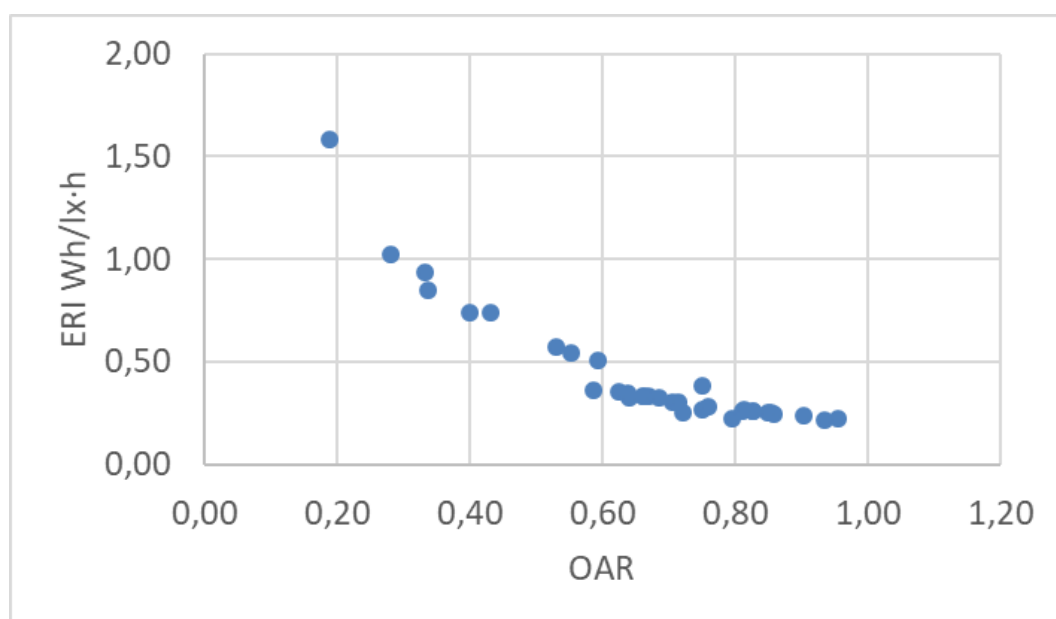


Figura 71 Relazione tra ERI e OAR.

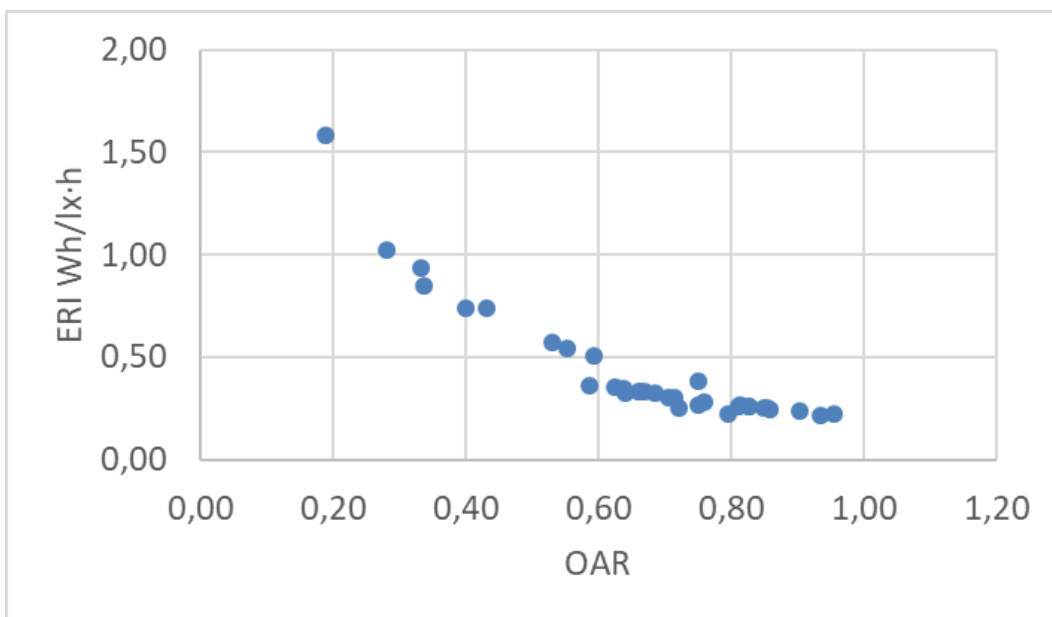


Figura 72 Relazione tra ERI e OAR calcolati utilizzando solo i valori misurati durante il pomeriggio.

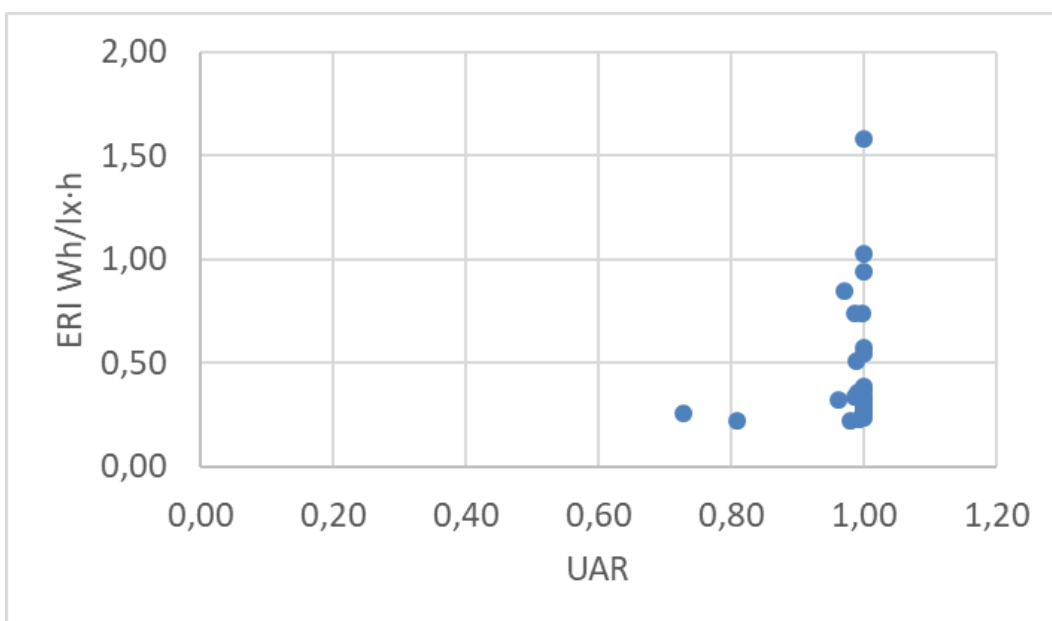


Figura 73 Relazione tra ERI e UAR (tutte le misure).

In generale, è risultato che ad elevati valori di OAR (frequenza ridotta di eccessi di illuminazione) corrispondono bassi valori di ERI. Per quanto riguarda la relazione tra UAR e ERI, questa è di difficile interpretazione in quanto nella maggior parte dei casi i valori di UAR sono uguali a 1 poiché non ci sono stati problemi di sottoilluminamento.

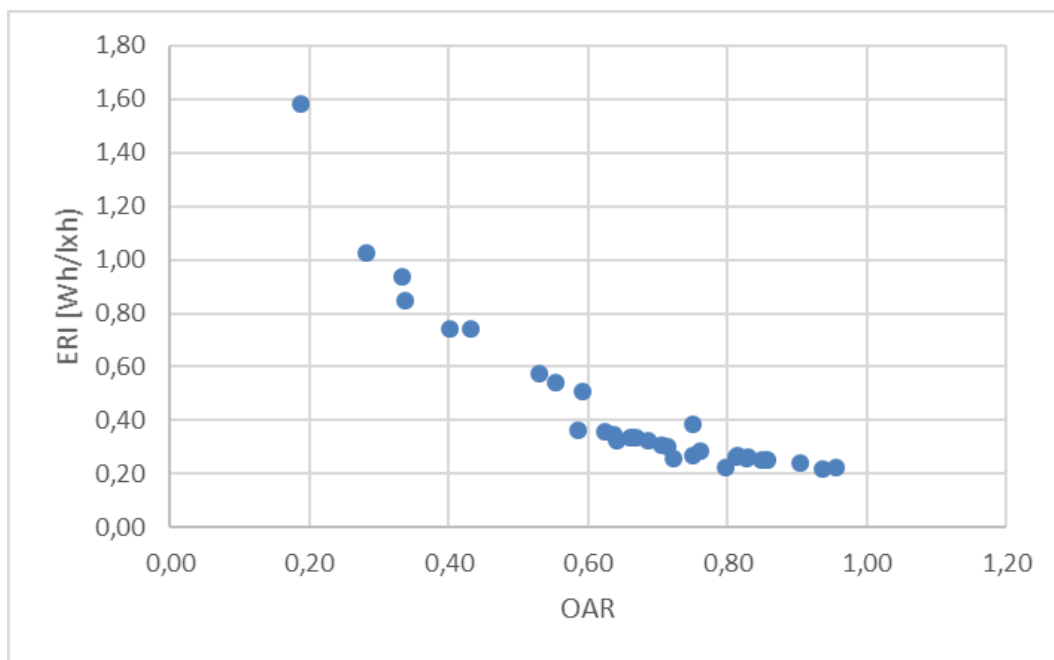


Figura 74 Relazione tra ERI e OAR (tutte le misure).

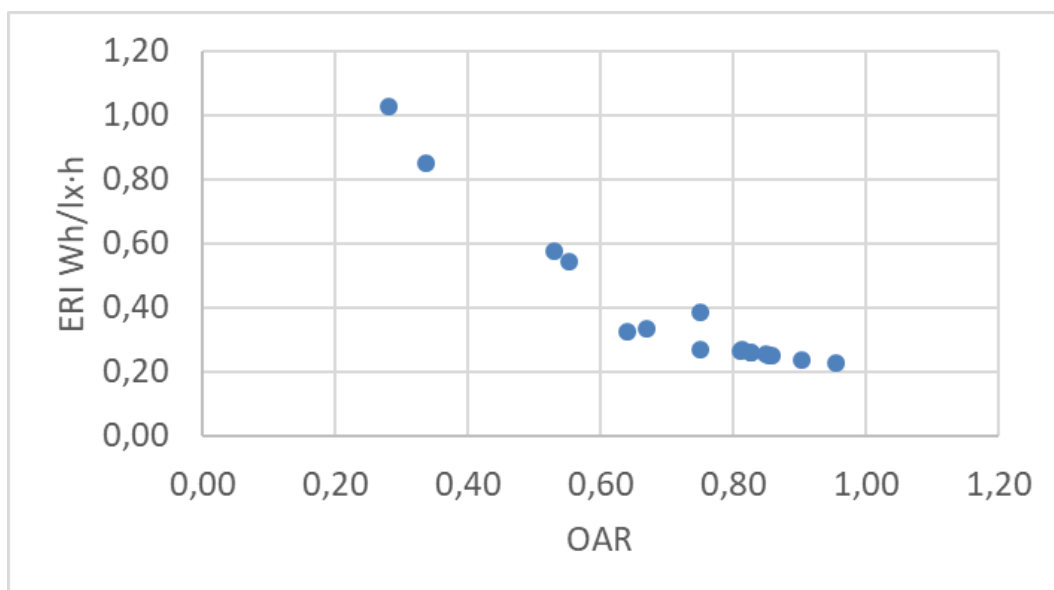


Figura 75 Relazione tra ERI e OAR calcolati utilizzando solo i valori misurati durante il pomeriggio.

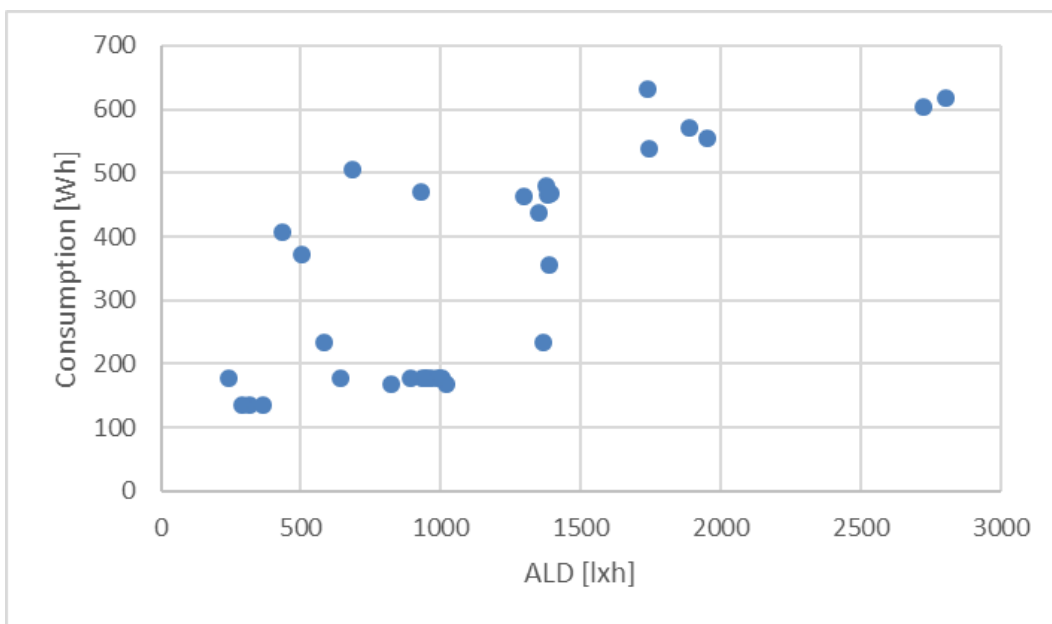


Figura 76 Relazione tra ALD e consumi.

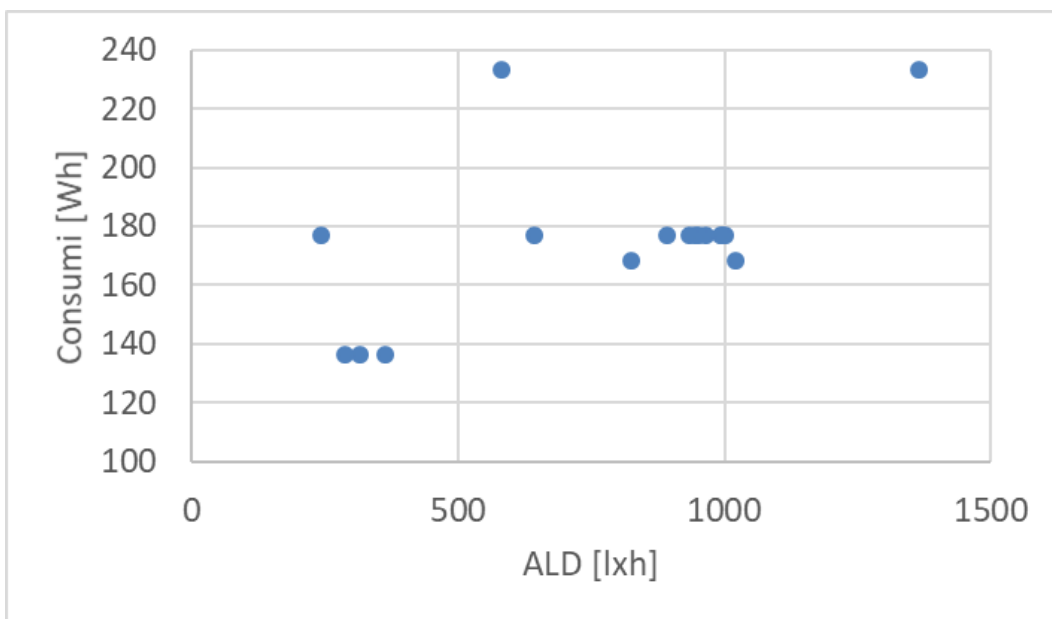


Figura 77 Relazione tra ALD e consumi calcolati utilizzando solo i valori misurati durante il pomeriggio.

La relazione tra ALD e il consumo elettrico indica una certa proporzionalità, ma non perfetta poiché il sistema di controllo non sempre lavora come previsto nei casi ideali (ovvero con UAR e OAR uguali a 1). È risultato anche che i maggiori valori di ALD corrispondono alla minore possibilità di avere problemi di abbagliamento e quindi alti valori di OAR.



### 3.3 Valutazione della fattibilità di un sistema di controllo della radiazione solare con automazione delle tapparelle

Un'ulteriore analisi è stata effettuata al fine di mettere in relazione guadagni solari, comfort visivo e consumi dovuti alla illuminazione artificiale.

Per fare ciò è stato selezionato un giorno di luglio (24/07/2018) in cui è stata misurata una radiazione solare particolarmente alta.

Per il suddetto giorno sono state effettuate diverse simulazioni illuminotecniche, una per ogni ora della giornata compresa nella schedule di un giorno tipo (9:00-17:00) e una simulazione della luce naturale per valutare le ore in cui la finestra presente nell'ambiente caso studio riceve radiazione solare diretta. Come mostrato dagli screenshot delle analisi delle ombre effettuate con il software Sketchup, la finestra riceve radiazione diretta soltanto nelle prime ore della giornata (es. 06:00-07:00). Queste ore non sono state considerate come ore di occupazione. Si è però pensato di considerare l'oscuramento della finestra nelle prime ore di utilizzo dell'ufficio (09:00-11:00).



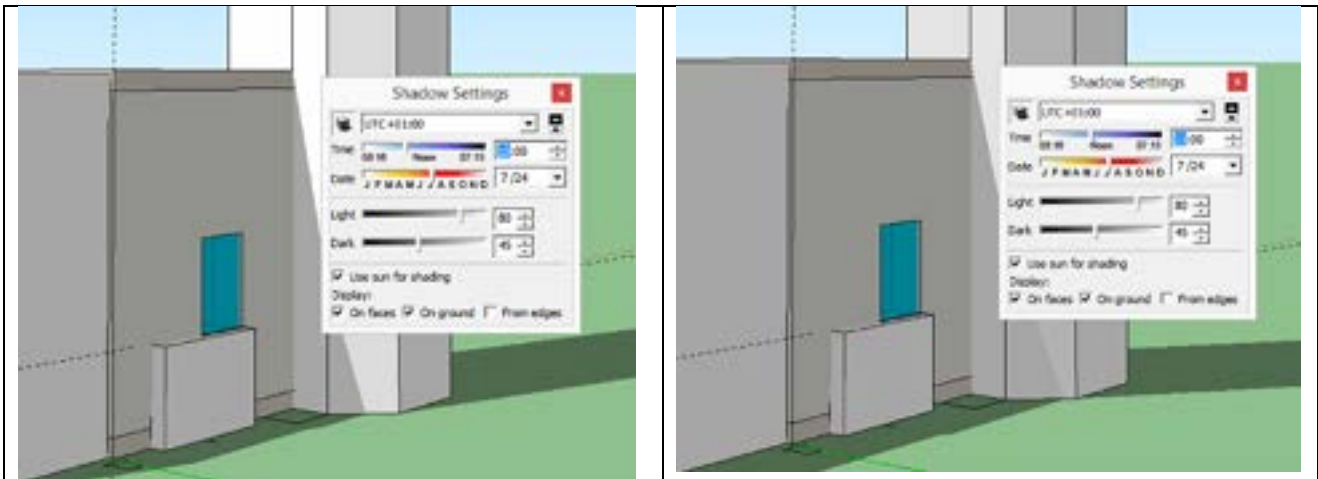


Figura 80 - Screenshot delle analisi delle ombre sulla finestra effettuate con il software Sketchup

In queste ore le simulazioni illuminotecniche sono state effettuate modellando i sistemi di ombreggiamento chiusi ed in particolare settando la trasparenza del vetro pari a 0.25. La presente analisi ha avuto come fine quello di calcolare i consumi di illuminazione artificiale in caso di uso di tapparelle utilizzate per diminuire il carico termico. Supponendo di chiudere il suddetto sistema nelle ore in cui la radiazione solare diretta rischierebbe di fare aumentare il carico, si sono calcolati i valori di illuminamento sul piano e la percentuale in cui le luci artificiali andrebbero dimmerate al fine di garantire 500 lx.

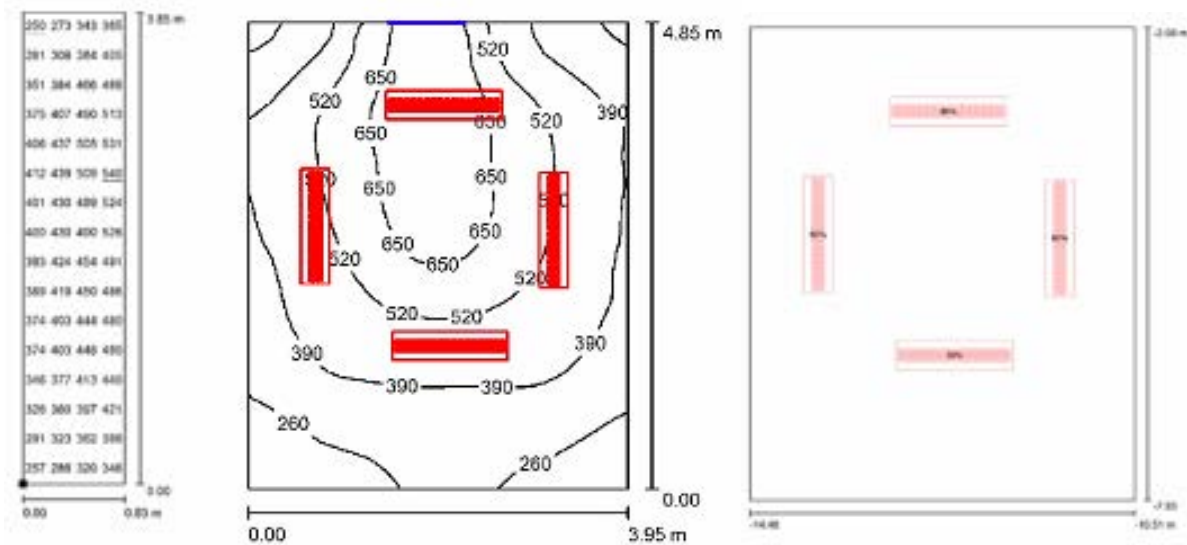


Figura 81 Griglia di valori sul piano di lavoro (a sinistra), isolinee calcolate sul pavimento (al centro) e planimetria con le lampade e la percentuale di dimmeraggio riferite alle 16:00 del pomeriggio.

La tabella seguente mostra le potenze e i consumi calcolati seguendo la metodologia spiegata.

**Tabella 12 Potenze e consumi del sistema**

Ora	Potenza dimmerata senza tapparelle [W]	Percentuale di dimmeraggio	Potenza dimmerata con tapparelle[W]	Percentuale di dimmeraggio	Status tapparella
09:00	26,4	20%	99	75%	closed
10:00	39,6	30%	99	75%	closed
11:00	52,8	40%	112,2	85%	closed
12:00	66,0	50%	66	50%	open
13:00	92,4	70%	92,4	70%	open
14:00	105,6	80%	105,6	80%	open
15:00	105,6	80%	105,6	80%	open
16:00	105,6	80%	105,6	80%	open
17:00	105,6	80%	105,6	80%	open
<b>Consumo totale giornaliero Wh]</b>	699,6		891		

Si può notare che nell'intera giornata i consumi per l'illuminazione artificiale aumentano da 699,6 Wh a 891Wh rispetto al caso di assenza di controllo delle tapparelle.

Al fine di stimare gli effetti di tale operazione sui consumi elettrici per la climatizzazione, sono state svolte delle simulazioni specifiche tramite il software TRNSYS.

I risultati mostrano che, all'incremento dei consumi per l'illuminazione corrisponde comunque una riduzione dei guadagni solari pari a 796 Wh (corrispondente al 27,1 % del totale), ma una riduzione dei consumi di energia elettrica per la climatizzazione di soli 10 Wh, pari a circa 0,4% del consumo totale.

Si può quindi affermare che complessivamente tale operazione non comporta un risparmio di energia essendo l'incremento del consumo di energia elettrica maggiore del risparmio ottenuto dal minore utilizzo dell'impianto di climatizzazione.

Anche estendendo l'analisi a tutto il mese di luglio, i risultati ottenuti restano confermati. A fronte di una diminuzione dei guadagni solari del 25,9%, si ottiene infatti un risparmio percentuale sul consumo di energia elettrica per la climatizzazione soltanto dello 0,5%.

Nel caso specifico ciò è dovuto probabilmente alle dimensioni ridotte dell'elemento finestrato e alla conseguente bassa incidenza dei guadagni solari sul totale del carico di raffreddamento.

### 3.4 Conclusioni

Si sono analizzate delle condizioni di illuminazione del laboratorio caso studio del presente report. In particolare, sono stati effettuati degli studi sulle condizioni di comfort visivo, sui consumi stimati riferiti all'impianto di illuminazione e sulle reali performance che ha avuto il sistema di controllo di illuminazione nel periodo di campagna di misure. Le prime analisi sono state effettuate utilizzando un modello di simulazione realizzato con il software Daysim. Questo ha permesso di valutare le condizioni di luce naturale e di fare una stima sull'utilizzo di sistemi di ombreggiamento automatizzati. Lo studio ha messo in evidenza, vista l'esposizione dell'ambiente, che per gran parte del periodo di utilizzo le tapparelle dovrebbero rimanere aperte al fine di raggiungere i livelli di illuminamento minimi suggeriti dalla normativa. Di conseguenza, anche grazie al calcolo dello Useful Daylight Illuminance, è stato possibile stimare che all'interno dell'ambiente non si hanno possibili problemi di abbagliamento. La seguente affermazione è stata confermata dalle misure di illuminamento effettuate in campo. Inoltre, contemplando l'eccezione di

eventuali particolari esigenze dell'utente (es. videoproiezioni) per cui potrebbe essere necessario oscurare le aperture, al fine di non causare disagio psicologico, potrebbe non essere conveniente installare sistemi automatizzati.

Le reali performance del sistema di controllo di illuminazione installato sono state studiate utilizzando un set di indici presentato dagli autori in letteratura. Questi tengono conto degli eccessi o delle mancanze di illuminamento nel tempo, utilizzando come valore di riferimento l'illuminamento sul piano di lavoro che il sistema di illuminazione dovrebbe garantire e il rispettivo consumo energetico. Gli indici sono stati calcolati per diversi giorni, applicando diverse strategie di controllo e diversi setpoint. Infine sono stati messi in relazione tra loro. Da queste analisi è risultato che ad elevati valori di OAR (frequenza ridotta di eccessi di illuminazione) corrispondono bassi valori di ERI. I valori calcolati di OAR hanno dimostrato che il sistema di controllo non ha sempre funzionato idealmente. Al contrario il calcolo degli indici UAR hanno testimoniato che, ad eccezione di pochissimi casi, il sistema non ha dato problemi di "sotto-illuminamento".

La relazione tra ALD e il consumo elettrico indica una certa proporzionalità, ma non perfetta poiché il sistema di controllo non sempre lavora come previsto nei casi ideali (ovvero con UAR e OAR uguali a 1). È risultato anche che i maggiori valori di ALD corrispondono alla minore possibilità di avere problemi di abbagliamento e quindi alti valori di OAR.

Tali risultati, più che evidenziare un malfunzionamento del sistema in osservazione, confermano quanto evidenziato in precedenti ricerche: i sistemi di controllo dell'illuminazione riescono molto di rado ad effettuare una regolazione ideale del flusso luminoso a causa della complessità intrinseca nelle relazioni fra le grandezze luminose interne ed esterne. Ciò non di meno la loro efficacia in termini di riduzione dei consumi non è mai trascurabile.

## 4 Analisi tecnico economica di un sistema PV asservito ad una PdC per produzione di ACS

### 4.1 Introduzione

Nel presente capitolo si esamineranno le possibilità di retrofit legate all'installazione di un Pompa di Calore per la sola produzione di ACS da installarsi presso un'utenza tipo dell'Isola di Lampedusa. Il sistema impiantistico analizzato includerà l'integrazione con un impianto fotovoltaico in diversi assetti e farà riferimento ad un profilo di consumo orario e giornaliero di ACS desunto dalla campagna sperimentale di monitoraggio, condotta presso una tipica utenza isolana. Al set-up impiantistico saranno poi applicate opportune logiche di Demand Response (DR) al fine di valutare in termini globali le migliori prestazioni energetiche del sistema. Per tali applicazioni si rimanda al successivo capitolo.

### 4.2 Profili di consumo di ACS: monitoraggio di alcune utenze isolate

Durante lo svolgimento delle attività di monitoraggio intraprese nelle precedenti annualità [3], si è potuto constatare come per la singola utenza i profili di prelievo di ACS a 40°C (45 litri/giorno.persona) non fossero perfettamente coerenti rispetto ai valori desunti dalla normativa in relazione alle caratteristiche dell'utenza in esame (es. UNI 12831 [4], UNI 9182:2014 [5]). Le norme fanno però riferimento esclusivamente ad un valore dei consumi rappresentativo espresso in funzione di un parametro di riferimento (numero di utilizzatori o dei metri quadri dell'utenza), poco invece viene detto sulla variabilità dei consumi su base oraria, settimanale o mensile. Dall'altro canto, i consumi energetici per la produzione di ACS sono di fatto estremamente influenzati dalla variazione di profilo di prelievo da parte dell'utente finale, ancor di più quando questi dipendono in tutto o in parte da una fonte rinnovabile. Da questo punto di vista, il principale riferimento in ambito europeo è la Direttiva No. 814/2013 [6] che individua profili orari di prelievo standardizzati ai fini della certificazione degli apparecchi per la produzione di ACS.

Recenti studi in ambito internazionale hanno dimostrato però come sia i valori di consumo giornaliero sia i profili di orari di prelievo nel giorno variano in funzione di diversi fattori, ad esempio stagionalità, stile di vita e fattori socio-culturali [7].

Nel corso della presente attività si è, quindi, esteso ai mesi invernali il monitoraggio dei consumi energetici di ACS delle utenze isolate già monitorate nella precedente campagna sperimentale, i cui dettagli sul set-up della campagna sperimentale sono presentati nel report ENEA. Il monitoraggio ha riguardato nello specifico due famiglie e ha avuto luogo complessivamente da Agosto 2017 a Luglio 2018. Si tratta di due utenti con un numero variabile di componenti da 2 a 4, le cui abitazioni sono dotate di uno scaldabagno elettrico da 80 litri con potenza nominale pari a 1200 W (Utente\_1) e da 1300 W (Utente\_2).

I dati raccolti sono stati elaborati su base giornaliera e mensile; come visibile in **Figura 82**, si nota un decremento dei consumi su base annuale con valori maggiori nei mesi invernali che tendono a decrescere nei mesi primaverili ed estivi. Una delle potenziali cause è da ricercarsi nella variazione annuale di temperatura dell'acqua erogata dall'acquedotto stimabile in funzione della temperatura media annuale dell'aria.

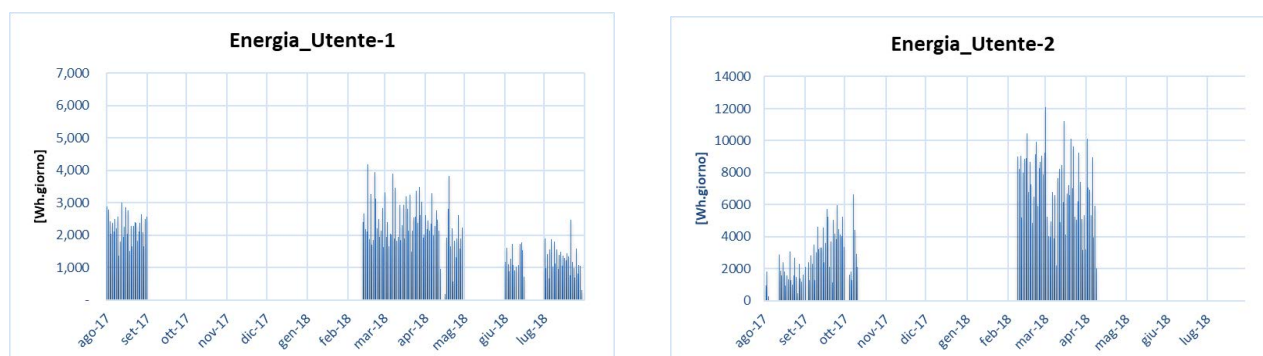
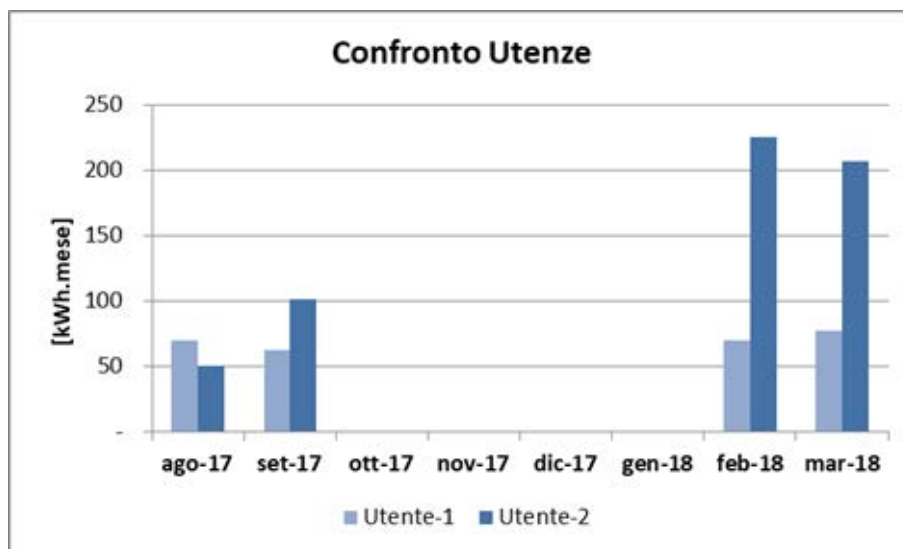


Figura 82 Andamento giornaliero dei consumi

Tra le due Utenze si nota inoltre un diverso ordine di grandezza fra i dati monitorati, soprattutto nei mesi invernali (**Figura 83**). Tralasciando la differenza di potenza installata fra i due scaldabagni (di soli 100 W), i differenti valori possono essere spiegati attraverso differenti ipotesi:

- disfunzione dello scaldabagno installato presso l'Utenza-2 con riduzione dell'efficienza, ad esempio dovuto a incrostazioni di calcare sulla resistenza. La letteratura tecnica [8] riporta, infatti, una diminuzione dell'efficienza in funzione dello spessore dello strato di calcare depositato, da un minimo del 10% (1mm) a circa il 35% (7mm);
- variazione del numero di persone che usufruiscono dell'ACS nel caso dell'Utente-2 rispetto all'Utente-1;
- differente tasso di utilizzo mensile dell'abitazione da parte dei due Utenti.

Alcune riflessioni possono essere fatte a partire dai dati rilevati. Innanzitutto si evidenzia come il confronto fra le due utenze può essere condotto per i mesi di agosto-settembre 2017 e febbraio-marzo 2018, utili a delineare i comportamenti estivi e invernali. A partire dai dati rilevati durante i mesi in oggetto, è possibile verificare il tasso di utilizzo mensile come il rapporto fra i giorni in cui si è registrato un effettivo consumo di ACS (assorbimento elettrico dello scaldabagno maggiore di zero) e il numero totale dei giorni nel mese. Nello specifico entrambi gli utenti sono contemporaneamente presenti per l'intero mese solo a Marzo 2018, mentre il tasso di utilizzo mensile per i mesi di Agosto, Settembre e Febbraio varia rispettivamente del 100%, 40% e 61% per l'Utente-1 e del 68% 93% e 68% per l'Utente-2. Di conseguenza, volendo paragonare i valori mensili e ipotizzando un comportamento giornaliero costante degli utenti, è possibile normalizzare il dato parziale in base alle percentuali indicate. Dai dati in **Figura 25** si può quindi escludere che le differenze riscontrate siano da imputarsi ad un differente tasso di utilizzo mensile delle apparecchiature. Si nota inoltre come il rapporto fra i consumi estivi per ciascuna utenza non sia paragonabile nei mesi estivi (+39% nel mese di Agosto -39% nel mese di Settembre per l'Utente-1 rispetto all'Utente-2) e registra variazioni ancora più elevate nei mesi di Febbraio e Marzo (mediamente -66%).



**Figura 83** Confronto fra i consumi medi delle due utenze, consumi normalizzati.

Se, inoltre, si osserva l'andamento dei valori medi registrati nei time-step (15 min) nei diversi giorni dei mesi in esame, si evidenziano andamenti degli assorbimenti dello scaldabagno elettrico differenti. Si nota, infatti, come l'andamento dei consumi elettrici dell'Utente-1 (**Figura 84**) mostra un profilo di accensione dello scaldabagno più coerente con la comune ipotesi di prelievi di ACS di maggiore entità localizzati in precisi momenti della giornata [6]. Differentemente, l'Utente-2 ha assorbimenti elettrici estremamente

variabili durante il giorno (Figura 85), ciò induce a ipotizzare una disfunzione dell'apparecchio oppure continui prelievi di ACS non coerenti con profili standard.

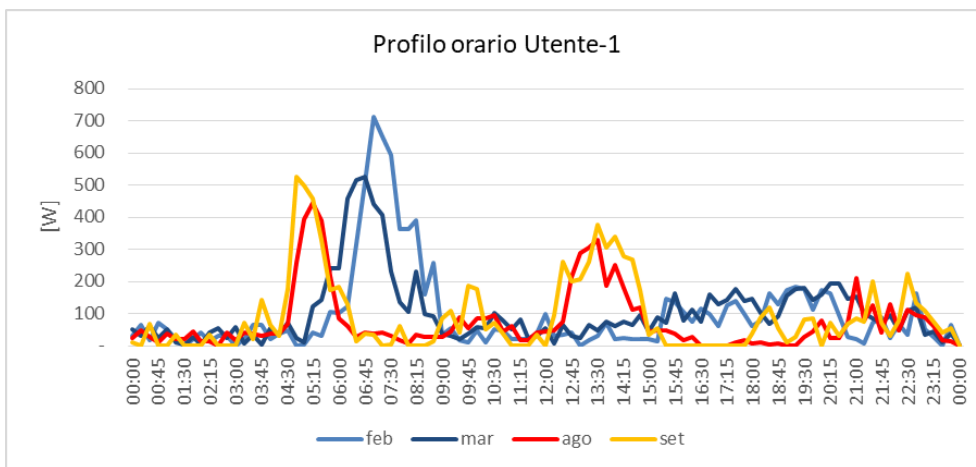


Figura 84 Utente-1 media dei valori registrati in ciascun time-step

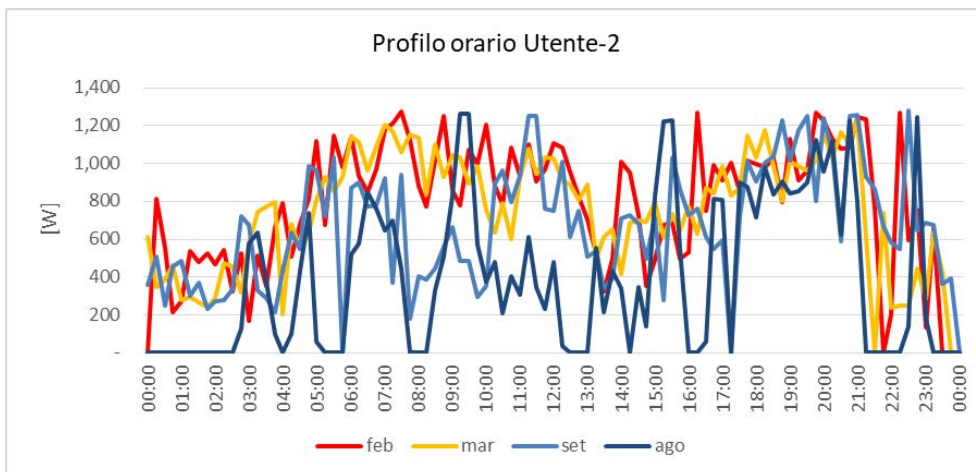
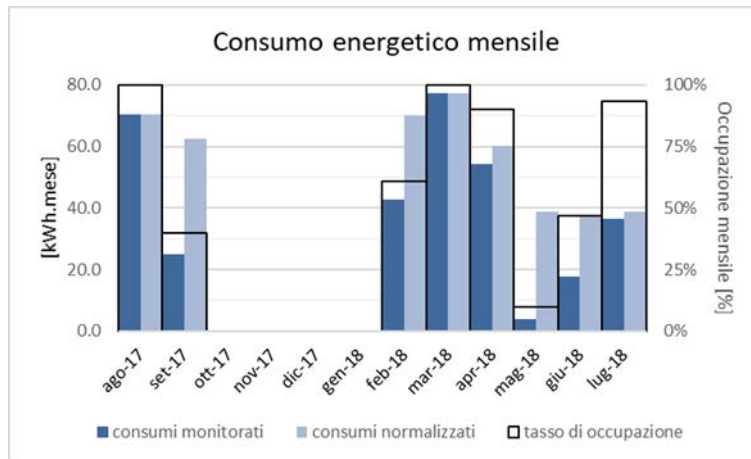


Figura 85 Utente-2 media dei valori registrati in ciascun time-step

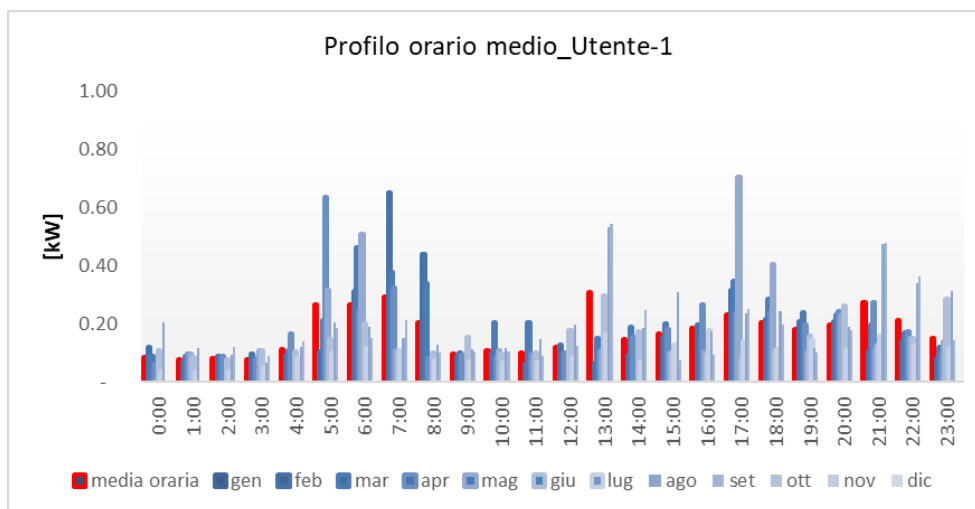
Tralasciando al momento i risultati ottenuti per l'Utente-2, alcune considerazioni posso derivare dall'analisi dei dati relativi all'Utente-1, per il quali si dispone oltretutto di una più estesa campagna di rilevamento. In Figura 86, si riportano i consumi mensili monitorati e i valori di consumi mensili normalizzati in funzione del numero di giorni in cui si è registrato un effettivo consumo di energia. Facendo riferimento ai dati normalizzati, il consumo più elevato è registrato nel mese di marzo 2018 (77.3 kWh) con una variazione rispetto al valore medio annuale (57.3 kWh) del +26%. Se si considerano i mesi di Agosto 2017 e Luglio 2018, caratterizzati da una temperatura media dell'aria rispettivamente di 25.2 e 26.4 °C da cui dipende la temperatura dell'acqua erogata dall'acquedotto [7], si sono registrati valori molto differenti fra di loro (70.34 e 38.90 kWh) con discostamenti dalla media annuale del +19% e -32%. L'ipotesi più plausibile è quella che contempla un diverso numero di persone all'interno dell'abitazione nei due mesi in analisi. Non bisogna, infatti, tralasciare nell'analisi dei dati il fatto che i consumi dell'isola sono fortemente influenzati anche dalla sua vocazione turistica. Volendo quindi valutare i consumi rilevati nei mesi maggiormente influenzati dalla presenza di turisti nell'isola (da Maggio a Settembre), si riscontra una variazione del -20% della media dei consumi nei mesi analizzati rispetto la media annuale. Studi recenti condotti in altre località con similare temperatura media annuale dell'aria hanno, infatti, dimostrato che i consumi di ACS durante i mesi estivi tendono ad essere inferiori rispetto a quelli dei mesi invernali e alla media annuale. Ad esempio, sebbene in diverso contesto culturale, nelle città di Miami e Phoenix negli Stati Uniti d'America (rispettivamente temperatura medie annuali pari a 25.1 e 22.2°C [9], prossime a quelle di Lampedusa,

19.2 °C [9]), sono stati stimati i seguenti valori di variazione stagionale dei consumi di ACS rispetto alla media annuale: +12.7% nei mesi invernali e -27% nei mesi estivi e +5.4% - 9.0%.



**Figura 86 Consumi mensili monitorati per l'Utenza-1**

Dall'analisi dei valori medi orari per ciascun mese (Figura 87) per l'Utenza-1, si può dedurre come i consumi dello scaldabagno elettrico e, di conseguenza, i prelievi di ACS sono principalmente concentrati nelle prime ore del mattino, nelle ore centrali del giorno e alla sera. L'ipotesi dedotta dall'analisi dei risultati del monitoraggio sembra verosimile se si pensa allo stile di vita che è possibile condurre in un'isola, dove grazie alle distanze ridotte è prevedibile la presenza in casa degli abitanti anche nelle ore centrali del giorno, a differenza di quanto è stato riscontrato in altri studi condotti in città e contesti territoriali e culturali differenti.



**Figura 87 Profilo orario degli assorbimenti elettrici per l'Utenza-1, medie mensili.**

Per completezza di analisi, si riporta la stessa rielaborazione relativamente ai dati monitorati per l'Utenza-2 (Figura 88). Anche in questo caso, nonostante le differenze siano meno accentuate rispetto all'Utenza-1 a causa di quanto già evidenziato in Figura 83, si può notare una maggiore concentrazione degli assorbimenti elettrici tra le 6:00 e le 12:00 e un ulteriore picco di assorbimento fra le 18:00 e le 21:00.

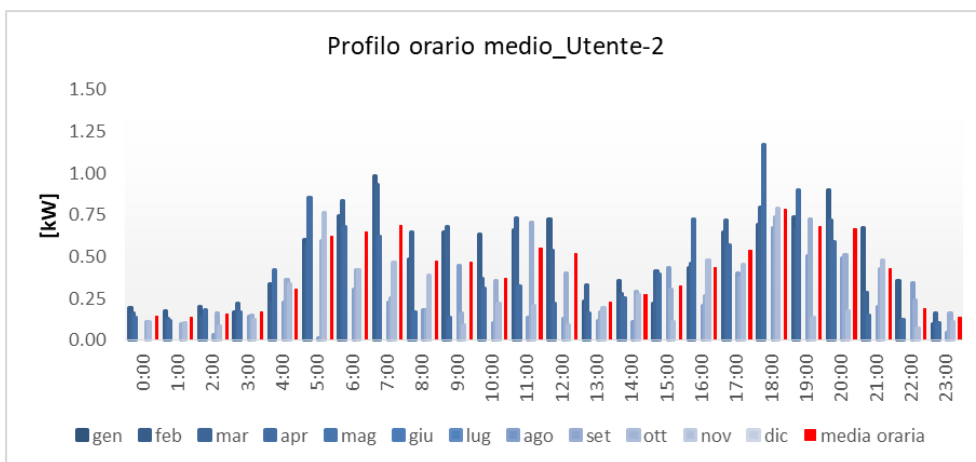


Figura 88 Profilo orario degli assorbimenti elettrici per l’Utente-1, medie mensili.

Ulteriori valutazioni sui differenti consumi fra le due Utenze possono derivare dai risultati di simulazione che si basano sui dati acquisiti. Si è quindi realizzato in ambiente Trnsys un modello di simulazione, analogo a quello proposto precedentemente [3], atto a restituire in modo coerente i consumi giornalieri monitorati per le due Utenze. Il modello (Figura 89) utilizza essenzialmente due types per simulare il comportamento dello scaldabagno elettrico con la resistenza elettrica, un type per valutare la variazione della temperatura dell’acqua erogata dall’acquedotto in funzione della temperatura media annuale dell’aria e ulteriori types per fornire l’input di accensione/spegnimento dello scaldabagno in funzione della temperatura di set-point dell’accumulo (62°C +-2°C) e degli input di prelievo di ACS a 40°C da parte dell’Utente, variabili giornalmente e mensilmente (questi ultimi non noti dalla campagna di monitoraggio). Dovendo restringere il numero di variabili in funzione dell’obiettivo prefissato, si è scelto di concentrare i prelievi giornalieri in tre ore del giorno coerentemente con i dati di assorbimento elettrico monitorati (07:00-08:00; 13:00-14:00 e 20:00-21:00), mentre si è deciso di mantenere il profilo di prelievo mensile costante.

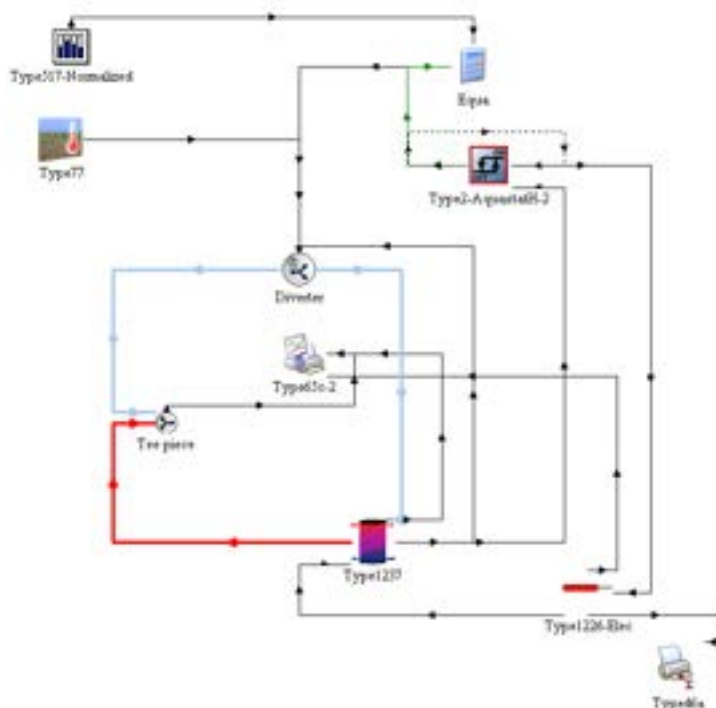
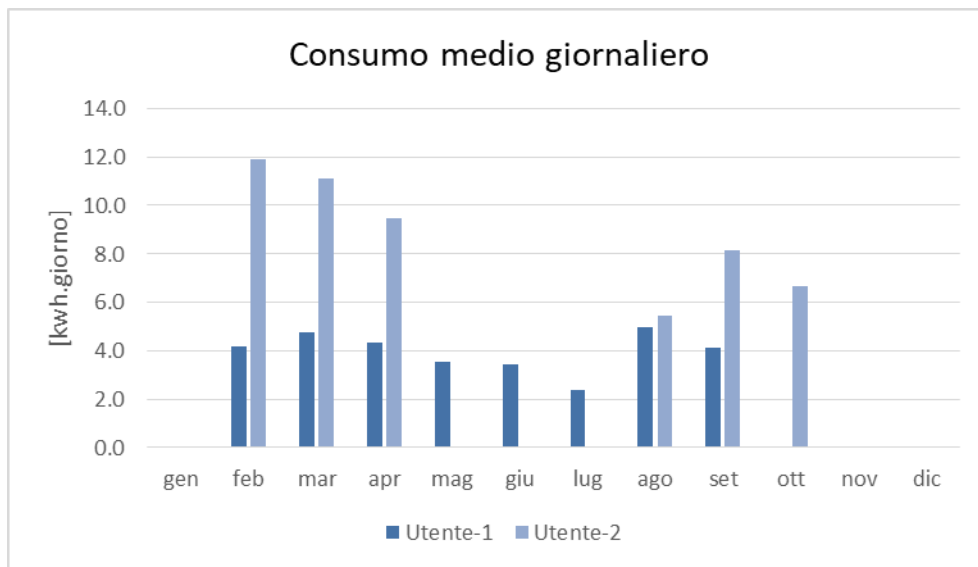


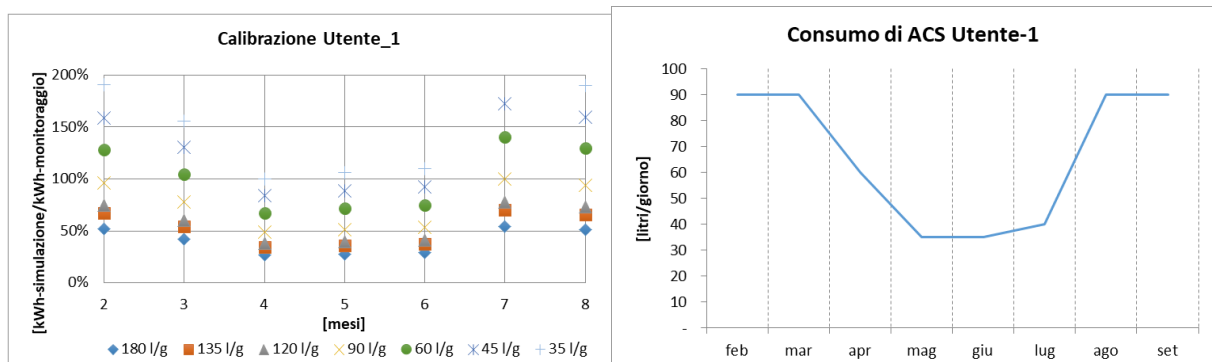
Figura 89 Schema del modello di simulazione

In una prima fase il modello è stato quindi calibrato al variare della portata in modo da restituire un valore di consumo di ACS espresso in litri/giorno coerente con il valore medio giornaliero di assorbimento elettrico monitorato nei differenti mesi per le due Utenze e riportato in **Figura 90**. In questa circostanza, nonostante l'Utenza-2, ha dimostrato un comportamento anomalo negli assorbimenti, si ritiene opportuno considerarla ai fini della stima dei consumi all'interno dell'isola, rappresentando comunque questa una delle possibili situazioni riscontrabili sul territorio.



**Figura 90** Valori di confronto per il modello Trnsys

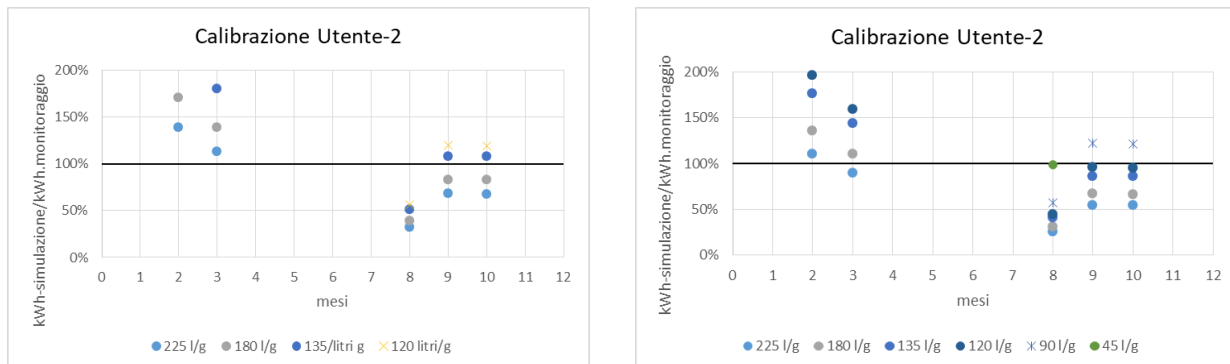
Il modello è stato quindi fatto girare più volte variando la portata di ACS da 225 litri/giorno sino a 90 litri/giorno fino ad ottenere un errore percentuale fra dato di consumo energetico monitorato e risultato della simulazione congruente (errore percentuale inferiore al 5%). Si è proceduto separatamente per le due Utenze oggetto di analisi, valutando il risultato mese per mese. Per l'Utente-1 (**Figura 91**) si individuano come valore più di prelievo giornaliero per mesi di Febbraio, Luglio e Agosto 90 litri/giorno e come valore per i mesi primaverili 35 litri/giorno. Tale andamento trova spiegazione verosimile nella variazione del numero di componenti che usufruiscono dell'ACS.



**Figura 91** A destra, risultati della calibrazione espressi come rapporto fra i consumi ottenuti attraverso il modello Trnsys e consumi monitorati nei diversi mesi. A sinistra, profilo mensile di prelievo di ACS a 40°C dedotto dalla calibrazione del modello.

Analogamente si è proceduto alla valutazione dell'Utente-2. In questo caso, si è rilevata la necessità di diminuire l'efficienza della resistenza elettrica poiché nell'ipotesi di uno scaldabagno con efficienza della resistenza 100% i valori di consumo di ACS a 40°C nei mesi invernali nonostante l'elevato input (225 litri/giorno) sono risultati poco coerenti con il dato monitorato (**Figura 92**, grafico a sinistra). Si è quindi

introdotto un valore di efficienza della resistenza pari a 80%, coerentemente con quanto precedentemente ipotizzato e con i valori riportati nella letteratura tecnica nel caso di incrostazioni dello scambiatore [8]. Si ottengono così dei valori maggiormente coerenti e congrui (Figura 92, grafico a destra): 225 litri/giorno nei mesi invernali e 120 litri/giorno nei mesi di Settembre e Ottobre con un minimo di 45 litri/giorno nel mese di Agosto.



**Figura 92 Risultati della calibrazione per l'Utente\_2.**  
**A sinistra risultati per boiler elettrico efficienza 100%, a destra risultati con efficienza ridotta 80%.**

Dai risultati ottenuti in fase di calibrazione del modello per le due Utenze, nell'ipotesi in cui il minimo consumo sia imputabile ad una sola persona, si può quindi considerare che valori pro-capite tipici del contesto isolano siano compresi fra 35 e 45 litri/giorno per persona.

### 4.3 Dimensionamento degli impianti fotovoltaici

#### 4.3.1 Impianti stand-alone

Per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico stand-alone si utilizza l'approccio *worst case*. Sulla base di questo approccio, tenuto conto che l'impianto fotovoltaico con accumulo dovrà alimentare la pompa di calore, si considerano per il dimensionamento dell'impianto i dati riportati di seguito.

- Limiti di funzionamento delle batterie: SOCmin=10%; SOCmax=90%
- Rendimento medio di carica e scarica del sistema di accumulo: 84%
- Rendimento del sistema di conversione fotovoltaica (compreso trasformatore di isolamento): 70%
- Angolo di tilt dei pannelli fotovoltaici: 38°
- Angolo di azimuth dei pannelli fotovoltaici: 0°
- L'energia giornaliera media per metro quadrato (IRRd) ricevuta dai moduli dell'impianto fotovoltaico sulla base dei dati statistici metereologici elaborati con il software METEONORM (**Tabella 13**)
- Consumi medi giornalieri ( $E_{pdc,d}$ ) e mensili ( $E_{pdc,m}$ ) della pompa di calore come in **Tabella 14**.

**Tabella 13 Energia media per metro quadrato ricevuta dai moduli dell'impianto fotovoltaico**

Mese	IRRd [kWh/m <sup>2</sup> ]
Gennaio	123.67
Febbraio	119.75
Marzo	163.42
Aprile	188.30
Maggio	202.23
Giugno	190.79
Luglio	207.95
Agosto	197.09
Settembre	175.67
Ottobre	157.38
Novembre	134.46
Dicembre	120.58

**Tabella 14 Consumi medi giornalieri e mensili della pompa di calore.**

Mese	$E_{pdc,d}$ [kWh/giorno]	$E_{pdc,m}$ [kWh/mese]
Gennaio	1,6	49
Febbraio	1,6	44
Marzo	1,5	46
Aprile	1,4	43
Maggio	1,3	41
Giugno	1,2	35
Luglio	1,0	32
Agosto	0,9	29
Settembre	0,9	28
Ottobre	1,1	34
Novembre	1,3	39
Dicembre	1,5	47

Per il dimensionamento si considera che l'impianto fotovoltaico dovrà essere in grado di alimentare la pompa di calore con un certo numero di giorni di autonomia in qualunque giorno dell'anno, compreso quello meno soleggiato.

Pertanto, si tengono in considerazione i mesi di dicembre e gennaio in cui si registrano i valori di IRR minimi. In corrispondenza di questi mesi, al contrario, il fabbisogno di acqua calda sanitaria aumenta, come ipotizzato nel precedente paragrafo. Si individua tra i due mesi quello che presenta le condizioni più restrittive per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico e due diverse condizioni di esercizio per il dimensionamento del sistema di accumulo: un giorno di autonomia e due giorni di autonomia.

Il dimensionamento viene effettuato in accordo alla procedura esposta nella norma CEI 64-57 [11].

La potenza  $P_{FV,SA}$  dell'impianto fotovoltaico è data da:

$$P_{FV,SA,min} = \frac{E'_{pdc,d} \cdot N_{aut}}{\eta_{FV} \cdot IRR_{d,min} \cdot 1000}$$

dove:

- $IRR_{d,min}$  è l'energia giornaliera media per metro quadrato ricevuta dai moduli dell'impianto fotovoltaico nel mese in cui si verificano le condizioni peggiori per la ricarica delle batterie (minima insolazione con maggior consumo);
- $E'_{pdc,d}$  è il consumo medio giornaliero della pompa di calore nel mese in cui si verificano le condizioni peggiori per la ricarica delle batterie;
- $N_{aut}$  è il numero di giorni di autonomia desiderato delle batterie;
- $\eta_{FV}$  è il rendimento complessiva dell'impianto fotovoltaico stand-alone;

La capacità  $C_{St}$  delle batterie in Ah è data da:

$$C_{St,min} = \frac{E_{pdc,d} \cdot N_{aut}}{\eta_{c} \cdot \eta_{D} \cdot U_{N,St} \cdot 0,8}$$

dove:

- $\eta_{c}$  è il rendimento di carica delle batterie;
- $\eta_{D}$  è il rendimento di scarica delle batterie;
- $U_{N,St}$  è la tensione nominale delle batterie;
- 0,8 è un coefficiente introdotto per tenere conto che il battery mangement system (BMS) dell'impianto gestirà il processo di carica e scarica delle batterie in modo che il valore dello stato di carica (SOC) vari tra 0,1 e 0,9.

Assumendo i valori in **Tabella 15**, si ottiene il dimensionamento riportato in **Tabella 16**. Quest'ultima tabella, oltre a riportare i valori minimi per il dimensionamento dei componenti dell'impianto, riporta i valori della potenza nominale dell'inverter  $P_{Inv}$  e del campo fotovoltaico  $P_{FV,SA}$  e il valore della capacità nominale dello storage  $C_{St}$  in Wh.

**Tabella 15 Valori per il dimensionamento dell'impianto.**

	descrizione	valore
$U_{N,St}$	Tensione nominale delle batteria	12 V
$\eta_{c}$	Rendimento di carica delle batterie	0,92
$\eta_{D}$	Rendimento di scarica delle batterie	0,92
$\eta_{FV}$	Rendimento complessiva dell'impianto fotovoltaico stand-alone	0,7
$IRR_{d,min}$	Energia media giornaliera per metro quadrato nel mese di gennaio	4 kWh/giorno
$E'_{pdc,d}$	Consumo medio giornaliero della pompa di calore nel mese di gennaio	1,6 kWh/giorno
$N_{aut}$	Numero di giorni di autonomia	1 - 2

**Tabella 16 Valori di dimensionamento degli impianti FV stand-alone**

	$N_{out}$	$P_{FV,SAmin}$	$C_{St,min}$	$P_{Inv}$	$P_{FV,SA}$	$C_{St}$
<b>Configurazione 1</b>	1	0,57 kWp	198 Ah	750 W	720 Wp	2400 Wh
<b>Configurazione 2</b>	2	1,14 kWp	397 Ah	1500 W	1200 Wp	4800 Wh

Il valore di 0,7 per  $\eta_{FV}$ , minore del valore standard di 0,75 suggerito dalla norma CEI 82-25 [12], è stato assunto nei calcoli per tenere conto della presenza di un eventuale trasformatore di isolamento nell'inverter stand-alone che può ridurre l'efficienza complessiva della macchina.

Per la realizzazione del campo FV si assume di utilizzare moduli in silicio monocristallino (Si-m). La **Tabella 17** sintetizza il numero di componenti per ciascuna configurazione e le caratteristiche nominali.

**Tabella 17 Componenti da installare per ciascuna delle due configurazioni stand-alone**

	Numero di moduli	Potenza nominale modulo	Numero inverter	Potenza nominale inverter	Numero batterie	Capacità nominale batteria
	$N_{Mod}$	$P_{mod}$	$N_{Inv}$	$P_{Inv}$	$N_{Bat}$	$C_{Batt}$
<b>Configurazione 1</b>	3	240 Wp	1	750	2	100 Ah
<b>Configurazione 2</b>	5	240 Wp	1	1500	4	200 Ah

#### 4.3.2 Impianti grid-connected

L'impianto grid-connected è dimensionato secondo due approcci differenti.

Nel primo caso si assume che l'impianto serva soltanto a fornire all'abitazione l'energia elettrica annua necessaria per la produzione di ACS mediante il sistema a pompa di calore. In questo modo, l'impianto fotovoltaico annulla l'indice di energia primaria  $EP_{acs}$  dell'abitazione.

Nel secondo caso si assume che la potenza dell'impianto fotovoltaico sia in grado di annullare in qualsiasi momento lo scambio di potenza con la rete, se richiesto dall'utility. Il sistema di accumulo viene dimensionato in modo tale che, quando le batterie sono gestite dal BMS tra il 10% e il 90% della loro capacità nominale, il *prosumer* è in grado di immettere o prelevare energia dalla rete con una potenza costante pari a 1 kW per un tempo di almeno 3 ore. I requisiti del sistema di accumulo sono stati definiti in modo da consentire a ciascun utente dotato di impianto fotovoltaico grid-connected e storage di fornire servizi ancillari all'utility con una tempistica compatibile con quella richiesta alle Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC) [13].

Nel primo caso, denominato *Configurazione 3* in continuità con quanto riportato nel precedente paragrafo, il dimensionamento viene effettuato in accordo alla procedura esposta nella norma CEI 82-25 [12]. La potenza  $P_{FV,GC}$  dell'impianto fotovoltaico è data da:

$$P_{FV,GC,min} = \frac{\sum E_{pdc,m}}{K_{Ins} \cdot \eta'_{FV} \cdot 365 \cdot h_{eq}}$$

dove:

- $\sum E_{pdc,m}$  è l'energia annua consumata dalla pompa di calore;
- $\eta'_{FV}$  è il rendimento complessivo dell'impianto fotovoltaico grid-connected;
- $K_{Ins}$  è un coefficiente correttivo che tiene conto dell'inclinazione e dell'orientamento dei moduli fotovoltaici;
- $h_{eq}$  è il numero di ore equivalenti medio giornaliero del sito di installazione (Lampedusa).

In questo caso, il sistema non è dotato di sistema di accumulo. Assumendo i dati in **Tabella 18**, il calcolo porta al valore  $P_{FV,GC,min}=286$  Wp.

**Tabella 18 Valori per il dimensionamento dell'impianto.**

$\sum E_{pdc,m}$	<b>Consumo annuo della pompa di calore</b>	<b>470 kWh</b>
$K_{Ins}$	Coefficiente correttivo	1
$\eta_{FV}$	Rendimento complessiva dell'impianto fotovoltaico grid-connected	0,75
$h_{eq}$	Numero di ore equivalenti medio giornaliero	6,02 h/giorno

Per la realizzazione del campo FV si assume di utilizzare moduli in silicio monocristallino (Si-m). La **Tabella 19** sintetizza il numero di componenti e le caratteristiche nominali.

**Tabella 19 Componenti da installare per l'impianto grid-connected in configurazione 3.**

	<b>Numero di moduli</b>	<b>Potenza nominale modulo</b>	<b>Numero inverter</b>	<b>Potenza nominale inverter</b>	<b>Numero batterie</b>	<b>Capacità nominale batteria</b>
	$N_{Mod}$	$P_{mod}$	$N_{Inv}$	$P_{Inv}$	$N_{Bat}$	$C_{Batt}$
<b>Configurazione 3</b>	2	150 Wp	1	300	0	0 Ah

Nel secondo caso, denominato *Configurazione 4*, il dimensionamento viene effettuato come segue. La potenza dell'impianto FV è scelta in modo tale che l'inverter sia in grado di erogare la potenza contrattuale dell'utente  $P_{User}$ :

$$P_{FV,GC,min} = P_{User}$$

e la capacità del sistema di accumulo è:

$$C_{St,min} = \frac{P_o \cdot h_o}{0,8 \cdot \eta_{St}}$$

dove:

- $P_o$  è la potenza che lo storage deve essere in grado di assorbire o erogare costantemente per un tempo fissato su richiesta dell'utility;
- $\eta_{St}$  è il rendimento medio di carica e scarica dello storage e dell'inverter;
- $h_o$  è il numero di ore per le quali lo storage deve erogare o assorbire la potenza  $P_o$ .

Assumendo i dati in **Tabella 20**, il calcolo porta al valore  $C_{St,min}=4,69$  kWh.

**Tabella 20 Valori per il dimensionamento dell'impianto.**

$P_o$	<b>Potenza da erogare/assorbire</b>	<b>1 kW</b>
$\eta_{St}$	Rendimento medio di carica/scarica e dell'inverter	0,8
$h_o$	Numero di ore giornaliere per le quali è richiesto il servizio ancillare	3 h/giorno

Per la realizzazione del campo FV si assume di utilizzare moduli in silicio monocristallino (Si-m). La **Tabella 21** sintetizza il numero di componenti e le caratteristiche nominali.

**Tabella 21 Componenti da installare per l'impianto grid-connected in configurazione 4.**

	<b>Numero di moduli</b>	<b>Potenza nominale modulo</b>	<b>Numero inverter</b>	<b>Potenza nominale inverter</b>	<b>Capacità nominale storage</b>
	<i>N<sub>Mod</sub></i>	<i>P<sub>mod</sub></i>	<i>N<sub>Inv</sub></i>	<i>P<sub>Inv</sub></i>	<i>C<sub>St</sub></i>
<b>Configurazione 4</b>	12	250 Wp	1	3000	4,8 kWh

#### 4.4 Analisi dei consumi per un'Utenza tipo

Nel presente paragrafo si analizzeranno i consumi di un'Utenza tipo dell'Isola di Lampedusa per la produzione di ACS attraverso l'utilizzo di una Pompa di Calore del tipo aria/acqua dedicata alla generazione di sola acqua calda sanitaria. La Pompa di Calore in oggetto ha una potenza nominale pari a 490 W, COP variabile in condizioni nominali fra 3.00 e 3.07, 208 litri di accumulo, due resistenze elettriche di supporto (Tabella 22).

**Tabella 22 Principali caratteristiche della Pompa di Calore per produzione ACS esaminata**

Caratteristica		U.M.
Impostazione temperatura al termostato	55	°C
Tempo di riscaldamento A15/W10-55 <sup>(*)</sup>	5:17	h:min
Tempo di riscaldamento A7/W10-55 <sup>(*)</sup>	6:10	h:min
Consumo di energia giornaliero per ciclo di espulsione A15/W10-55	3.95	kWh
Consumo di energia giornaliero per ciclo di espulsione A7/W10-55	4.05	kWh
COP <sub>DHW</sub> A15/W10-55	3.07	-
COP <sub>DHW</sub> A7/W10-55	3.00	-
Potenza elettrica nominale complessiva	490	W
Potenza resistenze elettriche ausiliarie	2000	W
Volume accumulo	208	[litri]

<sup>(\*)</sup> valutati secondo quanto prescritto dalla UNI 16147 [14]

Il layout impiantistico prevede inoltre la realizzazione di un impianto fotovoltaico asservito al funzionamento della Pompa di Calore. Così come presentato nel paragrafo precedente, si sono supposti 4 diverse configurazioni per l'impianto PV (2 in assetto stand alone, altre 2 in assetto grid-connected). Alla luce dei risultati sui consumi e la produzione fotovoltaica sarà presentata un'analisi tecnico/economica delle differenti soluzioni al fine di effettuare un paragone fra di esse.

##### 4.4.1 Metodologia

###### Stima dei consumi e principali input

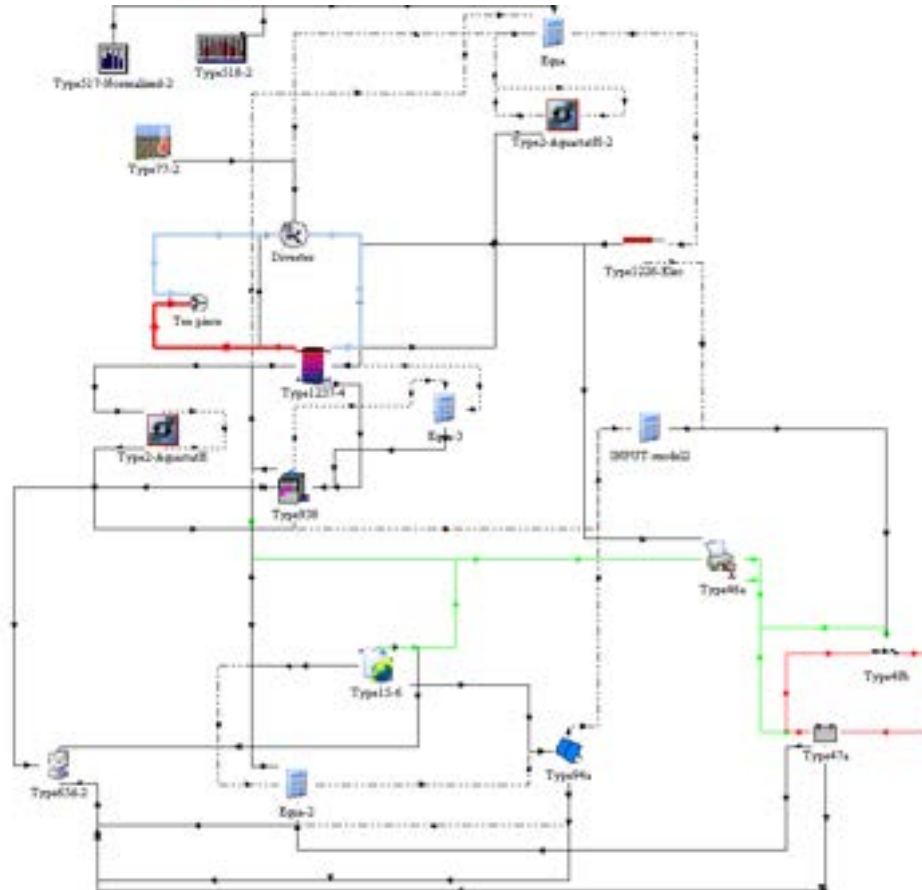
La stima dei consumi elettrici della Pompa di Calore e della produzione fotovoltaica è stata effettuata attraverso l'utilizzo di un modello di simulazione in ambiente Trnsys con time-step 10 min, Figura 93.

Il modello implementa il funzionamento della Pompa di Calore imponendo un profilo di prelievo di ACS a 40°C variabile mensilmente e giornalmente. Nel modello si è tenuta in considerazione la variabilità mensile della temperatura dell'acqua erogata dall'acquedotto che influisce sulla valutazione dei consumi della Pompa di Calore il cui accumulo è tenuto a temperatura costante. I consumi elettrici così ottenuti sono quindi utilizzati per valutare la capacità dell'impianto fotovoltaico di coprire il fabbisogno elettrico dell'abitazione. A questo proposito è necessario distinguere le configurazioni dell'impianto fotovoltaico 1, 2, 3 (Tabella 17 e Tabella 19) dalla configurazione presentata in (Tabella 21), presentati nel precedente paragrafo. Nei primi tre casi, l'impianto PV è infatti asservito al solo funzionamento della Pompa di Calore per la produzione ACS, nell'ultimo caso si considerano anche gli altri carichi elettrici dell'utenza, secondo quanto in seguito descritto.

Gli impianti PV utilizzano pannelli fotovoltaici del tipo monocristallino da 240 W<sub>p</sub> (a meno della Configurazione 3 in cui sono installati pannelli da 150 W<sub>p</sub>) con rendimento nominale del 14.6%, inverter di opportuna potenza con efficienza pari a 87%, un regolatore di carica con efficienza pari a 84% e batteria con limite di carica fra il 10% e il 90% del suo valore nominale.

Sia il funzionamento della PdC, sia la produzione dell'impianto PV, sia la temperatura dell'acqua proveniente dall'acquedotto sono state calcolate in funzione di un file climatico generato attraverso l'uso del software *Meteonorm* sulla base dei dati statistici rilevati dalle stazioni metereologiche prossime all'Isola di Lampedusa.

Nello specifico, la temperatura dell'acqua erogata dall'acquedotto è stata approssimata alla temperatura media mensile del terreno alla profondità di 2 m calcolata in funzione della temperatura media annuale dell'aria esterna attraverso l'uso del *type 77*.



**Figura 93 Modello Trnsys**

Per quanto concerne la Pompa di Calore si utilizzerà il modello già validato nella precedente annualità [3] sulla base dei consumi in condizione di test prescritti dalla UNI 16147 [12], i cui errori percentuali rispetto ai dati riportati nella scheda tecnica della PdC sono riportati in **Tabella 23**.

**Tabella 23 Risultati del procedimento di validazione del modello Trnsys per la PdC**

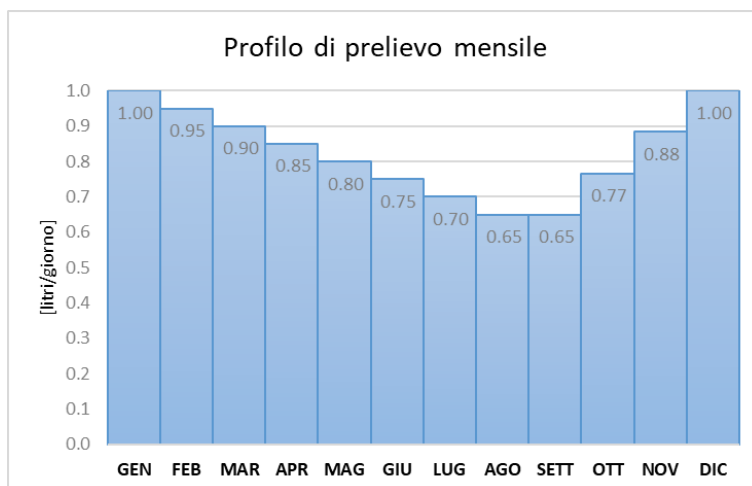
Condizioni di test		Risultati COP		Risultati tempo		Risultati consumo	
Ta [°C]	UR [%]	sim. [-]	errore %	sim. [min]	errore %	sim. [kWh]	errore %
15	74	3.20	+4%	390	+19%	3.50	-12%
7	89						

I dati monitorati, unitamente alle considerazioni fatte nel paragrafo 4.1 alla luce dello stato dell'arte, sono stati utili punti di riferimento per l'identificazione di un profilo di prelievo di ACS orario e mensile appropriato per le utenze dell'Isola di Lampedusa da potere applicare alla Pompa di Calore oggetto di studio.

Si è quindi definito un profilo di prelievo di ACS per una famiglia composta da 2-3 persone (maggiormente diffusa sull'Isola) che rispondesse ai seguenti criteri:

1. consumo pro-capite 45 litri/giorno;
2. consumo medio dell'Utenza (2-3 componenti) 143 litri/giorno;

3. fasce orarie giornaliere di prelievo 07:00-08:00; 13:0-14:00 e 20:00-21:00;
4. variazione mensile rispetto alla media +/-20% secondo un andamento lineare rappresentato in **Figura 94** che rispetta quanto evidenziato per le Utenze esaminate e tiene in considerazione il fatto che la variabilità mensili dei consumi di ACS legata alla variazione di temperatura dell'acqua erogata dall'acquedotto è valutata separatamente attraverso l'uso del type 77.



**Figura 94** Profilo mensile medio per la stima dei consumi per la produzione di ACS nell'Isola di Lampedusa

Gli Output ottenuti attraverso l'utilizzo del modello Trnsys descritto sono sintetizzati in **Tabella 24**.

**Tabella 24** Output del modello Trnsys

Simbolo	Descrizione	Unità di misura
$E_{PDC}$	consumo della Pompa di Calore	[kWh <sub>e</sub> ]
$E_{altro}$	consumo degli altri carichi elettrici valutati nel caso di impianto grid-on	[kWh <sub>e</sub> ]
$E_{PV}$	produzione dell'impianto fotovoltaico	[kWh <sub>e</sub> ]
$E_{to-load}$	energia prodotta dal fotovoltaico e fornita all'utenza, inclusa l'energia accumulata nella batteria	[kWh <sub>e</sub> ]
$E_{surplus}$	energia producibile dall'impianto stand-alone	[kWh <sub>e</sub> ]
$E_{grid}$	energia prelevata (valori positivi, $E_{from\ grid}$ ) o ceduta (valori negativi, $E_{to\ grid}$ ) in rete	[kWh <sub>e</sub> ]
$E_{battery}$	stato di carica della batteria valutato nella singola ora	[kWh <sub>e</sub> ]
$Irr_T$	irraggiamento totale sulla superficie del campo fotovoltaico,	[kWh]
$Irr_U$	irraggiamento sulla superficie dell'impianto fotovoltaico in assetto stand-alone effettivamente convertito in energia elettrica	[kWh]
$P_{PDC}$	potenza richiesta dalla Pompa di Calore	[kW <sub>e</sub> ]
$P_{PV}$	potenza utile prodotta dall'impianto fotovoltaico	[kW <sub>e</sub> ]
$P_{to-load}$	potenza prodotta dal fotovoltaico e fornita all'utenza	[kW <sub>e</sub> ]
$P_{surplus}$	potenza prodotta dal fotovoltaico non utilizzata dall'Utenza o ceduta in rete	[kW <sub>e</sub> ]
$P_{from-grid}$	potenza prelevata dalla rete	[kW <sub>e</sub> ]
$P_{to-grid}$	potenza immessa dalla rete	[kW <sub>e</sub> ]
$P_{battery}$	potenza immessa (+) o prelevata dalla batteria (-)	[kW <sub>e</sub> ]
$T_{out}$	temperatura dell'acqua erogata dalla PdC	[°C]
$T_{ACS}$	temperatura dell'ACS erogata al terminale dell'impianto idrico	[°C]
$T_{min}$	temperatura minima consentita	[°C]

La temperatura minima citata in **Tabella 25** è stata fissata a  $T_{\min} = 50^{\circ}\text{C}$  tenendo in considerazione sia le esigenze strettamente correlate al comfort ( $T_{ACS} = 40^{\circ}\text{C}$ ) sia le esigenze legate al rischio Legionella così come introdotte nelle Linee Guida Nazionali [15] e così come recepite dalla Regione Sicilia [16].

Sulla base degli output indicati sono stati elaborati i seguenti indici:

- indice di Autoconsumo:  $A_{PdC} = \frac{E_{to-load}}{E_{PDC}}$  finalizzato a valutare la contemporaneità fra produzione PV e consumi della PdC
- indice di copertura dei consumi da FER:  $A_{FER} = \frac{E_{PV}}{E_{PDC}}$  finalizzato a valutare la capacità complessiva dell'impianto PV di coprire il consumo elettrico della PdC in un dato periodo di osservazione
- stato di carica della batteria:  $FSOC = \frac{E_{battery}}{E_b}$  dove  $E_b$  è l'energia accumulabile nella batteria

Nel caso degli impianti Stand Alone, si introducono inoltre un parametro che consente di valutare il livello di comfort in un dato periodo assicurato dall'impianto nel suo complesso:

- indice di comfort:  $C = 1 - \sum_{i=1}^h \frac{n.ore_{discomfort}}{n.ore_{tot}}$ ;
- indice di produzione dell'impianto PV:  $P = \frac{Irr_T}{Irr_U}$ ;

dove  $n.ore_{discomfort}$  sono il totale delle ore nel periodo di osservazione (h) in cui la temperatura dell'acqua erogata dalla PdC scende al di sotto dei  $50^{\circ}\text{C}$  e  $n.ore_{tot}$  il numero di ore totali nel periodo analizzato,  $E_{battery}$  è la capacità nominale dell'accumulo elettrico.

Infine, nel caso degli impianti grid-on si introduce un ulteriore indice che riguarda la dipendenza dalla rete:

- indice di dipendenza dalla rete:  $D = \frac{E_{GRID+}}{E_{PDC}}$ ;

Ai fini dell'analisi dei risultati e considerato che nei mesi di Luglio e di Dicembre si riscontrano le condizioni estreme di massimo e minimo prelievo dalla rete, si è scelto di analizzare l'andamento orario dei carichi elettrici e della produzione in due giorni rappresentativi nei mesi sezionati:

- 27 Luglio in cui il valore di irraggiamento sulla superficie ( $6.36 \text{ kWh m}^{-2}$ ) è prossimo alla mediana dei valori del mese ( $6.6 \text{ kWh m}^{-2}$ );
- 11 Dicembre in cui il valore di irraggiamento sulla superficie ( $4.4 \text{ kWh m}^{-2}$ ) è prossimo alla mediana dei valori del mese ( $4.8 \text{ kWh m}^{-2}$ ).

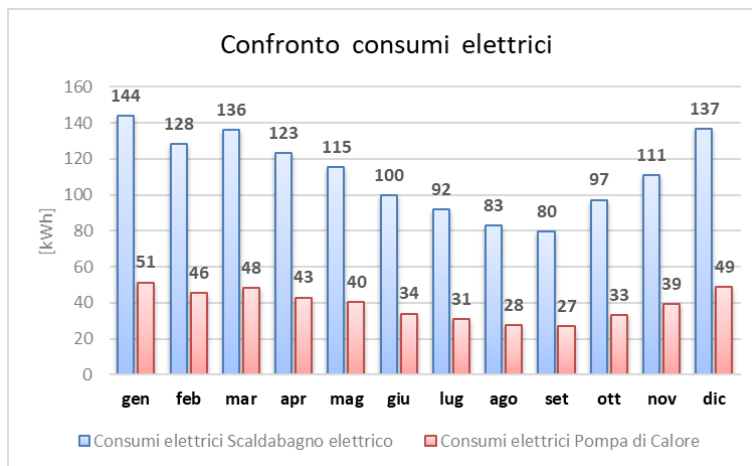
### Analisi economica

In funzione dei risultati ottenuti, si propone un'analisi dei costi/benefici che deriva dalla sostituzione degli scaldabagni elettrici attualmente utilizzati dalle Utenze isolate con un sistema Pompa di Calore per produzione di ACS abbinato ad un impianto fotovoltaico secondo le configurazioni riportate in nel Paragrafo 4.2. Rispetto allo Scenario base raffigurante l'attuale sistema utilizzato nell'Isola si propone, quindi, il confronto con le seguenti soluzioni progettuali.

- Scenario 1. Installazione della Pompa di Calore connessa all'Impianto Pv secondo Configurazione 1;
- Scenario 2. Installazione della Pompa di Calore connessa all'Impianto Pv secondo Configurazione 2;
- Scenario 3. Installazione della Pompa di Calore connessa all'Impianto Pv secondo Configurazione 3;

Scenario 4. Installazione della Pompa di Calore connessa all’Impianto Pv secondo Configurazione 4.

Lo Scenario prevede l’utilizzo di uno scaldabagno con accumulo da 80 litri e potenza pari a 1200 W a servizio di una famiglia composta da 2-3 persone i cui consumi di ACS durante l’anno variano secondo il profilo giornaliero e mensile precedentemente individuato. Anche in questo caso, si è utilizzato un modello Trnsys, i cui risultati sono riportati in **Figura 95** e confrontati con i consumi della PdC.



**Figura 95 Confronto fra consumi elettrici della PdC e consumi dello scaldabagno elettrico a parità di prelievo di ACS**

Per ciascun scenario sono stati valutati:

- Valore Attuale Netto:  $VAN = -C_0 + \sum_{z=1}^{T_{eq}} \frac{R_z}{(1+i)^z}$ ;
- Tempo di Ritorno Semplice:  $TR = \frac{C_0}{R}$ ;

Dove  $C_0$  è il costo iniziale dell’investimento,  $R$  il risparmio annuale atteso;  $i$  il tasso di attualizzazione ipotizzato al 3%,  $k$  il numero di anni esaminati nell’analisi e posti pari al tempo di vita utile dell’intervento. Il costo delle configurazioni impiantistiche ( $C_0$ ) è stato stimato in base all’analisi dei prezzi di mercato, ai dati derivanti dalla letteratura tecnica e, laddove mancanti, in base alle voci del Prezziario Regionale per i LL.PP 2018, Regione Sicilia [16]. Si sono quindi valutati:

1. fornitura e posa in opera della Pompa di Calore dedotto dal “Final Report, ecodesign requirements for water heaters and hot water storage tanks” pari a circa 2,200.00 € secondo quanto riportato nel report finale redatto da Kemna e van Elburg per conto dell’Unione Europea [17];
2. fornitura e posa in opera dei pannelli fotovoltaici del tipo monocristallino incluso il sistema di fissaggio, desunto dalla stima dei costi di mercato di recenti installazioni realizzate nell’isola, pari a circa 0.53 €/Wp.
3. fornitura e posa in opera di inverter, quadro di campo, del regolatore di carica e dell’accumulo elettrico determinati sulla base delle corrispondenti voci del Prezziario Regionale riportate sinteticamente nella **Tabella 25**.

**Tabella 25 Voci del Prezziario Regionale**

voce	Descrizione sintetica	Prezzo Unitario [€/cad]
24.4.3	Fornitura e posa in opera di gruppo di conversione (inverter).	
	a. 1000 Wp b. 3000 Wp	1030.76 1180.77
24.4.5	Fornitura e posa in opera di quadro di campo per protezione CC, con interruttore isolante, scaricatore con 2 poli.	
	a. Quadro con 1 sezionatore	399.01
24.4.14	Fornitura e collocazione del regolatore di carica per batterie con tensione nominale 12/24 V c.c.,.	
	a. Regolatore di carica 10 A 12/24 V	56.06
24.4.16	Batteria ad alto rendimento idonea per sistemi di accumulo per energie rinnovabili.	
	a. Batteria VRL A AGM 12 V – 100 Ah b. Batteria VRL A AGM 12 V – 200 Ah	197.08 384.58

Il costo iniziale complessivo di ciascuno Scenario è stato quindi valutato sulla base delle sue caratteristiche impiantistiche e riportato in **Tabella 26**.

**Tabella 26 Costo iniziale di ciascun Scenario**

riferimento	descrizione sintetica	caratteristiche	prezzo	Um	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
letteratura tecnica	fornitura PdC per produzione ACS	500 W - ...	€ 2,200.00	cad	€ 2,200.00	€ 2,200.00	€ 2,200.00	€ 2,200.00
stima mercato	fornitura posa in opera pannello policristallino	250Wp	€ 0.53	€/Wp	€ 381.60	€ 636.00	€ 300.00	€ 1,526.40
24.4.3	fornitura e posa in opera inverter	1000Wp	€ 1,030.76	cad	€ 1,030.76	€ 1,030.76	€ 1,030.76	
		3000Wp	€ 1,180.77	cad				€ 1,180.77
24.4.5	fornitura e posa in opera quadro di campo	1 sezionatore	€ 399.01	cad	€ 399.01	€ 399.01	€ 399.01	€ 399.01
24.4.14	fornitura e posa in opera regolatore di carica	10 A 12/24 Vcc	€ 56.06	cad	€ 56.06	€ 56.06	€ 56.06	€ 56.06
24.4.16	fornitura batteria d'alto rendimento	100 Ah - 12 V	€ 197.08	cad	€ 394.16			
		200 Ah - 12 V	€ 384.58	cad		€ 769.16		€ 769.16
totale iva esc					€ 4,461.59	€ 5,090.99	€ 3,985.83	€ 6,131.40

I risultati delle simulazioni relativi alla quantità di energia consumata dalla Pompa di Calore al netto dell'energia fornita dall'impianto fotovoltaico e le quantità di energia acquistata (P-from grid) e ceduta (P-to-grid) in rete sono stati utili a determinare il valore di risparmio R atteso in un anno. A tal fine si è considerata l'energia prelevata da rete con un costo pari a 0.29 €/kWh desunto dall'analisi delle bollette delle utenze isolate [18] e l'energia ceduta in rete con un valore pari a circa 0.10 €/kWh. A questa valutazione si è aggiunta la possibilità di accedere al sistema delle Detrazioni Fiscali secondo la vigente normativa, valutando quindi per i primi 10 anni un ulteriore introito, ripartito equamente nel periodo, pari a 65% del costo iniziale di fornitura e posa in opera della Pompa di Calore e il 50% del costo iniziale per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

Infine per il calcolo del tempo di vita utile dell'intervento si è scelto di fare riferimento alle Linee Guida PREPAC [19] introducendo il Tempo di Vita Equivalente ( $T_{eq}$ ), stimato in funzione del costo di ciascun intervento impiantistico ( $C_i$ ) e della relativa sua vita utile ( $T_u$ ), della vita utile massima fra gli interventi previsti ( $T_{MAX}$ ) e del coefficiente  $k_i$  ( $k_i = T_{MAX}/T_u$ ) riferibile a ciascuno di essi:

$$T_{eq} = \frac{\sum C_i}{\sum C_i k_i} T_{max}$$

Nello specifico caso si è quindi valutato per ciascuno scenario la configurazione impiantistica distinguendo:

- Sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore, vita utile 15 anni;
- Installazione impianto fotovoltaico, vita utile 20 anni

secondo quanto riportato nelle stesse Linee Guida, ricavando un valore  $T_{eq}$  pari a 17 anni per tutte le configurazioni ad eccezione della configurazione 4 (18 anni).

#### 4.4.2 Stand-Alone, Configurazione 1

La prima configurazione Stand Alone prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico del tipo *stand-alone* con potenza di picco pari a 720 W<sub>p</sub>, inverter da 750 W e accumulo da 2400 Wh (Tabella 17).

Questa scelta impiantistica permette di raggiungere un indice di autoconsumo della Pompa di Calore su base annuale pari al 98% con una copertura minima nel mese di Dicembre del 94%, Figura 96 in cui si verifica anche il minimo soddisfacimento delle condizioni di comfort (77%) che risultano invece garantite nei restanti mesi.

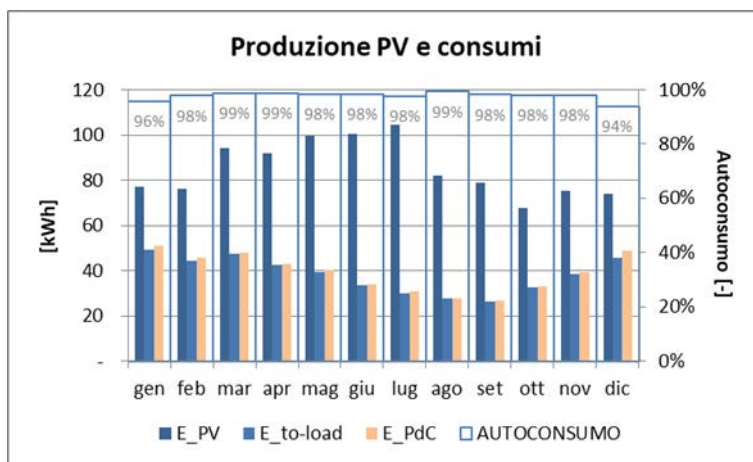


Figura 96 Rapporto fra produzione dell'impianto PV e consumo della PdC.

In Figura 97, si riporta nel dettaglio l'andamento della temperatura dell'acqua in uscita dalla PdC per il mese critico. Si può notare come la condizione di discomfort si localizza negli ultimi giorni del mese, a partire dal 23 dicembre, che sono preceduti secondo il file climatico utilizzato da un periodo in cui i valori di irraggiamento sono inferiori alla media mensile.

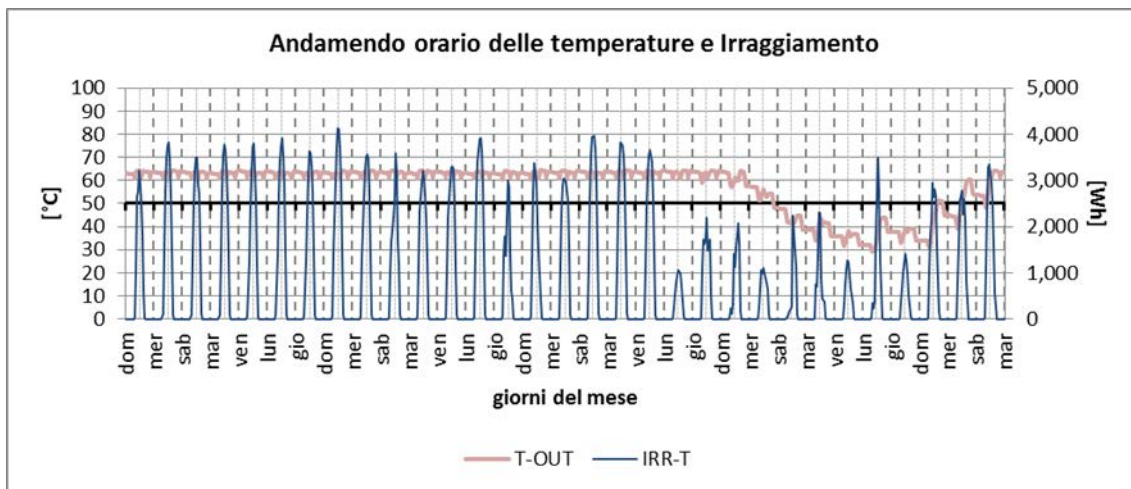
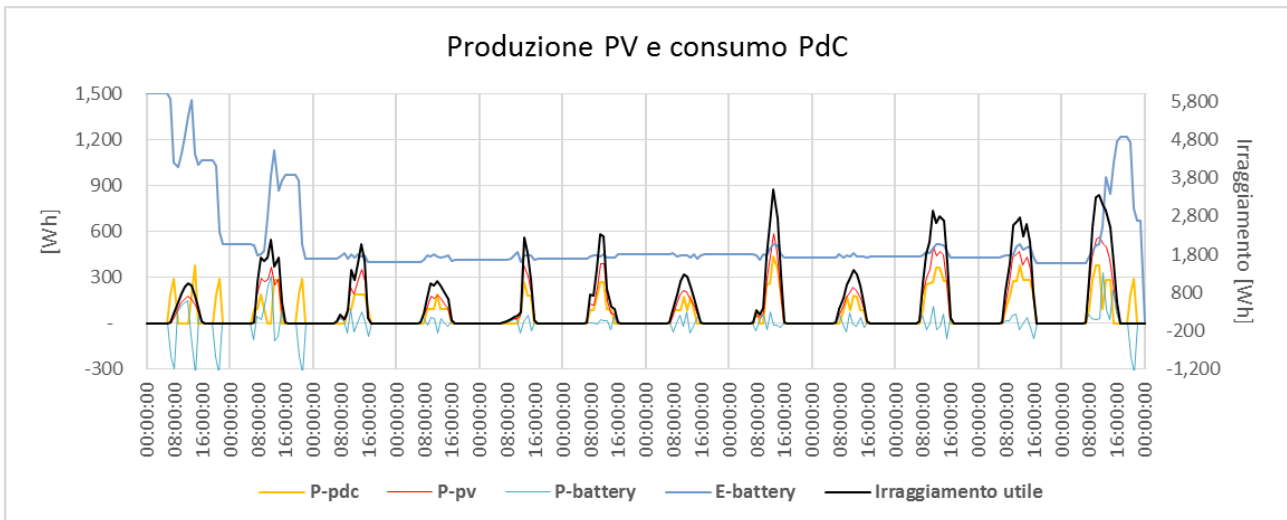


Figura 97 Comfort ACS nei mesi critici

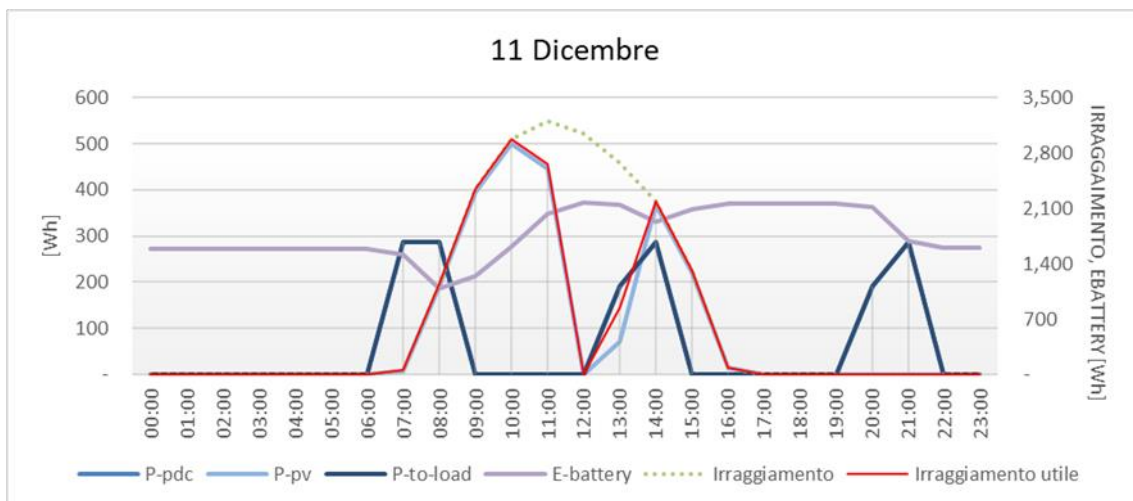
Per il periodo in esame si verificano, infatti, una successione di giorni in cui l'irraggiamento utile sulla superficie dell'impianto non è sufficiente a garantire la ricarica della batteria durante il giorno ma fornisce esclusivamente l'energia necessaria al funzionamento della Pompa di Calore durante le ore centrali della

giornata (Figura 98). Lo stato di carica della batteria (indice B prima definito) si mantiene infatti prossimo al suo valore minimo (240 Wh) per la maggior parte delle ore nel periodo analizzato, con una media del 19% della sua capacità nominale (2400 Wh) e raggiungendo, in alcuni casi valori minimi del 10%. Al fine di migliorare le condizioni di comfort nel periodo esaminato sarebbe quindi utile consentire lo scambio con la rete esclusivamente nel caso in l'impianto PV risulti insufficiente a garantire il comfort oppure aumentare la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico. Quest'ultimo caso sarà analizzato nel successivo paragrafo, Poco utile è, invece la soluzione di aumentare la capacità della batteria. Infatti, nell'ipotesi di raddoppiare la capacità dell'accumulo si ottiene comunque una condizione di discomfort meno estesa temporalmente ma comunque presente per più giorni con un aggravio economico nella spesa iniziale.



**Figura 98 Rapporto fra irraggiamento, produzione fotovoltaica e consumo della PdC nel periodo critico compreso fra il 23 Dicembre e la fine del mese.**

Al di là della condizione critica, è inoltre utile analizzare il comportamento dell'impianto PV+PDC, nei due giorni rappresentativi individuati in premessa (27 Luglio e 11 Dicembre), Figura 99 e Figura 100. A differenza del periodo critico precedentemente esaminato il sistema di accumulo risponde bene alle condizioni medie climatiche anche nel giorno invernale, mentre nel periodo estivo si evidenzia un certo quantitativo di energia solare non utilizzata dall'impianto durante le ore centrali del giorno in cui si verifica lo stato di carica completo dell'accumulo elettrico.



**Figura 99 Analisi del sistema nel giorno invernale rappresentativo con massimo consumo di ACS**

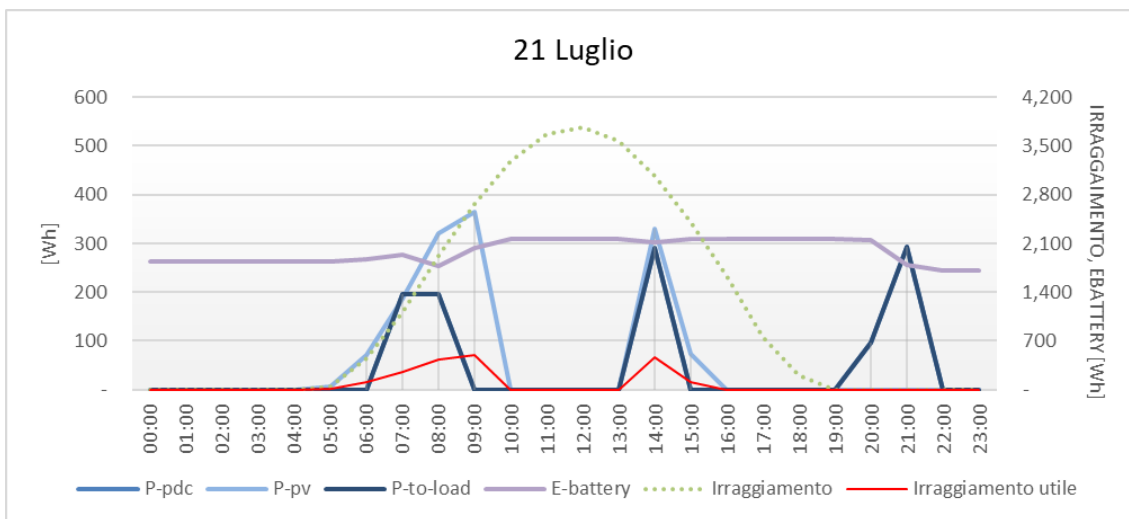


Figura 100 Analisi del sistema nel giorno estivo rappresentativo con minimo consumo di ACS

Su base mensile si evidenzia, infatti, una produzione dell’impianto PV così configurato inferiore alla massima produzione che potrebbe averci in un assetto grid-on (Figura 101), pertanto si propone di seguito un’analisi dello stesso impianto nel caso di connessione alla rete ai fini dell’analisi economica proposta in seguito.

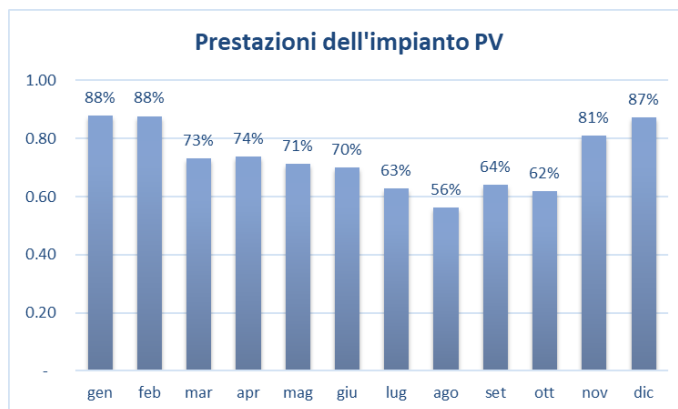
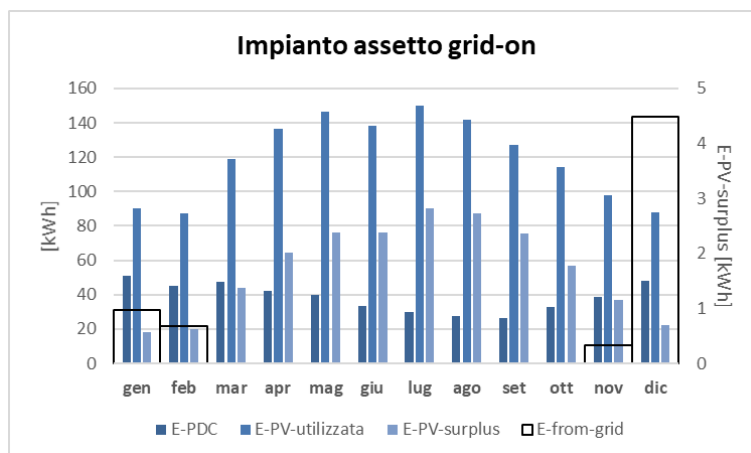


Figura 101 Indici di mancata produzione PV in assetto stand-alone

Nell’ipotesi di un impianto con stesse caratteristiche ma assetto grid-on (Figura 102), si può notare come l’energia che l’impianto avrebbe potuto produrre (E-PV-surplus) ma non prodotta in quanto non richiesta dal sistema (Pompa di Calore o accumulo elettrico) dalla Pompa di Calore e cedibile alla rete (o utilizzabile per altri scopi all’interno dell’abitazione) è pari annualmente a 667 kWh, mentre il prelievo da rete, seppure di modesta entità, permette di eliminare le condizioni di discomfort precedentemente individuate.

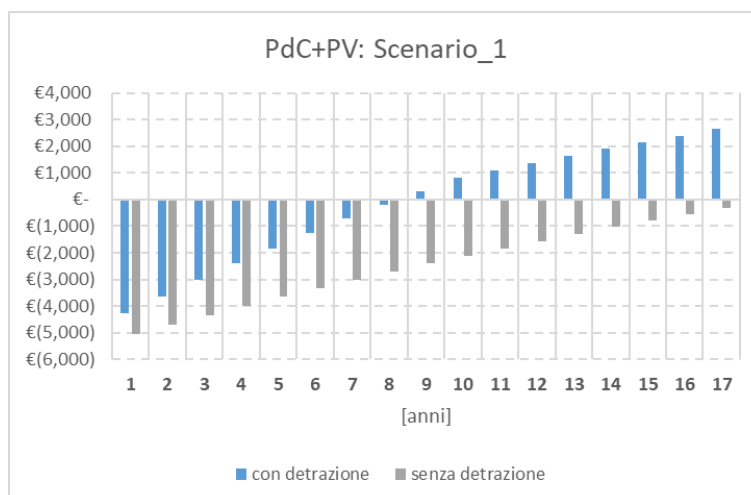


**Figura 102 Impianto 720 Wp e 2400 kWh di accumulo elettrico in assetto grid-on.**

### Analisi economica

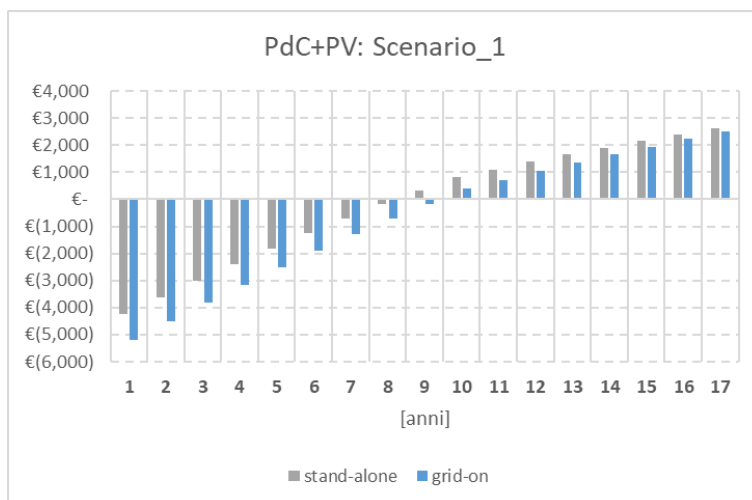
Da una prima stima si è potuto verificare come l'impianto analizzato in assetto stand-alone abbia una vita utile equivalente pari a  $T_{eq} = 17$  anni con un costo iniziale netto di € 4461,60. Il tempo di ritorno semplice di questo investimento iniziale in assenza di detrazioni fiscali è di 13,9 anni inferiore di soli 3,1 anni rispetto alla vita utile dell'impianto nel suo complesso. Tale valore decresce a 7,7 anni se si considerano i vantaggi derivanti dalle detrazioni fiscali.

In (Figura 103) si propone un paragone dei flussi di cassa attualizzati nel caso di adesione alle detrazioni fiscali e nel caso di assenza delle stesse. Attualizzando i valori di risparmio durante la vita utile dell'impianto e di incentivi ricevuti nei primi 10 anni, si evidenzia come l'accesso alle agevolazioni è necessario ai fini di una convenienza economica dell'investimento.



**Figura 103 Flussi di cassa attualizzati confronto fra ipotesi con/senza detrazioni**

Fermo restante la opportunità di ricorrere ad una forma di finanziamento, si propone la valutazione fra l'impianto nella Configurazione 1 sia in assetto stand-alone sia in assetto grid-connected, ipotizzando di vendere in rete l'energia prodotta e non consumata dalla Pompa di Calore (Figura 104). In quest'ultimo caso nell'investimento iniziale sono stati inclusi anche i costi per la pratica di allacciamento dell'impianto di produzione alla rete, stimati forfettariamente in 1000,00 €, incluse le principali spese professionali. Ne consegue un vantaggio economico poco rilevante corrispondente a un miglioramento tecnico delle prestazioni del sistema. L'energia producibile dall'impianto in surplus rispetto ai fabbisogni della Pompa di calore da potere, quindi, immettere in rete permetterebbe infatti un guadagno annuale di poco superiore ai 60,00 €.



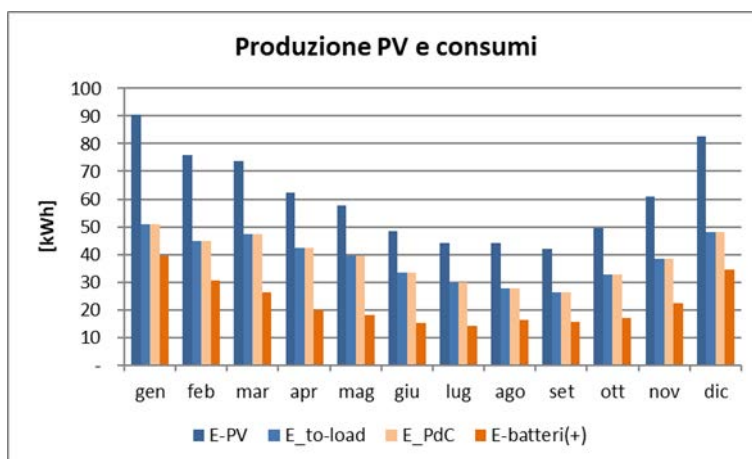
**Figura 104** Flussi di cassa attualizzati confronto fra impianto in assetto stand-alone e impianto in assetto grid-on

#### 4.4.3 Stand-Alone, Configurazione 2

La seconda configurazione Stand Alone prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico del tipo *stand-alone* con potenza di picco pari a 1200 W<sub>p</sub>, inverter da 1500 W e accumulo da 4800 Wh (Tabella 17).

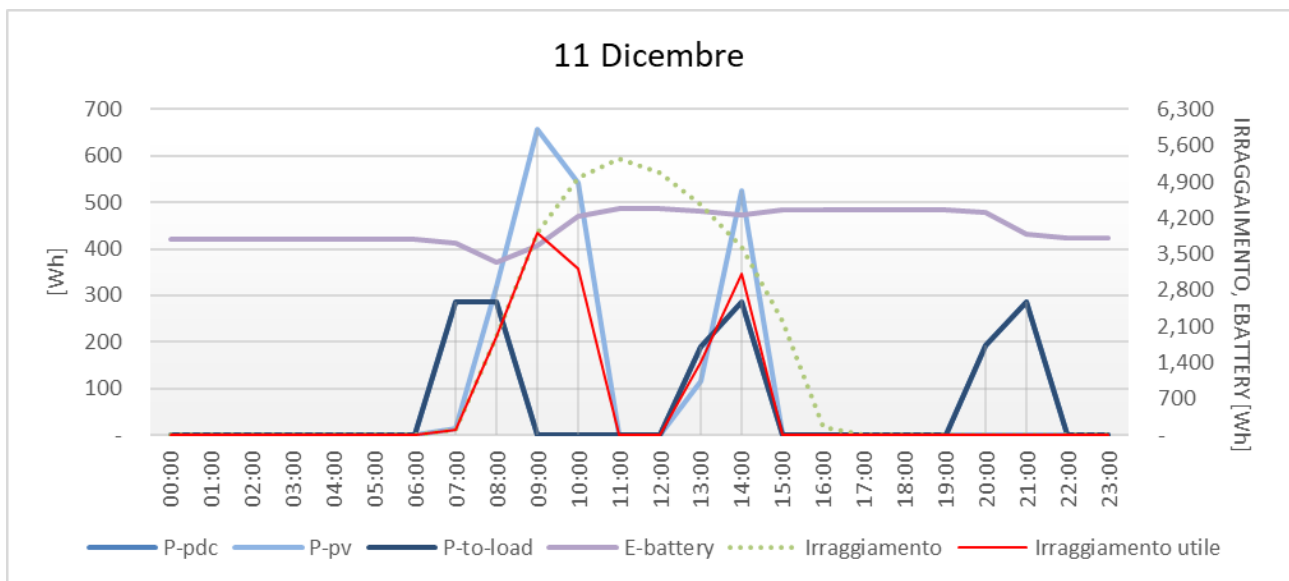
Questa scelta impiantistica permette di raggiungere un indice di autoconsumo della Pompa di Calore su base annuale pari al 100% con conseguente indice di comfort sempre soddisfatto.

In Figura 105 si riportano i risultati della simulazione per l'impianto e si evidenzia come la produzione in assetto stand-alone diminuisca nei mesi estivi (in cui si avrebbe la massima produzione) in corrispondenza della diminuzione di richiesta di ACS, stimata secondo il profilo di prelievo mensile ipotizzato.

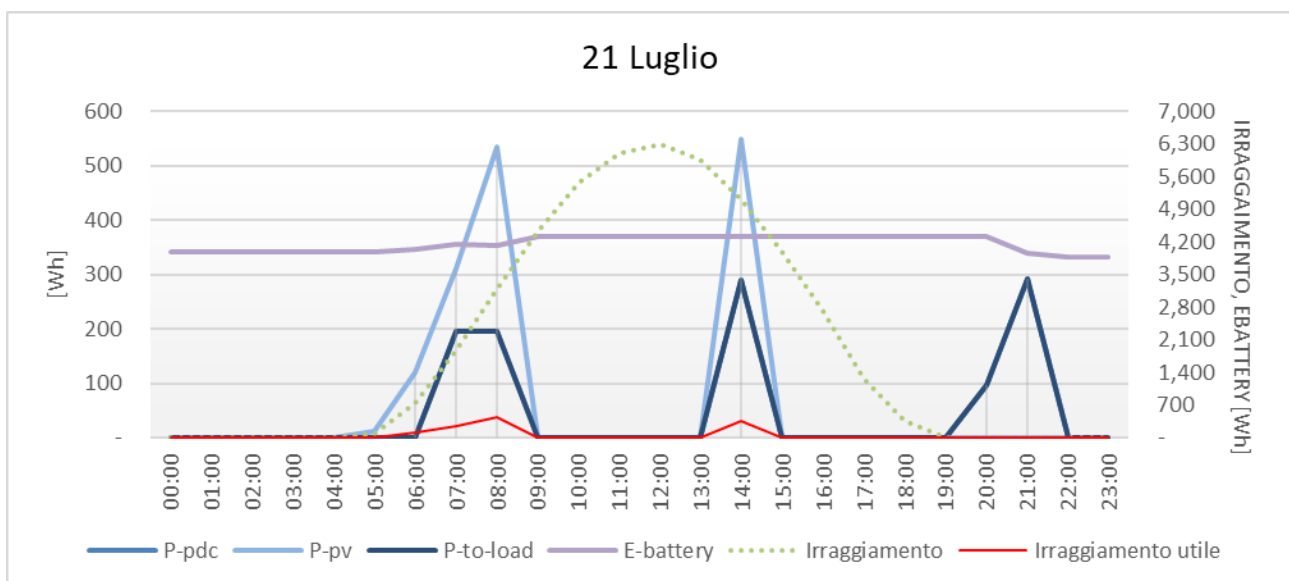


**Figura 105** Rapporto fra produzione dell'impianto PV e consumo della PdC.

È utile quindi analizzare il comportamento dell'impianto PV+PDC, nei due giorni rappresentativi individuati in premessa, Figura 106 e Figura 107. Nei due giorni in esame, si verifica una condizione di carica della batteria che varia da un minimo del 79% nelle ore notturne del giorno nel mese invernale ad un massimo del 90% nelle ore centrali del giorno, corrispondente quest'ultimo valore allo stato di massima carica consentito dalla tipologia di batteria rispetto alla sua capacità nominale. Al di là delle ore serali, in assenza di irraggiamento, l'impianto PV permette una copertura completa del fabbisogno elettrico per la produzione di ACS in entrambi i giorni analizzati.



**Figura 106** Analisi del sistema nel giorno invernale rappresentativo con massimo consumo di ACS



**Figura 107** Analisi del sistema nel giorno estivo rappresentativo con minimo consumo di ACS

Si nota inoltre come, anche nel periodo individuato come critico nell'analisi della Configurazione 1, l'aumentare della potenza fotovoltaica installata unitamente all'aumento della capacità dell'accumulo elettrico consente il funzionamento della PdC evitando la condizione di discomfort, [Figura 108](#).

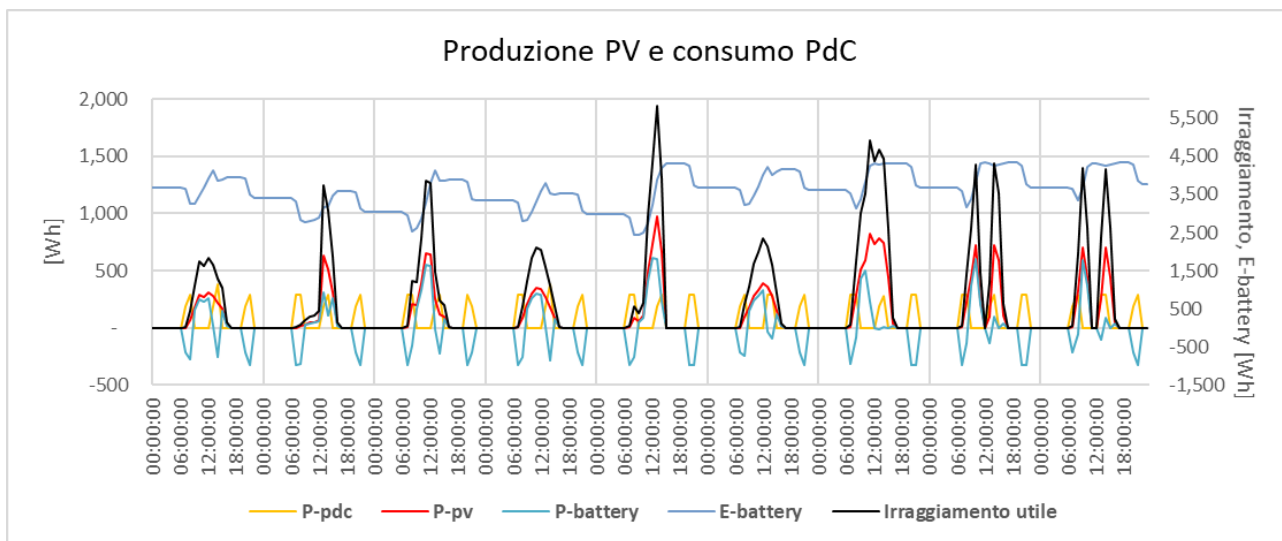


Figura 108 Periodo di scarso irraggiamento solare

Di contro, si nota come su base mensile la produzione dell'impianto PV così configurato è pari al 60% della massima produzione che potrebbe averci in un assetto grid-on (Figura 109 e Figura 110) che sarà tenuto in considerazione anche per la Configurazione 2 nella successiva valutazione economica della soluzione progettuale.

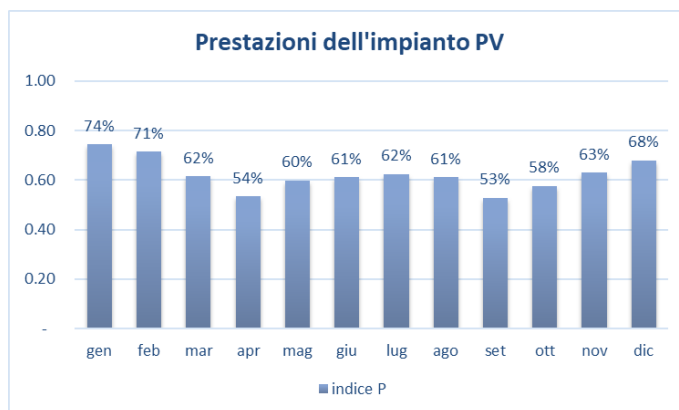


Figura 109 Indici di mancata produzione PV in assetto stand-alone

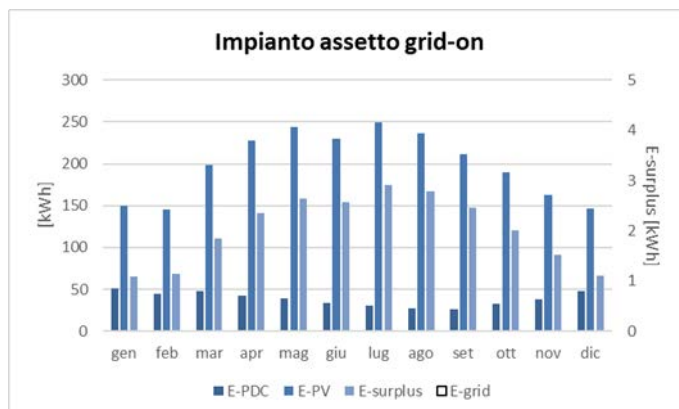
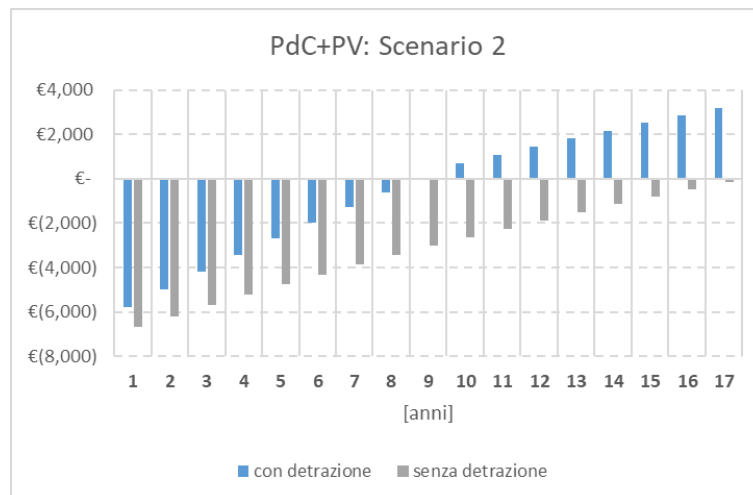


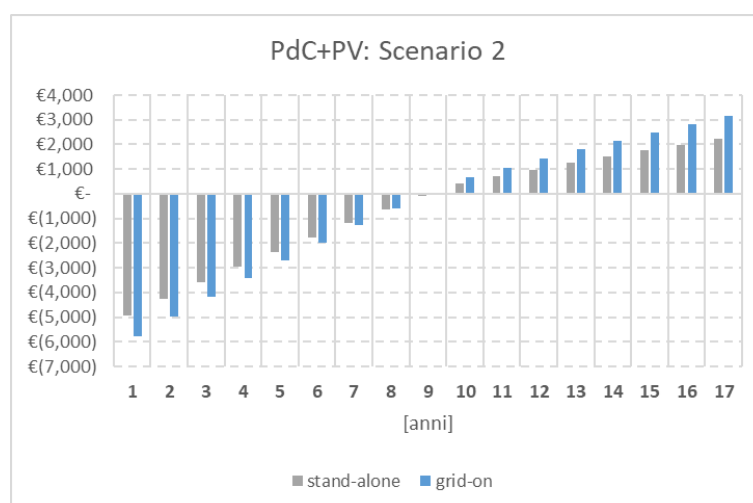
Figura 110 Impianto 1200 Wp e 2400 kWh di accumulo elettrico in assetto grid-on.

Dal punto di vista economico, stante una spesa iniziale netta di 5.091,00€ e a parità di risparmio economico rispetto alla Configurazione 1 (390,20 €/anno) trattandosi di impianto stand-alone, si ottiene un tempo di ritorno semplice dell'investimento al limite della vita utile dell'impianto (17 anni) pari a 15.9 anni in assenza di detrazione fiscale, tale valore scende a 8.4 anni nell'ipotesi di usufruire delle agevolazioni. Questa tendenza è confermata dall'analisi dei flussi di cassa attualizzati nel periodo di vita utile dell'impianto nel suo complesso, **Figura 111**.



**Figura 111 Flussi di cassa attualizzati**

Si sottolinea infine che nel caso l'impianto avente stesse caratteristiche ma con connessione in rete si potrebbe produrre ulteriori 1500 kWh anno da immettere in rete per un valore pari a 146.40 €/anno. In questo caso, considerando un aumento del costo iniziale dovuto alla pratica di allaccio e alle relative spese professionali (circa 1000,00 €) e nell'ipotesi di applicare il regime di detrazione fiscale, si ottiene un guadagno a fine vita dell'impianto superiore di circa 1,000.00 € rispetto alla soluzione stand-alone (**Figura 112**).



**Figura 112 Flussi di cassa attualizzati**

Si nota però come in assenza di detrazione il vantaggio economico tende ad annullarsi sebbene l'investimento iniziale rientri entro la fine vita dell'impianto, il Valore Attuale Netto dell'intervento diminuisce inoltre da 3,853.00 € nel caso in cui si applichi la detrazione a 1,465.00 € nel caso contrario.

#### 4.4.4 Grid-connected, Configurazione 3

La terza configurazione analizzata è stata dimensionata con lo scopo di annullare su base annuale il consumo da rete per la produzione di ACS. Questa configurazione non prevede l'utilizzo di un sistema di accumulo elettrico e include 2 pannelli fotovoltaici da 150 Wp con efficienza nominale pari al 13%.

I risultati della simulazione mostrano come su base annuale il fabbisogno elettrico della PdC è interamente coperto dalla produzione dell'impianto fotovoltaico che si dimostra sovrabbondante rispetto al consumo per la produzione di ACS (valore medio annuale,  $A_{FER}=1.45$ ), con valori pari a più del doppio del consumo nei mesi estivi nei quali è stato previsto il minimo prelievo di ACS (Figura 113). Di contro, l'indice di contemporaneità si assesta mediamente a  $A_{PDC}=0.13$  con un minimo nei mesi invernali del 0.09 (Gennaio e Dicembre) in cui si verifica il massimo prelievo di ACS con il minimo livello di irraggiamento. Valori massimi di questo indice si riscontrano invece nei mesi di Maggio ( $A_{PDC}=0.16$ ), in cui a valori intermedi di insolazione corrispondono valori più bassi di consumo per la produzione di acqua calda sanitaria.

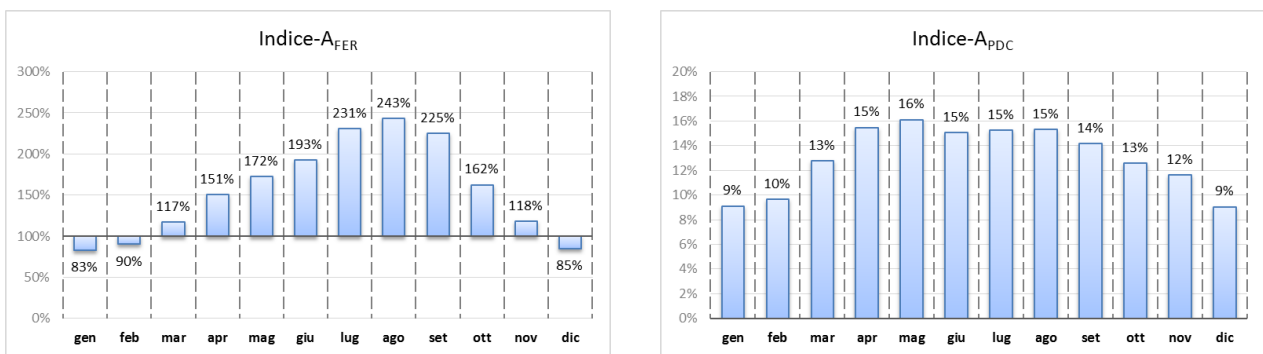


Figura 113 Indice di contemporaneità fra consumo ACS e produzione PV (a destra), indice di copertura del consumo da parte della produzione PV (a sinistra).

Dall'analisi dei risultati su base mensile (Figura 114) si evidenzia come durante i mesi di Gennaio, Febbraio e Dicembre la produzione del fotovoltaico (125 kWh) non è sufficiente a coprire i consumi della Pompa di Calore (145.5 kWh) aumentando il valore del prelievo dalla rete.

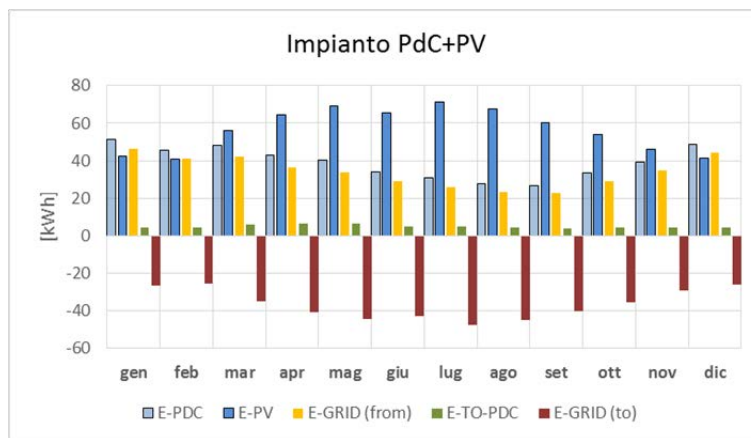
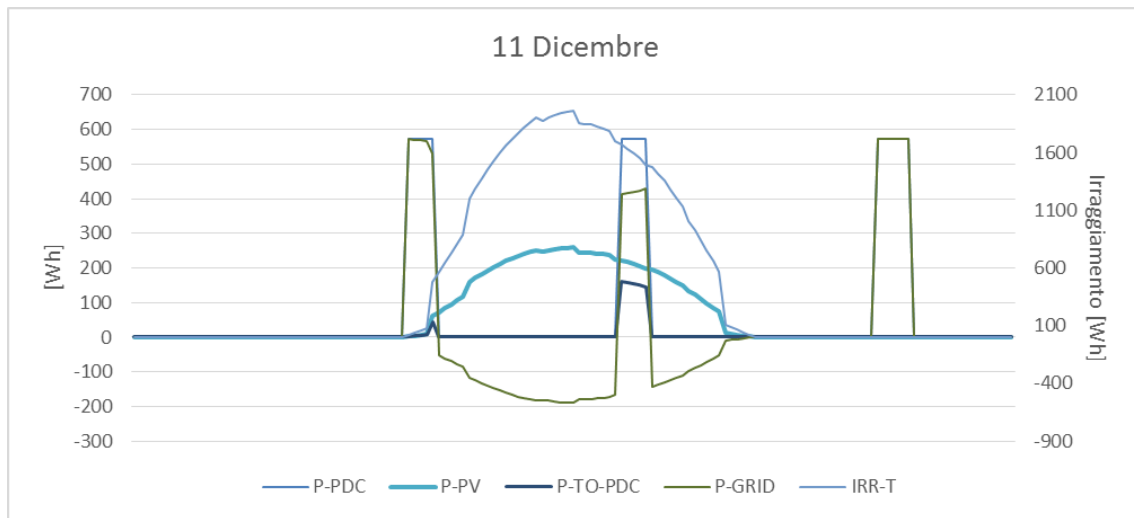
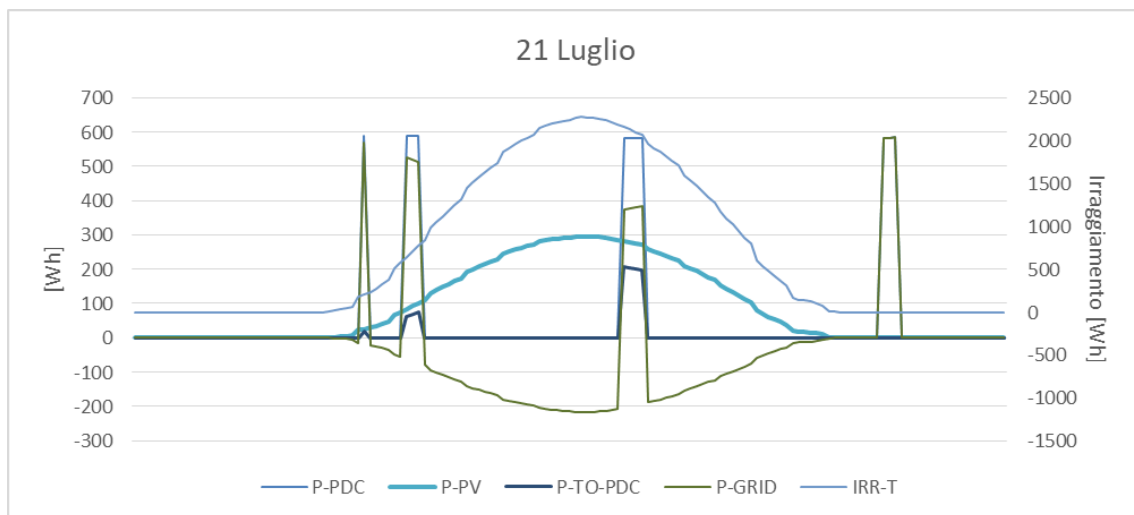


Figura 114 Andamento dei flussi di energia su base mensile

Analizzando gli andamenti dei flussi di energia da e verso la rete nei due giorni rappresentativi della stagione estiva e invernale, si evidenzia come sia nella stagione invernale (Figura 115) sia in quella estiva (Figura 116) oltre le condizioni estreme (mattina e sera) l'accensione della Pompa di Calore avviene quando non vi è totale disponibilità di energia da parte dell'impianto fotovoltaico a coprire il suo consumo.

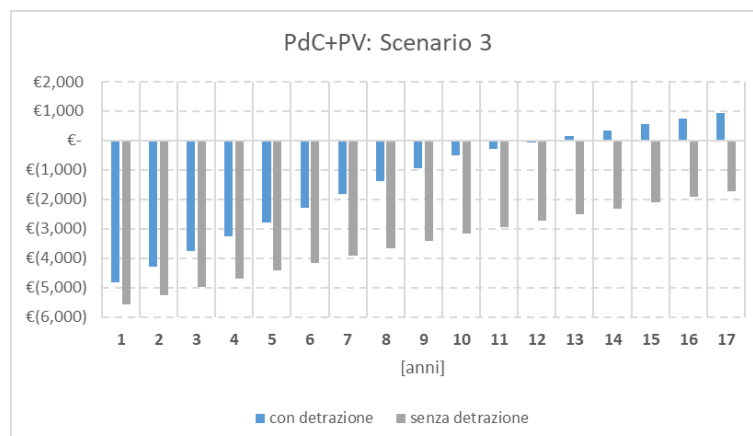


**Figura 115** Giorno medio rappresentativo invernale



**Figura 116** Giorno medio rappresentativo estivo

L'energia immessa in rete è, infatti, su base annua superiore a quella prelevata con ripercussioni sulla valutazione economica dell'investimento. Il valore economico dell'energia immessa in rete è infatti inferiore a quello dell'energia acquistata dalla rete, ne consegue un investimento che in assenza di detrazioni non permette un rientro nei tempi utili di vita dell'impianto qualora non si faccia ricorso alle detrazioni fiscali attualmente vigenti (Figura 117).



**Figura 117**

Si deve però notare come tali risultati, a differenza delle altre Configurazioni in cui è presente un accumulo elettrico possono essere influenzati dal profilo di prelievo orario dell'utente, estremamente variabile da caso a caso, e come di contro possano essere di contro influenzate da logiche di surriscaldamento dell'accumulo durante la fase di produzione fotovoltaica.

#### 4.4.5 Grid-connected, Configurazione 4

La Configurazione 4, a differenza delle altre studiate, tiene in considerazione oltre ai consumi della Pompa di Calore anche i consumi dovuti all'illuminazione e alle altre apparecchiature elettriche e all'illuminazione così come validati nel corso del precedente studio in cui si è anche tenuto in considerazione un tasso di occupazione dell'abitazione mensile dedotto dall'analisi delle bollette [4] nel caso di un'utenza tipo dell'Isola con un consumo annuale di circa 4,5 kWh.

Si può notare come rispetto agli altri consumi, il consumo della Pompa di Calore risulta mediamente su base annua circa il 17% del totale dei consumi considerati, l'impianto fotovoltaico consente su base annuale di coprire circa il 70% del fabbisogno elettrico stimato con una sovrapproduzione durante i mesi estivi in cui si ha la massima produzione e la minor richiesta di energia (figura 118). L'indice A di contemporaneità fra disponibilità di energia da parte dell'impianto fotovoltaico e richiesta da parte dell'utenza è compreso fra un minimo del 44% nei mesi invernali e un massimo del 96% nel mese di Agosto.

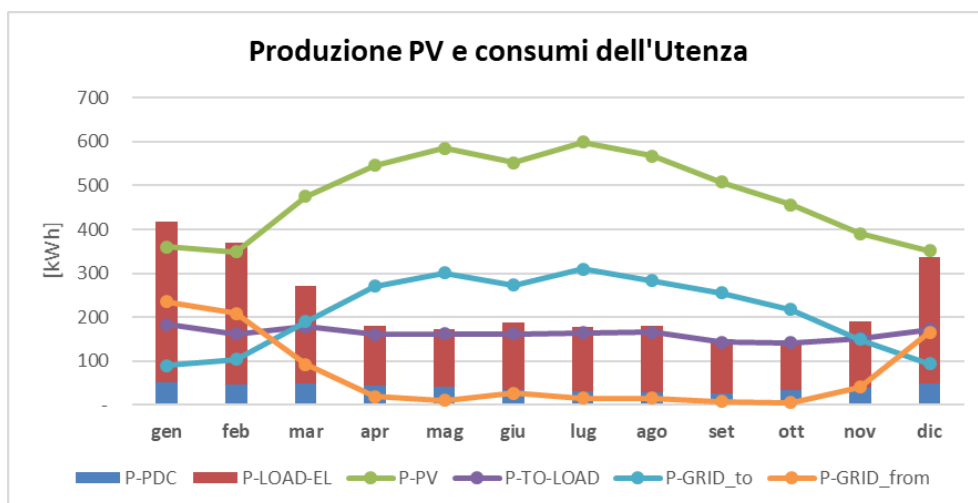
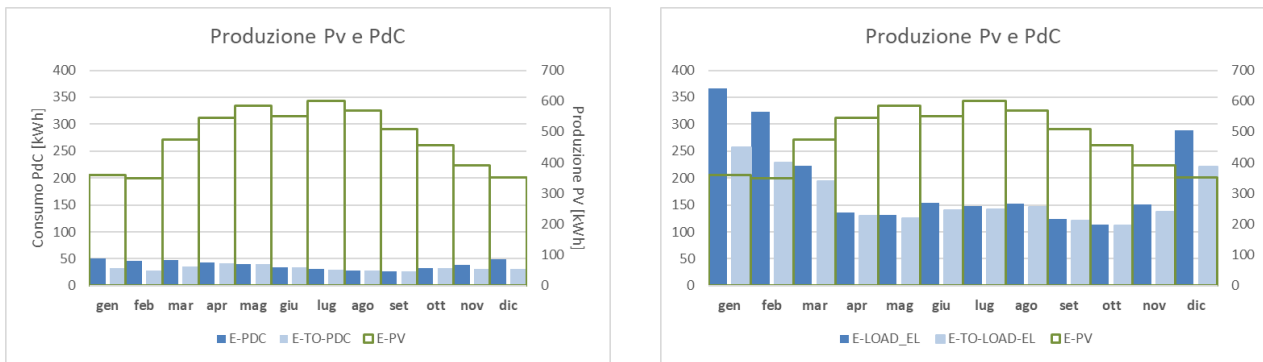


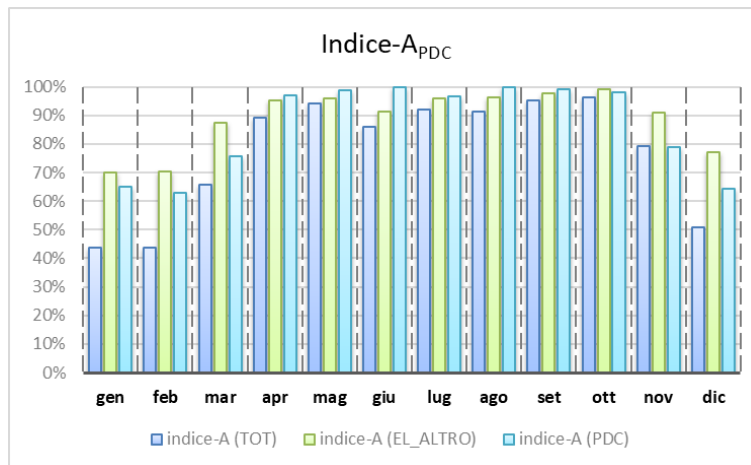
Figura 118 Andamento dei flussi di energia su base mensile

Nell'analisi dei risultati del modello di simulazione, in accordo la finalità del presente report, si sono valutati separatamente i consumi della Pompa di Calore e gli altri consumi elettrici integrati nel modello di simulazione. Si è quindi stimata la quantità di energia disponibile ad un dato time step rispetto alla richiesta di energia da parte della Pompa di Calore e degli altri carichi ottenendo i risultati in Figura 119.



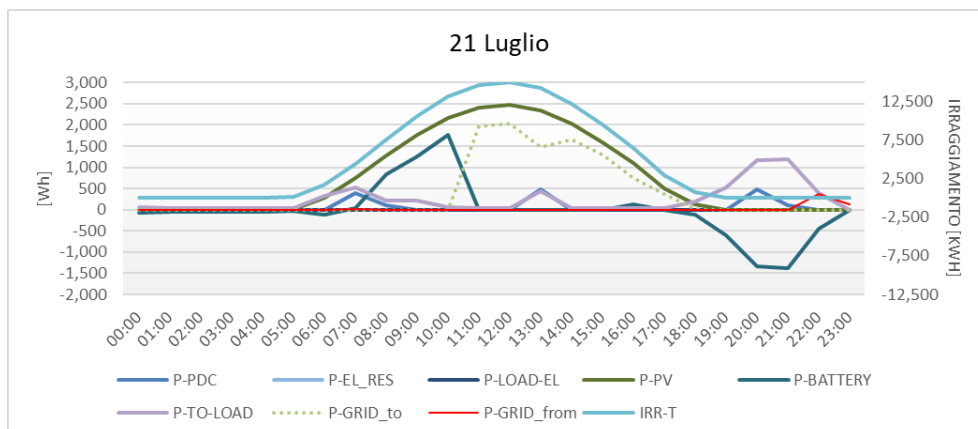
**Figura 119 Rapporto fra produzione fotovoltaica e consumo della Pompa di Calore (a sinistra) e degli altri carichi elettrici (a destra)**

Si denota un elevato indice di autosufficienza sia per la pompa di calore sia per i restanti carichi elettrici analizzati soprattutto nei mesi estivi nei quali si verifica anche un eccesso di produzione rispetto al fabbisogno, così come riportato in **Figura 120**, Indice di autosufficienza.



**Figura 120 Indice di autosufficienza**

Anche dall'analisi dei giorni medi rappresentativi estivo (**Figura 121**) e invernale (**Figura 122**) si evidenzia come il prelievo dalla rete è nullo nel giorno esaminato a Luglio e presente solo nelle ore serali nel giorno di Dicembre.



**Figura 121 Analisi giorno medio rappresentativo estivo**

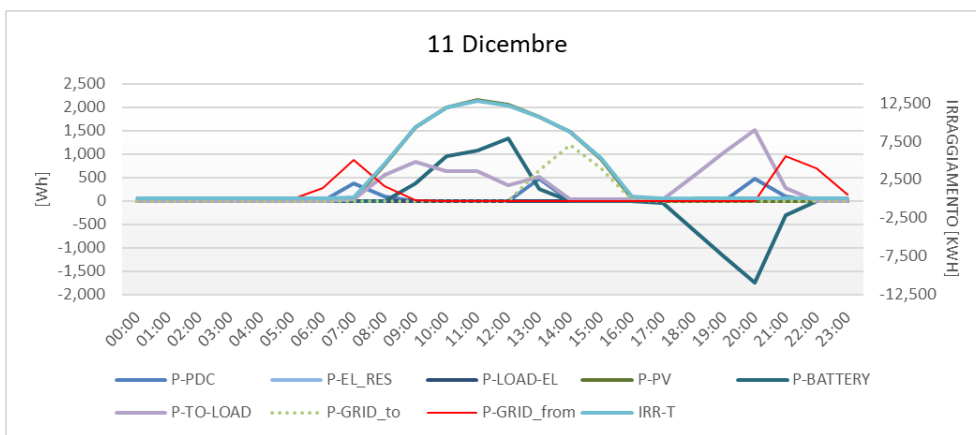


Figura 122 Analisi giorno medio rappresentativo estivo

Dal punto di vista economico anche questo investimento risente della necessità di aderire alle detrazioni fiscali affinché si abbia un effettivo vantaggio economico (Figura 123).

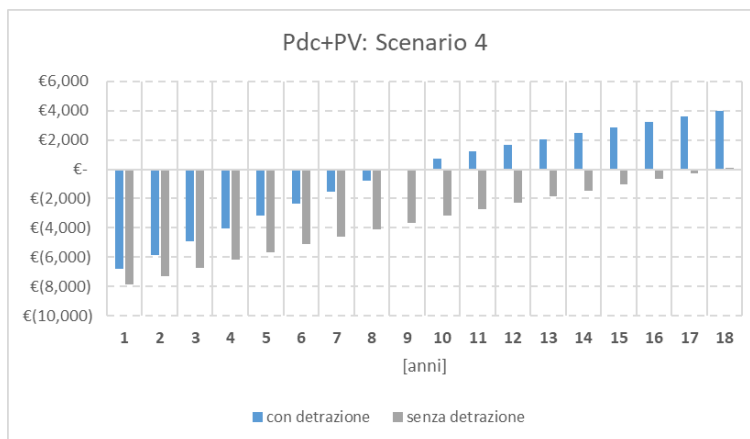


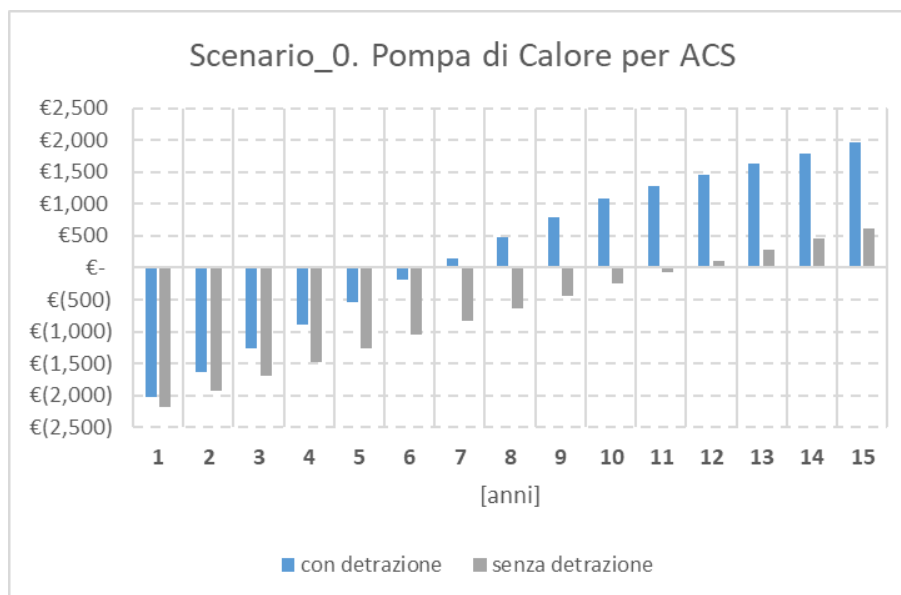
Figura 123 Andamento dei flussi di cassa attualizzati

#### 4.4.6 Confronto fra le Configurazioni analizzate

Prima di procedere al confronto fra le soluzioni PdC+PV, si propone una breve analisi dei benefici conseguibili attraverso l'installazione della sola Pompa di Calore per la produzione di ACS rispetto allo scenario base, costituito dall'utilizzo di uno scaldabagno elettrico. Il costo iniziale dell'installazione della Pompa di Calore ammonta a 2200,00 €, secondo quanto riportato nel report redatto da R. Kemna *et al.* nel 2016 [17].

Questa soluzione impiantistica da sola consente un risparmio rispetto all'utilizzo dello scaldabagno elettrico nelle stesse condizioni pari a circa 883 kWh/anno, corrispondente a circa 255 €/anno. In assenza di detrazioni (considerando in questo caso l'IVA a 22%), si ottiene un tempo di ritorno semplice stimabile in 10.5 anni, di poco inferiore alla vita utile dell'impianto (15 anni, secondo [19]).

Ad una più attenta analisi, valutando i flussi di cassa attualizzati nel periodo di vita utile dell'impianto, si paragona il caso dell'intervento con accesso alla detrazione fiscale (IVA al 10%) e il caso di intervento che non usufruisce delle agevolazioni, Figura 124. In entrambi i casi si riscontra la convenienza a intervenire con la sostituzione dello scaldabagno elettrico con un rientro del costo iniziale entro i primi 7 anni nel caso si acceda alla detrazione fiscale.



**Figura 124** Flussi di cassa attualizzati nel caso di sola installazione della Pompa di Calore

Nelle successive tabelle (**Tabella 27** e **Tabella 28**), si propone una sintesi dei risultati rispetto allo stato di fatto (Scenario base) in cui la produzione di ACS per la famiglia tipo analizzata è demandata ad uno scaldabagno da 80 litri di accumulo e 1200 W di potenza nominale. Nella valutazione di sintesi di è incluso lo Scenario 0 in cui si prevede la sola installazione della Pompa di Calore per produzione di ACS, oltre agli scenari precedentemente analizzati che prevedono l'installazione di un impianto fotovoltaico a principale servizio della PdC:

- Scenario 1. PdC incluso impianto fotovoltaico a 720 W<sub>p</sub> e accumulo da 2400 Wh in asseto stand-alone;
- Scenario 2. PdC incluso impianto fotovoltaico a 1200 W<sub>p</sub> e accumulo da 4800 Wh in asseto stand-alone;
- Scenario 3. PdC incluso impianto fotovoltaico a 300 W<sub>p</sub> in asseto grid-connected;
- Scenario 4. PdC incluso impianto fotovoltaico a 2800 W<sub>p</sub> e accumulo da 4800 Wh in asseto grid-connected

Si è scelto di fare riferimento al Valore Attuale Netto dell'intervento a fine della vita utile dell'impianto (stimata secondo le linee guida PREPAC [19]) rispetto ad un costo iniziale che contempla la fornitura e posa in opera dei componenti incluso IVA al netto delle detrazioni (**Tabella 27**) e incluse le detrazioni (**Tabella 28**). Per gli impianti grid-connected si è stimata una spesa iniziale aggiuntiva dovuta ai costi per l'allacciamento dell'impianto alla rete e relativi oneri professionali (1.000,00 €).

In assenza di detrazioni, l'intervento impiantistico più conveniente risulta l'installazione della sola Pompa di Calore o in alternativa lo Scenario 4 in cui, oltre al soddisfacimento del fabbisogno della pompa di calore si prevede anche l'utilizzo dell'energia prodotta per coprire gli altri fabbisogni elettrici dell'abitazione tipo.

**Tabella 27** Valutazione economica in assenza di incentivi statali

	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
<b>Costo iniziale [€]</b>	2.684,00	5.433,14	6211,00	5862,71	5480,31
<b>VAN [€]</b>	927,80	-305,80	-1.073,60	-1.712,70	+69,30
<b>TR [anni]</b>	10.6	13.9	15.9	15.4	6.3
<b>Teq [anni]</b>	15	17	17	17	18

Nel caso in cui si valutano anche gli incentivi derivanti dall'attuale sistema di detrazione, il confronto fra i risultati rispetto ai vari scenari tutti gli interventi risultano economicamente convenienti (VAN>0 rispetto alla vita utile dell'impianto e TR inferiore alla vita utile dello stesso).

**Tabella 28 Valutazione economica in presenza di incentivi statali**

	<b>Scenario 0</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>	<b>Scenario 3</b>	<b>Scenario 4</b>
<b>Costo iniziale [€]</b>	2.420,00	4.907,60	5.600,00	5.384,40	7.744,50
<b>VAN [€]</b>	2.269,60	2.632,5	2.235,40	945,20	3.991,30
<b>TR [anni]</b>	6.4	7.7	8.4	8.2	4.4
<b>Teq [anni]</b>	15	17	17	17	18

## 5 Analisi degli impatti delle logiche di Demand Response sulla rete dell'isola

Il presente capitolo ha lo scopo di descrivere i risultati dello studio degli impatti sulla rete elettrica dell'isola di Lampedusa di azioni di Demand Response (DR) effettuate sui dispositivi flessibili distribuiti degli utenti residenziali.

Per il presente studio, state definite due diverse logiche di controllo dei generatori fotovoltaici dotati di accumulo e dei carichi flessibili degli utenti:

- la prima è finalizzata ad ottimizzare il profilo degli utenti dotati di pompe di calore (PdC) per la produzione di ACS e di altri carichi flessibili (con o senza impianto fotovoltaico);
- la seconda ha lo scopo di ridurre il picco di potenza dell'utente su richiesta del distributore, attraverso la gestione della pompa di calore, degli altri carichi flessibili e del sistema fotovoltaico con accumulo, al fine di ottimizzare il profilo di carico della cabina media tensione/bassa tensione (MT/BT) e la gestione dei generatori diesel di centrale per la produzione di energia elettrica.

Nei due casi, partendo dai layout dei sistemi di building automation definiti durante la prima annualità per gli utenti residenziali e aggiungendo a tali sistemi un canale di controllo dedicato per un impianto FV con accumulo integrato sul lato in corrente continua, l'Energy Management System (EMS) locale controlla lo *storage* e i carichi controllabili (tra i quali la pompa di calore per ACS) per minimizzare gli scambi di potenza tra l'utente e la rete e per massimizzare il beneficio economico per l'utente in presenza di tariffe biorarie.

Il presente capitolo è organizzato come segue:

- nel paragrafo 5.1 viene descritto lo schema dell'impianto di automazione da installare presso un utente attivo per consentire il controllo dei carichi e del sistema di generazione fotovoltaica e accumulo ai fini dell'attuazione di azioni di DR;
- nel paragrafo 5.2 sono descritte in dettaglio le azioni di DR implementate e le fasi che regolano il funzionamento del sistema di controllo in assenza e in presenza di un aggregatore;
- nel paragrafo 5.3 è descritta l'implementazione dei modelli delle reti BT e MT;
- nel paragrafo 5.4 vengono valutati gli impatti degli interventi previsti e delle logiche di DR sulla rete BT e MT dell'isola e sui consumi degli utenti.

### 5.1 Schema dell'impianto di automazione e controllo carichi di utente

In [18] sono state definite tre diverse soluzioni impiantistiche per la trasformazione di un'abitazione tradizionale in una *smart house*, comprendenti l'installazione di sensori, componenti e dispositivi in grado di ricevere e trasmettere segnali di comando e dati, controllare carichi specifici e rilevare i consumi elettrici. Tra le diverse soluzioni prospettate in [18], la terza appare come il miglior compromesso tra le funzioni da realizzare e il costo di installazione da sostenere, come mostrato in [20].

Pertanto, a partire dallo schema a blocchi della terza soluzione impiantistica presentata in [20], si costruisce uno schema a blocchi ampliato che comprende il controllo e la comunicazione con l'inverter dell'impianto fotovoltaico da 3 kW<sub>p</sub>, dotato di accumulo da 5 kWh, installato presso il generico utente.

Lo schema, oltre questa modifica, che include anche l'installazione di un opportuno dispositivo di interfaccia per favorire la comunicazione tra l'inverter e il sistema BUS, vede la sostituzione del contattore per il controllo dello scaldabagno elettrico con un contattore per il controllo della pompa di calore per ACS. Dato che la pompa di calore avrà un assorbimento pari a circa 1/3 di quello dello scaldabagno elettrico, il nuovo contattore avrà corrente nominale pari a 10A invece che 16A.

Il nuovo schema è rappresentato in [Figura 125](#).

Per un efficace controllo del sistema di accumulo, l'inverter deve essere in grado di inviare all'EMS integrato nella centrale di controllo del sistema, i seguenti dati:

- Potenza attiva generata (media nei 15 minuti);
- Potenza attiva assorbita dal generatore FV (media nei 15 minuti);
- Potenza reattiva generata (media nei 15 minuti);
- Potenza reattiva assorbita dal generatore FV (media nei 15 minuti);
- Fattore di potenza (media nei 15 minuti);
- Stato di carica delle batterie (State of Charge o SOC) istantaneo;
- Stato di carica medio delle batterie (media nei 15 minuti).
- Tensione ai morsetti di uscita dell'inverter (valore istantaneo);
- Tensione media ai morsetti di uscita dell'inverter (media nei 15 minuti).

I valori istantanei di tensione e SOC servono per segnalare all'aggregatore eventuali situazioni di funzionamento al limite del range di operatività delle protezioni di interfaccia di utente e delle prestazioni delle batterie, al fine di un eventuale modifica del controllo sullo specifico inverter.

I valori medi rilevati ogni 15 minuti, consentono di implementare le strategie di controllo precedentemente descritte in [20].

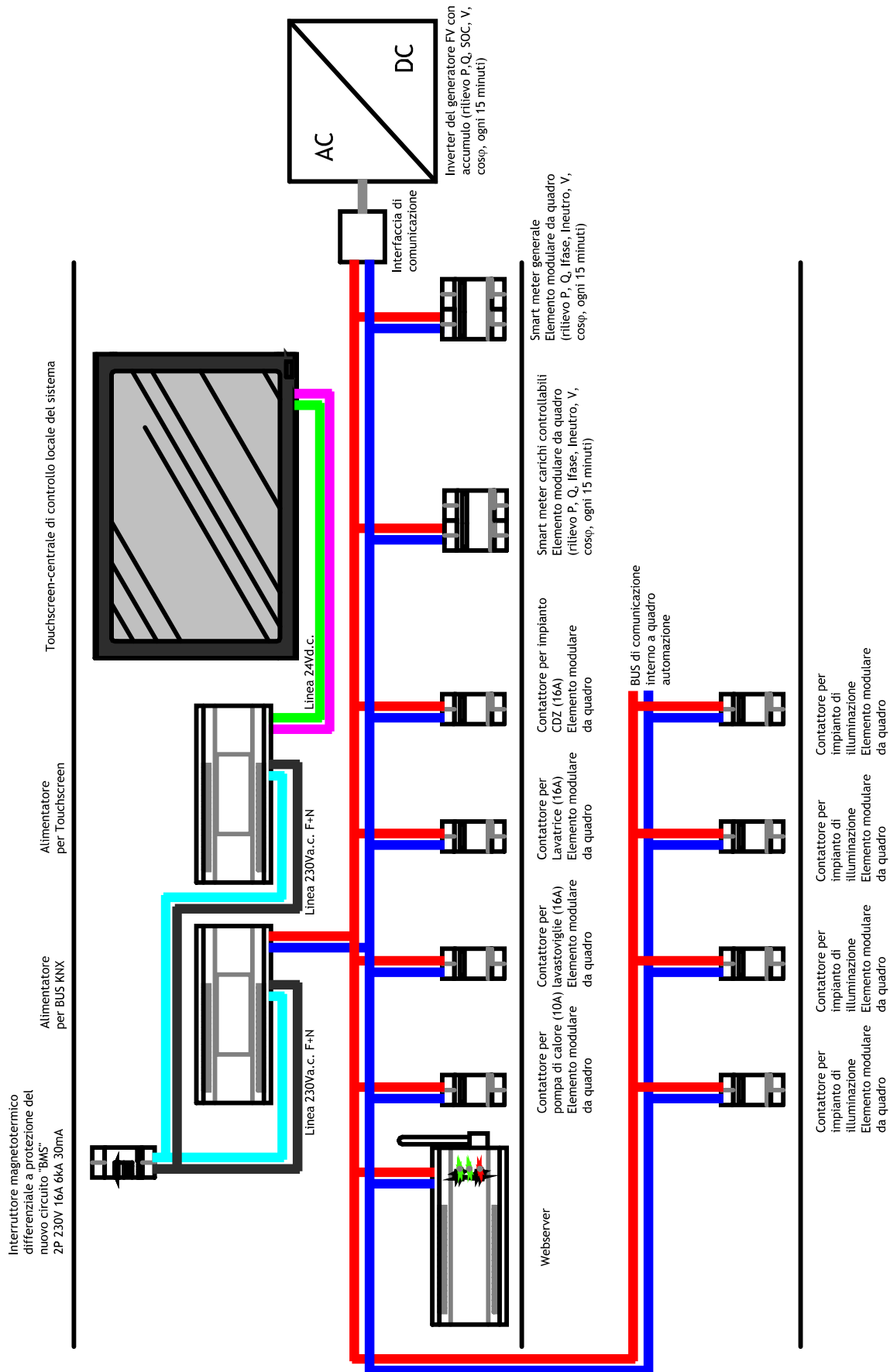


Figura 125 Schema a blocchi del sistema di automazione dell'abitazione.

## 5.2 Azioni di Demand Response

Come già descritto nell'introduzione del presente capitolo, sono state definite due diverse logiche di controllo che si riportano di seguito.

### 5.2.1 Ottimizzazione del profilo di carico giornaliero dell'utente

In assenza di un aggregatore o in assenza di un segnale di controllo da parte di un aggregatore, l'EMS locale gestirà i carichi controllabili e accumulo installati presso l'abitazione dell'utente con il fine di massimizzare il beneficio economico per l'utente. In questo caso, si prospettano due diverse condizioni:

- l'utente è un utente passivo sprovvisto di generatori locali e di sistemi di accumulo ma dotato di un sistema di controllo che permette di controllare i carichi flessibili;
- l'utente è un utente attivo provvisto di generatore fotovoltaico e di sistema di accumulo e dotato di un sistema di controllo che permette di controllare la carica e la scarica delle batterie e i carichi flessibili.

Nel primo caso, l'ottimizzazione del profilo giornaliero viene effettuata concentrando i consumi ore in cui il costo de kWh è minore (fasce F2 e F3).

Il funzionamento del sistema in questo caso è descritto di seguito.

- FASE 1: Il sistema viene programmato dall'utente che fornisce in ingresso le informazioni necessarie per individuare le fasce orarie in cui è suddivisa la settimana con i corrispondenti valori del prezzo dell'energia elettrica acquistata dal distributore.
- FASE 2: L'EMS inibisce il funzionamento dei carichi flessibili "lavastoviglie" e "lavatrice" nella fascia F1. Tali carichi sono i più energivori tra quelli controllabili.
- FASE 3.1: L'utente può accettare l'inibizione dell'uso dei due elettrodomestici. In questo caso, il sistema programma l'accensione dei due elettrodomestici nella successiva fascia oraria F3, o nella fascia oraria F2 se il costo dell'energia è uguale tra F2 e F3. Il sistema programma l'accensione prevedendo l'assorbimento dei restanti carichi dell'abitazione e in modo che non venga mai superata la potenza contrattuale con un certo margine di sicurezza.
- FASE 3.2: L'utente può non accettare l'inibizione dell'uso dei due elettrodomestici o soltanto di uno dei due. In questo caso, il sistema consente l'accensione dell'elettrodomestico tenendo conto della volontà espressa dall'utente e programma l'accensione dell'altro elettrodomestico in accordo a quanto descritto in 3.1.
- FASE 4: L'EMS agisce sulla temperatura di set-point della pompa di calore per produzione di ACS in modo tale da aumentare il valore della temperatura dell'accumulo nelle fasce F3 e F2 e da diminuirlo nella fascia F1. In questo modo si riduce il tempo di accensione della pompa di calore nella fascia F1 e si massimizza il beneficio economico per l'utente senza provocare alcun disagio. Nello stabilire l'istante a partire dal quale la temperatura di set-point in fascia F2 e F3 sarà aumentata, il sistema tiene conto della previsione del carico elettrico e della programmazione della lavatrice e della lavastoviglie.
- FASE 5: L'EMS agisce sulla temperatura di set-point dell'impianto di condizionamento in modo analogo a quanto descritto per la pompa di calore.
- FASE 6: L'EMS controlla l'impianto di illuminazione in modo da ridurre i consumi di energia elettrica (spegnimento delle luci nelle stanze in cui non si ha presenza di persone).

Nel caso di un utente attivo, l'ottimizzazione del profilo giornaliero porta ad uno spostamento dei consumi nelle fasce orarie in cui si ha produzione di energia da parte dell'impianto FV. In questo modo, si limita lo stoccaggio di energia elettrica nello *storage* con benefici sia in termini di maggiore durata che di maggiore efficienza delle batterie (si riduce la perdita di energia dovuta ai rendimenti di carica/scarica inferiori all'unità). Inoltre, l'ottimizzazione del profilo giornaliero, in presenza di incentivi in scambio sul posto, consente di massimizzare il profitto per l'utente riducendo quanto più possibile lo scambio con la rete. Il funzionamento del sistema in questo caso è descritto di seguito.

- FASE 1: Il sistema viene programmato dall'utente che fornisce in ingresso le informazioni necessarie per individuare le fasce orarie in cui è suddivisa la settimana con i corrispondenti valori del prezzo dell'energia elettrica acquistata dal distributore.
- FASE 2: Il sistema monitora la produzione dell'impianto FV e il SOC delle batterie.
- FASE 3: L'EMS inibisce il funzionamento dei carichi flessibili "lavastoviglie" e "lavatrice" in assenza di produzione FV. Il sistema di controllo deve essere in grado di distinguere il caso di assenza di produzione FV per condizioni di scarsa insolazione che impediscono il funzionamento dell'impianto FV nelle ore diurne e il caso di assenza di produzione FV perché al di fuori della fascia diurna, inibendo il funzionamento soltanto nel secondo caso. Pertanto, il sistema sarà sincronizzato con un calendario ed un orologio che permetteranno all'EMS di verificare in quale delle due condizioni il sistema si trova ad operare.
- FASE 4.1: L'utente può accettare l'inibizione all'uso dei due elettrodomestici. In questo caso, il sistema programma l'accensione dei due elettrodomestici nella fascia oraria in cui è prevista produzione da parte dell'impianto FV. Il sistema programma l'accensione prevedendo l'assorbimento dei restanti carichi dell'abitazione e in modo che non venga mai superata la potenza contrattuale con un certo margine di sicurezza.
- FASE 4.2: L'utente può non accettare l'inibizione all'uso dei due elettrodomestici o soltanto di uno dei due. In questo caso, il sistema consente l'accensione dell'elettrodomestico tenendo conto della volontà espressa dall'utente e programma l'accensione dell'altro elettrodomestico in conformità a quanto descritto in 4.1.
- FASE 5: L'EMS agisce sulla temperatura di set-point della pompa di calore per produzione di ACS in modo tale da aumentare il valore durante gli intervalli di produzione solare e da diminuirlo negli altri intervalli. In questo modo si riduce il tempo di accensione della pompa di calore nella fascia serale/notturna e si massimizza l'autoconsumo. Nello stabilire l'istante a partire dal quale la temperatura di set-point sarà aumentata, il sistema tiene conto della previsione del carico elettrico e della programmazione della lavatrice e della lavastoviglie.
- FASE 6: L'EMS agisce sulla temperatura di set-point dell'impianto di condizionamento in modo analogo a quanto descritto per la pompa di calore.
- FASE 7: L'EMS controlla l'impianto di illuminazione in modo da ridurre i consumi di energia elettrica (spegnimento delle luci nelle stanze in cui non si ha presenza di persone).

Come si può notare, in nessuno dei due casi le logiche di controllo tengono conto delle esigenze di rete. Pertanto, se nel caso di utenti attivi la concentrazione dei consumi durante la fascia diurna può avere come effetto secondario la mitigazione dell'effetto "duck curve" [21] sul profilo di carico dell'isola, nel caso di utenti passivi, lo spostamento dei consumi nelle fasce F2/F3 (serali e notturne) potrebbe contribuire all'aumento del picco di consumo serale dell'isola con conseguenti aumenti della caduta di tensione, delle

perdite in linea e nei trasformatori e con rischio di sovraccarico dei componenti del sistema elettrico, specialmente nel periodo estivo, dove il picco di assorbimento di potenza serale è massimo.

### 5.2.2 Ottimizzazione del profilo di carico giornaliero dell'isola

In presenza di un aggregatore (che nel caso specifico può corrispondere con la stessa utility), la gestione dei carichi flessibili e dello storage ha lo scopo di ridurre il picco di potenza complessivo dell'isola, riducendo l'effetto "duck curve" dovuto al fotovoltaico e ottimizzando il profilo di carico delle cabine MT/BT e la gestione dei generatori diesel della centrale.

Al contrario di quanto proposto nel paragrafo precedente, la gestione del carico di utente da parte di un aggregatore deve avvenire cercando di minimizzare il più possibile il disconfort per l'utente e, nel contempo, remunerandolo per il servizio reso. La **Tabella 29** sintetizza gli obiettivi e i vincoli della logica di gestione.

**Tabella 29 Obiettivi e vincoli della logica di gestione**

<b>Obiettivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Massima riduzione del carico di punta dell'isola</li> <li>- Riduzione della caduta di tensione nella rete MT</li> <li>- Riduzione dell'effetto duck curve</li> <li>- Massima integrazione della generazione fotovoltaica</li> </ul>
<b>Vincoli</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rispetto dei limiti massimi e minimi di tensione</li> <li>- Inversione dei flussi di potenza attraverso le cabine MT/BT non consentito</li> <li>- Un solo ciclo di carica/scarica delle batterie di utente</li> <li>- Massima salvaguardia del confort di utente</li> </ul>

Pertanto, il funzionamento del sistema in questo caso è quello descritto di seguito.

**FASE 1:** L'aggregatore, utilizzando appositi modelli previsionali, prevede il profilo di carico complessivo dell'isola per il giorno successivo. La previsione può essere effettuata utilizzando le serie di dati storici contenenti i profili di produzione giornaliera organizzati in cluster (e.g. giorni estivi lavorativi, giorni invernali lavorativi, etc.). Nel processo di previsione, l'aggregatore può utilizzare anche opportuni algoritmi per la previsione della produzione FV sulla base dei dati metereologici previsti per il giorno successivo.

**FASE 2:** L'aggregatore calcola il diagramma di carico desiderato per il giorno successivo e valuta la flessibilità complessiva che l'aggregato costituito dagli utenti dotati di sistema di controllo carichi e accumulo dovrà fornire per ognuno dei 96 intervalli da 15 minuti del giorno successivo. La flessibilità in questo caso è intesa come variazione di potenza in aumento o in diminuzione in ciascun intervallo di tempo. Lo step di 15 minuti è scelto in accordo a quanto già descritto in [20].

**FASE 3:** L'aggregatore, sulla base della conoscenza delle potenzialità di regolazione di ciascun utente (si suppone che gli utenti comunichino all'aggregatore le caratteristiche dei propri dispositivi flessibili), determina le variazioni di potenza da richiedere ad ogni utente per ciascuno dei 96 intervalli di tempo. Nel fare questa valutazione, l'aggregatore minimizza il disconfort dell'utente nel modo seguente: 1) la variazione di potenza sarà fornita prima dalle batterie di tutti gli utenti. Le batterie saranno gestite in modo tale che in una giornata le stesse eseguano non più di un ciclo di carica e scarica; 2) se la variazione di potenza ottenuta agendo sullo storage non è sufficiente, l'aggregatore richiede agli EMS degli utenti di agire sulle pompe di calore per produzione di ACS e sugli impianti di condizionamento (nelle stagioni in cui sono in funzione); 3) se la variazione complessiva di potenza ottenuta agendo sulle pompe di calore e sugli impianti di condizionamento non è sufficiente,

l'aggregatore invia un comando per il controllo da parte degli EMS di utenze delle lavatrici e delle lavastoviglie. Sulla base di quanto su esposto, l'aggregatore invia agli EMS dei programmi di funzionamento costituiti dalla sequenza di carica/scarica delle batterie, dalle temperature di set-point delle pompe di calore e degli impianti di condizionamento e dagli intervalli consentiti per l'accensione delle lavatrici e delle lavastoviglie. Questa fase si conclude entro le ore 13 del giorno precedente a quello in cui si vuole modificare il profilo di carico dell'isola.

- FASE 4: L'EMS di utenze memorizza il programma di funzionamento per il giorno successivo ricevuto dall'aggregatore. Un apposito software comunica agli utenti gli intervalli di accensione e spegnimento consentiti per lavastoviglie e lavatrice attraverso il touch screen del sistema di controllo locale o attraverso un'app in un dispositivo mobile (cellulare, tablet). L'utente non è a conoscenza del programma di gestione delle batterie che potrebbe cambiare sulla base delle esigenze in tempo reale dell'aggregatore e che, comunque, non influenza il suo confort.
- FASE 5: L'utente può aderire al programma comunicato dall'aggregatore oppure no. L'adesione necessita di una risposta positiva da parte dell'utente. Se la risposta non arriva entro le ore 18 del giorno precedente, l'utente verrà considerato non partecipante al programma di ottimizzazione e non riceverà alcun corrispettivo. L'utente che non partecipa al programma potrà gestire i propri dispositivi in accordo alla logica definita al paragrafo precedente.
- FASE 6: L'aggregatore entro le ore 18 del giorno precedente riceve dagli utenti le conferme di adesione/non adesione ai programmi comunicati. Sulla base delle risposte ottenute consolida la sequenza di comandi da inviare all'aggregato nelle successive 24 ore o rielabora tale sequenza modificando soltanto la gestione dei sistemi di accumulo per livellare il più possibile il profilo di carico complessivo. Una volta effettuata questa operazione, l'aggregatore comunica a ciascun EMS il programma di funzionamento definitivo per il giorno seguente.
- FASE 7: L'EMS di utenze gestisce la carica dello storage in modo tale che alle ore 0:00 del giorno successivo le batterie abbiano la carica necessaria per effettuare le operazioni richieste dal programma di funzionamento.
- FASE 8: In tempo reale, l'aggregatore invia i segnali di controllo ai sistemi di accumulo e ai dispositivi flessibili e monitora i valori di potenza prodotta in centrale e di caduta di tensione nei punti più distanti della rete. Nel caso in cui la risposta di un utente non sia quella attesa, l'aggregatore invia dei segnali ad altri utenti che, nell'ottimizzazione del profilo di potenza, erano stati considerati come riserve (si ipotizza un margine di riserva di flessibilità di almeno il 20%).

### 5.3 Modelli per la simulazione degli impatti sulla rete

#### 5.3.1 Modello della rete MT

Per studiare gli effetti delle logiche di DR sul sistema elettrico di Lampedusa, la rete è stata implementata utilizzando il software di simulazione NEPLAN, software dedicato all'analisi dei sistemi di potenza (**Figura 126**). Come descritto in [18], il sistema elettrico isolano è composto da un impianto di generazione centralizzato che alimenta quattro linee principali di distribuzione in media tensione (MT) dell'energia. In particolare, l'impianto di produzione dell'isola è formato da otto generatori diesel, con le caratteristiche tecniche riportate in **Tabella 30**. Le quattro linee principali sono state implementate in dettaglio, considerando le diramazioni e i carichi corrispondenti.

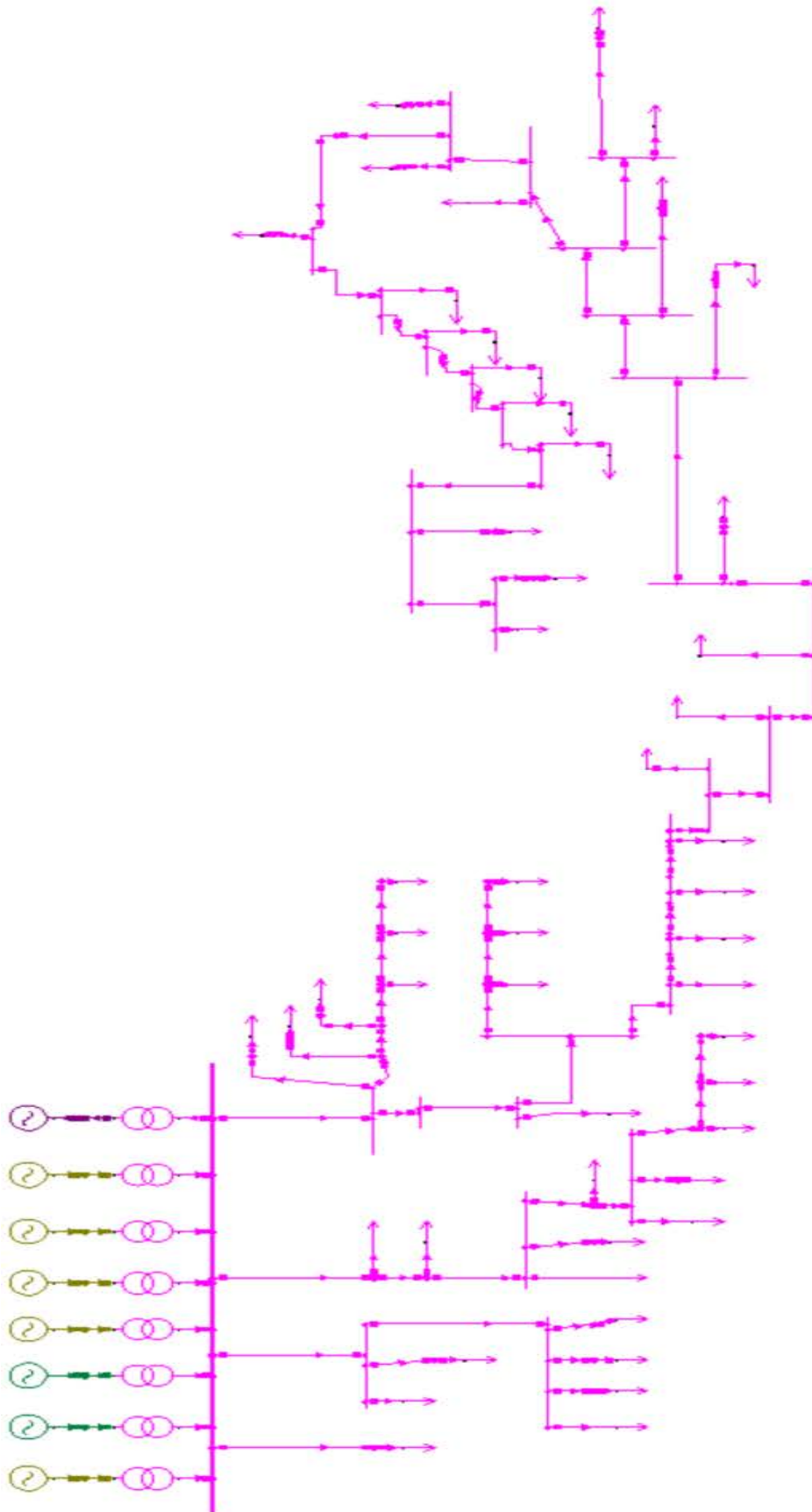


Figura 126 Modello in NEPLAN del sistema elettrico dell'isola di Lampedusa.

Il modello del sistema è stato implementato per analisi in steady-state finalizzate allo studio degli impatti sulla rete della modifica dei profili di carico. A questo scopo, è stato impiegato il modulo di calcolo Loadflow Time Simulation di NEPLAN. Le otto macchine sincrone sono state quindi simulate come elementi di generazione di tipo SLACK e nodi P-V; linee e trasformatori sono stati simulati come elementi passivi, costituiti dalle relative impedenze e ammettenze; i carichi sono stati simulati come nodi P-Q aventi dei determinati profili di carico. I profili di carico sono stati in parte ricavati dalle misure effettuate da ENEA sulla rete durante la presente annualità e in parte sono stati ottenuti da specifiche simulazioni in Matlab, tenendo conto dei dati già acquisiti e delle ipotesi già fatte nelle annualità precedenti. Per i dettagli delle misure dei profili di carico si rimanda all'apposito studio condotto da ENEA.

**Tabella 30** Elenco dei gruppi di generazione con relative potenze elettriche.

<i>Gruppo</i>	<i>P<sub>N</sub> [kW]</i>
<b>G1</b>	4100
<b>G2</b>	1328
<b>G3</b>	1470
<b>G4</b>	2800
<b>G5</b>	1893
<b>G6</b>	2998
<b>G7</b>	2935
<b>G8</b>	5040

Il modulo di calcolo *Loadflow Time Simulation* permette la risoluzione del problema di load flow per sistemi di potenza con assegnati profili di carico. Il calcolo prevede la risoluzione di una sequenza di loadflow in numero corrispondente ai dati specificati nei profili di potenza: le potenze attive e reattive di carichi e generatori con assegnati profili sono determinati prima di ogni iterazione.

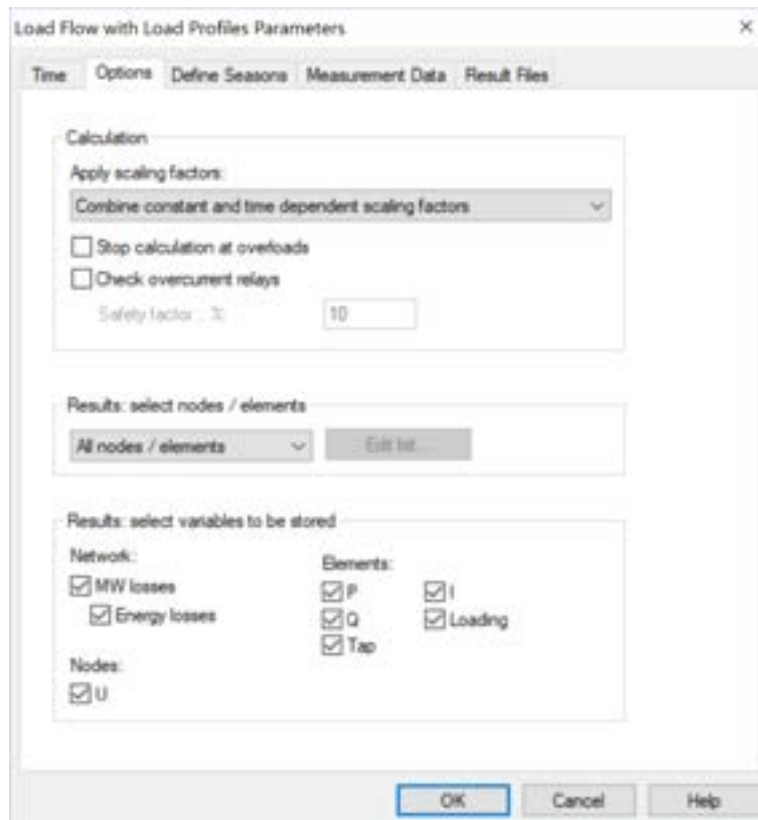
I parametri di calcolo del modulo Loadflow Time Simulation possono essere assegnati tramite la finestra di dialogo mostrata in [Figura 127](#).



Figura 127 Parametri di calcolo del modulo Loadflow Time Simulation – Time.

Come mostrato in **Figura 127**, è possibile eseguire un singolo calcolo di load flow oppure specificare una sequenza di simulazioni. La sequenza di simulazioni è caratterizzata da un istante di inizio, da un istante di fine e da un passo di incremento temporale. Il numero totale di simulazioni sarà dunque individuato come  $(tEnd-tStart)/tStep+1$ . Gli estremi della sequenza di simulazione sono entrambi definiti da anno, mese, giorno e ora (nel formato hh:mm). È anche possibile una quick selection, nel caso in cui si vogliano eseguire simulazioni per profili di carico di tipo giornaliero (Day simulation).

Il modulo di calcolo *Loadflow Time Simulation* permette di applicare i fattori di scala sia nel caso in cui questi siano definiti come tempo-dipendenti, sia nel caso in cui questi siano definiti in parte come costanti e in parte come tempo-dipendenti. L'utente può scegliere di interrompere il calcolo all'occorrenza di sovraccarichi, e di lasciare che l'algoritmo di risoluzione verifichi lo stato dei relè di protezione contro le sovracorrenti. Questo consente di verificare se la modifica dei profili di potenza degli utenti comporti rischi per il sistema elettrico isolano. I risultati della sequenza di calcolo possono essere opportunamente selezionati e filtrati in base ai settings definiti dall'utente. Queste opzioni aggiuntive possono essere impostate nella finestra di dialogo mostrata in **Figura 128**.



**Figura 128** Parametri di calcolo del modulo Loadflow Time Simulation – Options.

Nel caso specifico, i diagrammi di carico delle cabine sono stati simulati come una sequenza di 96 valori corrispondenti ai valori di potenza media per ciascuno dei 96 intervalli da 15 minuti in cui sono suddivise le 24 ore di una giornata tipo. Il profilo di carico è quindi relativo all'intervallo orario che va dalle ore 0:00 alle ore 24:00 (ultimo intervallo 23:45).

Come mostrato in [Figura 129](#), è inoltre possibile impostare il calcolo su base stagionale, definendo le date di inizio per le stagioni considerate e le eventuali festività.

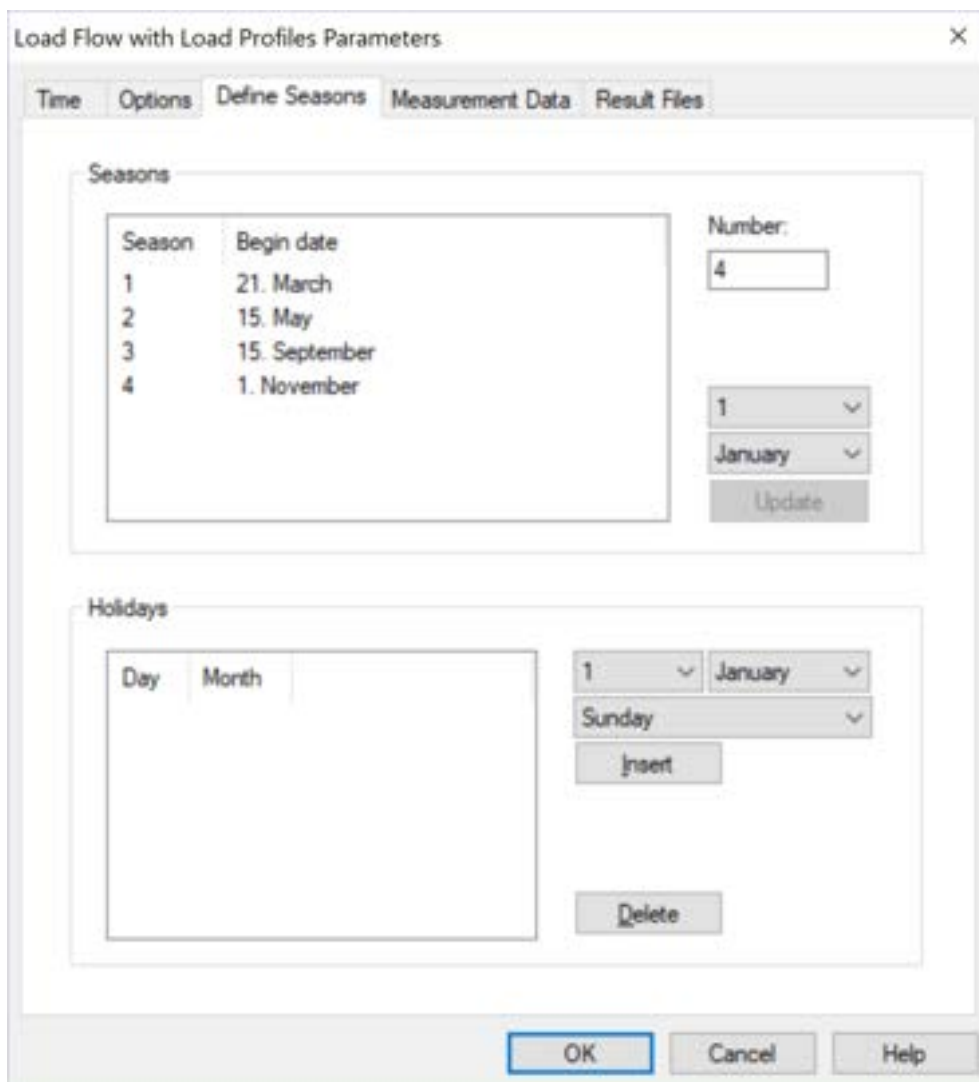
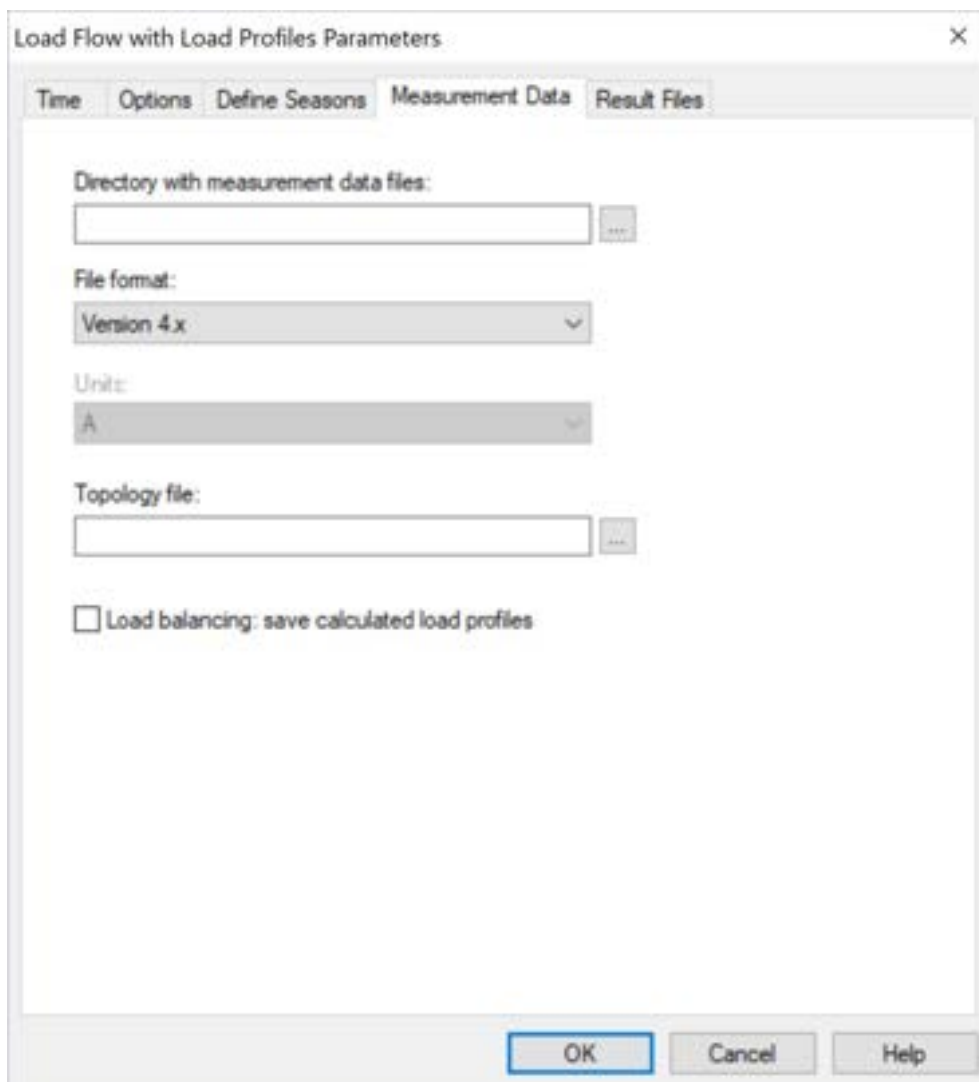


Figura 129 Parametri di calcolo del modulo Loadflow Time Simulation – Define Seasons.

Per inserire i profili di potenza ottenuti da misure effettuate sulla rete, si è utilizzata la finestra di dialogo riportata in [Figura 130](#) che permette di inserire i valori misurati attraverso un file di testo.



**Figura 130** Parametri di calcolo del modulo Loadflow Time Simulation – Measurement Data.

Una volta specificati i parametri riguardanti il calcolo Loadflow Time Simulation come prima descritto, il passo successivo riguarda l’inserimento dei profili di carico da assegnare agli elementi di rete. I profili di carico sono definibili attraverso le funzionalità offerte dai dialoghi User Defined Scaling Factors ([Figura 131](#)).

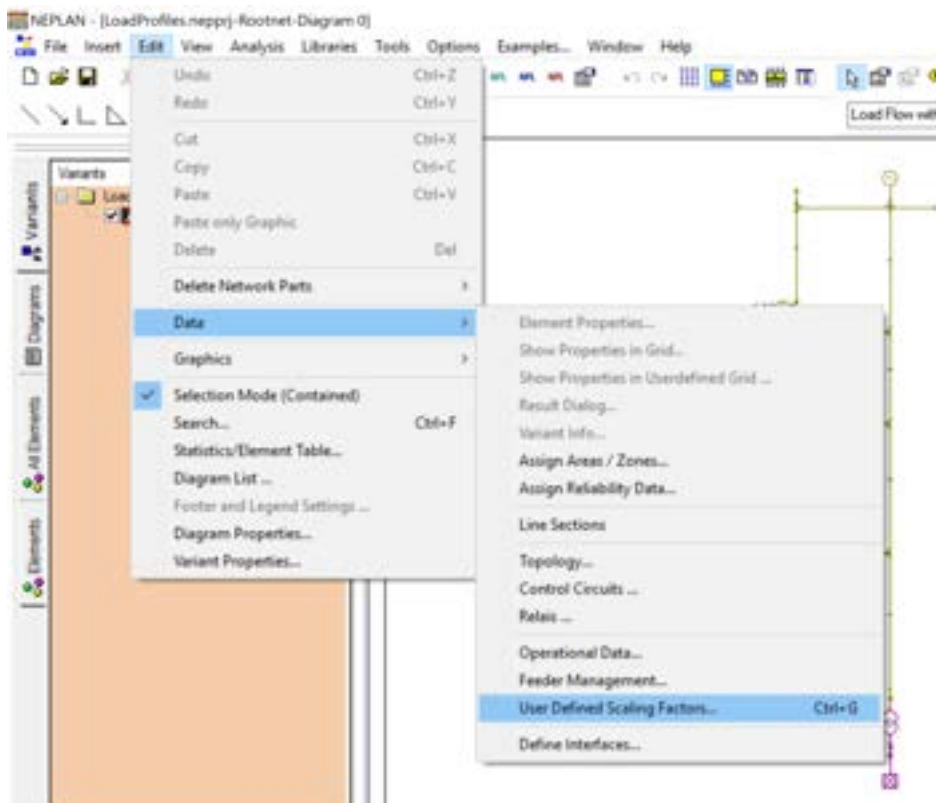


Figura 131 Dialogo User Defined Scaling Factors.

Il dialogo permette l’inserimento di profili di potenza attiva e reattiva totalmente definibili dall’utente: il primo passo è la definizione di un tipo di fattori di scala (Figura 132). Per un dato tipo, è possibile inserire il profilo orario per i diversi giorni della settimana in base alla tipologia di giorno considerata: sono differenziati i giorni lavorativi (lunedì-venerdì), il sabato e la domenica. In combinazione al profilo orario giornaliero, è possibile associare il numero di stagioni prese in considerazione e un eventuale profilo di lungo termine specificato su base annuale. Per un dato tipo di fattori di scala, è anche possibile definire ulteriori parametri come i fattori costanti per lo scalamento manuale, i fattori di Velandar e i parametri relativi alla modellazione della caduta di tensione nel simultaneity model.

**Figura 132** Dialogo User Defined Scaling Factors – Scaling Factors.

I profili orari giornalieri assegnati a un dato tipo di fattori di scala sono specificati nell'apposita finestra di dialogo mostrato in Figura 10. L'utente può inserire in forma tabellare un diverso fattore di scala per ogni istante di tempo considerato nell'arco temporale di un giorno (24 ore): l'applicazione del fattore di scala a un dato elemento di rete (carico o generatore) permette di implementare i profili di potenza attiva e reattiva desiderati. L'incremento temporale tra due entries successive della tabella è completamente definibile dall'utente in base alle informazioni specificati nei dati a sua disposizione. Come mostrato in **Figura 133** il software offre inoltre un'immediata visualizzazione del profilo orario nel diagramma integrato.

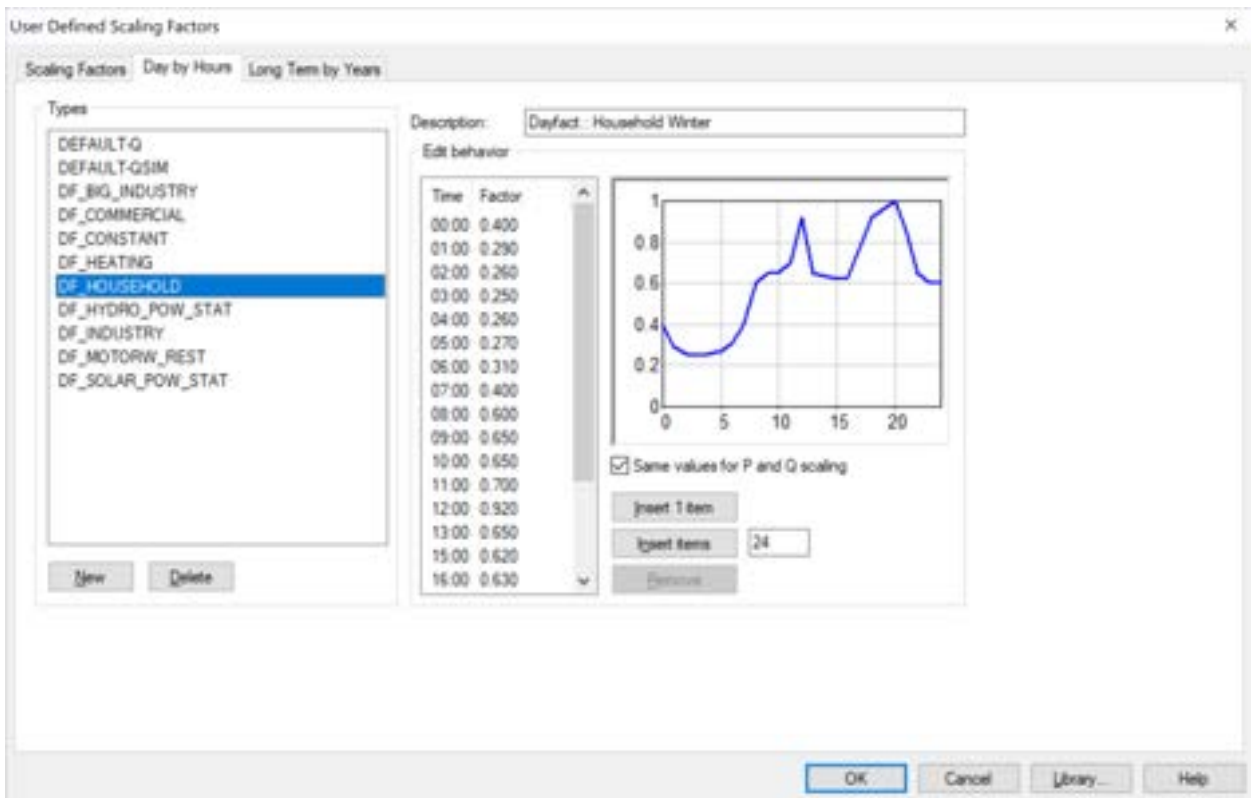


Figura 133 Dialogo User Defined Scaling Factors – Day by Hours.

Nel caso in esame, sulla base delle misure effettuate da ENEA che rilevano un fattore di potenza compreso tra 0,96 e 1, si è assegnato uno stesso fattore di potenza pari a 0,95 (valore cautelativo) ad ogni intervallo temporale per il calcolo del profilo giornaliero di potenza reattiva a partire da quello di potenza attiva. I profili di potenza attiva sono stati invece ricavati implementando in Matlab gli algoritmi di gestione dei dispositivi flessibili descritti ai paragrafi precedenti.

### 5.3.2 Modello della rete BT

Non disponendo di informazioni dettagliate sullo sviluppo della rete BT a valle dei trasformatori delle cabine secondarie dell'isola, per delle valutazioni di natura generale sugli impatti delle logiche di DR sulla rete di bassa tensione si è considerata la rete tipo rappresentata in Figura 134, come già fatto in [20]. Il sistema a valle di ciascuna cabine secondaria di trasformazione comprende N linee in cavo in bassa tensione identiche derivate dal trasformatore e ogni linea serve 20 abitazioni (10 coppie di abitazioni identificate con le sigle H1, H2, etc).

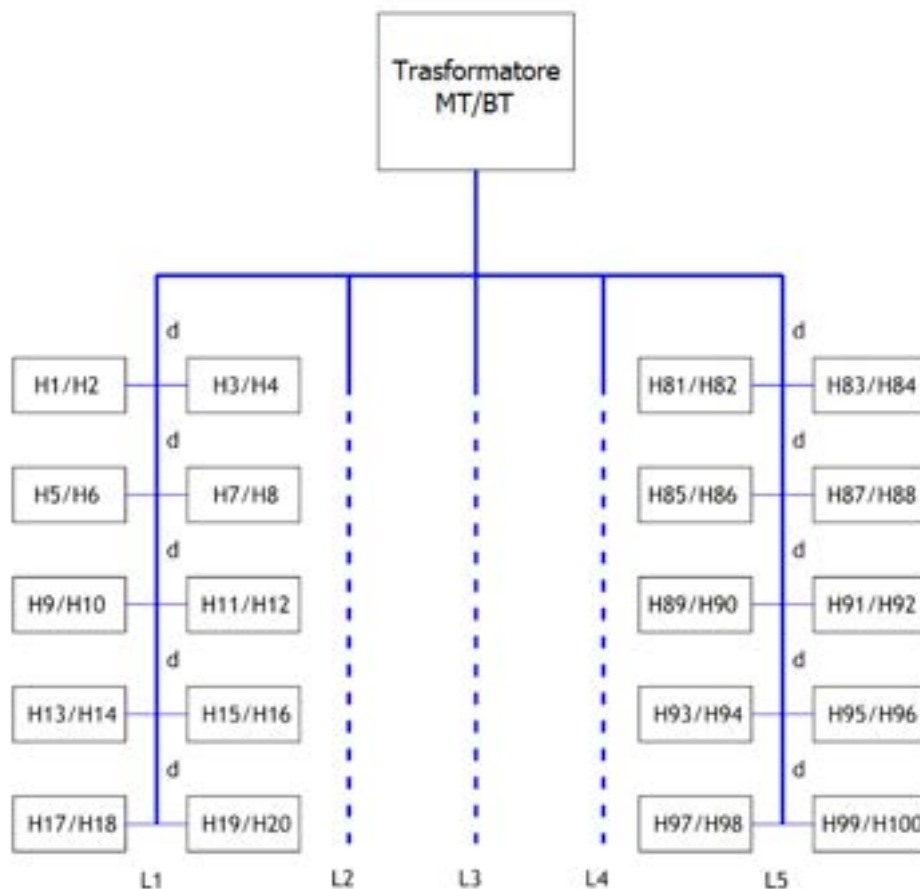


Figura 134 Schema semplificato della rete di distribuzione in bassa tensione a 400V alimentata da un trasformatore installato in una cabina di distribuzione.

Le caratteristiche dei cavi sono riportati nella seguente [Tabella 31](#)

Tabella 31 Caratteristiche tecniche del sistema.

Cavo BT	
<b>Sigla</b>	FG70R
<b>Sezione del conduttore</b>	50 mm <sup>2</sup>
<b>Resistenza chilometrica</b>	0,389 Ω/km
<b>Reattanza chilometrica</b>	0,0779 Ω/km
<b>Lunghezza totale di ogni linea</b>	120 m

## 5.4 Risultati delle simulazioni

### 5.4.1 Ottimizzazione del profilo di potenza di un utente passivo

Tutte le abitazioni sono considerate dotate delle medesime apparecchiature, tra cui una lavastoviglie, una lavatrice e uno scaldabagno elettrico per la produzione di ACS. Come già fatto in [20], le famiglie sono tutte considerate con 2-3 componenti, in quanto tale situazione rappresenta una condizione media per le famiglie dell'isola.

Coerentemente con quanto stabilito nel presente capitolo, nei calcoli i profili di carico degli utilizzatori elettrici sono stati generati considerando un intervallo di simulazione di 15 minuti, considerato sufficientemente accurato per questo tipo di studi, come mostrato in [20], [22]-[26].

Per simulare l'accensione della lavastoviglie e della lavatrice sono state considerate le probabilità di utilizzo utilizzate in [22] e rappresentate in [Figura 135](#).

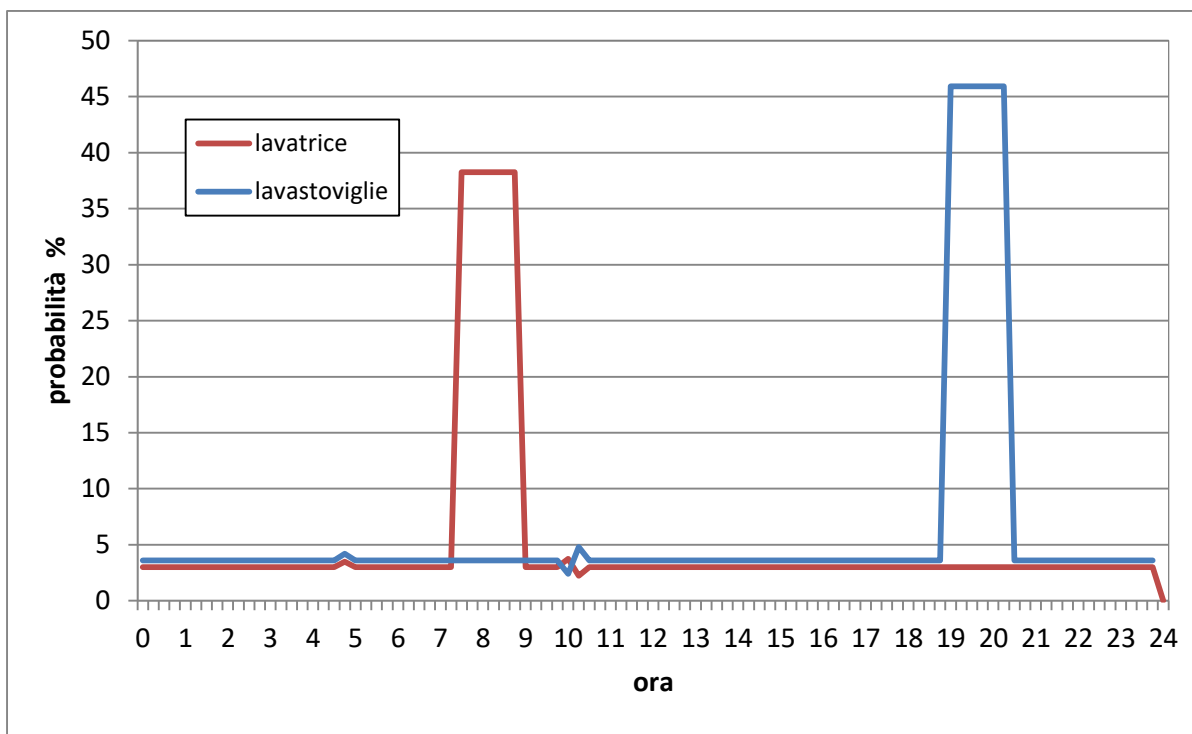


Figura 135 Probabilità di utilizzo assunte per lavatrice e lavastoviglie.

Per valutare gli impatti sulla rete BT delle logiche di DR definite nel paragrafo 2.3, si è proceduto come segue:

- è stato assunto a riferimento come scenario in assenza di automazione, il profilo di carico medio giornaliero di un utente residenziale individuato sulla base delle misure presso gli utenti e descritto in [18];
- sono stati calcolati i profili di carico medi giornalieri per le lavastoviglie e lavatrici delle abitazioni alimentate da ogni linea;
- sono stati stabiliti opportuni intervalli di accensione di lavastoviglie e lavatrici in modo da ottimizzare il profilo di utente in accordo a quanto descritto nel paragrafo 2.3.1. Le accensioni avvengono in un intervallo di tempo casuale in fascia F2 o F3 scelto in modo tale che il ciclo di lavoro dell'elettrodomestico si completi dentro la fascia oraria con il prezzo minore;
- sono stati calcolati i profili di potenza medi giornalieri delle pompe di calore in assenza di DR e sono stati sostituiti ai profili di potenza medi degli scaldabagni elettrici presenti attualmente nelle installazioni;
- sono stati calcolati i profili di potenza medi giornalieri delle stesse pompe di calore in presenza di DR e in accordo quanto descritto nel paragrafo 2.3.1;
- sono stati calcolati i profili di potenza medi giornalieri dei condizionatori in assenza di DR;
- sono stati calcolati i profili di potenza medi giornalieri degli stessi condizionatori in presenza di DR e in accordo quanto descritto nel paragrafo 2.3.1;
- il nuovo profilo di potenza medio giornaliero dell'abitazione è stato calcolato sostituendo al profilo probabile di accensione di lavatrici, lavastoviglie, condizionatori e pompe di calore, quelli ottenuti in presenza di DR;
- i profili di potenza ottenuti sono stati utilizzati per valutare le perdite sulla rete in [Figura 134](#).

Con riferimento a quest'ultimo punto, si precisa che tale calcolo è stato effettuato soltanto al fine di valutare come una particolare gestione dei dispositivi da parte degli utenti possa impattare sulla rete elettrica. Infatti, visto che la logica di controllo considerata guarda soltanto alle esigenze dell'utente, non è possibile prevedere in anticipo quali effetti le modifiche del profilo di potenza dell'utente avranno sulla rete.

Le valutazioni sono state effettuate con riferimento al caso estivo per il quale si dispone dei rilievi dei profili di potenza sia d'utente che di una delle cabine di trasformazione secondaria.

I grafici in **Figura 136** rappresentano i profili di potenza medi giornalieri nei seguenti scenari:

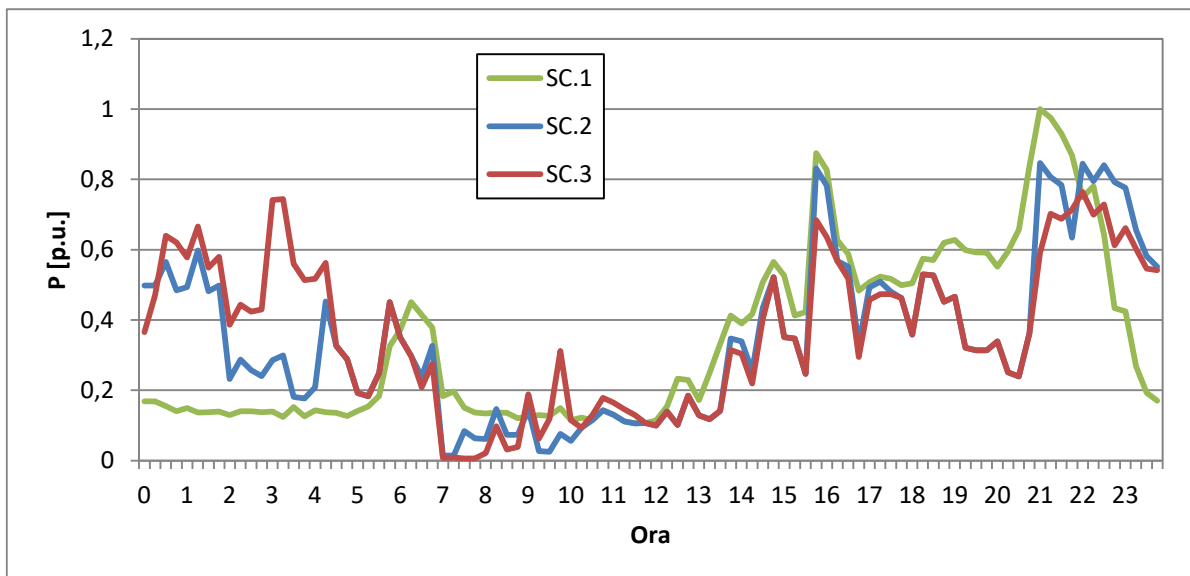
- scenario 1 – SC.1: generica abitazione con pompa di calore per produzione di ACS in assenza di DR;
- scenario 2 – SC.2: generica abitazione con pompa di calore per produzione di ACS in presenza di logiche di DR per la riduzione dei consumi in fascia F1 con il solo controllo di lavatrici e lavastoviglie;
- scenario 3 – SC.3: come nello scenario 2 ma con il controllo di pompe di calore per produzione di ACS, lavatrici e lavastoviglie.

I profili di potenza sono espressi in p.u. rispetto al picco dello scenario 1.

I risultati mostrano che un controllo delle pompe di calore in modo che tra le 3:00 e le 6:00 del mattino la temperatura di set-point sia 3°C più elevata che nelle altre ore della giornata, consente di spostare parte dei consumi per il riscaldamento dell'ACS nella fascia F2/F3.

La **Tabella 32** sintetizza i risultati delle simulazioni in termini di energia assorbita dalla rete nelle fasce F1 e F2/F3, di riduzione del picco di potenza e di riduzione delle perdite in rete rispetto al caso base (SC.1).

Nello scenario 3 la quota di consumi in fascia F2/F3 è massima rispetto agli altri scenari e il picco di potenza assorbito dall'abitazione diminuisce rispetto allo scenario 1 maggiormente che nello scenario 2. Tuttavia, le perdite in linea diminuiscono meno rispetto allo scenario 2. Ciò è dovuto al maggior addensamento di carico elettrico in alcune fasce orarie (in particolare nella fascia 1:00-5:00 di notte) che determina un aumento del flusso di corrente sui conduttori delle linee di bassa tensione.



**Figura 136** Diagramma di carico mediato sul comportamento di 20 abitazioni negli scenari SC.1, SC.2 e SC.3.

**Tabella 32 Variazioni rispetto allo scenario SC.1.**

Scenario	Percentuale di assorbimento in fascia F2/F3	Percentuale di assorbimento in fascia F1	Riduzione del picco massimo di potenza rispetto a SC.1	Riduzione delle perdite in linea rispetto a SC.1
SC.1	48%	52%	-	-
SC.2	60%	40%	15,39%	3,98%
SC.3	62%	38%	23,58%	0,71%

E' da sottolineare che, nel caso in esame, la rete ha beneficiato dell'ottimizzazione effettuata presso l'impianto di utente soltanto perché l'algoritmo per l'accensione delle lavatrici e delle lavastoviglie è stato impostato in modo tale che gli istanti di accensione fossero scelti casualmente all'interno delle fasce F2/F3. Se invece si volesse minimizzare il disagio per l'utente, l'accensione dei dispositivi dovrebbe avvenire sempre al primo intervallo di tempo utile alla fine della fascia F1 (compatibilmente con il vincolo di non superamento della potenza contrattuale dell'utente). Ciò potrebbe determinare un addensamento di carico elettrico in corrispondenza di tale intervallo con conseguenze in termini di aumento del picco di consumo e aumento delle perdite in rete.

#### 5.4.2 Ottimizzazione del profilo di potenza di un utente attivo

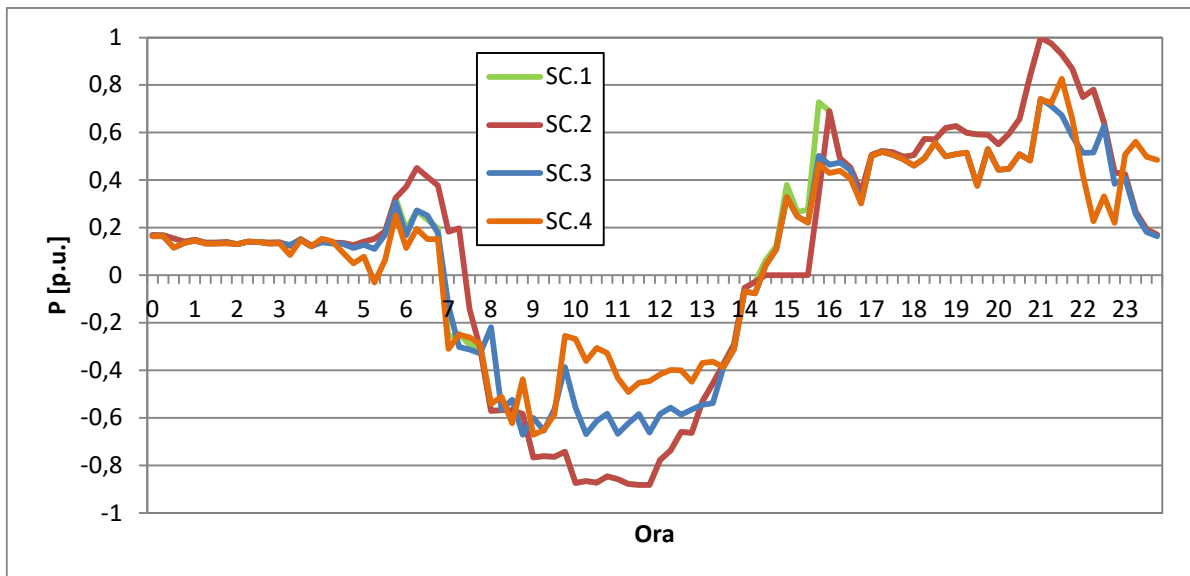
Anche in questo caso, tutte le abitazioni sono considerate dotate delle medesime apparecchiature e le famiglie sono tutte considerate con 2-3 componenti. L'unica differenza sostanziale rispetto al caso precedente è dovuta alla presenza presso le abitazioni di un impianto fotovoltaico da 3 kWp dotato di sistema di accumulo da 5 kWh.

Coerentemente con quanto descritto nel paragrafo precedente per gli utenti passivi, sono stati valutati i profili di potenza giornalieri in quattro diversi scenari:

- scenario 1 – SC.1: assenza di azioni di DR e assenza di sistema di accumulo;
- scenario 2 – SC.2: assenza di azioni di DR e sistema di accumulo programmato di default per massimizzare l'autoconsumo da parte dell'utente;
- scenario 3 – SC.3: come nello scenario 2 ma con la presenza di logiche di DR con il solo controllo di lavatrici e lavastoviglie per massimizzare l'assorbimento di potenza negli orari di produzione fotovoltaica;
- scenario 4 – SC.4: come nello scenario 3 ma con la presenza di logiche di DR per il controllo di pompe di calore per ACS, lavatrici e lavastoviglie per massimizzare l'assorbimento di potenza negli orari di produzione fotovoltaica.

I risultati delle simulazioni nello scenario 4 sono stati ottenuti con un controllo delle pompe di calore che innalza la temperatura di set-point dell'accumulo di 3°C tra le 11:00 e le 13:00 rispetto alle altre ore della giornata, consentendo così di anticipare parte dei consumi serali per il riscaldamento dell'ACS nella fascia oraria di produzione da parte del fotovoltaico. I profili giornalieri di potenza sono riportati in **Figura 137**.

La **Tabella 33** sintetizza i risultati delle simulazioni in termini di percentuali dei consumi energetici nelle fasce orarie HFV (convenzionalmente assunta dalle 8:00 alle 17:00 come fascia in cui si ha un contributo significativo da parte del generatore fotovoltaico) e HNO-FV (restanti ore della giornata), di riduzione del picco massimo di potenza giornaliero e di riduzione delle perdite in rete rispetto al caso base (SC.1).



**Figura 137** Diagramma di carico mediato sul comportamento di 20 abitazioni negli scenari SC.1, SC.2, SC.3 e SC.4.

**Tabella 33** Variazioni rispetto allo scenario SC.1.

Scenario	Percentuale di assorbimento in fascia H <sub>FV</sub>	Percentuale di assorbimento in fascia H <sub>NO-FV</sub>	Riduzione del picco massimo di potenza rispetto a SC.1	Riduzione delle perdite in linea rispetto a SC.1
<b>SC.1</b>	42%	58%	-	-
<b>SC.2</b>	42%	58%	0%	1,5%
<b>SC.3</b>	52%	48%	25,94%	36,5%
<b>SC.4</b>	53%	47%	16,39%	46,4%

Come mostrato dalla tabella precedente, lo scenario 2 non presenta una diversa ripartizione dei consumi tra le due fasce orarie prese in considerazioni. Questo è dovuto semplicemente al fatto che lo scenario 2 non prevede una diversa gestione dei carichi elettrici rispetto a quanto avviene nello scenario 1.

Lo scenario 4 comporta un lieve miglioramento rispetto allo scenario 3 in termini di riduzione delle perdite in rete e di aumento della quota di consumi in fascia H<sub>FV</sub>, ma una minore riduzione del picco di potenza massimo.

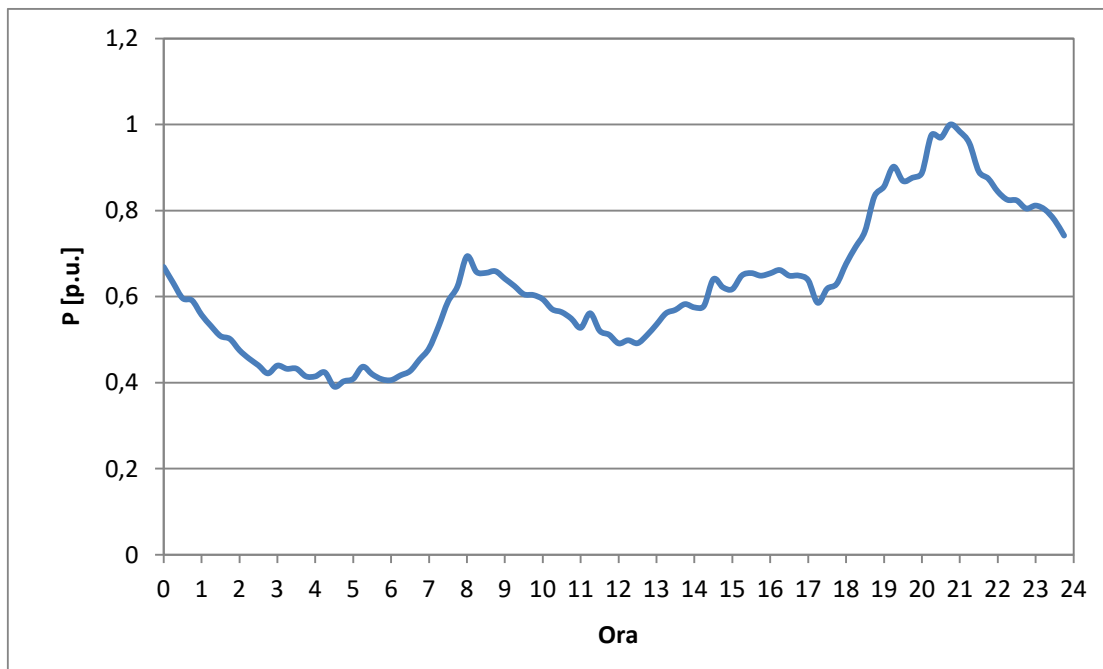
#### 5.4.3 Ottimizzazione del profilo di carico giornaliero dell'isola

Per valutare gli effetti sul profilo di carico giornaliero dell'isola, si è assunto come scenario di riferimento quello ricostruito a partire dai dati misurati da ENEA presso una delle cabine di distribuzione dell'isola. La cabina, denominata Triangolo, ha un trasformatore da 160 kVA ed alimenta 34 utenti di tipo residenziale e tre di tipo diverso.

Dato che non si dispone di misure presso altre cabine, si è assunto, ai fini dei seguenti calcoli, che il profilo medio rilevato presso la cabina Triangolo potesse essere preso come riferimento anche per le altre cabine alimentanti carichi prevalentemente di tipo residenziale, utilizzando un opportuno fattore di scala che tiene in conto il rapporto tra la taglia del trasformatore installato presso ciascuna cabina e quella del trasformatore installato presso la cabina Triangolo. La ricostruzione in NEPLAN dei profili con fattori di scala diversi è stata illustrata nel precedente paragrafo 1.4.1.

Per le cabine alimentati carichi non residenziali sono stati invece assunti dei profili di carico generici che, sommati a quelli delle cabine per utenze residenziali, restituissero il profilo di produzione estivo giornaliero dell'isola riportato in [18].

Lo studio è stato condotto con riferimento al periodo estivo, dato che le misure collezionate sono relative ad esso. Il profilo di carico, espresso in p.u. del picco di potenza giornaliero utilizzato per la risoluzione del load flow con NEPLAN è rappresentato in [Figura 138](#).



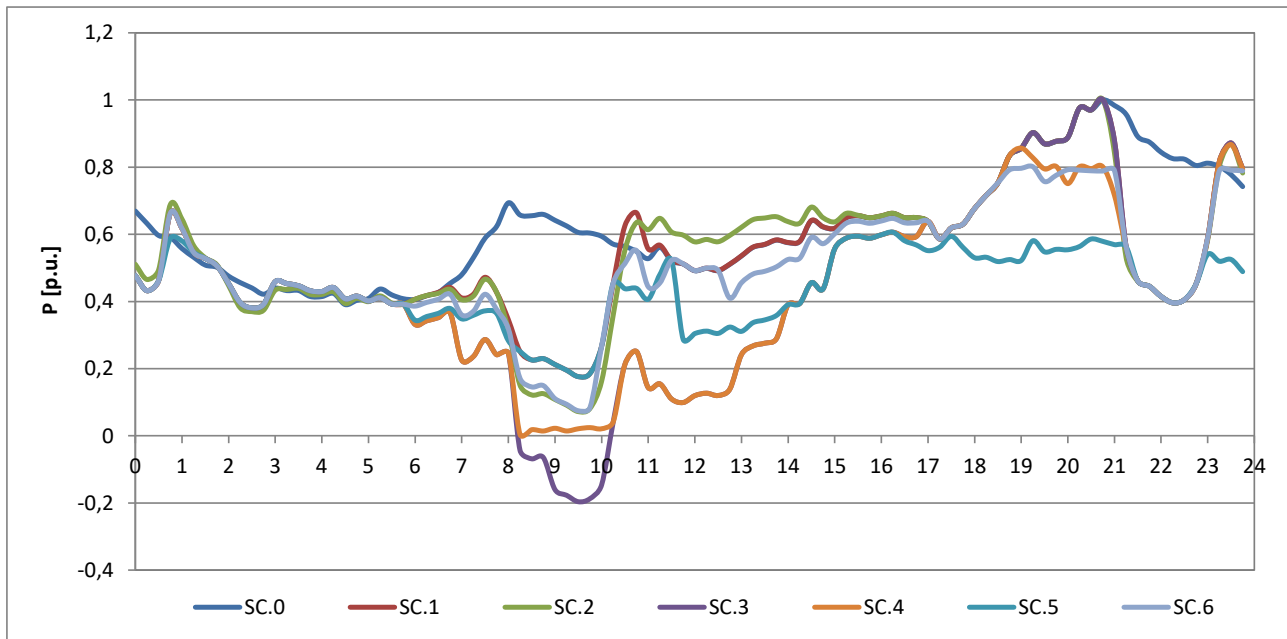
**Figura 138** Profilo di carico giornaliero in p.u. di una cabina alimentante in prevalenza utenze di tipo residenziale.

Indicato con **Scenario 0** quello in assenza di fotovoltaico e controllo dei carichi, sono stati ipotizzati altri sei diversi possibili scenari di funzionamento, descritti di seguito.

- **Scenario 1:** In questo scenario si ipotizza la sostituzione di tutti gli scaldabagni elettrici con pompe di calore per la produzione di ACS. Non sono presenti azioni di controllo dei carichi elettrici né sono presenti impianti di produzione fotovoltaica.
- **Scenario 2:** In questo scenario si ipotizza la sostituzione di tutti gli scaldabagni elettrici con pompe di calore per la produzione di ACS controllate in modo tale da dimezzare in ogni intervallo di 15 minuti la richiesta di potenza da parte dell'aggregato delle pompe di calore. Non sono presenti impianti di produzione fotovoltaica.
- **Scenario 3:** In questo scenario si ipotizza la sostituzione di tutti gli scaldabagni elettrici con pompe di calore per la produzione di ACS non controllate. Inoltre si ipotizza che il 30% degli utenti sia dotato di impianto di produzione fotovoltaica sprovvisto di sistema di accumulo.
- **Scenario 4:** In questo scenario si ipotizza la sostituzione di tutti gli scaldabagni elettrici con pompe di calore per la produzione di ACS non controllate. Inoltre si ipotizza che il 30% degli utenti sia dotato di impianto di produzione fotovoltaica provvisto di sistema di accumulo e che questo sia utilizzato per impedire fenomeni di power reverse flow e contemporaneamente ridurre il picco di potenza serale (azione di valley filling e peak shaving).
- **Scenario 5:** In questo scenario si ipotizza la sostituzione di tutti gli scaldabagni elettrici con pompe di calore per la produzione di ACS. Inoltre si ipotizza che il 30% degli utenti sia dotato di impianto di produzione fotovoltaica. I sistemi di controllo dei carichi residenziali agiscono sulle batterie di accumulatori installati presso gli utenti (se presenti), sulle pompe di calore, sulle lavatrici e sulle lavastoviglie, in accordo a quanto descritto al paragrafo 2.3.2.
- **Scenario 6:** In questo scenario si ipotizza la sostituzione di tutti gli scaldabagni elettrici con pompe di calore per la produzione di ACS. Inoltre si ipotizza che soltanto il 10% degli utenti sia dotato di impianto di produzione fotovoltaica. I sistemi di controllo dei carichi residenziali

agiscono sulle batterie di accumulatori installati presso gli utenti (se presenti), sulle pompe di calore, sulle lavatrici e sulle lavastoviglie in accordo a quanto descritto al paragrafo 2.3.2. Lo scenario, rispetto allo Scenario 5 risulta più cautelativo in quanto prevede l'installazione nell'isola di circa 855 kWp di impianti di produzione fotovoltaica contro circa 2,5 MW nello Scenario 5.

I profili di carico giornalieri per ogni cabina, espressi in p.u. rispetto al picco di potenza nello scenario 0, sono riportati in [Figura 139](#).



**Figura 139** Profili di potenza giornalieri della generica cabina nei cinque scenari considerati.

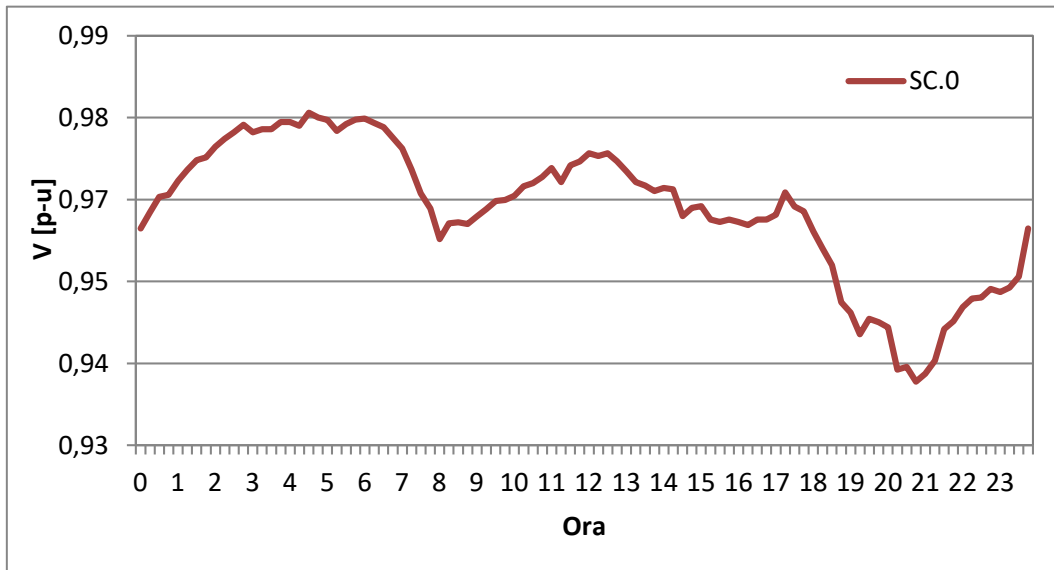
L'analisi degli scenari considerati mostra chiaramente alcune situazioni degne di nota.

Nello scenario 2, il controllo delle pompe di calore per ACS non dà benefici particolari al sistema elettrico. In particolare, osservando il picco serale si può notare come questo non si riduca di entità ma soltanto di durata.

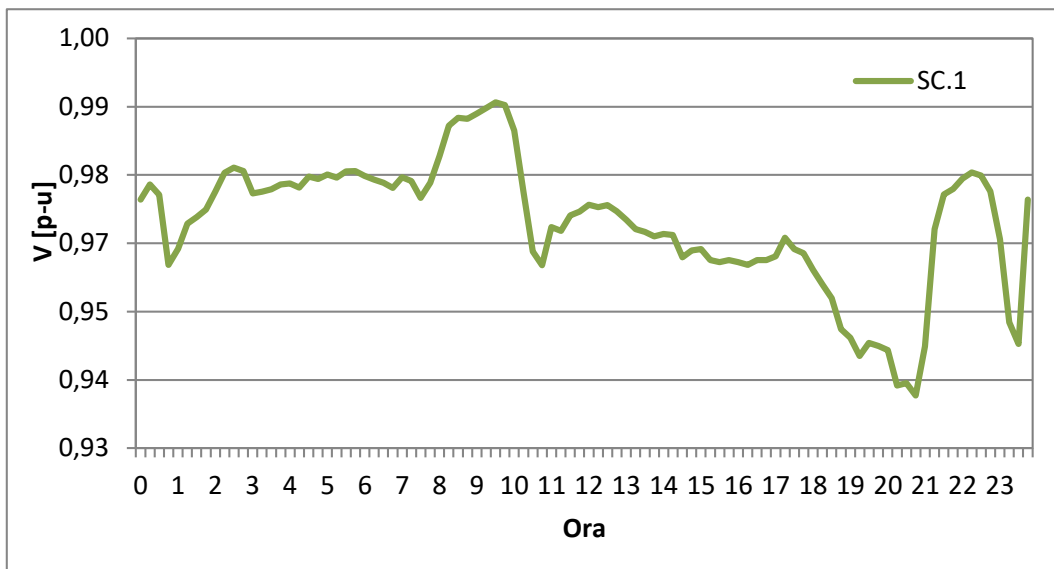
Ancora, nello scenario 3, un controllo delle pompe di calore non coordinato con la produzione fotovoltaica potrebbe avere un effetto negativo sul profilo di potenza della cabina determinato un fenomeno di power reverse flow (sebbene di lieve entità) nelle prime ore della giornata. In quelle ore, infatti, il carico è prevalentemente dovuto al riscaldamento dell'acqua per usi sanitari, pertanto, una sua riduzione dovuta ad uno spostamento nelle ore successive della giornata, determina un surplus di produzione che fluisce dalla rete BT alla rete MT. In questa situazione, l'utility dovrebbe provvedere ad installare degli impianti di accumulo elettrico centralizzati presso le proprie cabine per restituire agli utenti la quota di energia prodotta in eccesso nelle ore in cui si verifica il fenomeno del power reverse flow. Questa soluzione è economicamente dispendiosa e comporta occupazione di spazi che potrebbero non essere sempre disponibili in prossimità delle cabine di trasformazione, specialmente all'interno del centro urbano. Tuttavia, l'accumulo centralizzato può essere preso in considerazione nei casi in cui si preveda un suo utilizzo per fornire servizi ancillari quali la regolazione primaria veloce o l'inerzia sintetica per migliorare la stabilità della rete.

Lo scenario 4 consente di eliminare il problema del power reverse flow e contemporaneamente di ridurre il picco serale, sfruttando i convertitori degli impianti fotovoltaici con accumulo per appena il 50% della loro potenzialità.

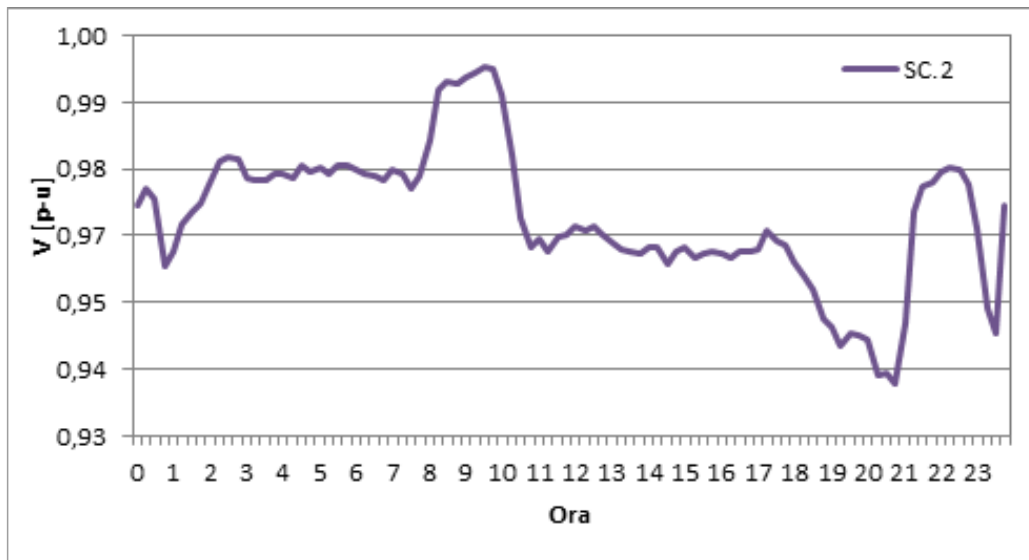
Di seguito (da **Figura 140** a **Figura 146**) è rappresentato l'andamento giornaliero della tensione in p.u. nel nodo più distante dalla centrale.



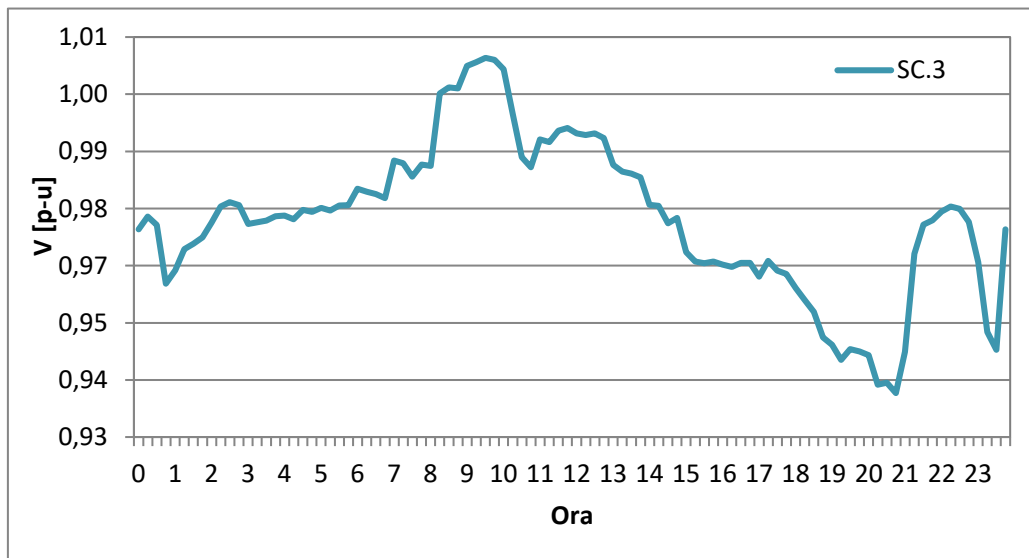
**Figura 140** Andamento giornaliero della tensione in p.u. nel nodo della rete MT più distante dalla centrale (SC.0).



**Figura 141** Andamento giornaliero della tensione in p.u. nel nodo della rete MT più distante dalla centrale (SC.1).



**Figura 142** Andamento giornaliero della tensione in p.u. nel nodo della rete MT più distante dalla centrale (SC.2).



**Figura 143** Andamento giornaliero della tensione in p.u. nel nodo della rete MT più distante dalla centrale (SC.3).

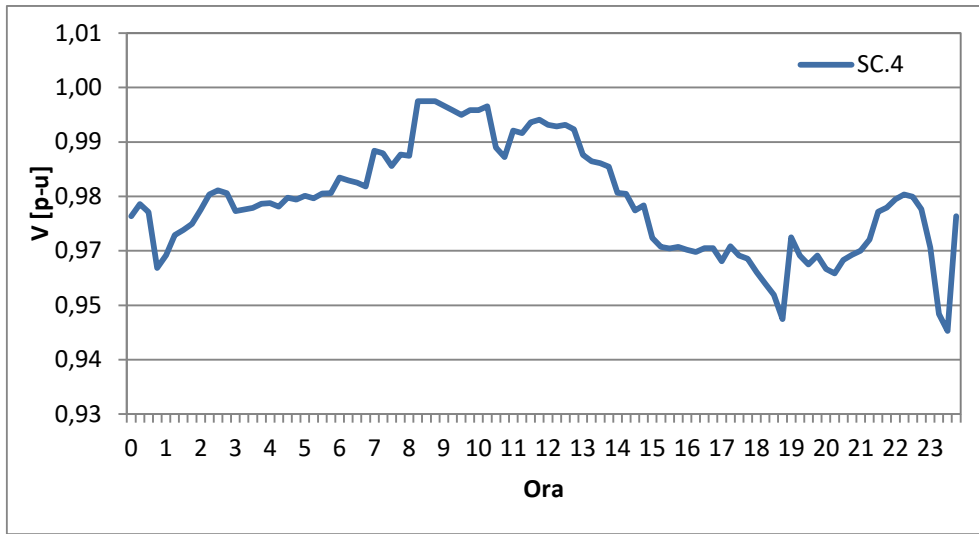


Figura 144 Andamento giornaliero della tensione in p.u. nel nodo della rete MT più distante dalla centrale (SC.4).

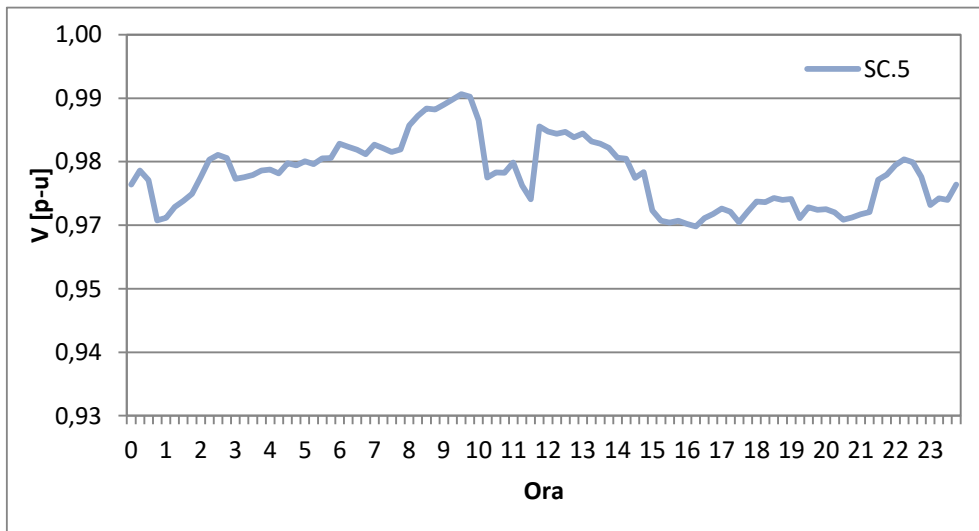
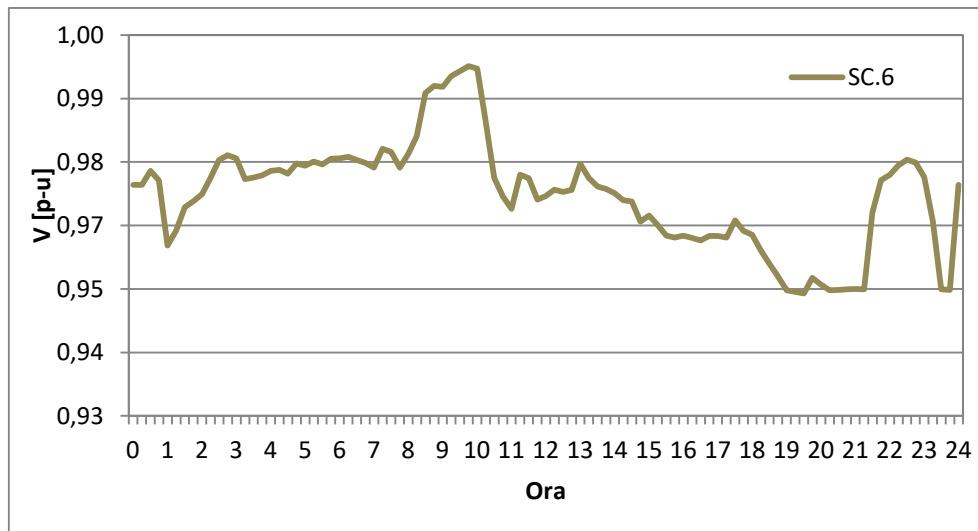


Figura 145 Andamento giornaliero della tensione in p.u. nel nodo della rete MT più distante dalla centrale (SC.5).



**Figura 146** Andamento giornaliero della tensione in p.u. nel nodo della rete MT più distante dalla centrale (SC.6).

La **Tabella 34** riporta le variazioni percentuali del picco massimo di potenza, delle perdite giornaliere di energia attiva e della caduta di tensione media rispetto allo scenario 0.

**Tabella 34** Variazioni rispetto allo scenario SC.0.

Scenario	Variazione del picco massimo di potenza rispetto a SC.0	Variazione delle perdite di energia nella rete rispetto a SC.0	Variazione della tensione media rispetto a SC.0
<b>SC.1</b>	0	-21%	-0,50%
<b>SC.2</b>	0	-19%	-0,51%
<b>SC.3</b>	0	-37%	-1,16%
<b>SC.4</b>	-13,28%	-41%	-1,27%
<b>SC.5</b>	-39,39%	-51%	-1,15%
<b>SC.6</b>	-19,91%	-32%	-0,75%

Come è evidente dai valori numerici riportati in tabella, tutti gli interventi considerati, compreso quelli di semplice sostituzione degli scaldabagni elettrici con pompe di calore non controllate, comportano dei benefici per la rete MT dell'isola sia in termini di riduzione delle cadute di tensione che in termini di riduzione delle perdite in rete.

Gli stessi effetti si hanno ovviamente nella rete BT, dato che i profili di potenza utilizzati per simulare gli assorbimenti delle cabine, sono aggregati dei profili di tutti gli utenti a valle dei trasformatori.

## Conclusioni

Il presente report rappresenta il documento conclusivo della ricerca svolta nell'ultimo triennio presso l'Isola di Lampedusa. La ricerca ha consentito di esaminare tre principali soluzioni per l'efficientamento della rete elettrica isolana e la riduzione dei consumi elettrici delle utenze private, in particolare:

1. utilizzo di impianti di climatizzazione alimentati da collettori solari termici del tipo Dessicant Cooling con eventuale produzione di ACS;
2. utilizzo di Pompe di Calore dedicate alla produzione di ACS abbinate opportunamente a un sistema di produzione FER;
3. utilizzo di opportune logiche di Demand-Response applicate sui dispositivi flessibili distribuiti presso gli utenti residenziali.

Per quanto riguarda il primo punto, sono state predisposti e monitorati nel corso delle annualità due impianti pilota che sfruttano la tecnologia *Freescoo*: *freescoo compatto*, un sistema DEC di prima generazione del tipo all-in-one e *freescoo facade*, in cui si utilizzano le stesse componenti del primo ma secondo un assemblaggio split con collettori solari remoti e produzione in contemporanea di ACS. L'impianto *freescoo facade* (presentato nel primo capitolo) ha mostrato avere buone prestazioni in regime di riscaldamento rispetto al clima dell'isola di Lampedusa mentre si sono evidenziati alcuni limiti sul lato del funzionamento estivo, legati principalmente all'elevato contenuto di umidità dell'aria. Tuttavia nel complesso le prestazioni globali del sistema hanno mostrato comunque buoni risultati. Anche l'accoppiamento del sistema di climatizzazione con la produzione di acqua calda sanitaria è risultato molto vantaggioso in termini di semplicità impiantistica, controllo e prestazioni energetiche. Il sistema *freescoo compatto* (presentato nel Capitolo 2) si è rilevato, nella sua configurazione attuale, non particolarmente idoneo per una applicazione presso il sito di Lampedusa, caratterizzato da un elevato tasso di umidità nell'aria.

Un ulteriore approfondimento relativamente ai consumi dell'ambiente pilota di *freescoo facade* è stato infine condotto durante l'ultima annualità ed ha riguardato le condizioni di comfort visivo all'interno dell'ambiente test e il conseguente risparmio raggiungibile attraverso azioni di controllo delle sorgenti luminose (Capitolo 3). Si è potuto constatare come i sistemi di controllo dell'illuminazione riescano molto di rado ad effettuare una regolazione ideale del flusso luminoso a causa della complessità intrinseca nelle relazioni fra le grandezze luminose interne ed esterne. Ciò non di meno, la loro efficacia in termini di riduzione dei consumi non è trascurabile. Sulla base di questa considerazione si è voluto inoltre mettere in relazione i guadagni solari, il comfort visivo e i consumi dovuti alla illuminazione artificiale modellando opportunamente dei sistemi di ombreggiamento e monitorando, a livello di simulazione numerica, i livelli di comfort visivo e fabbisogno termico dell'ambiente. I risultati mostrano che, all'incremento dei consumi per l'illuminazione che si registra nel caso di abbassamento delle tapparelle corrisponde comunque una modesta riduzione dei guadagni solari con una bassa influenza sui consumi per la climatizzazione.

Relativamente al secondo punto, sulla base di un profilo orario e mensile di prelievo di ACS debitamente dedotto dalle campagne sperimentale condotte durante gli anni presso alcune utenze isolate rappresentative, si è potuto verificare come l'utilizzo di una Pompa di Calore per la produzione acqua calda sanitaria sia, dal punto di vista tecnico, una valida alternativa agli scaldabagni elettrici. Nel Capitolo 4 si è quindi indagata dal punto di vista tecnico/economico la possibilità di un accoppiamento della pompa di calore con un impianto fotovoltaico in diverse configurazioni: impianto FV stand alone da 750 e 1500  $W_p$ , impianto FV grid-connected da 300 e 3000  $W_p$ . In assenza di detrazioni fiscali, l'intervento impiantistico più conveniente risulta essere l'installazione della sola Pompa di Calore o, in alternativa, lo scenario che prevede un impianto grid-connected da 3  $kW_p$  asservito al soddisfacimento del fabbisogno della pompa di calore e degli altri fabbisogni elettrici dell'abitazione tipo, già valutati nella prima annualità.

Relativamente al punto 3, i risultati ottenuti in simulazione hanno mostrato come l'utilizzo di logiche di Demand Response, per il controllo sia dei carichi che dei generatori degli utenti dell'isola, permette, in generale di ottenere dei vantaggi per tutti gli attori coinvolti.

In particolare, con riferimento alle logiche di controllo per l'ottimizzazione del profilo di potenza isolano, si è visto che tutti gli interventi considerati comportano dei benefici per le reti BT e MT dell'isola, sia in termini di riduzione delle cadute di tensione che in termini di riduzione delle perdite in rete. La riduzione dei picchi di prelievo ottenuta per gli scenari SC.4-SC.6 ha benefici anche sulla gestione dei generatori nella centrale termoelettrica della SE.LI.S. Infatti, la minore richiesta di potenza nelle ore di punta, potrebbe tradursi in un diverso scheduling dei generatori diesel della centrale, consentendo di avere più ampi margini di riserva in caso di malfunzionamento di una o più macchine o di lasciare in servizio alcuni generatori con funzione esclusiva di compensatore sincrono, migliorando la stabilità della rete.

Esaminando i risultati ottenuti applicando le logiche di controllo per l'ottimizzazione del profilo di carico dei singoli utenti, come mostrato nelle tabelle riepilogative, anche queste, sebbene pensate esclusivamente per i prosumer, hanno degli effetti benefici sulla rete. Infatti, sia nel caso di utenti attivi che passivi, si riscontrano riduzioni delle perdite nella rete BT e riduzione dei picchi di prelievo.

Le simulazioni, pertanto, mostrano chiaramente la necessità di investimenti per l'automazione degli impianti di utente al fine di un maggior efficientamento delle utenze isolate.

## Bibliografia

- [1] L. Bellia, F. Fragliasso, A. Pedace, *Lighting control systems: factors affecting energy savings' evaluation*, Energy Procedia 78 (2015), 2645-2650.
- [2] M. Bonomolo, M. Beccali, V. Lo Brano, G. Zizzo, *A set of indices to assess the real performance of daylight-linked control systems*, Energy and Buildings 149 (2017), 235-245.
- [3] M. Beccali, V. Lo Brano, M. Ippolito, G. Zizzo, G. Ciulla, G. Leone, P. Finocchiaro, *Simulazione e confronto di tecnologie per la climatizzazione e l'acqua calda sanitaria installate presso gli utenti finali delle isole minori non connesse alla RTN al fine di ridurre i costi energetici ed efficientare il sistema elettrico isolano*, Report RdS/PAR 2016
- [4] UNI EN 12831-3:2018 Prestazione energetica degli edifici – Metodo di calcolo del carico termico di progetto – Parte3: carico termico dei sistemi di acqua calda sanitaria e caratterizzazione dei fabbisogni, Moduli M8-2/3
- [5] UNI 9182:2014, Impianti di alimentazione e distribuzione d'acqua fredda e calda - Progettazione, installazione e collaudo
- [6] REGOLAMENTO (UE) N. 814/2013 DELLA COMMISSIONE 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 in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 06/09/2013
- [7] E. Fuentes, L. Arce, J. Salom, *A review of domestic hot water consumption profiles for application in systems and buildings energy performance analysis*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018) 1530–1547
- [8] [https://www.caleffi.com/sites/default/files/certification\\_contracts/0850113.pdf](https://www.caleffi.com/sites/default/files/certification_contracts/0850113.pdf)
- [9] <https://www.ncdc.noaa.gov/cdo-web/datatools/normals>
- [10] <http://clisun.casaccia.enea.it/Pagine/ProfAccDat.htm>
- [11] CEI 64-57+V1, Edilizia ad uso residenziale e terziario Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici Impianti di piccola produzione distribuita.
- [12] CEI 82-25+V1+V2, Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- [13] Delibera ARERA 05 maggio 2017 300/2017/R/eel, Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo.
- [14] UNI EN 16147:2017, Pompe di calore con compressore elettrico - Prove, valutazione delle prestazioni e requisiti per la marcatura delle apparecchiature per acqua calda sanitaria.
- [15] DECRETO REGIONALE 5 agosto 2015, Recepimento dell'Accordo tra il Governo, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano, ai sensi degli articoli 2, comma 1, lett. b), e 4, comma 1, del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sul documento recante "Linee guida per la prevenzione e il controllo della Legionellosi" in Supplemento Straordinario della Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana n. 35 del 28-8-2015
- [16] DECRETO REGIONALE 8 gennaio 2018. Prezzario unico regionale per i lavori pubblici anno 2018, IN Supplemento ordinario n. 1 alla GAZZETTA UFFICIALE DELLA REGIONE SICILIANA n. 5 del 26 gennaio 2018 (n. 5)
- [17] René Kemna, Martijn van Elburg, *Clause 7(2) of Commission Regulation (EU) No. 814/2013 with regard to ecodesign requirements for water heaters and hot water storage tanks*, VHK for the European Commission 2016

- [18] V. Lo Brano, M. Beccali, M.G. Ippolito, G. Ciulla, P. Finocchiaro, D. La Cascia, G. Leone, G. Zizzo, *Analisi delle tecnologie per la climatizzazione e sistemi ICT applicati agli utenti finali delle isole minori non connesse alla RTN al fine di efficientare il sistema elettrico isolano*, Report RdS/PAR2015/145
- [19] LINEE GUIDA alla presentazione dei progetti per il Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale PREPAC ( D.M. 16 Settembre 2016 )
- [20] G. Zizzo, M. Beccali, M. Bonomolo, B. Di Pietra, M.G. Ippolito, D. La Cascia, G. Leone, V. Lo Brano, F. Monteleone. "A feasibility study of some DSM enabling solutions in small islands: The case of Lampedusa". *Energy*, Vol. 140, 2017, pp. 1030-1046.
- [21] J. Lazar, "Teaching the "Duck" to Fly", Second Edition. Montpelier, VT: The Regulatory Assistance Project. Available at: <http://www.raponline.org/document/download/id/7956>.
- [22] G. Ala, V. Cosentino, A. Di Stefano, G. Fiscelli, F. Genduso, G.C. Giaconia, M. G. Ippolito, D. La Cascia, F. Massaro, R. Miceli, P. Romano, C. Spataro, F. Viola, G. Zizzo. "Energy Management via Connected Household Appliances". McGraw-Hill, Milano (Italia), 2008, p. 1-158, ISBN: 978-88-386-6676-6.
- [23] S. Favuzza, D. La Cascia, M. G. Ippolito, F. Massaro, G. Zizzo. "On the effects of BAC systems and load control programs on the utility grid". 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), pp. 1-5, 6-9 Giugno 2017, Milano (Italia).
- [24] G. Graditi, M.G. Ippolito, R. Lamedica, A. Piccolo, A. Ruvio, E. Santini, P. Siano, G. Zizzo. "Innovative control logics for a rational utilization of electric loads and air-conditioning systems in a residential building", *Energy and Buildings*, Vol. 102, 2015, pp. 1-17, 2015.
- [25] A. Prudenzi, A. Silvestri, R. Lamedica, M.C. Falvo, M. Regoli. "Residential DSM Actions Impact Prediction Through a Psychological Model of Electricity". Int. Conference IEEE Power and Energy Society General Meeting, 22-26 Luglio 2012, pp. 1-6.
- [26] A. Prudenzi, A. Silvestri, R. Lamedica, M. C. Falvo, U. Grasselli, M. Regoli. "Standby Power End Users and Their Demand Management Impact on Household's Load Shape". IEEE Power and Energy Society General Meeting, 24-29 Luglio 2011, pp. 1-6.