



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



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



Test di laboratorio e valutazione degli impatti sulla rete

Marco Beccali, Marina Bonomolo, Mauro Galluzzo,
Giuliana Leone, Francesca Martorana, Liliana Mineo,
Rossano Musca, Enrico Telaretti, Gaetano Zizzo



Università
degli Studi
di Palermo

TEST DI LABORATORIO E VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SULLA RETE

Marco Beccali, Marina Bonomolo, Mauro Galluzzo, Giuliana Leone, Francesca Martorana, Liliana Mineo, Rossano Musca, Enrico Telaretti, Gaetano Zizzo (Università di Palermo, Dipartimento di Ingegneria)

Con il contributo di: A. Piacentino (Università di Palermo, Dipartimento di Ingegneria)

Dicembre 2021

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico (oggi Ministero della Transizione Ecologica) - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - III annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

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

Work package: *4 - Reti energetiche integrate*

Linea di attività: *LA4.5 - Test di laboratorio e valutazione degli impatti sulla rete*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

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

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle Isole Minori"

Responsabile scientifico Università degli Studi di Palermo: Prof. Ing. Gaetano Zizzo

Responsabile scientifico ENEA: Ing. Biagio Di Pietra



Indice

1 Sommario

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE	6
2 ANALISI DEL CONTESTO DI RIFERIMENTO.....	8
2.1. PREMESSA	8
2.2. DIRETTIVE EUROPEE.....	9
2.3. RECEPIMENTO ITALIANO	10
2.4. SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO	12
3 AZIONI DI DR PER LE RISORSE FLESSIBILI AGGREGATE NELLE ISOLE MINORI E IMPATTI DI RETE AZIONI	16
3.1. PREMESSA	16
3.2. AZIONI DI DR PER LE COMUNITÀ ENERGETICHE NELLE ISOLE MINORI.....	16
3.3. MODELLO PER L'ANALISI DELLA GESTIONE DEI SdA NELLE EC	17
3.3.1. <i>Modello Generale</i>	18
3.3.2. <i>Strategie di gestione del SdA</i>	22
3.3.3. <i>Risoluzione delle equazioni del modello generale</i>	24
3.3.4. <i>Implementazione del Modello</i>	25
3.4. STUDIO DELLA COMUNITÀ ENERGETICA	26
3.4.1. <i>Area di Intervento</i>	26
3.4.2. <i>Profilo di carico e produzione fotovoltaica della EC</i>	27
3.4.3. <i>Analisi Economica</i>	31
3.4.4. <i>Calcolo della capacità ottimale del SdA</i>	45
3.4.5. <i>Definizione delle Strategie di Gestione del SdA</i>	48
3.4.6. <i>Confronto delle Strategie di gestione del SdA</i>	61
3.5. IMPATTO DELLE LOGICHE DI DR SUL PROFILO DI POTENZA DELLA RETE DI PANTELLERIA	66
3.5.1. <i>Analisi del contesto</i>	66
3.5.2. <i>Definizione degli scenari</i>	67
3.5.3. <i>Metodologia</i>	69
3.5.4. <i>Risultati delle simulazioni</i>	69
4 TEST DI LABORATORIO SULLO SMART PROSUMER.....	79
4.1. PREMESSA	79
4.2. MONITORAGGIO E CONTROLLO DEL BANCO DI PROVA PER L'EMULAZIONE DELLO SMART PROSUMER	79
4.3. CONTROLLO DEI CARICHI INTERROMPIBILI ED EMULAZIONE DI PROFILI DI CARICO	81
4.4. CONTROLLO DEGLI SCALDAACQUA ELETTRICI E DELLE POMPE DI CALORE.....	84
4.5. CONTROLLO DELL'INVERTER IBRIDO PER AZIONI DI DR.....	92
4.6. APPLICAZIONI BLOCKCHAIN.....	95
5 TEST DI LABORATORIO SUGLI IMPIANTI TERMICI	99
5.1. PREMESSA	99
5.2. PROFILO DI PRELIEVO DI ACS	100
5.3. INDIVIDUAZIONE DEI SET DI PROVE	102
5.3.1. <i>Controllo del sistema senza preaccumulo termico</i>	103
5.3.2. <i>Controllo del sistema con preaccumulo termico</i>	104
5.4. MONITORAGGIO E CONTROLLO IN TEMPO REALE.....	104
5.5. CARATTERIZZAZIONE DEI COLLETTORI SOLARI IBRIDI	107
6 TEST DI LABORATORIO SUGLI IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE	114
6.1. GENERALITÀ.....	114

6.2.	DESCRIZIONE DEL CASO STUDIO E DEL SET-UP SPERIMENTALE	114
6.3.	DESCRIZIONE DELLE STRATEGIE APPLICATE E DELLA CAMPAGNA DI MISURAZIONE	122
6.4.	MISURE, ANALISI E RISULTATI.....	126
6.4.1.	<i>Strategie A, B e C</i>	126
6.4.2.	<i>Strategie D e E</i>	134
7	CONFRONTO TRA I DATI DI FREESCOO PANTELLERIA E FREESCOO LAMPEDUSA.....	141
7.1.	IMPIANTO FREESCOO PRESSO LA MEDIATECA COMUNALE DI PANTELLERIA.....	141
7.1.1	<i>Premessa</i>	141
7.1.2	<i>Monitoraggio dell'impianto</i>	141
7.1.3	<i>Analisi dei dati</i>	144
7.1.4	<i>Risultati ottenuti dalle misure svolte in laboratorio</i>	151
7.1.5	<i>Stima delle prestazioni energetiche stagionali tramite simulazioni numeriche in ambiente TRNSYS</i> ..	154
7.2.	IMPIANTO FREESCOO FACADE 400 INSTALLATO PRESSO IL CENTRO DI RICERCHE ENEA A LAMPEDUSA	160
7.2.1.	<i>Premessa all'analisi dei dati</i>	160
7.2.2.	<i>Monitoraggio dell'impianto</i>	162
7.2.3.	<i>Analisi delle prestazioni energetiche giornaliere</i>	162
7.2.4.	<i>Analisi delle prestazioni energetiche stagionali</i>	165
7.3.	CONFRONTO TRA IL SISTEMA FREESCOO VMC 3.0 INSTALLATO PRESSO LA MEDIATECA DI PANTELLERIA E FREESCOO 400 INSTALLATO AL FARO DI GRECALE A LAMPEDUSA	166
8	CONCLUSIONI.....	168
9	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	172
10	ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	175
11	ALLEGATO 1	177

Sommario

Il presente documento descrive i risultati della ricerca condotta dall'Università di Palermo nell'ambito della Linea di attività: 4.5. "Test di laboratorio e valutazione degli impatti sulla rete" del Progetto: 1.5 Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti".

L'attività svolta ha consentito di valutare gli impatti di rete delle soluzioni tecnologiche messe a punto nella LA 4.4 nonché di identificare le diverse finalità e differenze implementative dell'aggregazione di risorse flessibili nelle isole minori non alimentate dalla rete elettrica di trasmissione nazionale, rispetto a quelle della sperimentazione in corso nella penisola. In particolare, sono stati valutati gli impatti di rete dovuti a diverse strategie di gestione dei sistemi di accumulo elettrico e dei carichi controllabili (in particolare scaldacqua elettrici e pompe di calore) installati presso le comunità energetiche delle isole minori, verificando gli effetti sulle perdite in rete, sui picchi di carico, sul carico minimo e sulla possibilità di supportare lo sviluppo di comunità energetiche rinnovabili e l'installazione di impianti fotovoltaici nella misura prevista dal DM 14/02/2017.

Durante l'annualità sono stati definiti gli scenari di controllo dei carichi e dei generatori nelle piccole isole ed analizzate in laboratorio le prestazioni della pompa di calore aria/acqua del tipo all-in-one per produzione acqua calda sanitaria installato presso il Centro Ricerche Enea di Casaccia, del sistema di illuminazione smart e dell'emulatore di smart prosumer installati presso il Dipartimento di Ingegneria dell'Università di Palermo. Inoltre, l'emulatore di smart prosumer è stato collegato ad una blockchain per le finalità della sperimentazione.

Infine, è stato condotto il monitoraggio delle prestazioni del sistema Free Solar Cooling installato presso la mediateca del comune di Pantelleria ed effettuato il confronto con il sistema simile installato presso il Faro di Capo Grecale a Lampedusa.

1 Introduzione

Il presente rapporto tecnico costituisce il prodotto della LA4.5 “Test di laboratorio e valutazione degli impatti sulla rete” del Progetto 1.5 “Tecnologie, tecniche e materiali per l’efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti” Accordo di Programma MISE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021.

Il documento riporta la descrizione delle attività svolte dai ricercatori del Dipartimento di Ingegneria (DING) dell’Università di Palermo (UNIPA) e i risultati della ricerca condotta fino al 31 Dicembre 2021.

La LA4.5 è suddivisa in tre fasi.

Nella prima fase, DING ha effettuato uno studio sperimentale sul banco prova di laboratorio per l’emulazione del comportamento dello smart prosumer.

Lo studio ha permesso di emulare il comportamento di un utente isolano dotato di risorse flessibili per ottimizzare i consumi o fornire servizi di rete. Le attività condotte in laboratorio hanno consentito di testare l’efficacia del controllo degli smart prosumer dotati di batterie al litio, impianti fotovoltaici e carichi controllabili, nonché l’efficacia del controllo delle risorse flessibili con dispositivi di poco costo, semplici da utilizzare e facilmente reperibili sul mercato e pertanto maggiormente idonei all’installazione presso utenti domestici.

Sono state applicate diverse logiche di Demand Response (DR), tenendo conto di studi preliminari effettuati in simulazione che hanno consentito di individuare le azioni più efficaci da implementare.

Infine, si è ipotizzato anche la possibilità che lo smart prosumer partecipi a programmi di aggregazione basati su tecnologia blockchain.

Nella seconda fase è stato condotto uno studio sperimentale dei carichi elettrici per produzione acqua calda sanitaria (ACS) con supporto di fonti energetiche rinnovabili (FER) e per l’illuminazione al fine di monitorarne i consumi in condizioni reali di esercizio ed indagarne configurazioni e logiche innovative. La sperimentazione è stata effettuata sul sistema di illuminazione installato presso il DING e sul sistema a pompa di calore installato presso la sede ENEA di Casaccia.

In particolare, è stata avviata una campagna sperimentale sul sistema di illuminazione intelligente e sulla pompa di calore aria/acqua del tipo all-in-one per produzione ACS. Si sono utilizzati come input i profili di carico caratteristici di un’utenza isolana e si è tenuto conto della possibilità di ricezione di segnali di controllo provenienti dall’esterno (in particolare da una postazione di lavoro presso il laboratorio Smart & MicroGrid Lab dell’edificio 9 del DING).

È stato inoltre effettuato il monitoraggio dei sistemi Freesco di Lampedusa (Faro di Capo Grecale) e della mediateca comunale di Pantelleria.

Nella terza fase, DING ha affrontato il tema dell’aggregazione delle risorse flessibili delle isole minori tenendo conto dei più recenti esiti della sperimentazione sulle UVAM e della normativa sulle comunità energetiche rinnovabili. In particolare, è stato analizzato in simulazione come logiche di controllo pensate per l’aggregato di edifici intelligenti potrebbero favorire un funzionamento più efficiente della rete elettrica delle piccole isole. Per far questo sono state effettuate in simulazione degli studi di load flow sulla rete di Pantelleria.

Le logiche di controllo, consentono di modificare i flussi di potenza sulla rete elettrica dell’isola al fine di:

- ridurre i picchi di potenza con conseguente minore utilizzo dei componenti elettrici, minori perdite in rete, minori cadute di tensione;
- migliorare l’utilizzo dei generatori diesel dell’isola con la costituzione di una riserva rotante da utilizzare in caso di gravi disturbi di rete;
- migliorare penetrazione delle fonti rinnovabili attraverso la mitigazione dei fenomeni di power reverse flow alle cabine media tensione/bassa tensione (MT/BT).

La ricerca ha consentito di mettere in luce le potenziali diverse finalità e differenze implementative dell’aggregazione nelle piccole isole non alimentate dalla rete elettrica di trasmissione nazionale, rispetto a quelle della sperimentazione in corso nella penisola, in un contesto in cui si ha una scarsità di vettori energetici, produzione da diesel, grande potenzialità dovuta al fotovoltaico, forte variabilità stagionale dei consumi, e, soprattutto, una separazione con la rete elettrica principale che rende il sistema meno influenzabile dalle logiche che regolano il mercato del servizio di dispacciamento (MSD) italiano.

Il presente rapporto tecnico è suddiviso in 8 capitoli incluso questo:

- Il capitolo 2 presenta un'analisi aggiornata del contesto di riferimento che consente di inquadrare meglio le azioni di Demand Response previste per le comunità energetiche nelle piccole isole.
- Il capitolo 3 presenta le azioni di Demand Response per le risorse flessibili aggregate delle isole minori, mettendo in luce le differenze con la sperimentazione UVAM in corso nella penisola, calcolando gli effetti economici sulle comunità energetiche e valutando gli impatti di rete.
- Il capitolo 4 riporta l'esito dei test di laboratorio effettuati sul banco prova per la simulazione dello smart prosumer mostrando come il sistema realizzato sia caratterizzato da facile implementazione, basso costo e possibilità di connessione con un aggregatore o una blockchain.
- Il capitolo 5 riporta l'implementazione delle azioni per il controllo e il monitoraggio sugli impianti termici a pompa di calore con collettori solari ibridi realizzati al centro ricerche ENEA di Casaccia.
- Il capitolo 6 riporta l'esito dei test di laboratorio sugli impianti di illuminazione installati presso il Dipartimento di Ingegneria dell'Università di Palermo. L'esito di tali test è stato utilizzato anche per valutare uno specifico scenario di impatto di rete nel capitolo 3.
- Il capitolo 7 riporta l'esito del monitoraggio dei due sistemi Freescoo installati a Pantelleria e a Lampedusa.
- Il capitolo 8, infine, riporta le conclusioni della ricerca condotta.

2 Analisi del contesto di riferimento

2.1. Premessa

Il sistema energetico del futuro mira ad essere pulito, efficiente, decentralizzato e a ridurre l'impatto ambientale. La transizione energetica verso un futuro decarbonizzato è uno dei principali obiettivi sulla quale si sta concentrando l'intera comunità. Il conseguimento di tale obiettivo è validato dalla possibilità di introdurre nuove politiche, innovative ed efficienti. È un percorso che prevede la digitalizzazione del settore energetico, la riduzione dei costi dell'energia rinnovabile e lo sviluppo di modelli di generazione distribuita dell'energia. In quest'ultimo ambito, con la crescente decentralizzazione della generazione di energia, imprese e cittadini vengono resi parte attiva del sistema energetico, consentendo l'emergere di nuove soluzioni di gestione delle risorse. Con ciò, si introducono dei nuovi sistemi energetici come gli autoconsumatori e le comunità energetiche. Questi rappresentano dei nuovi strumenti che coinvolgono la partecipazione dei cittadini al sistema energetico, con l'obiettivo di fornire benefici ambientali, economici e sociali alla comunità.

I concetti di Autoconsumatore e Comunità Energetica sono stati inizialmente formalizzati in due direttive europee del 2018 e 2019. La prima è la Direttiva (UE) 2018/2001 Renewable Energy Community (RED II)[1] che ha introdotto i concetti di autoconsumatore di energia rinnovabile, di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di comunità energetica. L'idea è quella di produrre, consumare, accumulare e vendere energia proveniente da fonti rinnovabili non solo con riferimento alle reti elettriche ma anche con riferimento ad altre reti energetiche come quelle di teleriscaldamento e del gas. La seconda direttiva è relativa ai mercati elettrici ed è la Direttiva 944/2019 (IEM) Citizen Energy Community [2]. Essa si occupa sia alla partecipazione degli utenti di piccola utenza connessa alle reti di distribuzione sia ai mercati elettrici in tutte le loro forme.

Il recepimento di tali direttive in Italia viene attuato con il testo del decreto-legge n.162 del 30 dicembre 2019 (coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020 n.8) [4] e con il D. Lgs. 199/2021 [5] in cui vengono introdotti due nuovi concetti legislativi regolativi:

- autoconsumo collettivo: dove produzione e consumo di energia elettrica avviene istantaneamente nell'ambito dello stesso edificio;
- comunità rinnovabile: dove produzione e consumo contemporaneo di energia avviene nel contesto di utenti connessi nella stessa linea di alimentazione di bassa tensione.

Successivamente, sono stati presentati in Parlamento degli schemi di decreto legislativo per il recepimento delle direttive europee e per l'integrazione dei concetti introdotti dal decreto "Milleproroghe".

Il MISE ha quindi definito la tariffa di incentivazione che deve riconoscere il GSE per le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetica mentre ARERA ha individuato diverse voci tariffarie meritevoli di rimborso legate ai mancati costi di trasmissione e distribuzione. Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è previsto un contributo aggiuntivo dovuto alle perdite di rete evitate. Invece, si ritiene che non sia possibile riconoscere, nel caso delle comunità di energia rinnovabile, anche le ulteriori perdite di rete evitate non già riconosciute dalla regolazione vigente, in quanto comunque l'energia elettrica condivisa nell'ambito della comunità utilizza le reti elettriche di distribuzione (le comunità, infatti, non sono confinate all'interno di un solo edificio o condominio). Quindi la limitazione geografica dell'estensione delle comunità di energia rinnovabile (convenzionalmente declinata in relazione alla cabina di trasformazione media/bassa tensione) consente di riconoscere anche a esse i benefici derivanti dall'autoconsumo, seppur minori rispetto a quelli identificabili nel caso dell'autoconsumo collettivo.

In generale, se non vi fossero benefici derivanti dall'autoconsumo esteso, si ritiene che non vi sia alcun motivo per prevedere restituzioni di importi o di componenti tariffarie nel caso delle comunità di energia rinnovabile. Ciò è conseguente alla definizione stessa di comunità di energia, poiché non consente di per sé di ottenere i benefici tecnici del consumo di energia elettrica prodotta in sito. Infatti, questa ha finalità complessive diverse dall'autoconsumo in sito, quali, in particolare, quella di facilitare l'investimento in impianti di produzione da fonti rinnovabili tramite aggregazione di piccoli investitori, valorizzando le risorse locali,

oppure quella di facilitare l'acquisto collettivo di energia elettrica, semplificando l'accesso ai mercati dell'energia elettrica.

2.2. Direttive Europee

Le direttive Europee citate precedentemente introducono due concetti simili, entrambi riferiti all'opportunità di allargare la definizione di autoconsumo attribuendogli un carattere collettivo. Da un lato, la Direttiva IEM ha come obiettivo quello di creare i requisiti affinché iniziative di carattere locale possano partecipare ai mercati energetici. D'altra parte, la Direttiva RED II ha come obiettivo la promozione delle fonti rinnovabili, spingendo gli stati membri alla formalizzazione di soggetti giuridicamente abilitati alla fornitura di molteplici servizi energetici (produzione, consumo e vendita) attraverso specifici schemi incentivanti. La distinzione tra i due concetti espressi dalle direttive nasce dal diverso contesto legislativo in cui le stesse sono state concepite. Le direttive introducono diverse definizioni che vengono poi ulteriormente elaborate sino a portare a due idee separate di comunità energetiche: le comunità d'energia rinnovabile (Renewable Energy Community - REC nella Direttiva RED II) e le comunità di cittadini (Citizen Energy Community - CEC nella Direttiva IEM). Similitudini e differenze tra le due definizioni sono riassunte in Tabella 1. Gli aspetti più rilevanti riguardano la presenza di limiti spaziali per le REC, oltre alla necessità di sfruttare esclusivamente fonti rinnovabili e di non coincidere con iniziative di carattere commerciale. Al contrario, le CEC non presentano tale vincolo, pur limitando le proprie attività al settore elettrico.

Tabella 1. CEC e REC: analogie e differenze.

	CEC	REC
Partecipazione	Persone fisiche, autorità locali ed enti pubblici	Persone fisiche, autorità locali ed enti pubblici, enti privati che non abbiano come attività principale la partecipazione alla comunità
Limitazione Spaziale	Nessun limite se non stabilito dalla legislazione nazionale	Tutti i partecipanti devono essere localizzati nelle prossimità degli impianti di produzione
Attività Concesse	Limitate al settore elettrico, ma potenzialmente riguardanti: generazione, distribuzione, fornitura, consumo, stoccaggio, aggregazione	Produzione, consumo e vendita di energia da fonti rinnovabili, coinvolgendo diversi vettori elettrici (caldo, freddo, elettricità)
Tecnologie	Neutrali	Limitate a tecnologie di tipo rinnovabile

Di seguito vengono descritte più in dettaglio le Direttive Europee.

La Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili della Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Detta norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, all'autoconsumo di tale energia elettrica, all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti. Fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa. La Direttiva fornisce anche le seguenti definizioni:

- "Autoconsumatore di energia rinnovabile": un cliente finale che, operando in proprio siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale;

- “Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”: gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai sensi del punto 1) e si trovano nello stesso edificio o condominio;
- “Comunità energetica rinnovabile”: soggetto giuridico che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione dell’energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione; I cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali; Il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

La Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione, lo stoccaggio e la fornitura dell’energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori, al fine di creare nell’Unione Europea mercati dell’energia elettrica effettivamente integrati, competitivi, incentrati sui consumatori, flessibili, equi e trasparenti. La Direttiva definisce la “comunità energetica di cittadini” come un soggetto giuridico che:

- È fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese;
- Ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari;
- Può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all’aggregazione, allo stoccaggio dell’energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci.

2.3. *Recepimento Italiano*

Al recepimento di tali Direttive Europee, il 30 dicembre 2019 il parlamento italiano ha pubblicato, nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, il testo del decreto-legge n.162 coordinato con la legge di conversione del 28 febbraio 2020 n.8 (cosiddetto Milleproroghe) [4]. Il testo contiene l’art.42-bis “Autoconsumo da Rinnovabili”, con cui il legislatore nazionale ha provveduto a dare parziale attuazione alla Direttiva Europea sulla promozione dell’uso di energia prodotta da fonti rinnovabili (RED II). Il D. Lgs. 199/2021 [5], pubblicato due anni dopo ha completato il quadro attuale relativo alle CER.

I destinatari di tale norma sono i consumatori di energia elettrica, i quali potranno pertanto associarsi per:

- Divenire autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;
- Costituire una comunità energetica rinnovabile.

I requisiti affinché i clienti finali possano associarsi sono:

- Nel caso di autoconsumatori che agiscono collettivamente, i soggetti diversi dai nuclei familiari possono essere associati solo se le attività di produzione e distribuzione di energia non costituiscono l’attività commerciale o professionale principale;
- Nel caso di comunità energetiche, gli azionisti o membri sono persone fisiche, piccole o medie imprese, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, e la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l’attività commerciale e industriale principale;

L’obiettivo principale dell’associazione è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari.

La partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori ubicati nel perimetro di cui alla medesima cabina di trasformazione MT/BT, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili.

Viene concessa quindi la possibilità di realizzare da subito l’autoconsumatore collettivo e la comunità energetica rinnovabile, tuttavia vengono introdotte alcune restrizioni:

- I soggetti partecipanti condividono l’energia prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente, con la precisazione che l’energia condivisa è pari al minimo, in qualsiasi periodo orario, tra l’energia

prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia prelevata dall'insieme dei clienti finali associati;

- L'energia è condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo realizzati nel perimetro di cui alla medesima cabina di trasformazione AT/MT o presso gli stessi edifici o condomini ove si trovano gli autoconsumatori;
- Nel caso di autoconsumatori che agiscono collettivamente, gli stessi si trovano nello stesso edificio o condominio;
- Nel caso di comunità energetica rinnovabile, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione sono ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data di creazione dell'associazione, alla medesima cabina di trasformazione AT/MT.

Viene inoltre precisato che i clienti finali mantengono i loro diritti, compreso quello di scegliere il proprio venditore, che possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo e che regolano i propri rapporti tramite un contratto di diritto privato che individui un soggetto responsabile del riparto dell'energia condivisa, cui potrà eventualmente essere demandato il compito di gestire perdite di pagamento e di incasso verso i venditori e il GSE.

Per quanto riguarda l'incentivazione dell'autoconsumo si individuano i soggetti competenti a adottare la metodologia attuativa di dettaglio nell'ARERA e nel MiSE.

Tramite la Delibera 318/2020/R/EEL del 4 agosto 2020 [6], ARERA indica le regolazioni economiche relative sia nell'ambito degli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente sia nell'ambito delle comunità energetiche. In particolare, definisce un modello regolatorio virtuale che consente di riconoscere sul piano economico i benefici, ove presenti, derivanti dal consumo in sito dell'energia localmente prodotta evitando che per ottenere i benefici indicati debbano essere realizzate reti elettriche diverse dalle reti con obbligo di connessione a terzi o societarie (quali quelle necessarie per poter essere classificati tra i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – SSPC). Inoltre, il modello prevede di mantenere divisi i benefici associati all'autoconsumo e agli incentivi espliciti.

Tale modello regolatorio virtuale prevede che il GSE, erogando il servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa per l'autoconsumo, restituisca alcuni importi forfetari con riferimento alla quantità di energia condivisa relativa al gruppo di autoconsumatori da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente o alla comunità di energia rinnovabile, con l'obiettivo di valorizzare l'energia elettrica condivisa tenendo conto di una stima della riduzione dei costi relativa all'autoconsumo. In particolare, ARERA individua un contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa, legato ai mancati costi di trasmissione e distribuzione, definito come somma delle parti unitarie variabili della tariffa di trasmissione definita per le utenze BT (TRASE) e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi BT (BTAU). Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è previsto un contributo aggiuntivo dovuto alle perdite di rete evitate (variabile in funzione del livello di tensione di connessione e dei prezzi di mercato dell'energia elettrica venduta). Il tutto è riassunto nella Tabella 2.

Tabella 2. Valorizzazioni previste da ARERA.

	TRASE [c€/kWh]	BTAU [c€/kWh] P < 16,5 kW	BTAU [c€/kWh] P > 16,5 kW	Connessione rete BT	Connessione rete MT
Comunità energetica	0,794	0,061	0,059	-	-
Autoconsumo collettivo	0,794	0,061	0,059	1,2% del prezzo zonale orario	2,6% del prezzo zonale orario

Sulla base della delibera ARERA vengono poste le basi per l'erogazione degli incentivi per il servizio di energia condivisa definiti dal MiSE. Quest'ultimo, attraverso il Decreto del 16 settembre 2020 [3], ha definito la tariffa di incentivazione che deve riconoscere il GSE per le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetica. In particolare, l'incentivo è concesso per 20 anni e vale:

- 100€/MWh nel caso che si tratti di impianto facente parte di una configurazione di autoconsumo collettivo;
- 110€/MWh nel caso che si tratti di impianto facente parte di una comunità energetica rinnovabile.

Infine, il GSE attraverso un documento ufficiale rilasciato il 22 dicembre 2020 [7], ha elencato i requisiti generali e specifici per accedere alla valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa a seconda che si tratti di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o comunità di energia rinnovabile.

I requisiti generali sono comuni alle due configurazioni e fanno riferimento ai seguenti:

- La stipulazione di un contratto di diritto privato;
- Gli impianti di produzione dell'energia elettrica condivisa devono essere alimentati da fonti rinnovabili;
- La realizzazione dei componenti dell'impianto deve essere eseguita secondo la regola dell'arte.

I requisiti specifici per le due configurazioni fanno riferimento ai seguenti:

- Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente:
 - gli autoconsumatori di energia rinnovabile che fanno parte del gruppo sono clienti finali e/o produttori per i quali le attività di produzione e scambio dell'energia elettrica non costituiscono l'attività commerciale o professionale principale;
 - gli autoconsumatori di energia rinnovabile presenti nella configurazione sono titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio o condominio;
 - gli autoconsumatori di energia rinnovabile presenti nella configurazione hanno dato mandato al medesimo referente per la costituzione e gestione della configurazione. Tale referente può essere un produttore non facente parte della medesima configurazione;
 - ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa, possono assumere rilievo anche i prelievi di clienti finali non facenti parte della configurazione, purché titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio o condominio;
- Comunità di energia rinnovabile:
 - la comunità di energia rinnovabile è un soggetto giuridico;
 - i membri o azionisti della configurazione sono titolari di punti di connessione su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione;
 - i membri o azionisti della configurazione hanno dato mandato al medesimo referente, coincidente con la comunità di energia rinnovabile, per la richiesta di accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa.

2.4. Sistemi semplici di produzione e consumo

L'autoconsumo identifica il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata, sia istantaneamente sia per il tramite di sistemi di accumulo, indipendentemente dai soggetti (anche diversi tra loro) che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale e dai relativi assetti societari, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione. L'autoconsumo induce una serie di effetti sul sistema elettrico, essenzialmente riconducibili alla riduzione delle perdite di rete e alla potenziale diminuzione dei costi di sviluppo e di esercizio delle reti elettriche.

La necessità di individuare le configurazioni di autoconsumo realizzabili in un contesto in cui la distribuzione e il trasporto d'energia elettrica sono servizi in regime di concessione e con obbligo di connessione di terzi, in cui si prevede all'attribuzione a ciascuna delle configurazioni di trattamenti tariffari differenti, ha portato nel corso degli anni a diverse definizioni di sistemi energetici che permettono la produzione e il consumo d'energia locale, in deroga a parte della regolamentazione vigente.

Tuttavia, tutte le configurazioni private hanno perso i loro caratteri peculiari a seguito dell'approvazione del DL Milleproroghe del 2016, e in particolare dell'articolo 6 comma 9, nel quale è stato specificato che dal 1 gennaio 2017 le parti variabili delle componenti tariffarie trovano applicazione solo all'energia prelevata dalla rete pubblica, di fatto rendendo superflui i diversi trattamenti tariffari previsti sino a quel momento. A tal

fine, ARERA con una nota di aggiornamento del 19 dicembre 2019 [8] differenzia i Sistemi di Distribuzione Chiusi e i Sistemi Semplici di Produzione:

- I Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) sono reti elettriche con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato (ivi compresi i sistemi portuali e aeroportuali) e che, in generale, non riforniscono clienti finali civili.
- I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete con obbligo di connessione di terzi, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico.

Dalle precedenti definizioni si nota una sostanziale differenza, gli SDC sono reti elettriche con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili, ovvero una qualsiasi rete elettrica gestita da un gestore di rete non titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione, che non ha l'obbligo di connettere tutti i soggetti che ne fanno richiesta ma solo utenze connettabili. Gli SSPC, invece, sono sistemi connessi direttamente o indirettamente alla rete con obbligo di connessione, ovvero una rete elettrica gestita da un gestore, titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione, che ha l'obbligo di connettere tutti i soggetti che ne fanno richiesta.

Escludendo dagli SSPC le cooperative storiche dotate di rete propria e i consorzi storici dotati di rete propria, si ottengono gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC), ovvero i seguenti:

- sistemi in scambio sul posto SSP-A;
- sistemi in scambio sul posto SSP-B;
- Altri Sistemi di Auto-Produzione (ASAP);
- Sistemi Efficienti di Utenza (SEU);
- Altri Sistemi Esistenti (ASE);
- Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU) diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici.

Chi è ammesso al regime di scambio sul posto non deve inoltrare la richiesta di qualifica al GSE e viene in automatico qualificato come:

- SSP-A se l'impianto di produzione utilizza soltanto fonti rinnovabili e ha una potenza $\leq 20 \text{ kW}$;
- SSP-B se non ha uno dei requisiti suindicati.

I benefici tariffari per i due tipi di sistemi sono differenti.

Di seguito si riportano le definizioni di ASAP e SEU:

- l'Altro Sistema di Auto-Produzione (ASAP) è un sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante;
- il Sistema Efficiente di Utenza (SEU) è un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente finale e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;

Inoltre, gli ASE sono sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite con il Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo nell'ambito degli SSPC. In particolare, sono definiti al fine di attribuire una qualifica a tutti sistemi esistenti, non classificabili tra le reti elettriche, che non possono rientrare nelle altre tipologie espressamente previste dalle leggi vigenti.

Infine, per quanto riguarda i sistemi esistenti, il TISSPC definisce i SESEU, Sistemi Esistenti Equivalenti ai SEU. Con ciò si intendono quei sistemi, i quali iter autorizzativo, per la realizzazione di tutti gli elementi principali

che li caratterizzano, è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008 oppure alla data di entrata in vigore del TISSPC (1 gennaio 2014) sono stati avviati i lavori di realizzazione e quindi ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente. Questi hanno le stesse agevolazioni dei SEU e si suddividono in: SEESEU-A, SEESEU-B e SEESEU-C.

Il SEESEU-A è un sistema esistente che ha i seguenti requisiti:

- Le unità di consumo possono essere più di una, purché dello stesso cliente finale;
- Il produttore deve coincidere con l'unico cliente finale al 1/1/2014, oppure alla data di entrata in esercizio del SEESEU-A, se successiva;
- L'energia elettrica non deve essere necessariamente generata da FER o CAR;
- Nessun vincolo di area;
- La potenza attiva totale può superare i 20 MW.

Il SEESEU-B presenta gli stessi requisiti del SEU ma è un sistema esistente.

Il SEESEU-C è un sistema esistente e inoltre era in esercizio al 1/1/2014 con i seguenti requisiti:

- Le unità di consumo possono essere più di una, ma al 1/1/2014 dovevano essere gestite da uno stesso soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi ma appartenenti allo stesso gruppo societario;
- Il produttore e il cliente finale possono essere diversi;
- L'energia elettrica non deve essere necessariamente generata da FER o CAR;
- Nessun vincolo di area;

Infine, i SEESEU-C durano soltanto per l'anno 2015. A partire dal 1 gennaio 2016, questi possono diventare SEESEU-B se entro il 31 luglio 2015:

- Gli impianti di produzione sono gestiti da un produttore unico e sono alimentati da FER o CAR;
- Le unità di consumo sono gestite da un solo cliente finale (a tal fine entro il 31 luglio 2015 occorre inoltrare apposita istanza al GSE).

Se queste condizioni non sono soddisfatte al 31 luglio 2015, tali sistemi perdono i benefici tariffari.

La Figura 1 sintetizza graficamente questa situazione.

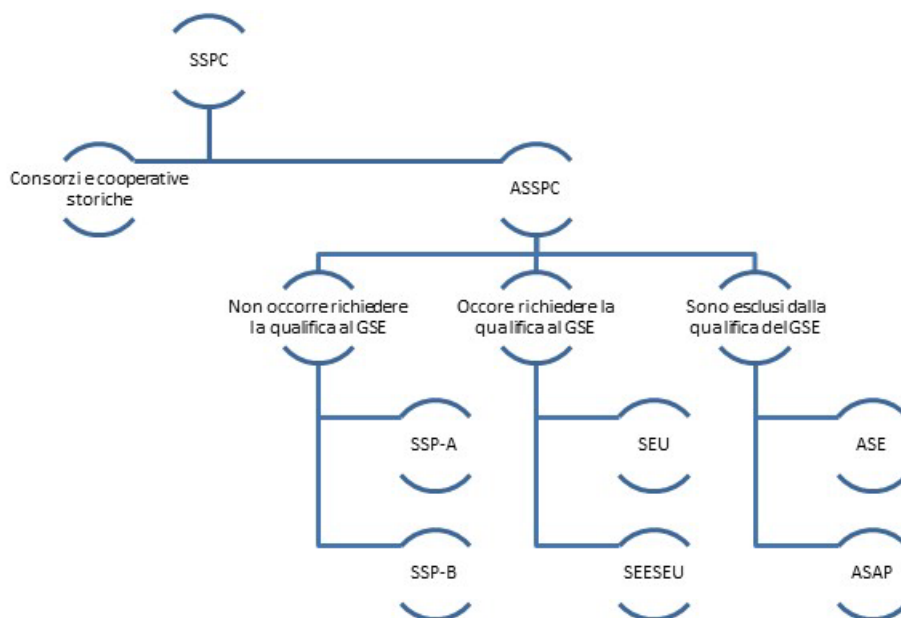


Figura 1. Rappresentazione dei SSPC.

Il meccanismo sulla quale si basano gli SSP-A e SSP-B è definito come Scambio sul Posto (SSP). Esso è stato negli ultimi anni la forma di promozione dell'attività di autoconsumo d'energia su piccola scala di gran lunga più diffusa e conveniente. Questo è un servizio gestito dal GSE che consente ad un cliente di utilizzare i servizi di rete per immagazzinare l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo e di riprelevarla dalla rete quando gli serve. Tale servizio consiste, infatti, in una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo

momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Quindi nello scambio sul posto il sistema elettrico costituisce uno strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la coincidenza tra il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata con la rete elettrica con l'obbligo di connessione di terzi, ovvero la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica. Come accennato in precedenza tutte le configurazioni private hanno perso i loro caratteri peculiari a seguito dell'approvazione del DL Milleproroghe del 2016. Infatti, a decorrere dal 1 gennaio 2017 non vi è più alcuna differenza, dal punto di vista dell'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema tra le diverse tipologie di ASSPC realizzabili né tra le diverse tipologie di SDC consentite. Per tutte le configurazioni realizzabili diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi (siano esse SSPC o SDC), infatti, le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata da rete con obbligo di connessione di terzi. Tuttavia, allo stato attuale, le definizioni precedentemente richiamate non sono state modificate nel quadro normativo e, pertanto, continuano a mantenere la propria validità ai fini della corretta identificazione delle configurazioni consentite diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi.

L'autoconsumatore di energia rinnovabile può realizzare, in autonomia o congiuntamente a un produttore terzo, una configurazione di SEU o ASAP ai sensi del TISSPC, nel rispetto delle precedenti definizioni. L'autoconsumatore di energia rinnovabile e la comunità energetica rinnovabile non possono invece realizzare una configurazione SSP. Pertanto, nella valutazione dei benefici economici per gli utenti delle isole minori partecipanti a gruppi di autoconsumo collettivo o a comunità energetiche rinnovabili con programmi di Demand Response, si terrà conto dei soli introiti dovuti dal meccanismo del ritiro dedicato e non a quelli per lo scambio sul posto, essendo questi ultimi non applicabili.

3 Azioni di DR per le risorse flessibili aggregate nelle isole minori e impatti di rete Azioni

3.1. Premessa

Mentre nella penisola è in corso la sperimentazione sulle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), è lecito chiedersi se una sperimentazione simile può essere condotta sulle isole minori non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale (RTN).

Le UVAM sono nate per consentire a diverse tipologie di risorse flessibili di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento (tra queste risorse possono essere anche inclusi gli impianti fotovoltaici residenziali collegati ad un sistema di accumulo) in un progetto che mira a distribuire, anziché a centralizzare, la regolazione del sistema elettrico nazionale. Le UVAM sono di grande importanza nel contesto energetico attuale, caratterizzato da una sempre crescente incertezza negli approvvigionamenti e da un incremento dell'instabilità delle reti.

Tuttavia, le isole minori sono caratterizzate dalla presenza di generatori diesel che, al crescere della produzione da rinnovabili, incrementeranno sempre più la quota di potenza rotante che può essere utilizzata come riserva nel caso di guasti ai generatori in funzione. Già adesso, la gestione dei generatori diesel delle isole minori tiene conto di una riserva pronta a partire in poco più di 15 secondi. I generatori delle centrali delle isole lavorano con ampie riserve di regolazione suddividendosi il carico elettrico in modo intelligente così che non ci siano rischi di sovraccarico.

Pertanto, una sperimentazione come quella delle UVAM nelle isole minori dovrà avere finalità diverse da quella in corso nella penisola. In particolare, viste le esigenze di decarbonizzazione delle isole minori, sarà necessario gestire le risorse aggregate per favorire la penetrazione delle fonti rinnovabili nei sistemi elettrici esistenti, per evitare problemi di inversioni di flusso e, nel contempo, per fornire regolazione di frequenza veloce (funzione che l'aggregazione ha in comune con alcune UVAM) e promuovere modelli di autoconsumo virtuoso come quello delle comunità energetiche rinnovabili.

Infine, è doveroso sottolineare come nelle isole minori siano frequenti i problemi di telecomunicazione tra nodi di rete in località distanti tra loro. A fronte di tali problemi, una prontezza di risposta delle azioni di DR pari a quella richiesta agli utenti partecipanti alle UVAM è di difficile realizzazione e, pertanto, l'utilizzo delle risorse distribuite per azioni di regolazione della frequenza come quelle richieste alle UVAM potrebbe comportare rischi significativi per la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico isolano. Diverse, in termini di velocità e prontezza di risposta, sono le prestazioni richieste alle risorse aggregate di una comunità energetica rinnovabile che, primariamente, sono gestite per massimizzare l'autoconsumo e favorire l'installazione di nuovi impianti evitando inversioni di flussi di potenza in rete.

3.2. Azioni di DR per le Comunità Energetiche nelle isole minori

L'aumento della propria produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili (FER) sta portando ad un cambiamento della rete che vede la presenza di un elevato numero di risorse energetiche decentralizzate (Decentralized o Distributed Energy Resources, DER). A tal proposito, l'UE definisce nel pacchetto energia pulita sia i Gruppi di Autoconsumatori di Energia Rinnovabile che le REC come strategie innovative per condividere energia da rinnovabili. Tali strategie però comportano che la generazione venga spostata ai margini del sistema di alimentazione con conseguente possibile impatto sulle reti di distribuzione. Infatti, la maggior quota di energia da rinnovabili può causare variazioni intollerabili nelle tensioni di rete e cambiamenti del profilo di carico, oltre che un peggioramento della stabilità transitoria del sistema dovuta a una forte riduzione dell'inerzia. Al fine di incrementare e incentivare lo sviluppo delle REC si rende quindi necessario uno studio sull'impatto di tali comunità sulla rete. Con lo scopo di mitigare i problemi relativi alla rete e associati alla generazione di energia rinnovabile, si può fare uso di sistemi di accumulo elettrico (SdA o BESS: Battery Energy Storage System) che, se gestiti dal TSO o dal DSO tramite opportune strategie operative, possono migliorare la gestione della rete ed eventualmente ritardare gli investimenti sulla stessa quando utilizzati per ridurre il picco di potenza. Tuttavia, se i SdA sono invece gestiti dalla REC, la strategia operativa per il loro funzionamento tende in genere a massimizzare l'autoconsumo della comunità e quindi

è lecito chiedersi quali impatti queste strategie possono avere sulla rete elettrica e se tali impatti siano ancora positivi. Tale problematica è maggiormente sentita nelle reti deboli come quelle delle isole minori non connesse alla rete di trasmissione nazionale.

Un confronto tra diverse strategie operative e la valutazione dei relativi impatti sulle reti di distribuzione sono elementi fondamentali per l'evoluzione e lo sviluppo delle REC, specialmente in questi contesti. Se tali indagini non venissero svolte si potrebbe andare incontro al rischio di implementare un modello di autoconsumo non adeguato ai bisogni di sicurezza e stabilità del sistema elettrico. Di seguito, viene proposto un modello per analizzare l'impatto di rete delle logiche di DR per la gestione dei SdA nelle REC (a cui si farà riferimento nel seguito soltanto come EC). Il modello proposto prende spunto da uno studio presente in letteratura [9] e lo adatta tenendo conto del quadro normativo italiano e delle condizioni peculiari delle isole minori e definendo quattro diverse strategie di gestione del SdA. Fissata la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico da installare in una EC, il modello consente di determinare la taglia ottimale del SdA da associare per minimizzare il costo totale annuo per la EC tenuto conto di quattro diverse strategie di gestione del SdA e di valutare gli effetti sul profilo di potenza giornaliero della EC. A partire da quest'ultimo dato, lo studio prosegue valutando gli impatti di rete.

3.3. *Modello per l'analisi della gestione dei SdA nelle EC*

Il modello di EC preso in considerazione nel seguito consiste in un insieme di carichi elettrici alcuni controllabili e altri non, un generatore fotovoltaico rappresentante l'insieme dei generatori installati presso gli utenti della EC e un sistema di accumulo rappresentante l'insieme dei SdA dei membri della EC, come mostrato in Figura 2.

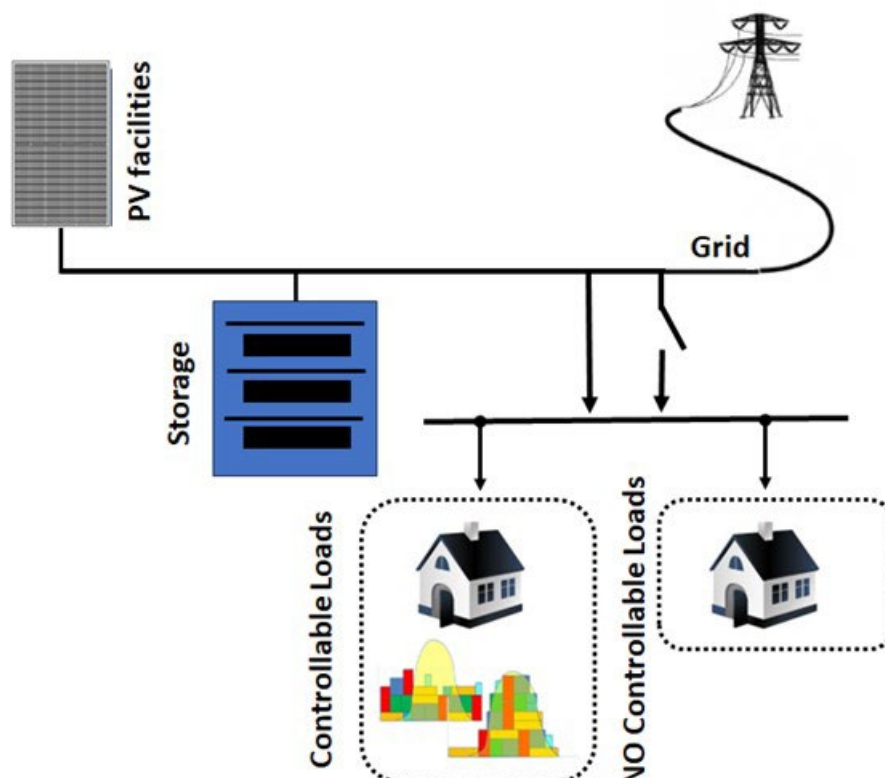


Figura 2. Rappresentazione schematica del modello di EC.

Il SdA della EC viene gestito in accordo a quattro diverse strategie operative messe a punto sulla base delle finalità dei programmi di DR nelle EC delle isole minori definite nel report della LA4.4 [10]:

- Strategia 1: Massimizzazione del beneficio economico. Con questa strategia l'obiettivo è quello di ottenere il massimo ritorno economico per l'utente considerando i costi finali dell'energia elettrica e il quadro normativo vigente (Ritiro dedicato ed incentivi per le EC);
- Strategia 2: Massimizzazione dell'autosufficienza dalla rete. L'obiettivo di questa strategia è quello di massimizzare il consumo di energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico della EC stessa, indipendentemente dagli aspetti economici, minimizzando gli scambi di energia con la rete. L'ottimizzazione comporta che la potenza generata dagli impianti fotovoltaici sia consumata in loco o accumulata in un SdA. Tale strategia mira contemporaneamente ad ottenere una maggiore indipendenza energetica delle EC e a ridurre i flussi di potenza sulle reti di distribuzione ottenendo un miglioramento in termini di minori perdite in rete e minori escursioni giornaliere delle tensioni di alimentazione al punto di connessione della EC alla rete di distribuzione;
- Strategia 3: Massimizzazione dell'energia venduta. L'obiettivo di questa strategia è quello di massimizzare la quota di tornaconto economico legata alla vendita dell'energia in rete al prezzo definito dal quadro normativo vigente. Sebbene sia noto che, stante le attuali condizioni economiche per la vendita di energia in rete, tale operazione non risulta ad oggi redditizia per gli utenti di una EC, si è comunque introdotta tale strategia di gestione in vista di un'evoluzione del quadro normativo verso modelli di business diversi in cui la vendita di energia alla rete può essere associata alla fornitura di servizi di regolazione di frequenza a salire, di peak shaving o di regolazione della tensione;
- Strategia 4: Massimizzazione degli incentivi. Con questa strategia si persegue l'obiettivo di massimizzare la quota di tornaconto economico legata agli incentivi indipendentemente dagli altri aspetti legati alla gestione energetica della EC.

Il modello proposto consente, attraverso l'analisi dei profili di potenza per i giorni tipo di ogni mese in un anno, di determinare, fissata la potenza massima installabile dell'impianto fotovoltaico (FV), la capacità ottimale del SdA minimizzando il costo totale annuo mentre si implementa una delle strategie su descritte.

3.3.1. Modello Generale

Tenendo conto del sistema in Figura 2, si definisce il costo totale annuo C_0 :

$$C_0 = c^b \cdot C + c^p \cdot P + \sum_{t \in 365\tau} (P_t^{acq} \cdot q_t^{g2c} - P_t^{vend} \cdot q_t^{c2g} - P_t^{acq} \cdot q_t^{autoc} - P_t^{inc} \cdot q_t^{cond}) \quad (3.1)$$

dove:

- c^b e c^p indicano rispettivamente i costi di investimento annualizzati della batteria [€/kWh] e del fotovoltaico [€/kW], questi sono valutati moltiplicando il costo specifico medio per la somma dei coefficienti di ammortamento, di esercizio (manutenzione) e di interesse: $c^i = c_n^i \cdot (c_a + c_e + c_i)$ dove c_n^i indica il costo di investimento standard espresso in [€/kWh] o [€/kW];
- C indica la capacità installata della batteria [kWh];
- P indica la potenza installata del fotovoltaico [kW];
- l'intervallo di tempo t è una frazione di un giorno di durata τ (nell'implementazione del modello è stato assunto pari a 15 minuti);
- P_t^{acq} , P_t^{vend} e P_t^{inc} [€/kWh] indicano rispettivamente il prezzo di acquisto, il prezzo di vendita e il prezzo connesso all'incentivazione dell'energia vigente nell'intervallo di tempo t ;
- q_t^{g2c} indica il flusso di energia importato dalla rete alla EC nell'intervallo di tempo t [kWh];
- q_t^{c2g} indica il flusso di energia esportato dalla EC verso la rete nell'intervallo di tempo t [kWh];
- q_t^{cond} indica il flusso di energia condivisa tra la EC e la rete nell'intervallo di tempo t [kWh];
- q_t^{autoc} indica l'energia autoconsumata dalla EC nell'intervallo di tempo t [kWh];

Il costo C_0 può essere scomposto in cinque termini:

- Il primo termine è il costo totale di investimento annualizzato C_{tot} :

$$C_{tot} = c_n^p \cdot P + c_n^b \cdot C \quad (3.2)$$

- Il secondo termine è dovuto al costo di acquisto annuo dell'energia elettrica:

$$C_{acq} = \sum_{t \in 365\tau} P_t^{acq} \cdot q_t^{g2c} \quad (3.3)$$

- Il terzo termine è dovuto al risparmio per il mancato acquisto dell'energia dalla rete dovuto all'autoconsumo di energia prodotta dall'impianto PV della EC:

$$C_{autoc} = \sum_{t \in 365\tau} P_t^{acq} \cdot q_t^{autoc} \quad (3.4)$$

La quota di energia autoconsumata è data dalla somma dell'energia fornita dall'impianto FV ai carichi (q_t^{p2d}) e al SdA per un successivo utilizzo (q_t^{p2b}):

$$q_t^{autoc} = q_t^{p2d} + q_t^{p2b} \quad (3.5)$$

- Il quarto termine è legato agli incentivi riconosciuti per le EC:

$$C_{inc} = \sum_{h \in 365\tau} P_h^{inc} \cdot q_h^{cond} \quad (3.6)$$

dove l'energia condivisa q_h^{cond} è il minimo orario tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti della comunità stessa e l'energia elettrica prelevata dalla rete da tutti i membri che ne fanno parte:

$$q_h^{cond} = \min(q_h^{imm}, q_h^{prel}) \quad (3.7)$$

- L'ultimo termine è legato alla vendita di energia è:

$$C_{vend} = \sum_{t \in 365\tau} P_t^{vend} \cdot q_t^{c2g} \quad (3.8)$$

La somma dei termini (3.4), (3.6) e (3.8) esprime il beneficio economico della EC [€/anno]:

$$C_{benefici} = C_{autoc} + C_{inc} + C_{vend} \quad (3.9)$$

La determinazione della taglia del SdA che minimizza il costo C_0 deve avvenire rispettando precisi vincoli riportati di seguito.

La potenza dell'impianto PV deve essere compresa tra un valore minimo corrispondente alla minima taglia dell'inverter disponibile in commercio per un funzionamento grid-on e un valore massimo dipendente dalla massima superficie occupabile dai moduli FV della EC:

$$P_{min,inv} \leq P \leq P_{max} \quad (3.10)$$

Pertanto, sulla base di quanto riportato in [11], detta S la superficie massima disponibile per l'installazione dei pannelli fotovoltaici, e considerato che questa è sostituita in parte da tetti piani (S_{piana}) e in parte da tetti inclinati (S_{incl}) si ha:

$$P_{max} = \frac{0.5 \cdot S_{piana} + S_{incl}}{S_m} \quad (3.11)$$

dove S_m [m^2/kW] è il rapporto tra la superficie del modulo e la potenza di picco dello stesso.

Il secondo vincolo del modello riguarda il soddisfacimento della domanda di elettricità D_t [kWh] che deve essere sempre pari alla somma delle quote di energia provenienti dalla rete q_t^{g2d} , dalla batteria q_t^{b2d} e dalle unità fotovoltaiche q_t^{p2d} :

$$D_t = q_t^{g2d} + q_t^{b2d} + q_t^{p2d} \quad \forall t \in \tau \quad (3.12)$$

L'energia generata dall'impianto PV è pari all'energia generata da un impianto PV di potenza unitaria (1 kW) nell'intervallo di tempo t (PV_t^{gen} [kWh]) moltiplicata per il valore della potenza nominale dell'impianto e per il rendimento convenzionale del PV η_{PV} :

$$q_t^p = P \cdot PV_t^{gen} \cdot \eta_{PV} \quad \forall t \in \tau \quad (3.13)$$

Inoltre, q_t^p è pari alla somma dei flussi di energia dal fotovoltaico alla batteria q_t^{p2b} , dal fotovoltaico alla rete q_t^{p2g} e dal fotovoltaico al carico (domanda locale) q_t^{p2d} :

$$q_t^p = q_t^{p2b} + q_t^{p2g} + q_t^{p2d} \quad \forall t \in \tau \quad (3.14)$$

I vincoli da rispettare per il dimensionamento della batteria fanno riferimento al livello di accumulo q_t^b nell'intervallo di tempo t , alla scarica della batteria q_t^{dc} e alla carica della batteria q_t^{ch} .

In particolare, il livello di accumulo l_t^b nell'intervallo di tempo t è pari alla somma tra il livello immagazzinato nel periodo precedente l_{t-1}^b e i flussi di energia legati alla carica q_t^{ch} e alla scarica q_t^{dc} alle rispettive efficienze η^{ch} e η^{dc} :

$$l_t^b = l_{t-1}^b + \eta^{ch} \cdot q_t^{ch} - \frac{1}{\eta^{dc}} \cdot q_t^{dc} \quad \forall t \in \tau / \{0\} \quad (3.15)$$

$$l_t^b = \eta^{ch} \cdot q_t^{ch} - \frac{1}{\eta^{dc}} \cdot q_t^{dc} \quad t = 0 \quad (3.16)$$

Il livello di energia nel SdA nell'intervallo di tempo t l_t^b è vincolato dalla massima e dalla minima quantità di energia accumulata nella batteria, assunte rispettivamente pari al 90% e al 10% della capacità installata C . Inoltre, si assume che nella gestione del SdA, la batteria non possa essere scaricata per più della metà della sua capacità in un'ora:

$$l_t^b \leq SoC_{max} \cdot C = 0,9 \cdot C \quad \forall t \in \tau \quad (3.17)$$

$$l_t^b \geq SoC_{min} \cdot C = 0,1 \cdot C \quad \forall t \in \tau \quad (3.18)$$

$$q_{1h}^{ch} \leq \frac{1}{2} C \quad (3.19)$$

Infine, si assume che il livello energetico q_τ^b del SdA alla fine del periodo τ (un giorno) sia pari al livello energetico iniziale q_0^b :

$$q_\tau^b = q_0^b \quad (3.20)$$

In questo modo si ammette che il SdA possa eseguire giornalmente un unico ciclo di carica/scarica in modo che, considerando una vita media di 7000 cicli, la sua durata si attesti intorno a 20 anni.

L'energia scaricata della batteria q_t^{dc} nell'intervallo di tempo t è pari alla somma dell'energia immessa in rete q_t^{b2g} e dell'energia impiegata nel soddisfacimento della domanda q_t^{b2d} nel medesimo intervallo; l'energia assorbita per la carica della batteria q_t^{ch} è pari alla somma dell'energia proveniente dalla rete q_t^{g2b} e dell'energia proveniente dall'impianto fotovoltaico q_t^{p2b} :

$$q_t^{dc} = q_t^{b2d} + q_t^{b2g} \quad \forall t \in \tau \quad (3.21)$$

$$q_t^{ch} = q_t^{p2b} + q_t^{g2b} \quad \forall t \in \tau \quad (3.22)$$

La EC può acquistare o vendere energia elettrica, per cui l'energia acquistata dalla comunità q_t^{g2c} può essere espressa come somma tra l'energia utilizzata per coprire la domanda q_t^{g2d} e dell'energia utilizzata per caricare la batteria q_t^{g2b} :

$$q_t^{g2c} = q_t^{g2d} + q_t^{g2b} \quad \forall t \in \tau \quad (3.23)$$

L'energia venduta dalla EC al GSE per mezzo del meccanismo del ritiro dedicato q_t^{c2g} può essere espressa come somma tra l'energia proveniente dal fotovoltaico q_t^{p2g} e l'energia proveniente dalla batteria q_t^{b2g} :

$$q_t^{c2g} = q_t^{p2g} + q_t^{b2g} \quad \forall t \in \tau \quad (3.24)$$

Inoltre, valgono le seguenti considerazioni per la scarica e la carica del SdA:

- La scarica avviene quando la domanda è maggiore della produzione da PV, quando il livello di carica del SdA è maggiore del SoC_{min} e solo sul carico. Valgono quindi le seguenti relazioni:

$$se \begin{cases} D_t \geq q_t^p \\ l_t^b > SoC_{min} \end{cases} \text{ allora } q_t^{dc} > 0 \quad (3.25)$$

- Tutta l'energia prodotta dal PV è asservita al soddisfacimento dell'intera domanda, $q_t^p = q_t^{p2d}$, la rimanente quota di energia richiesta viene fornita dalla batteria quando il livello di carica è superiore SoC_{min} oppure se il livello di carica è pari al SoC_{min} l'energia viene fornita, e quindi acquistata, dalla rete:

$$\begin{cases} se \ l_t^b > SoC_{min} \text{ allora } D_t - q_t^p = q_t^{b2d} \\ se \ l_t^b = SoC_{min} \text{ allora } D_t - q_t^p = q_t^{g2d} \end{cases} \quad (3.26)$$

Inoltre, i flussi di energia q_t^{b2g} , q_t^{p2b} e q_t^{ch} sono nulli;

- La carica avviene quando la domanda è minore della produzione da PV, quando il livello di carica del SdA è inferiore al SoC_{max} e solo dall'impianto PV. Valgono quindi le seguenti relazioni:

$$se \begin{cases} D_t < q_t^p \\ l_t^b < SoC_{max} \end{cases} \text{ allora } q_t^{ch} > 0 \quad (3.27)$$

Parte dell'energia prodotta dal PV è asservita al soddisfacimento dell'intera domanda, $D_t = q_t^{p2d}$, la rimanente quota di energia può caricare il SdA se il livello di carica è inferiore al SoC_{max} oppure se il livello di carica è pari al SoC_{max} , l'energia viene immessa, e quindi venduta, in rete:

$$\begin{cases} se \ l_t^b < SoC_{max} \text{ allora } q_t^p - D_t = q_t^{p2b} \\ se \ l_t^b = SoC_{max} \text{ allora } q_t^p - D_t = q_t^{p2g} \end{cases} \quad (3.28)$$

Inoltre, flussi di energia q_t^{g2d} , q_t^{g2b} , q_t^{b2d} e q_t^{dc} sono nulli;

3.3.2. Strategie di gestione del SdA

Le strategie di gestione del SdA consentono di dimensionare la taglia dell'apparecchiatura in funzione della potenza dell'impianto FV al fine di ottenere il minimo costo annuo C_o e contemporaneamente un'efficace implementazione di ciascuna strategia dell'impianto.

Strategia 1: Massimizzazione del beneficio economico

Il problema può essere espresso come:

$$\max C_{benefici} \quad (3.29)$$

In questa strategia non si rendono necessari ulteriori vincoli rispetto a quelli su riportati. Il prezzo di acquisto e di vendita dell'energia è regolato dallo specifico contratto di ognuno dei membri della EC e dalle condizioni

economiche per il ritiro dedicato. Le relazioni alle quali fare riferimento per la soluzione del problema saranno quindi:

Equazioni 3.1 – 3.29

Strategia 2: Massimizzazione dell'autosufficienza della EC

Al fine di massimizzare l'autoconsumo, il SdA viene gestito al fine di minimizzare tutti flussi di energia dalla comunità verso la rete:

$$\min \sum_{t \in \tau} q_t^{c2g} \quad \forall t \in \tau \quad (3.30)$$

Una volta individuate tutte le coppie di taglie PV/SdA che soddisfano il precedente vincolo, occorre ricercare il massimo valore dell'energia autoconsumata dalla comunità, e le taglie ad essa corrispondenti, per ottenere la capacità ottimale del SdA che minimizza il costo C_0 :

$$\max \sum_{t \in \tau} q_t^{autoc} \quad (3.31)$$

Pertanto, le relazioni al quale fare riferimento per la soluzione del problema sono quindi:

Equazioni 3.1 – 3.28 e 3.30 – 3.31

Applicando questa strategia, per ogni potenza del fotovoltaico, si individuano più valori di capacità installabile che permettono di soddisfare il sistema di equazioni lineari prima definito, ma soltanto uno minimizza anche il costo C_0 .

Strategia 3: Massimizzazione dell'energia venduta

In questa strategia l'obiettivo è gestire il SdA in modo tale che sia massimo il flusso di energia dalla comunità alla rete. Il vincolo di tale strategia è quindi che il flusso energetico dalla comunità alla rete sia non nullo:

$$\sum_{t \in \tau} q_t^{c2g} > 0 \quad \forall t \in \tau \quad (3.32)$$

Una volta individuate tutte le coppie di taglie del PV e del SdA che soddisfano il precedente vincolo, occorre ricercare il massimo valore del flusso energetico dalla comunità alla rete, e le taglie ad essa corrispondenti, per ottenere, per dato impianto PV, la capacità del SdA della Strategia 3:

$$\max \sum_{t \in \tau} q_t^{c2g} \quad (3.33)$$

Tale strategia è quindi definita da:

Equazioni 3.1 – 3.28 e 3.32 – 3.33.

Il prodotto dell'energia annuale venduta per il valore del prezzo dell'energia del ritiro dedicato in [€/kWh] fornisce l'introito dovuto alla vendita.

Strategia 4: Massimizzazione degli incentivi

L'analisi di questa strategia prevede il calcolo e lo studio dell'energia condivisa:

$$\sum_{h \in \tau} q_h^{cond} \quad \forall h \in \tau \quad (3.34)$$

Il calcolo di q_h^{cond} verrà esposto nel successivo paragrafo. Una volta individuate, per ogni taglia dell'impianto PV e del SdA, le quote annuali dell'energia condivisa, occorre ricercarne il massimo, e le taglie ad esso corrispondenti, per ottenere la capacità del SdA della Strategia 4:

$$\max \sum_{h \in \tau} q_h^{cond} \quad (3.35)$$

Il prodotto del massimo dell'energia annuale condivisa per il valore dell'incentivo in [€/kWh] fornisce la massima quota economica legata agli incentivi.

Tale strategia è quindi definita da:

Equazioni 3.1 – 3.16 e 3.34 – 3.35.

3.3.3. Risoluzione delle equazioni del modello generale

Attraverso l'implementazione e risoluzione del modello generale si determinano tutti i flussi energetici che coinvolgono la rete, la batteria, il fotovoltaico e il carico per ogni valore di potenza installata del PV e capacità installata del SdA.

Accanto a ciò, si valutano anche:

- la differenza tra il costo annuo dell'energia per la EC in assenza di PV e SdA e il costo annuo legato ai costi di investimento e ai costi operativi C_0 in presenza del PV e del SdA:

$$\Delta C_0 = C_{pass} - C_0 \quad (3.36)$$

Ciò è utile per individuare la fattibilità dell'impianto, infatti se il $\Delta C_0 < 0$ allora l'investimento non sarà conveniente dal punto di vista economico.

- Il tempo di ritorno dell'investimento;
- Il VAN (Valore Attuale Netto) e il PI (Profitability Index). Il primo è definito come la somma attualizzata dell'intero flusso di cassa relativo all'investimento FC_j , si considerano solo valori del $VAN > 0$, ovvero quelli per cui, per dato tasso di interesse i , l'equivalente delle entrate supera l'equivalente delle uscite.

$$VAN = -C_{tot} + \sum_{j=1}^T FC_j \frac{1}{(1+i)^j} \quad (3.37)$$

Il secondo invece, indica il rapporto tra il VAN e il costo del progetto C_{tot} e costituisce una misura della profittabilità relativa all'investimento.

$$PI = \frac{VAN}{C_{tot}}$$

(3.38)

Una configurazione EC/PV/SdA è accettabile solo se $PI > 0$.

3.3.4. Implementazione del Modello

Il modello è stato implementato in ambiente MATLAB. Di seguito vengono descritti i diversi step.

STEP 1: Lettura dei dati di input

È necessario fornire:

- i profili di consumo e di produzione giornaliera della EC per ogni mese di un anno solare;
- i prezzi di acquisto e vendita dell'energia elettrica;
- i rendimenti di carica e scarica del SdA e il suo Deep of Discharge (DoD) (pari alla differenza tra SoC_{max} e SoC_{min});
- la superficie totale per l'installazione dell'impianto FV;
- la superficie, la potenza di picco e il rendimento convenzionale del modulo FV da installare (o un valore medio nel caso di più installazioni);
- i coefficienti di ammortamento, manutenzione e interesse, gli incentivi ARERA e MISE per le EC e i costi medi in €/kW e in €/kWh rispettivamente del PV e del SdA;
- i coefficienti di emissione di CO₂ per kWh elettrico prodotto dalla combustione di combustibili fossili per l'isola in cui si trova la EC.

STEP 2: Calcolo della massima potenza del FV installabile in relazione alla superficie utile STEP1

Dalla conoscenza della superficie utile sulla quale installare i moduli fotovoltaici, si calcola la potenza massima installabile per data dimensione e potenza di picco del modulo. La potenza minima è assunta sempre pari a 1 kW essendo questa la taglia minima degli inverter grid-on con funzioni smart per la gestione dei SdA attualmente presente in commercio.

STEP 3: Costruzione dei dati annuali

Sulla base dei dati determinati per il giorno tipo di ogni mese, si costruisce una matrice mensile ipotizzando che sia la produzione sia i consumi siano gli stessi per ogni giorno del mese considerato. A partire dai dati mensili si calcola infine una matrice contenente tutti i dati di produzione e consumo di un anno.

STEP 4: Calcolo costi di investimento annualizzati del SdA e FV

I costi di investimento annualizzati al kW per il FV o al kWh per il SdA, vengono calcolati moltiplicando il costo medio in €/kW o in €/kWh per la somma dei coefficienti di ammortamento, manutenzione e interesse. Il primo coefficiente è valutato in funzione della vita utile della tecnologia FV (20 anni) ed è pari a $c_a = 0.05$; il secondo è assunto pari a $c_e = 0.01$ sulla base delle informazioni presenti in letteratura [11]; il terzo coefficiente è assunto pari a $c_i = 0.02$ (in realtà, quest'ultimo coefficiente è molto variabile e deve essere stimato accuratamente in funzione dell'andamento dei mercati).

STEP 5: Risoluzione del problema

Il problema viene risolto come descritto al paragrafo precedente applicando una delle strategie di gestione definite.

STEP 6: Analisi dei casi studio

I casi studio sono definiti in base alle strategie. Per ogni caso studio si individuano:

- Il massimo valore annuale della grandezza osservata (massimo beneficio economico, massimo autoconsumo, massima vendita e massimi incentivi);
- Il costo annuale minimo dell'impianto a pari grandezza osservata;
- I relativi valori di potenza dell'impianto FV e della capacità del SdA;
- La produzione di energia annua da FV;

- L'energia annua immessa, prelevata e condivisa;
- Il risparmio conseguente all'autoconsumo e l'acquisto di energia dalla rete;
- Le emissioni di CO_2 evitate.
- L'analisi e il confronto di queste grandezze permette di individuare le taglie ottimali del SdA legate alla minimizzazione dei costi operativi e di investimento della strategia considerata.

3.4. Studio della comunità energetica

3.4.1. Area di Intervento

L'area oggetto di studio è situata nell'isola di Pantelleria ed è stata precedentemente descritta ed analizzata nel report della LA4.4 [10]. In particolare, ci si basa su una visione di comunità che vive intorno ad uno stesso luogo: una piazza, una via, etc. Tutti gli utenti, alimentati in bassa tensione, sono sottostanti alla stessa cabina MT/BT n.31 di proprietà S.MED.E. L'area individuata e presa in esame per la simulazione di una EC è situata nel centro storico dell'omonima frazione dell'isola di Pantelleria e comprende tutti gli immobili presenti in Piazza Messina e due in Via Catania, ossia gli edifici che circoscrivono il parcheggio pubblico dell'area (Figura 3).



Figura 3. Individuazione dell'area.

Fanno parte della EC dieci palazzine di cui:

- N°3 a quattro piani;
- N°4 a tre piani;
- N°3 a due piani.

Gli edifici includono sette attività commerciali situate al piano terra. Pertanto, il totale delle utenze ammonta a:

- N°23 abitazioni private;
- N°7 attività commerciali.

La determinazione delle caratteristiche dei consumi è stata effettuata tramite un'indagine basata su un questionario somministrato agli utenti dell'isola. Con ciò sono state determinate, per ogni utenza:

- Le caratteristiche degli impianti e dei dispositivi utilizzatori presenti;

- La presenza/assenza di sistemi di generazione locale o di accumulo elettrico;
- La presenza/assenza di sistemi di monitoraggio, controllo e automazione dei carichi elettrici e termici;
- La tipologia delle lampade utilizzate per l'illuminazione di interni o di aree esterne nelle pertinenze degli edifici;
- La tipologia di sistemi utilizzati per il riscaldamento/raffrescamento e la produzione di ACS,
- La tipologia di alimentazione elettrica più comunemente utilizzata;
- Range di potenza contrattuale;
- I consumi elettrici medi e massimi annui.

Attraverso tale analisi e attraverso l'applicazione della metodologia Montecarlo [12]-[14] sono stati determinati i profili di carico elettrico delle utenze nell'area considerata. Tale calcolo è effettuato sia nel caso di abitazioni dotate di scaldacqua elettrico sia nel caso di abitazioni con pompa di calore per produzione di ACS. Successivamente è stato calcolato il profilo di potenza complessivo dell'aggregato considerando un giorno tipo per ogni mese.

Accanto alla determinazione del profilo di carico, è stato determinato il profilo di produzione da fotovoltaico nella suddetta area per kW di potenza di picco installata. Ciò sarà utile per determinare la produzione energetica annua dell'impianto fotovoltaico al variare della taglia dello stesso.

Il modello è stato implementato considerando le attuali norme vigenti in materia di incentivazione descritte al capitolo 2. In Italia, come già accennato, l'energia condivisa viene valorizzata attraverso due componenti incentivanti:

- Incentivo MiSE pari a 0.11 [$€/kWh$] per le comunità energetiche;
- Incentiva ARERA pari a 0.08 [$€/kWh$] per le comunità energetiche.

A ciò si aggiunge la vendita di energia, il quale prezzo è definito dal GSE per fascia oraria e zona di mercato attraverso l'allegato A della delibera AEEG 280/7 [8].

3.4.2. Profilo di carico e produzione fotovoltaica della EC

Come accennato precedentemente, attraverso la metodologia Montecarlo sono stati determinati i profili di potenza delle utenze domestiche e non domestiche a partire dai dati raccolti tramite i questionari e tenendo conto dell'attuale stato dei luoghi. Per la determinazione di tali diagrammi, sono state assunte diverse probabilità di utilizzo dei carichi a seconda della stagione di riferimento, estate o inverno. Inoltre, non conoscendo a priori i dati di targa degli utilizzatori presenti, si è fatto riferimento a dati tipici presenti in letteratura in modo tale da ottenere un consumo medio dell'aggregato il più simile possibile a quello medio rilevato dai questionari somministrati. Si mostra in Figura 4 il profilo di carico del giorno tipo di ogni mese dell'insieme di utenze domestiche provviste di scaldacqua elettrico e in Figura 5 il profilo di carico del giorno tipo di ogni mese dell'insieme di utenze domestiche provviste di pompa di calore (PdC) per la produzione di ACS:

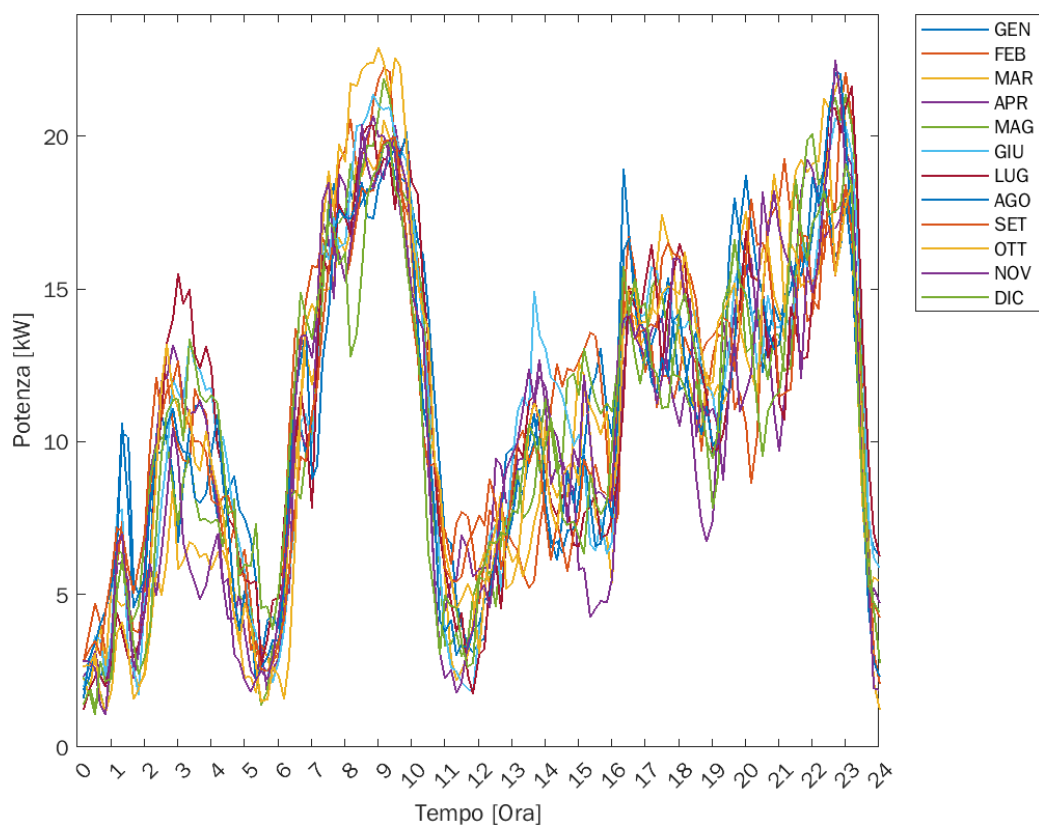


Figura 4. Profilo giornaliero del carico aggregato, utenze domestiche provviste di scaldacqua [10].

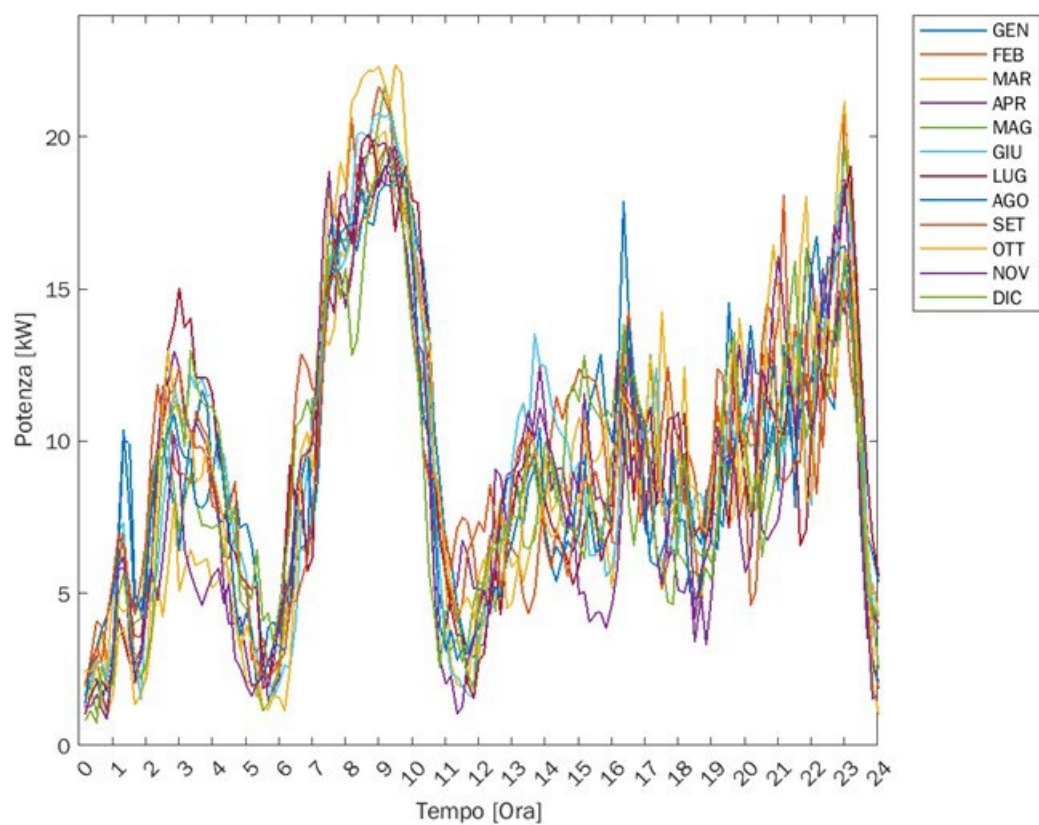


Figura 5. Profilo giornaliero del carico aggregato, utenze domestiche provviste di pompa di calore [10].

L'analisi e il dimensionamento degli impianti centralizzati a pompa di calore per la produzione di ACS è stato eseguito in modo tale da soddisfare interamente il fabbisogno di ACS degli appartamenti attualmente dotati di scaldacqua elettrico. Il dimensionamento prevede l'installazione di quattro PdC identiche con i seguenti dati di targa:

- Potenza nominale 4,06 kW;
- Serbatoio di accumulo da 280 litri, con resistenza elettrica addizionale con assorbimento pari a 2 kW;
- Coefficient Of Performance (COP) pari a 3,69.

Dalle figure precedenti si nota come l'installazione delle PdC ha influenzato principalmente il picco serale dell'aggregato di utenti domestici. Inoltre, in ogni mese i maggiori consumi si hanno sia nelle prime ore della mattina sia nelle ore serali, ovvero quando non c'è una grande generazione energetica da parte dell'impianto fotovoltaico. Ciò rende necessario un sistema di accumulo che permetta di accumulare e successivamente fornire energia alla EC quando la richiede.

Il profilo di produzione dell'impianto fotovoltaico è determinato tramite il database PV-GIS [15] considerando un'inclinazione dei moduli di 30° e un orientamento medio a SUD-EST, ciò è riportato in Figura 6. In particolare, il profilo si riferisce ad un impianto FV con potenza complessiva di 1 kWp.

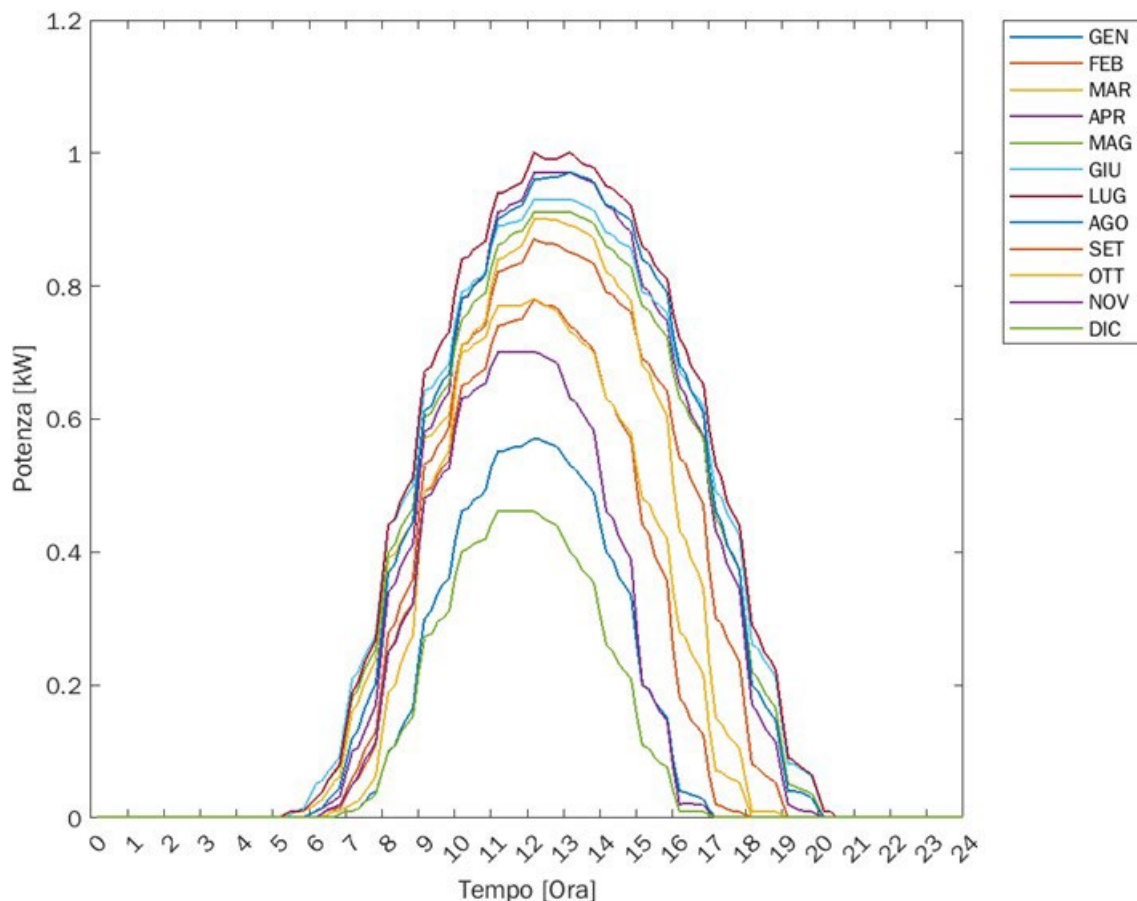


Figura 6. Profilo giornaliero di produzione di un impianto fotovoltaico di 1 kWp.

Nella successiva trattazione il profilo di produzione dell'impianto fotovoltaico con generica taglia sarà ricavato a partire dal profilo in Figura 6.

In riferimento alla Figura 6, e ipotizzando un impianto FV di taglia pari a 18 kWp sulla base della massima superficie disponibile, si ricava il carico totale delle utenze domestiche al netto della produzione da fotovoltaico (Figura 7).

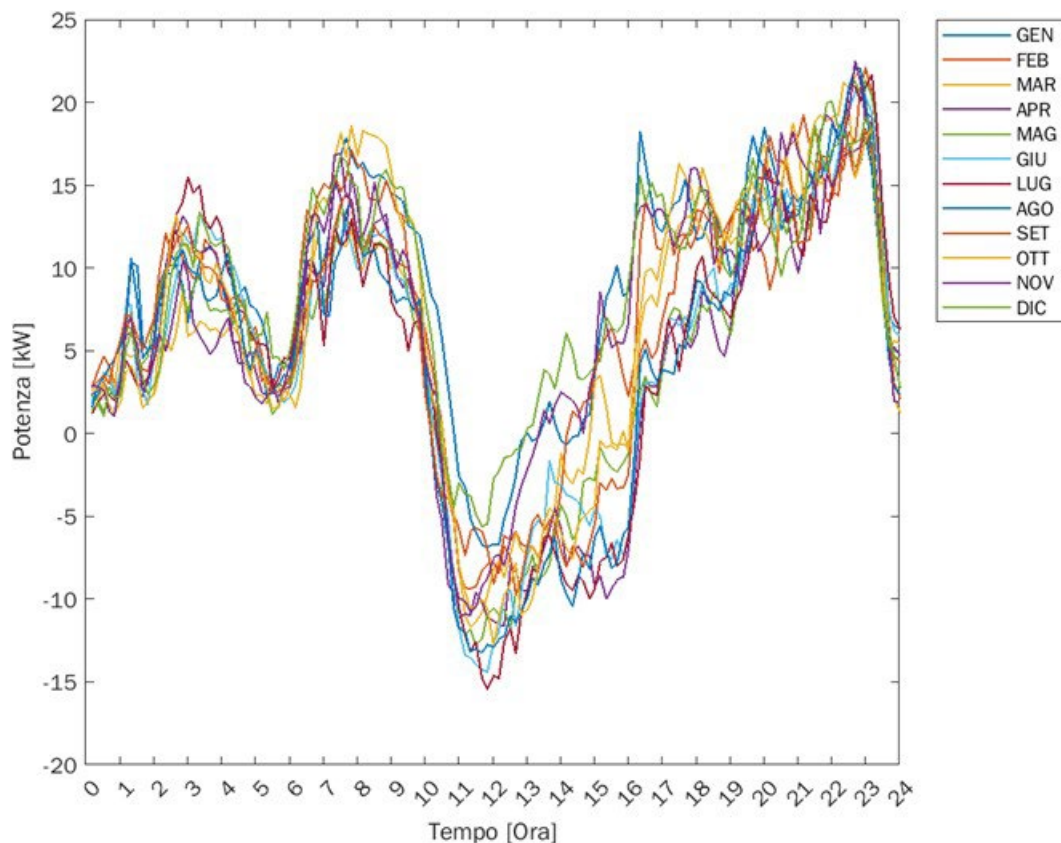


Figura 7. Carico totale delle utenze provviste di scaldacqua al netto della produzione da PV.

Come accennato in precedenza, dalla Figura 7 si nota un eccesso di produzione tra le ore 10:00 e le ore 16:00. Infatti, gli impianti fotovoltaici in questa fascia oraria producono più di quanto è necessario per soddisfare il fabbisogno delle utenze domestiche. Nell’ottica di una comunità energetica, la soluzione ottimale per evitare di immettere in rete un’importante quota di energia e al contempo evitare il sovradimensionamento dell’impianto FV stesso, ricade nell’installazione di un SdA che permetta sia di immagazzinare energia quando la produzione è maggiore della richiesta, sia di contribuire al soddisfacimento della domanda quando la richiesta è maggiore della produzione.

Analogo discorso può essere effettuato per il caso di utenze provviste di pompa di calore ipotizzando un impianto FV di taglia pari a 18 kWp . Il carico totale delle utenze domestiche al netto della produzione da PV è mostrato in Figura 8.

Anche in questo caso valgono le precedenti considerazioni riguardanti l’installazione del SdA.

Tramite il modello descritto nel Capitolo II si individueranno i valori di capacità ottimale del SdA per ogni valore di potenza del FV installabile.

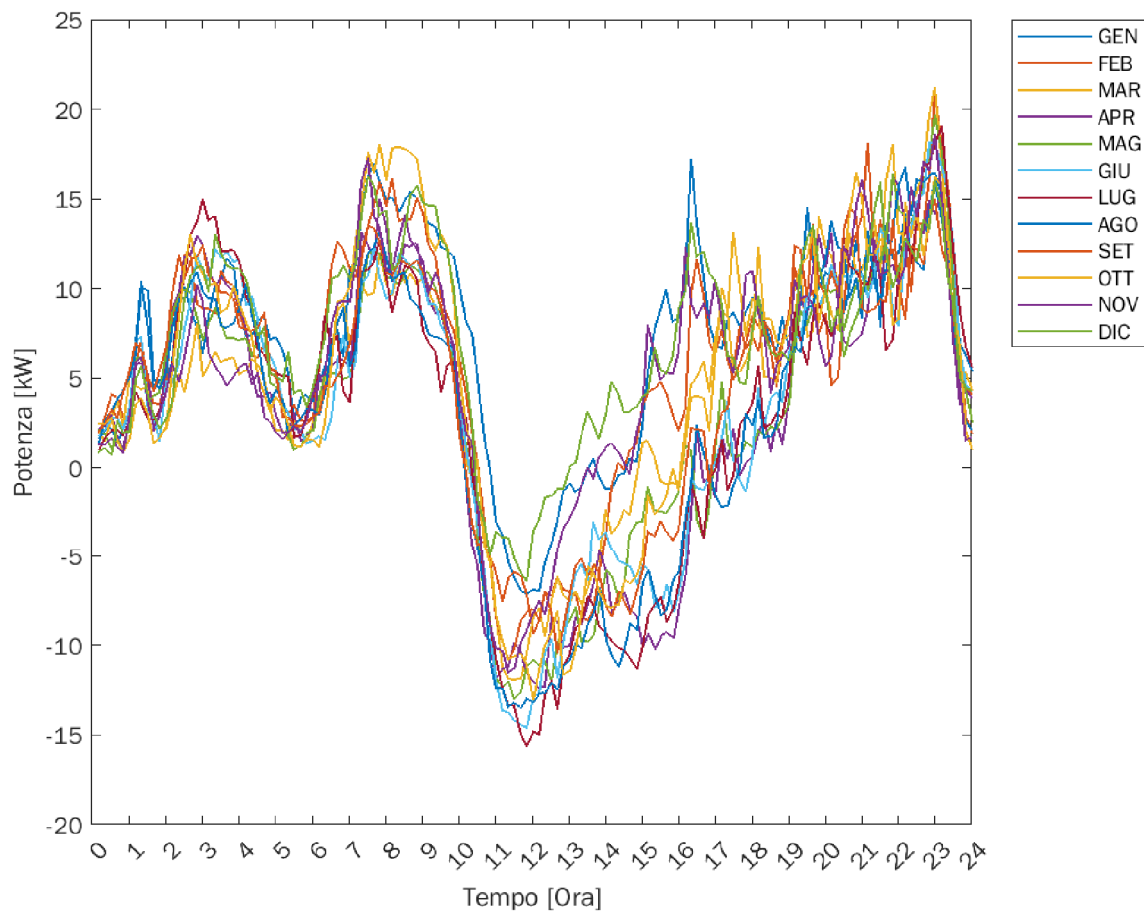


Figura 8. Carico totale delle utenze provviste di pompa di calore al netto della produzione da PV.

Infine, in riferimento alla massimizzazione dell'autoconsumo, è possibile eseguire delle azioni di controllo sui carichi flessibili. Dall'analisi delle principali esperienze internazionali si nota che i carichi che si adattano meglio alle azioni di Demand Response sono quelli a servizio degli impianti di condizionamento, riscaldamento e per la produzione di ACS. Infatti, sfruttando il principio di accumulo termico, è possibile anticipare o ritardare l'accensione di tali carichi oppure gestirne l'assorbimento di potenza elettrica. Tale argomento verrà trattato in seguito.

3.4.3. Analisi Economica

Tramite l'implementazione del modello in ambiente MATLAB sono stati analizzati i costi totali di investimento al variare della taglia dell'impianto FV e del sistema di accumulo SdA:

$$C_{tot} = c^b \cdot C + c^p \cdot P$$

Come è lecito aspettarsi, all'aumentare della potenza del PV e all'aumentare della capacità del SdA, i costi di investimento aumentano (Figura 9). La presenza di discontinuità nel grafico in figura è dovuta alla variazione a gradini dei costi c^p e c^b che variano con la taglia dell'impianto PV e del sistema di accumulo.

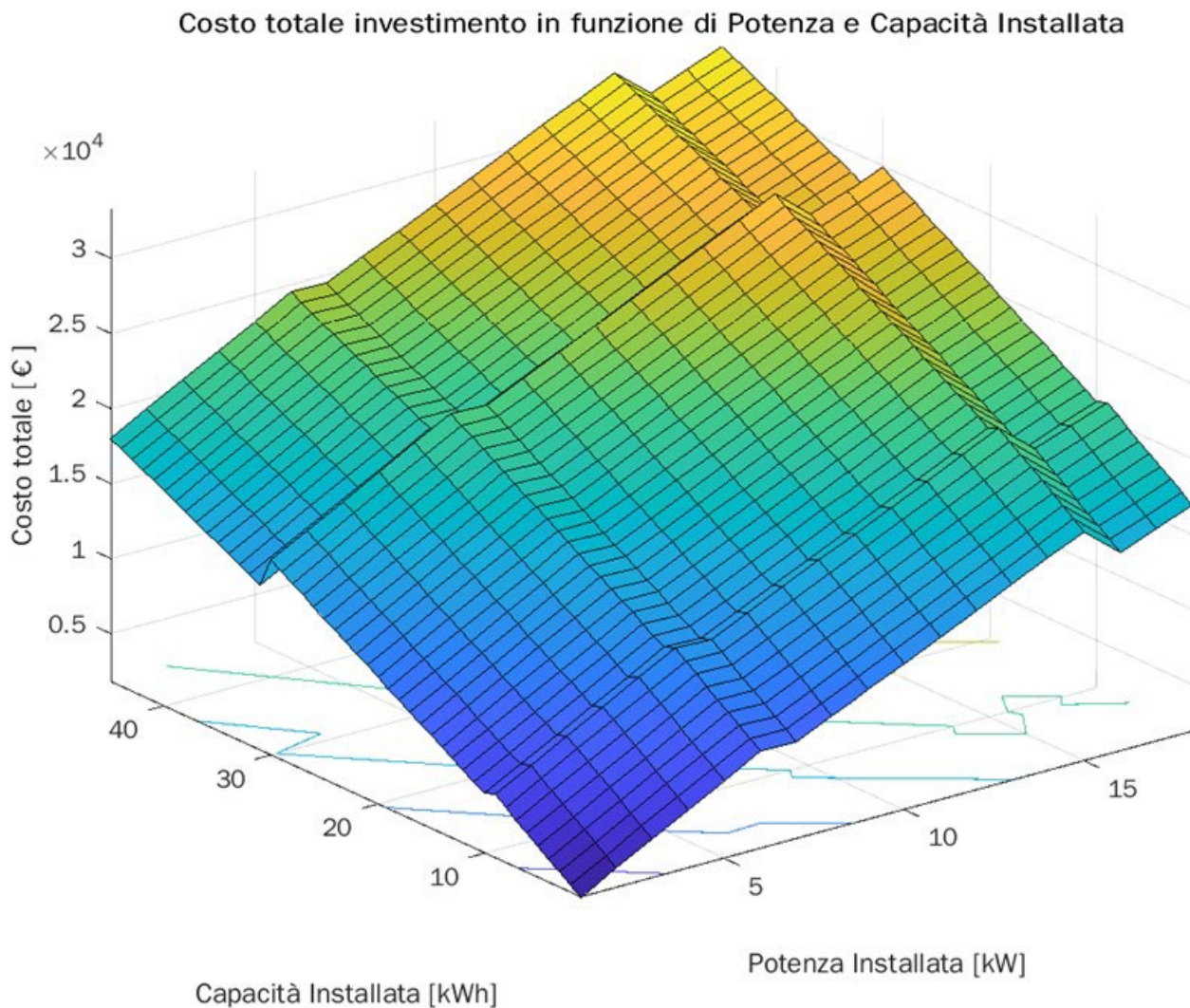


Figura 9. Costo totale dell'investimento al variare della potenza e della capacità installata.

Come detto in precedenza, l'analisi economica dei benefici viene effettuata sulla base del calcolo di tre componenti:

- C_{autoc} che rappresenta quindi il risparmio conseguente all'installazione dell'impianto;
- C_{inc} che rappresenta il ricavo dall'incentivazione dell'energia condivisa. L'incentivo è composto dalle due componenti promosse dal MiSE e da ARERA;
- C_{vend} che rappresenta il ricavo dalla vendita di energia al GSE attraverso il meccanismo del ritiro dedicato. Tale vendita avviene negli intervalli di tempo in cui la produzione energetica dell'impianto PV supera il fabbisogno della EC e il SdA è interamente carico.

La somma di queste componenti definisce il beneficio economico complessivo, $C_{benefici}$.

Nel caso di utenze provviste di scaldacqua elettrico, considerando una gestione dell'accumulo atta a soddisfare primariamente il fabbisogno della EC, considerando un impianto fotovoltaico da 18 kW (potenza massima installabile per la EC presa in esame) si ottiene un sistema di accumulo da 36 kWh. Nella

Tabella 3 si riportano i calcoli dei principali indicatori energetici ed economici della EC in questo caso.

Tabella 3. Principali indicatori energetici ed economici della EC, utenze provviste di scaldacqua.

Caso Studio	Minimo Costo Impianto
Potenza & Capacità	P18C36

Grandezze Energetiche della Comunità	[kWh/anno]
Produzione da PV	29429
Autoconsumo	29357
Energia Venduta	72
Grandezze Economiche della Comunità	[€/anno]
Risparmio Autoconsumo	6109,8
Incentivo MiSE	3876,9
Incentivo ARERA	2819,6
Vendita Energia	10,93
Acquisto Energia	13441
Benefici	12817
Costo Annuo C_0	3002,9
Costo Investimento Impianto	29736
Altre Grandezze della Comunità	
Tempo di Ritorno dell'Investimento [anno]	4,4
VAN [€]	305810
PI	10,28
CO ₂ evitate in 20 anni [kg]	376400

In Figura 10 si mostra il flusso di cassa, relativo ad un giorno tipo del mese di luglio, nel caso di utenze provviste di scaldacqua. L'impianto è dimensionato con le taglie ottimali del PV e del SdA calcolate con la minimizzazione dei costi annui. Il flusso di cassa è calcolato considerando in ogni intervallo temporale le aliquote economiche legate alla condivisione, alla vendita e all'acquisto di energia.

Dalla Figura 10 si nota che nelle ore in cui non c'è la generazione di energia dall'impianto fotovoltaico la comunità acquista energia dalla rete, mentre nelle ore diurne, in cui il sistema fotovoltaico compie il suo lavoro di captazione e conversione dell'energia solare in energia elettrica, la comunità riesce ad autosostentarsi riducendo notevolmente l'acquisto di energia dalla rete.

Le stesse considerazioni possono essere fatte per il caso di comunità energetica con utenze provviste di pompa di calore. In questo caso, a pari taglia dell'impianto FV, la taglia ottimale del SdA è di 40 kWh. In conseguenza a ciò, si avrà un maggiore accumulo energetico che comporta un maggiore livello di autosufficienza e quindi un maggiore autoconsumo e maggiori benefici. In Tabella 4 si riportano i principali indicatori energetici ed economici derivanti dall'analisi del caso studiato con utenze provviste di PdC per la produzione di ACS.

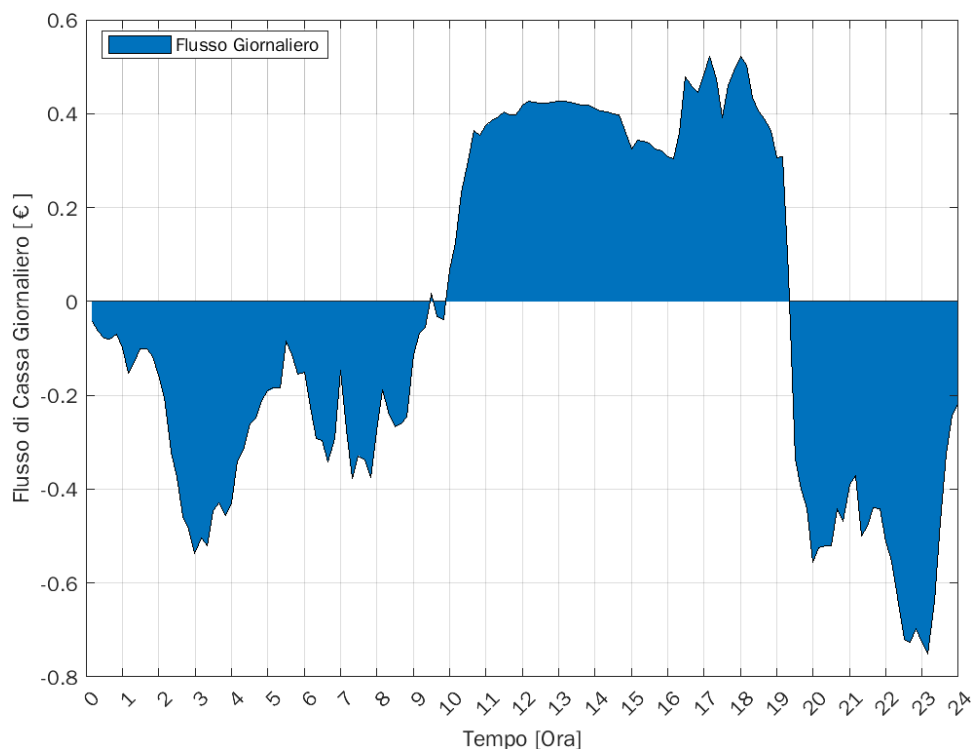


Figura 10. Flusso di cassa giornaliero, giorno tipo di luglio, utenze provviste di scaldacqua.

Tabella 4. Principali indicatori energetici ed economici della EC, utenze provviste di pompa di calore.

Caso Studio	Minimo Costo Impianto
Potenza & Capacità	P18C40
Grandezze Energetiche della Comunità	[kWh/anno]
Produzione da PV	29429
Autoconsumo	29359
Energia Venduta	70
Grandezze Economiche della Comunità	[€/anno]
Risparmio Autoconsumo	6110,2
Incentivo MiSE	3956,5
Incentivo ARERA	2877,5
Vendita Energia	10,66
Acquisto Energia	10463
Benefici	12955
Costo Annuo C_0	5,79
Costo Investimento Impianto	31220
Altre Grandezze della Comunità	
Tempo di Ritorno dell'Investimento [anno]	4,6
VAN [€]	304500
PI	9,7532
CO ₂ evitate in 20 anni [kg]	376400

Il flusso di cassa nel caso di utenze provviste di PdC è mostrato in Figura 11.

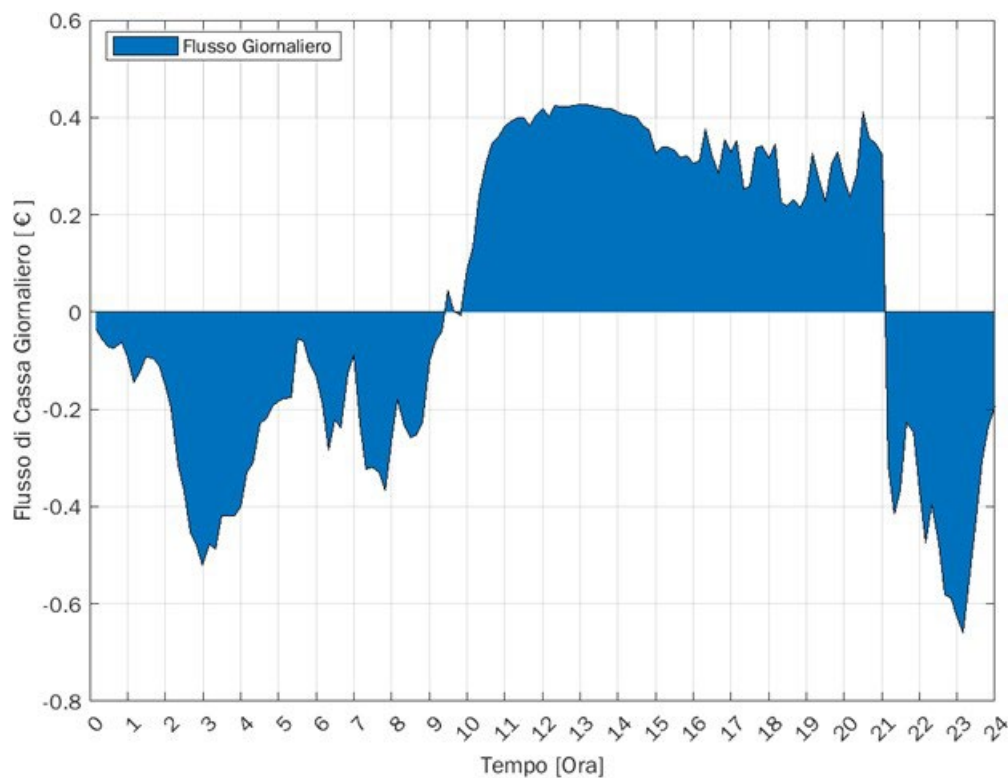


Figura 11. Flusso di cassa giornaliero, giorno tipo di luglio, utenze provviste di pompa di calore.

Accanto al calcolo del flusso di cassa giornaliero, tramite la simulazione in ambiente MATLAB è stata calcolata la variazione annua del costo C_0 . L'analisi ha condotto ai risultati mostrati in Figura 12 per il caso di utenze con scaldacqua e in Figura 13 per il caso di utenze provviste di PdC. In entrambi i casi si può notare che il costo annuo è maggiore nel caso in cui la potenza FV installata è minima e la capacità del SdA è massima. Al contrario, il costo annuo è minore quando la potenza FV installata è massima e la capacità del SdA ha taglia 36 kWh nel caso di utenze con scaldacqua e 40 kWh nel caso di PdC.

Il motivo per cui il costo annuo è tanto minore quanto maggiore è la taglia complessiva dell'impianto è da ricercare sia nelle aliquote incentivanti sia nella compravendita di energia dalla rete. Infatti, con degli impianti di elevata dimensione aumenta l'autoconsumo diretto e, di conseguenza, diminuisce l'acquisto di energia dalla rete, inoltre, aumenta l'energia condivisa e quindi la remunerazione ad essa connessa. A ciò si somma anche la vendita di energia dalla comunità alla rete che, se prevista, può essere un fattore rilevante.

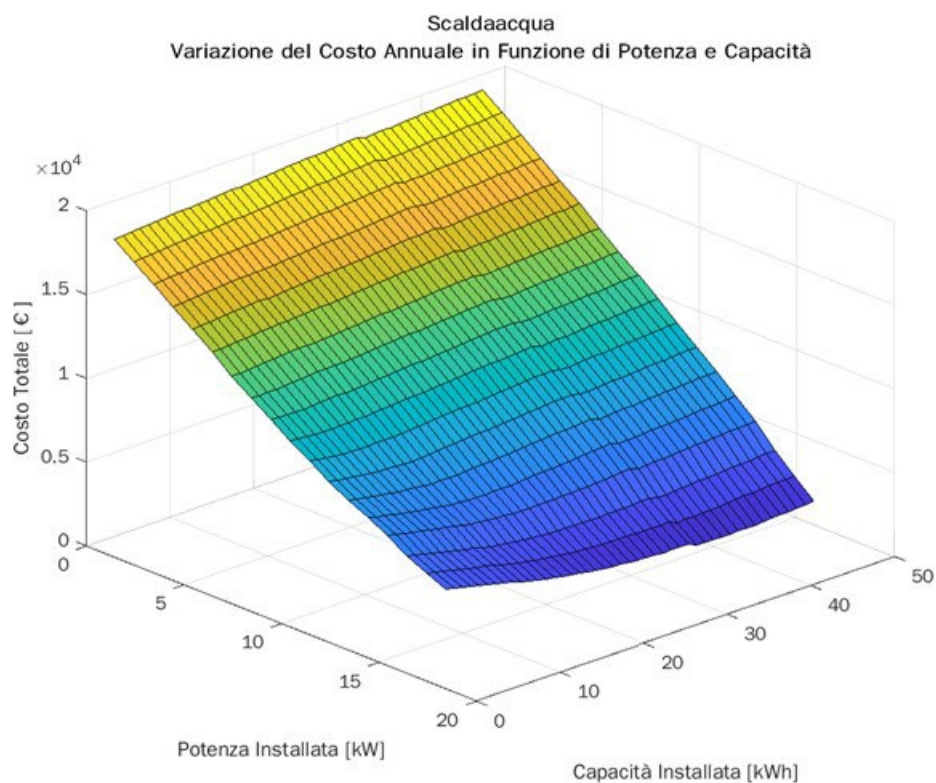


Figura 12. Variazione del costo annuo C_0 utenze provviste di scaldacqua.

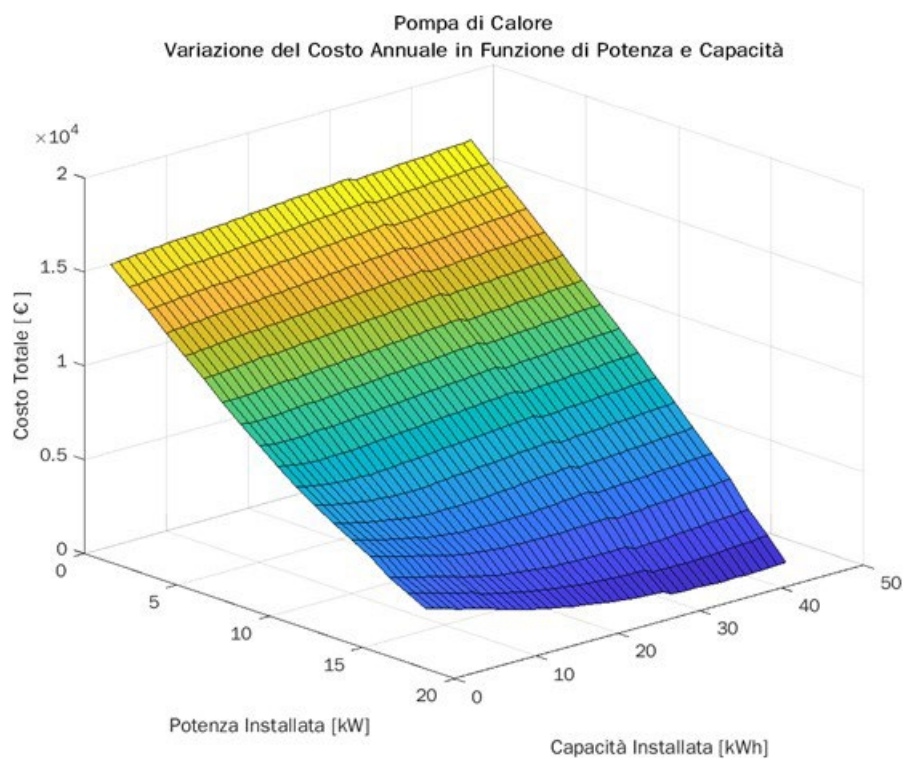


Figura 13. Variazione del costo annuo C_0 utenze provviste di pompa di calore.

Viceversa, nel caso in cui la potenza FV installata è minima e la capacità del SdA è elevata, i costi annui sono maggiori sia perché l'acquisto di energia dalla rete rappresenta una spesa ingente, sia perché l'energia condivisa sarà contenuta, ma anche perché il costo dell'impianto è molto elevato se comparato agli effettivi benefici che comporta tale sistema. In particolare, il SdA sarà sovradimensionato rispetto alla taglia dell'impianto PV in quanto tutta l'energia da esso generata sarà assorbita dalla comunità per soddisfarne il fabbisogno, il SdA non sarà caricato adeguatamente e ciò comporterà uno scarso utilizzo ed una inutile spesa economica.

Il tempo di ritorno dell'investimento è calcolato considerando il rapporto tra il costo totale dell'investimento C_{tot} e gli introiti annuali relativi alla vendita e agli incentivi. In Figura 14 e Figura 15 si mostra la variazione del tempo di ritorno in funzione della potenza PV e capacità del SdA, nel caso di utenze provviste di scaldacqua e di utenze provviste di pompa di calore:

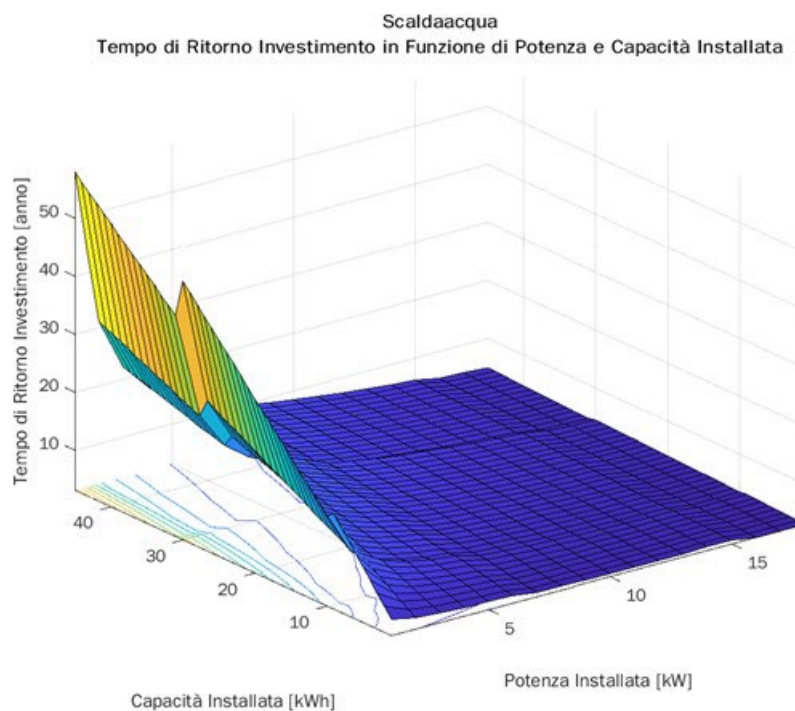


Figura 14. Tempo di ritorno dell'investimento, utenze provviste di scaldacqua.

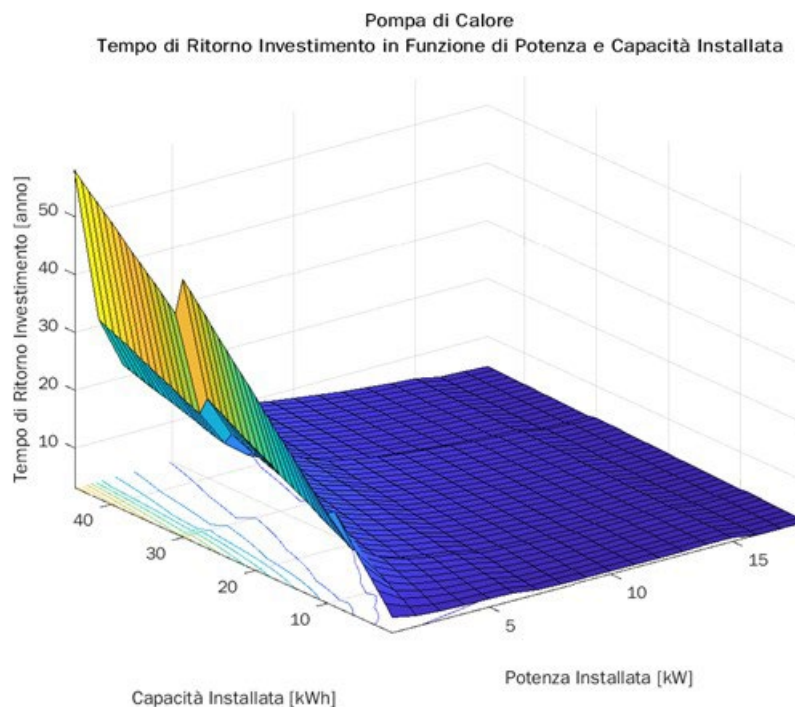


Figura 15. Tempo di ritorno dell'investimento, utenze provviste di pompa di calore.

Dalle figure precedenti si nota che il tempo di ritorno è tanto minore quanto maggiore è la dimensione dell'impianto fotovoltaico. Inoltre, all'aumentare della taglia del SdA, l'energia che la EC vende alla rete è decrescente a causa della maggiore possibilità di accumulo. Ciò equivale a dire che, in queste condizioni, gli introiti corrispondono alla sola quota relativa agli incentivi. Viceversa, per taglie del SdA inferiori, l'energia condivisa decresce e l'energia venduta alla rete tenderà a crescere a causa del limitato accumulo che ne deriva. Ciò è mostrato nella Figura 16 e nella Figura 17

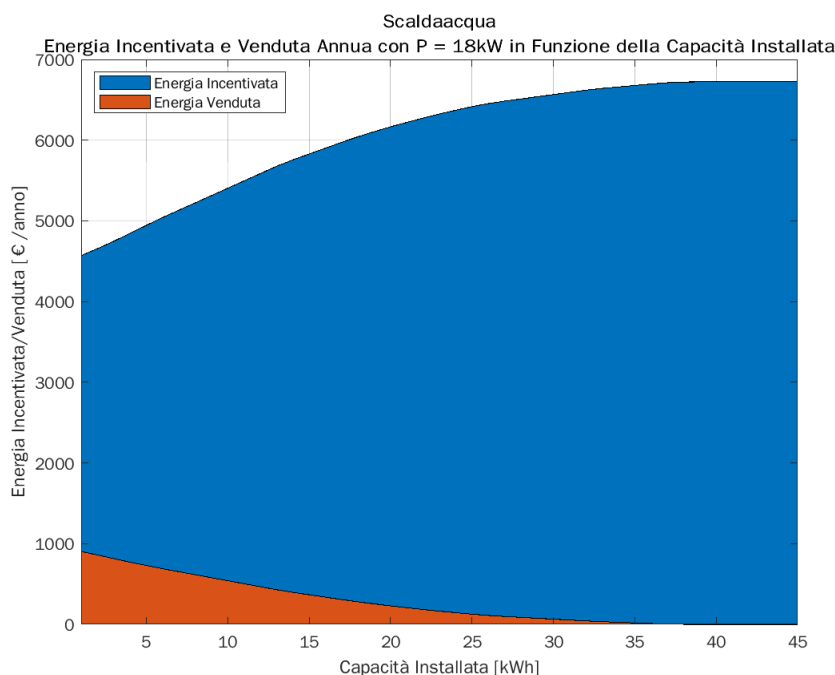


Figura 16. Energia incentivata e venduta annua con potenza installata di 18 kW in funzione della capacità del SdA, utenze provviste di scaldacqua.

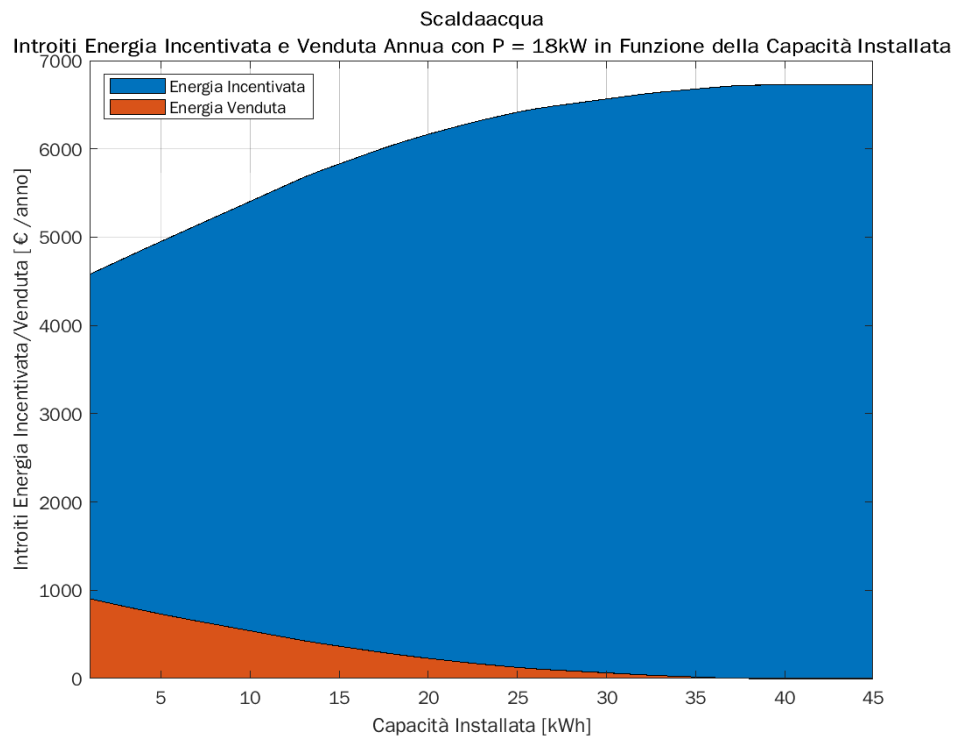


Figura 17. Energia incentivata e vendita annua con potenza installata di 18 kW in funzione della capacità del SdA, utenze provviste di pompa di calore.

Inoltre, il tempo di ritorno è molto elevato quando la potenza del FV è modesta e il SdA ha taglia elevata, ciò indica che gli introiti non sono adeguati alla spesa connessa all'investimento. Infatti, un'ulteriore analisi economica viene effettuata analizzando:

- la differenza ΔC_0 tra il costo annuo dell'energia per utente in assenza di FV e SdA e il costo annuo legato ai costi di investimento e ai costi operativi C_0 in presenza di FV e accumulo;
- il VAN (Valore Attuale Netto) che permette di valutare se l'investimento è idoneo a produrre valore;
- il PI , rapporto tra il VAN e il costo del progetto C_{tot} , che costituisce una misura della profittabilità relativa all'investimento.

In riferimento al primo punto, si mostra nella Figura 18 il ΔC_0 per utenze provviste di scaldacqua e per utenze provviste di pompa di calore.

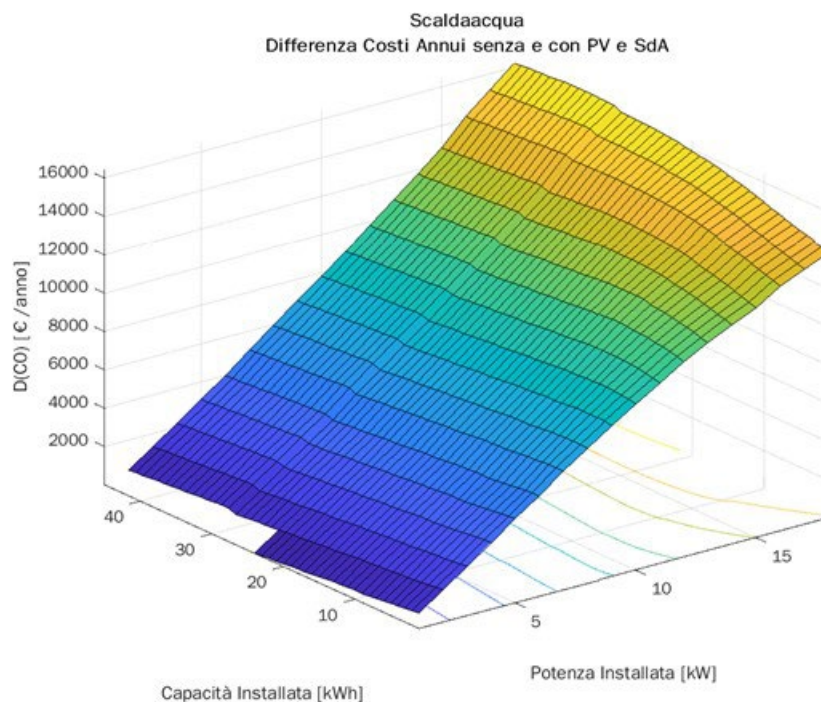


Figura 18. Differenza costi annui con e senza l'impianto PV e SdA, utenze provviste di scaldacqua.

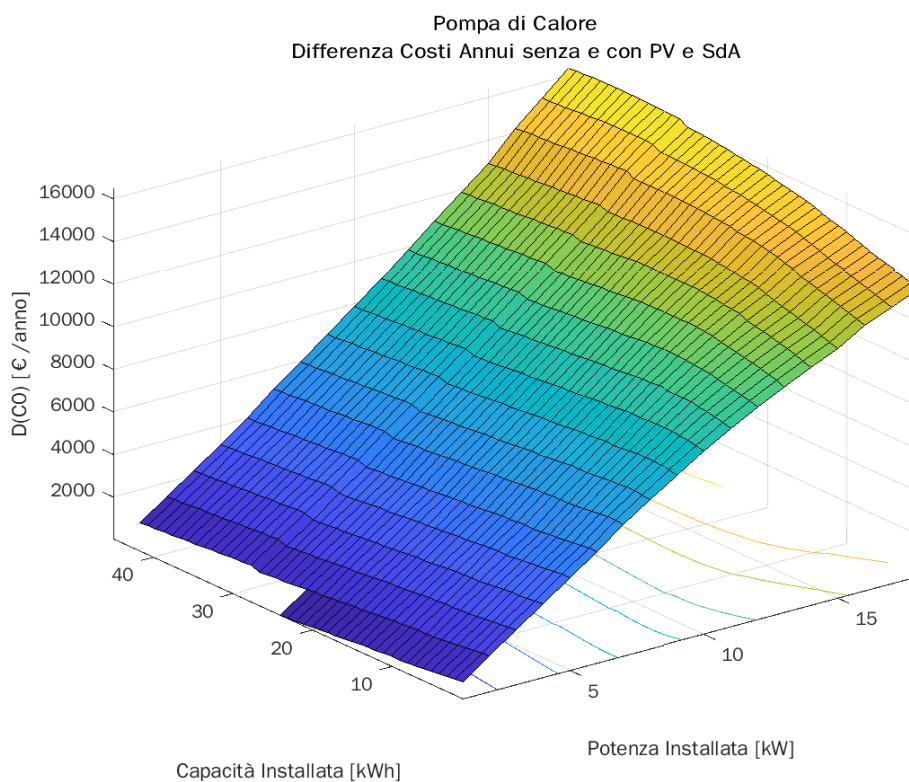


Figura 19. Differenza costi annui con e senza l'impianto PV e SdA, utenze provviste di pompa di calore.

Si può notare che per quasi la totalità delle combinazioni potenza/capacità dell'impianto si ottengono differenze tra i costi annui positivi. Il che equivale a dire che i costi annuali relativi all'acquisto di energia dalla rete in assenza dell'impianto sono superiori alla totalità dei costi e degli introiti annuali in presenza

dell'impianto FV e del SdA. Solo per piccole potenze del sistema FV ed elevate capacità del SdA la differenza è negativa, ciò rende l'investimento non conveniente. Si noti inoltre, che per elevati valori di potenza dell'impianto FV e capacità del SdA la differenza tra i costi è molto elevata, ciò è naturalmente una conseguenza dei cospicui ricavi dettati dalla vendita e dall'incentivazione dell'energia.

In merito al secondo punto, il *VAN* viene valutato considerando la vita utile dell'impianto pari a 20 anni e un tasso di interesse pari al 2%. Nelle figure seguenti si mostrano i risultati ottenuti.

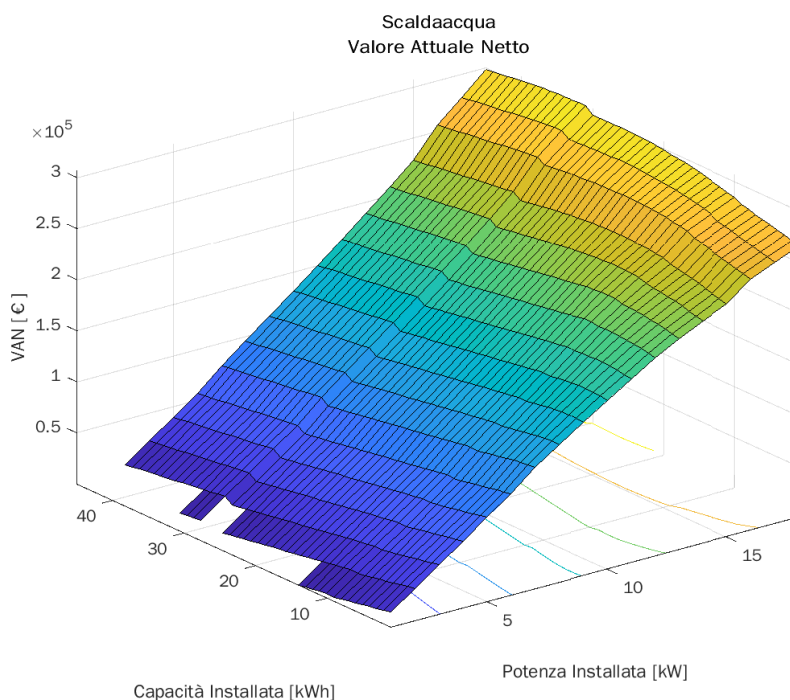


Figura 20. Valore Attuale Netto, utenze provviste di scaldacqua.

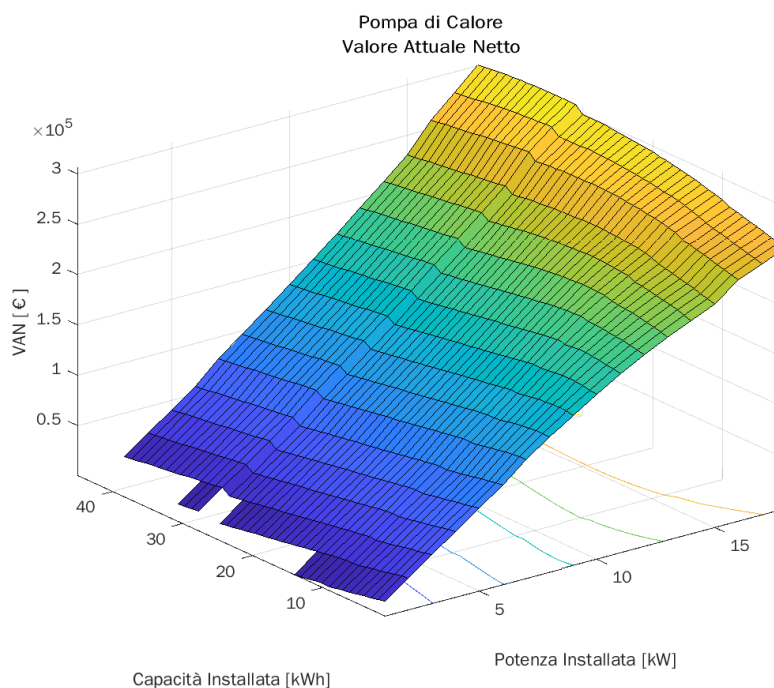


Figura 21. Valore Attuale Netto, utenze provviste di pompa di calore.

Si può notare che, anche in questo caso, impianti con modeste potenze dell'impianto FV ed elevate capacità del SdA, conducono ad un VAN minore di zero. Ciò comporta una non convenienza economica della realizzazione dell'impianto. Al contrario, nel caso di potenza del PV elevata, il VAN è elevato. Ciò è sinonimo di un investimento economicamente conveniente.

In merito al terzo indice, il PI, si possono fare simili considerazioni. Nelle figure seguenti vengono mostrati i risultati ottenuti.

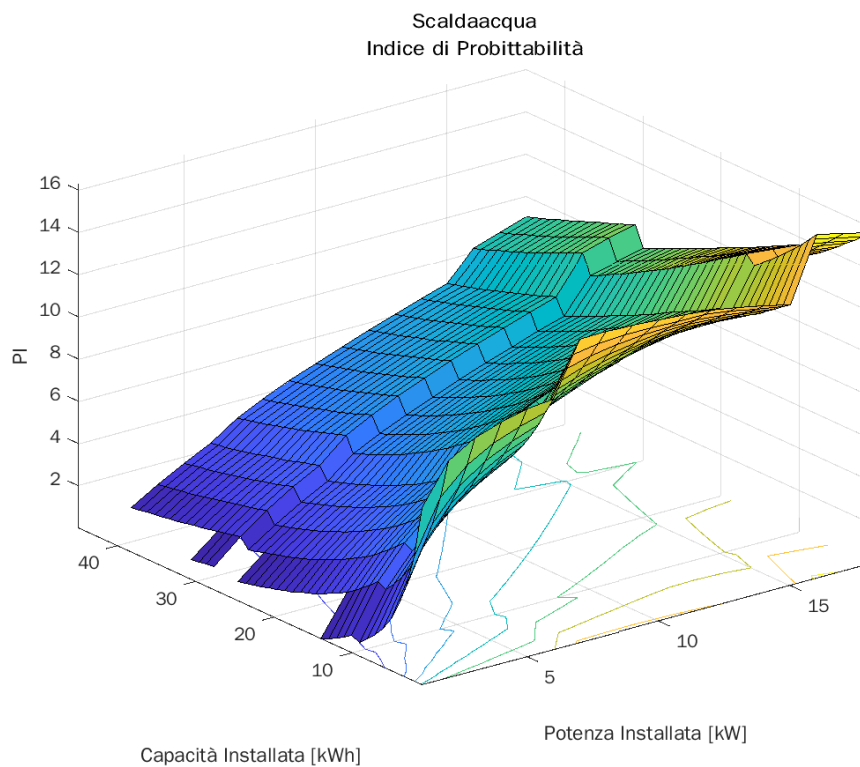


Figura 22. Indice di Profittabilità, utenze provviste di scaldacqua.

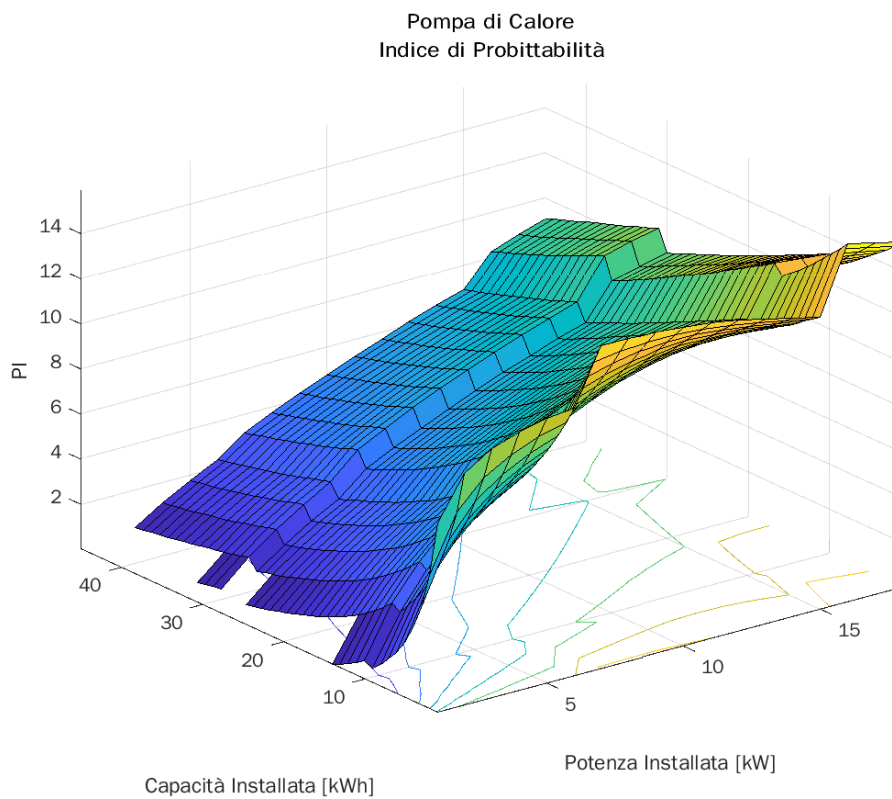


Figura 23. Indice di Profittabilità, utenze con pompa di calore.

In particolare, si può notare che il massimo del PI lo si ricava per valori di potenza del FV inferiori alla massima installabile e per valori di capacità del SdA molto piccoli. La ragione di ciò è da ricercare nelle due componenti che definiscono il PI. Infatti, richiamando gli andamenti del VAN e di C_{tot} , si nota che, al variare della capacità del SdA e per fissato valore di potenza del FV, il VAN non assume valori molto discosti tra loro. Al contrario, il C_{tot} , nelle stesse ipotesi, varia sensibilmente. Ciò giustifica i risultati ottenuti nel calcolo dell'indice di profittabilità. In genere, se il PI è positivo allora l'investimento può essere effettuato.

Un'ultima analisi è stata condotta al fine di stimare le emissioni evitate nel tempo di vita utile dell'impianto. Infatti, installare moduli fotovoltaici significa produrre energia elettrica che sarebbe stata prodotta, nella maggior parte dei casi, da fonti fossili altamente inquinanti. Nel caso dell'isola di Pantelleria, il sistema elettrico non è interconnesso alla rete nazionale principale e, attualmente, l'alimentazione ha origine principalmente da generatori basati sull'utilizzo del gasolio, altamente inquinante e, a causa dei costi di trasporto, normalmente più costoso che nel resto della penisola. L'istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) pubblica annualmente i fattori di emissione per la produzione e il consumo di energia elettrica in Italia [16]. In particolare, in riferimento alla generazione di energia elettrica da impianti a combustione interna non cogenerativi e all'utilizzo come combustibile dei prodotti petroliferi, il fattore di emissione E_{CO_2} è pari a $0,6395 \text{ kg/kWh}$. L'emissione di anidride carbonica evitata in un anno si può calcolare moltiplicando il valore dell'energia annua prodotta dal sistema PV per il fattore di emissione espresso in kg/kWh . Infine, per stimare l'emissione evitata nel tempo di vita dell'impianto è sufficiente moltiplicare le emissioni evitate annue per il periodo di vita dell'impianto:

$$CO_2^{evitate} = E_{CO_2} \cdot T \cdot \sum_{t \in \tau} q_t^p$$

Le emissioni sono dipendenti dalla produzione annua dell'impianto fotovoltaico e quindi dalla sua taglia, non sono legate alla taglia del sistema di accumulo. All'aumentare della taglia dell'impianto PV si riscontra un aumento delle emissioni di CO_2 evitate (Figura 24).

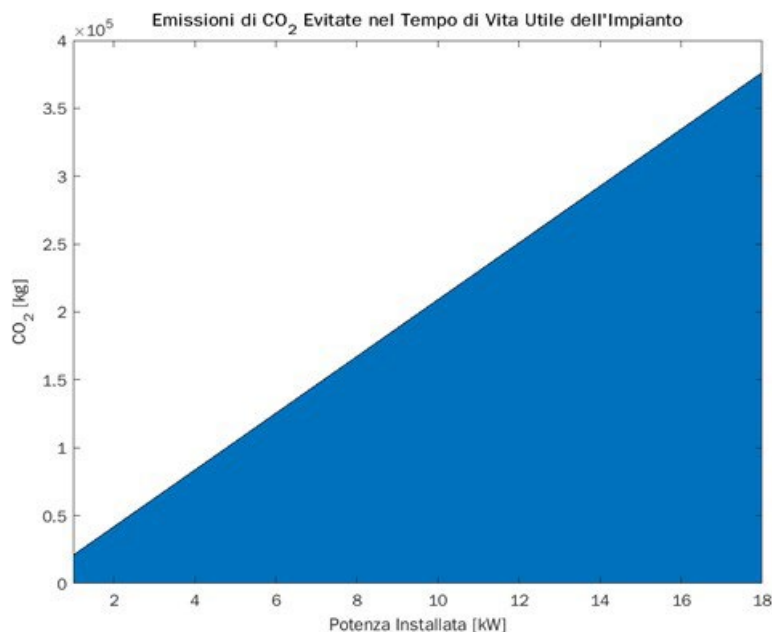


Figura 24. Emissioni di CO_2 evitate nel tempo di vita utile dell'impianto.

In particolare, si evince che nel caso in cui si opti per dimensionare l'impianto PV con taglia massima, 18 kWp , si eviterebbe di immettere in atmosfera più di 350000 kg di CO_2 in 20 anni.

In conclusione, l'analisi economica dei costi appena condotta indica che, per quasi la totalità delle combinazioni potenza/capacità dell'impianto, l'investimento ha un riscontro economico positivo che ne implica la fattibilità. Inoltre, all'aumentare dell'investimento iniziale, e quindi per elevate dimensioni dell'impianto che comportano un maggiore livello di autoconsumo, i costi annui sono inferiori rispetto ad investimenti poco onerosi. Ciò è giustificato dal minore acquisto di energia dalla rete e dai maggiori ricavi legati alla vendita e all'incentivazione dell'energia.

3.4.4. Calcolo della capacità ottimale del SdA

Tramite l'algoritmo implementato in ambiente MATLAB è stato possibile analizzare, per ogni valore della potenza del fotovoltaico installabile, il valore ottimale di capacità del SdA per i consumi della EC. La taglia della capacità del SdA è ritenuta ottimale se il massimo livello di carica raggiungibile durante l'anno è uguale al limite di carica superiore imposto per ogni valore di capacità ($SOC_{max} \cdot C$). Per assegnata potenza dell'impianto FV, sono ottenuti diversi valori della taglia del SdA che soddisfa tale vincolo, per cui si è aggiunta la condizione che, tra quelli ottenuti, si ritiene ottimale la capacità del SdA per cui lo scostamento tra la quantità di energia massima accumulabile e la taglia del SdA è minima. Il calcolo è stato effettuato facendo riferimento al mese di luglio, in cui sia ha il massimo dell'energia generata dall'impianto FV. Il valore calcolato è quello che permette di ottenere un maggiore autoconsumo, un maggiore costo di investimento e un minore costo annuo dell'impianto. Si noti inoltre che, tale metodologia di ricerca della capacità ottimale comporta una minima aliquota di flusso energetico dalla comunità alla rete e quindi un piccolo tornaconto economico legato alla vendita di energia. Infatti, la capacità ottimale così calcolata non può coincidere con la capacità ottenuta dall'applicazione della *Strategia 2*, massima autosufficienza, in quanto in quest'ultima il vincolo è che l'energia venduta sia, al limite, nulla.

Nelle figure seguenti si mostrano i risultati ottenuti dalla simulazione per utenze provviste di scaldacqua e per utenze provviste di pompa di calore:

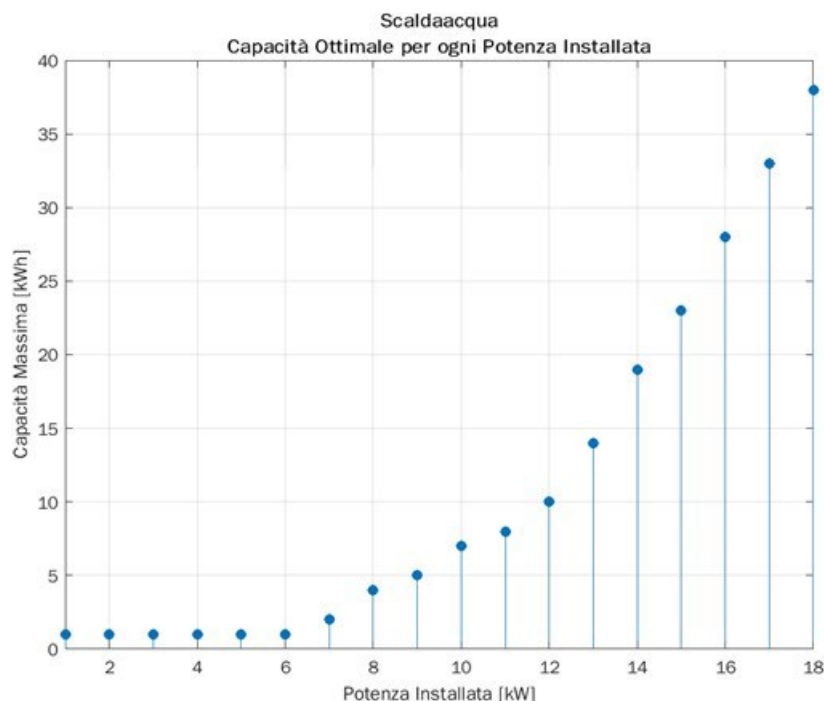


Figura 25. Capacità ottimale al variare della potenza FV installata, utenze provviste di scaldacqua.

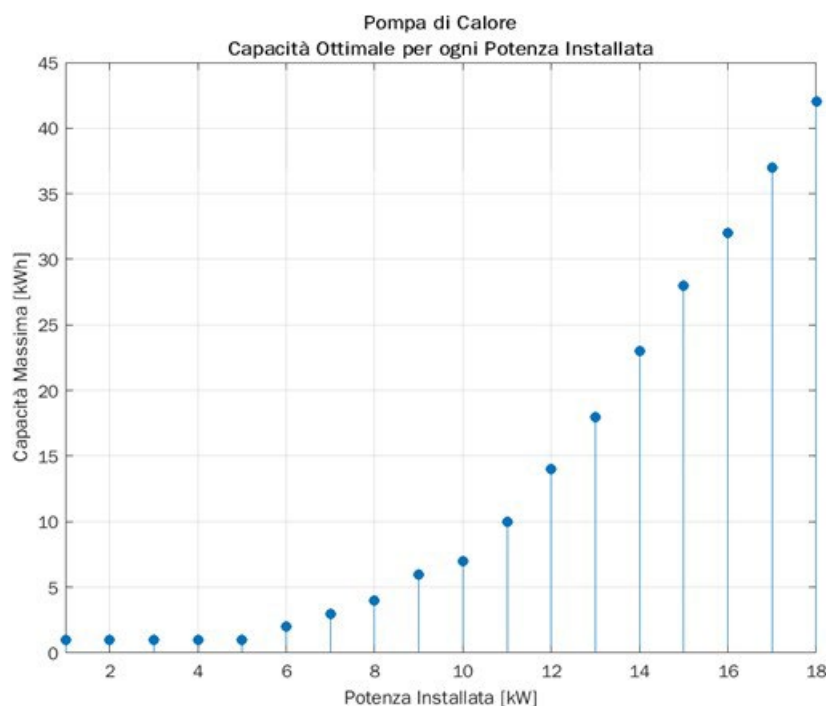


Figura 26. Capacità ottimale al variare della potenza FV installata, utenze provviste di pompa di calore.

Dalle figure precedenti si nota che, a parità di potenza FV installata, nel caso di utenze provviste di scaldacqua, essendo i consumi superiori rispetto al caso di utenze provviste di PdC, l'energia generata dall'impianto FV e utilizzata direttamente dalla EC è maggiore. Ciò comporta una minore aliquota di energia in eccesso che potrà essere accumulata e di conseguenza una minore taglia ottimale del SdA.

Nella Figura 27 e nella Figura 28 viene mostrata una panoramica dei diversi parametri economici connessi ad ogni valore di capacità ottimale del SdA sia per utenze provviste di scaldacqua sia per utenze provviste di pompa di calore.

I risultati dell'analisi mostrano che il corrispettivo economico legato alla quota di energia venduta è circa nullo per tutti i casi studiati. Ciò è causato dalla condizione con la quale viene ricercata la capacità ottimale del SdA; infatti, essendo questo il massimo valore che permette di accumulare l'energia in eccesso minimizzando il costo dell'installazione, solo una piccola aliquota dell'energia potrà essere immessa, e quindi venduta, in rete. Il corrispettivo economico legato agli incentivi è crescente in quanto all'aumentare della taglia complessiva dell'impianto aumenta l'energia condivisa. Il risparmio dovuto all'autoconsumo aumenta all'aumentare delle dimensioni dell'impianto in quanto la maggiore generazione da FV e la maggiore capacità di accumulo del SdA permettono di soddisfare una porzione di fabbisogno della comunità crescente. Una diretta conseguenza di ciò è una decrescente necessità di acquisto di energia dalla rete che rende la comunità più autosufficiente.

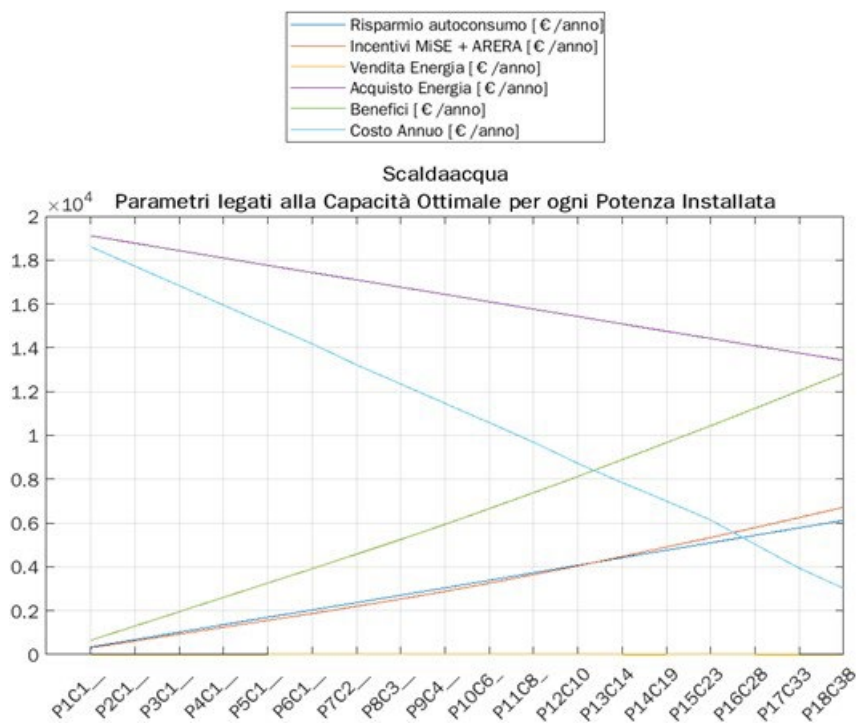


Figura 27. Parametri economici legati alla capacità ottimale, utenze provviste di scaldacqua.

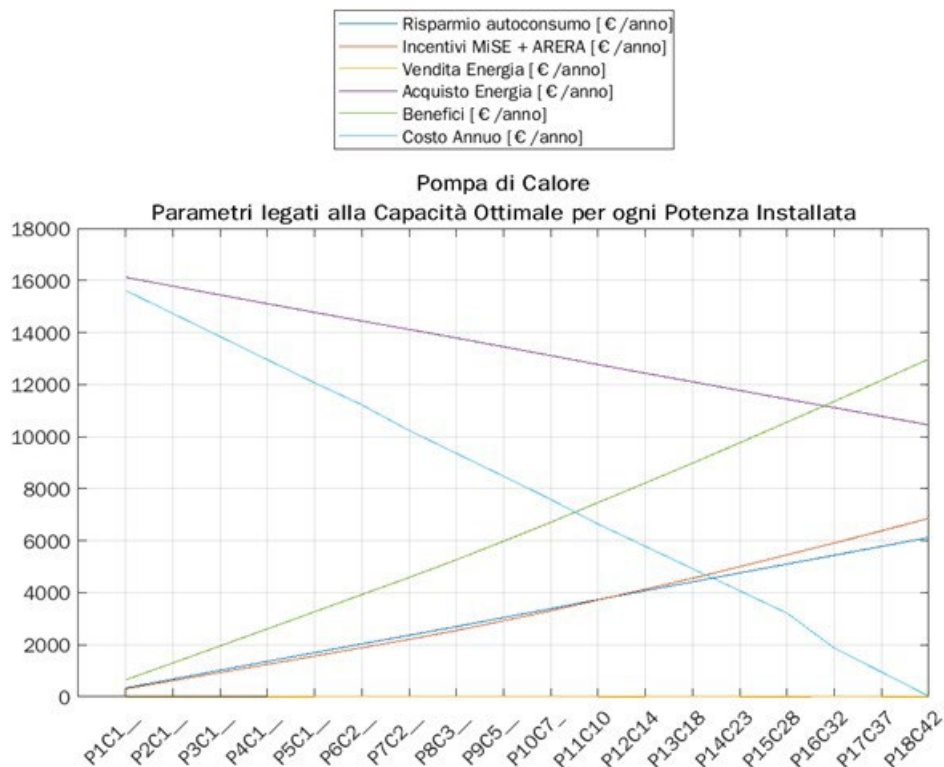


Figura 28. Parametri economici legati alla capacità ottimale, utenze provviste di pompa di calore.

Infine, in relazione alle curve che rappresentano i benefici e il costo dell'impianto annuo valgono le seguenti considerazioni.

I benefici sono funzione dei ricavi annuali dovuti alla vendita, agli incentivi e al risparmio dovuto all'autoconsumo. Il costo dell'impianto annuo è invece funzione dei ricavi annuali dovuti agli incentivi, alla vendita e al risparmio dettato dall'autoconsumo, dei costi di investimento annuali legati all'acquisto dell'impianto PV e al SdA e all'acquisto annuale di energia dalla rete. Dalle figure precedenti si nota che i benefici aumentano all'aumentare delle dimensioni ottimali del sistema in quanto aumentano le quote economiche legate agli incentivi, alla vendita ed inoltre, aumenta l'autoconsumo e quindi il risparmio che ne consegue. Viceversa, il costo dell'impianto annuo decresce all'aumentare delle dimensioni ottimali del sistema nonostante l'aumento dei costi annuali legati all'investimento. Infatti, l'energia acquistata dalla rete diminuisce in quanto la comunità raggiunge un livello di autosufficienza sempre maggiore che comporta maggiori introiti derivanti dalla vendita, dall'incentivazione dell'energia e dall'autoconsumo.

3.4.5. Definizione delle Strategie di Gestione del SdA

Il dimensionamento del sistema di accumulo in funzione della taglia dell'impianto FV è effettuata adesso tenendo conto delle diverse strategie di gestione del sistema di accumulo. Di seguito, quindi, verrà determinata la taglia ottimale del SdA da installare che consente di ottimizzare la funzione obiettivo di ognuna delle quattro strategie definite attraverso la gestione dei flussi scambiati con la EC o con la rete e che, contemporaneamente minimizzi il costo complessivo annuo del sistema.

Strategia 1: Massimizzazione del beneficio economico

Questa strategia mira a massimizzare tutti i benefici derivanti dalla realizzazione di una comunità energetica non tenendo conto dei costi.

Nelle figure che seguono è rappresentato il beneficio economico al variare della potenza PV installata e della capacità del SdA per utenze provviste di scaldacqua elettrico e per utenze provviste di pompa di calore, rispettivamente.

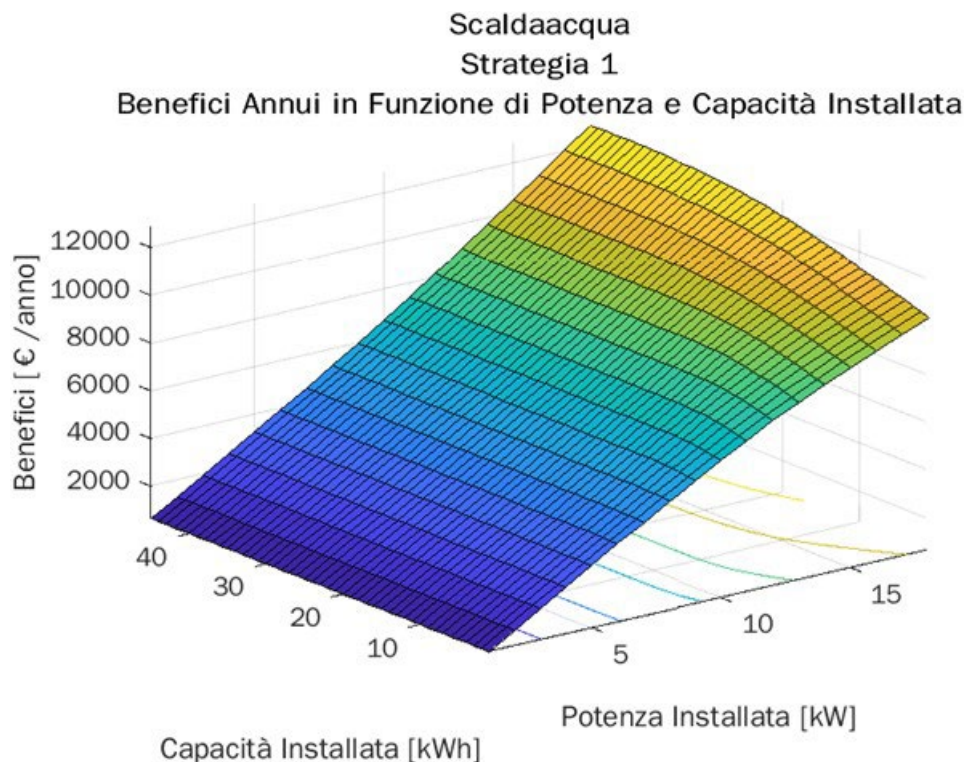


Figura 29. Beneficio economico, utenze provviste di scaldacqua.

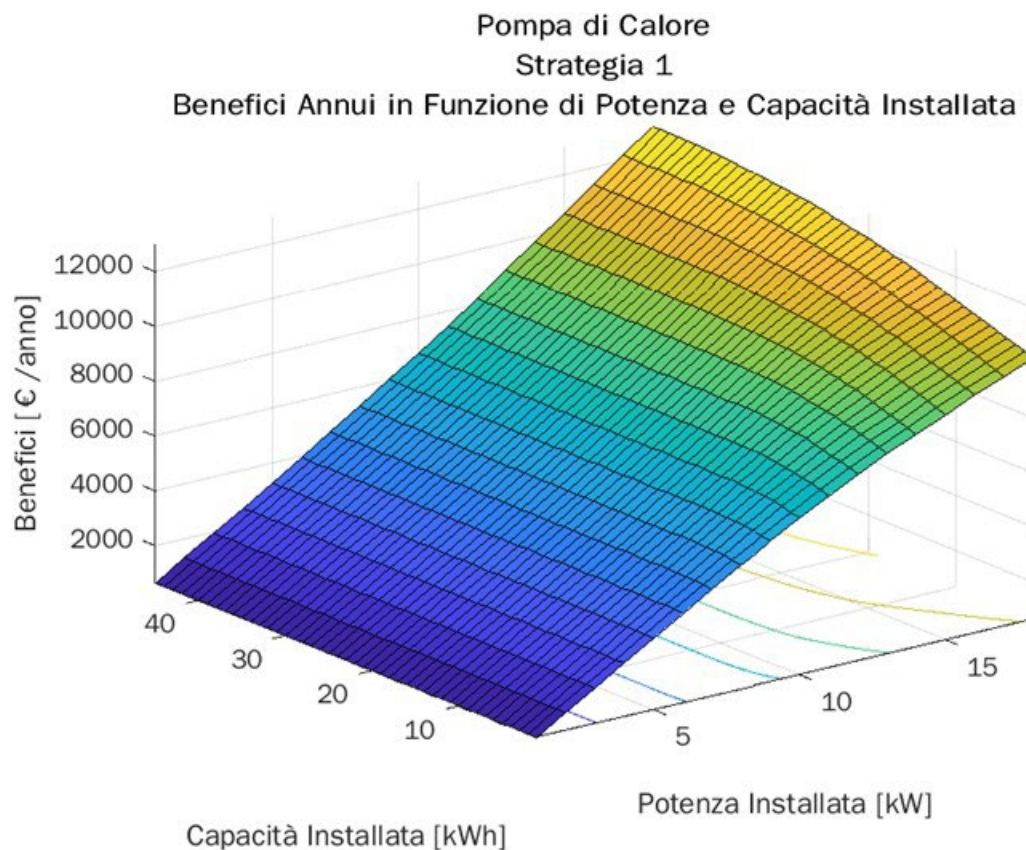


Figura 30. Beneficio economico, utenze provviste di pompa di calore.

Le precedenti figure mostrano il beneficio economico cresca con la taglia dell'impianto FV e la capacità del SdA. Il motivo di ciò è da ricercare nelle componenti economiche dell'autoconsumo, del risparmio energetico e dell'incentivazione, molto più elevate dell'aliquota economica legata alla vendita dell'energia. Infatti, nell'attuale mercato italiano, avendo considerato le condizioni economiche previste per il ritiro dedicato, l'aliquota relativa alla vendita è molto inferiore rispetto alle altre e un sovradimensionamento del SdA o dell'impianto PV oltre i bisogni della EC non compensa i maggiori costi sostenuti per la realizzazione degli impianti.

Il massimo valore della funzione $C_{benefici}$, nel caso di utenze provviste di scaldacqua elettrico, si ottiene con una taglia dell'impianto fotovoltaico pari a 18 kWp e una taglia del sistema di accumulo pari a 39 kWh (codice identificativo P18C39).

Nella Tabella 5 si riportano i dati economici ottenuti dalla simulazione del modello implementato per la Strategia 1 nel caso di utenze provviste di scaldacqua.

Tabella 5. Quote economiche relative alla Strategia 1, utenze provviste di scaldacqua.

Strategia 1	$C_{benefici}$	C_{autoc}	C_{vend}	C_{inc}	C_{acq}	C_0
	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]
P18C39	12848	6124,7	0	6723,0	13427	3047,2

Analoghe considerazioni possono essere fatte nel caso di utenze provviste di pompa di calore. In questo caso si ottiene con una taglia dell'impianto fotovoltaico pari a 18 kWp e una taglia del sistema di accumulo pari a 43 kWh (codice identificativo P18C43). Naturalmente, a causa del minor consumo energetico delle pompe di calore, l'energia generata dall'impianto fotovoltaico che può essere stoccata nel sistema di accumulo è maggiore e ciò giustifica la più elevata taglia del SdA rispetto al caso precedente. Anche in questo caso la

voce economica C_{vend} è nulla. Nella Tabella 6 si riportano i dati economici nel caso di utenze provviste di pompa di calore.

Tabella 6. Quote economiche relative alla Strategia 1, utenze provviste di pompa di calore.

Strategia 1	$C_{benefici}$	C_{autoc}	C_{vend}	C_{inc}	C_{acq}	C_0
	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]
P18C43	12985	6124,7	0	6815,9	10449	51,16

Dalle precedenti tabelle si nota che, sebbene i benefici siano comparabili, il costo annuale C_0 nei due scenari è differente a causa della minore quota economica legata all'acquisto dell'energia dalla rete nel caso di EC con pompe di calore, dovuta sia al minore consumo dettato dalla presenza della pompa di calore sia dalla maggiore capacità di accumulo del SdA. Tale differenza potrebbe diventare ancora più evidente in futuro, dato il costante incremento della componente energia del costo dell'elettricità, rendendo sempre più conveniente la sostituzione degli scaldacqua elettrici con pompe di calore.

Strategia 2: Massimizzazione dell'autosufficienza

Questa strategia mira a massimizzare l'autoconsumo della comunità energetica. Questa strategia è studiata in quanto la minimizzazione degli scambi energetici con la rete che alimenta la EC consente di ridurre l'impatto della EC sul sistema elettrico e, viceversa, le conseguenze della mancanza della rete di alimentazione sulle utenze della EC. La strategia può quindi essere rappresentata dall'espressione.

$$\max \sum_{t \in \tau} q_t^{autoc}$$

Le figure che seguono mostrano le variazioni della funzione C_{autoc} al variare della potenza e della capacità installata.

I risultati includono solo i casi che rispettano il vincolo della Strategia 2:

$$\sum_{t \in \tau} q_t^{c2g} = 0$$

cioè non vengono considerate quelle coppie di taglie del PV e del SdA per i quali il flusso energetico annuale dalla comunità alla rete, $\sum_{t \in \tau} q_t^{c2g}$, è non nullo.

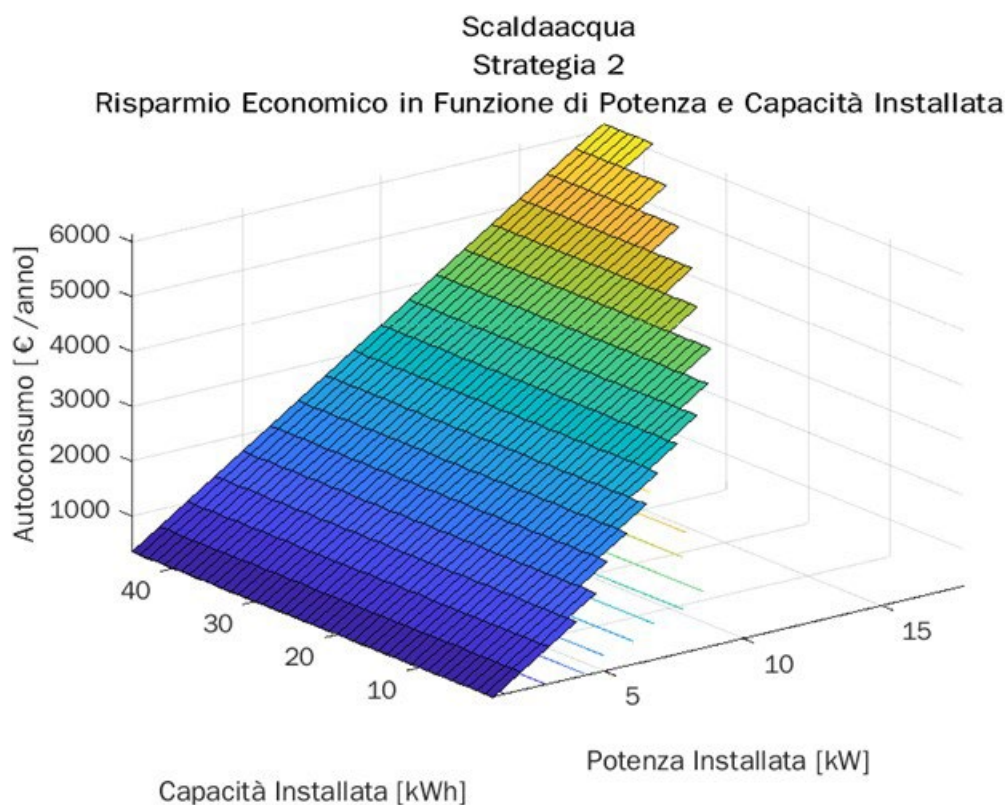


Figura 31. Risparmio economico dovuto all'autoconsumo, utenze provviste di scaldacqua.

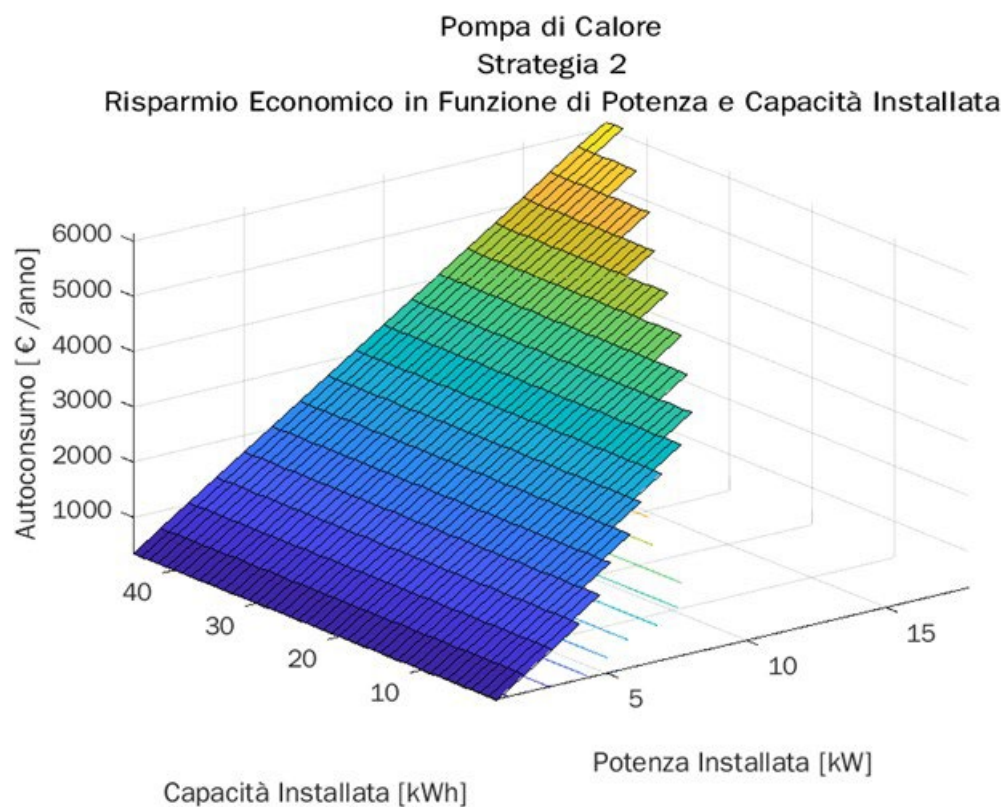


Figura 32. Risparmio economico dovuto all'autoconsumo, utenze provviste di pompa di calore.

Le precedenti figure mostrano che il massimo assoluto della funzione C_{autoc} si ottiene quando la taglia dell'impianto PV è pari a 18 kW e la taglia del SdA è superiore a 39 kWh (codice identificativo P18C39) per il caso di utenze provviste di scaldacqua elettrico e 43 kWh (codice identificativo P18C43) per il caso di utenze provviste di pompa di calore. Pertanto, nel caso specifico il risultato è identico a quello ottenuto con la strategia 1. Ciò è dovuto alla particolare situazione italiana che incentiva l'energia condivisa che ha il suo massimo in corrispondenza al massimo dell'autoconsumo. L'assenza di tale sistema di incentivazione potrebbe portare a risultati diversi. Si fa notare che i due grafici precedenti mostrano che per fissata potenza del PV installata tutte le taglie della capacità che soddisfano i requisiti della Strategia 2 comportano lo stesso valore della funzione C_{autoc} . Tale risultato è giustificato dalla considerazione che la generazione da PV, per fissata potenza, è la stessa, così come sono le stesse sia l'aliquota di energia che viene utilizzata direttamente dalla EC sia l'aliquota di energia che viene stoccata nel SdA all'aumentare della sua taglia. Di seguito viene riportata l'espressione dell'energia autoconsumata dalla comunità energetica:

$$q_t^{autoc} = q_t^{p2d} + q_t^{p2b}$$

La Figura 33 riporta i tre termini della precedente espressione valori di potenza installata dell'impianto PV. Si noti che per modesti valori di potenza, per ogni valore della taglia del SdA, la componente q_t^{p2b} è modesta e tutta l'energia generata dall'impianto PV è asservita al soddisfacimento della domanda q_t^{p2d} . All'aumentare della taglia dell'impianto PV, invece, la componente generata e utilizzata in loco, q_t^{p2d} , aumenta così come la componente di energia che può essere accumulata nel SdA, q_t^{p2b} .

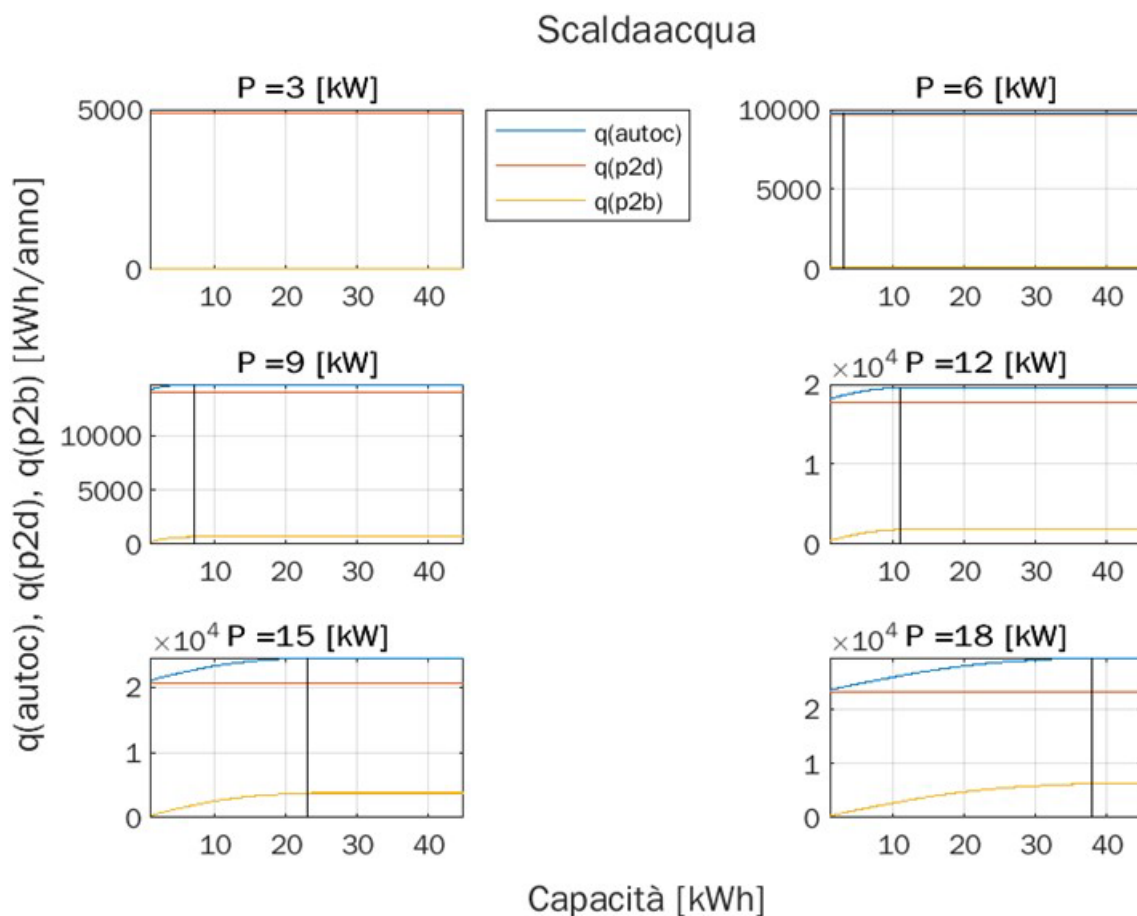


Figura 33. Variazione delle componenti dell'energia autoconsumata per alcuni valori di potenza dell'impianto PV e al variare della capacità del SdA, utenze provviste di scaldacqua.

In ogni grafico della precedente figura è rappresentata in nero una retta verticale. A sinistra di tale retta vengono rappresentati i casi delle coppie FV/SdA che non soddisfano i requisiti della Strategia 2. Infatti, si nota un andamento sempre costante per q_t^{p2d} e inizialmente crescente e poi costante per q_t^{p2b} . Questo andamento inizialmente crescente di q_t^{p2b} indica che ci sarà una parte dell'energia generata dall'impianto FV che non potrà essere accumulata nel SdA, a causa della taglia limitata, e che quindi verrà immessa e venduta in rete.

Analoghe considerazioni possono essere fatte per il caso di utenze provviste di pompa di calore (Figura 34).

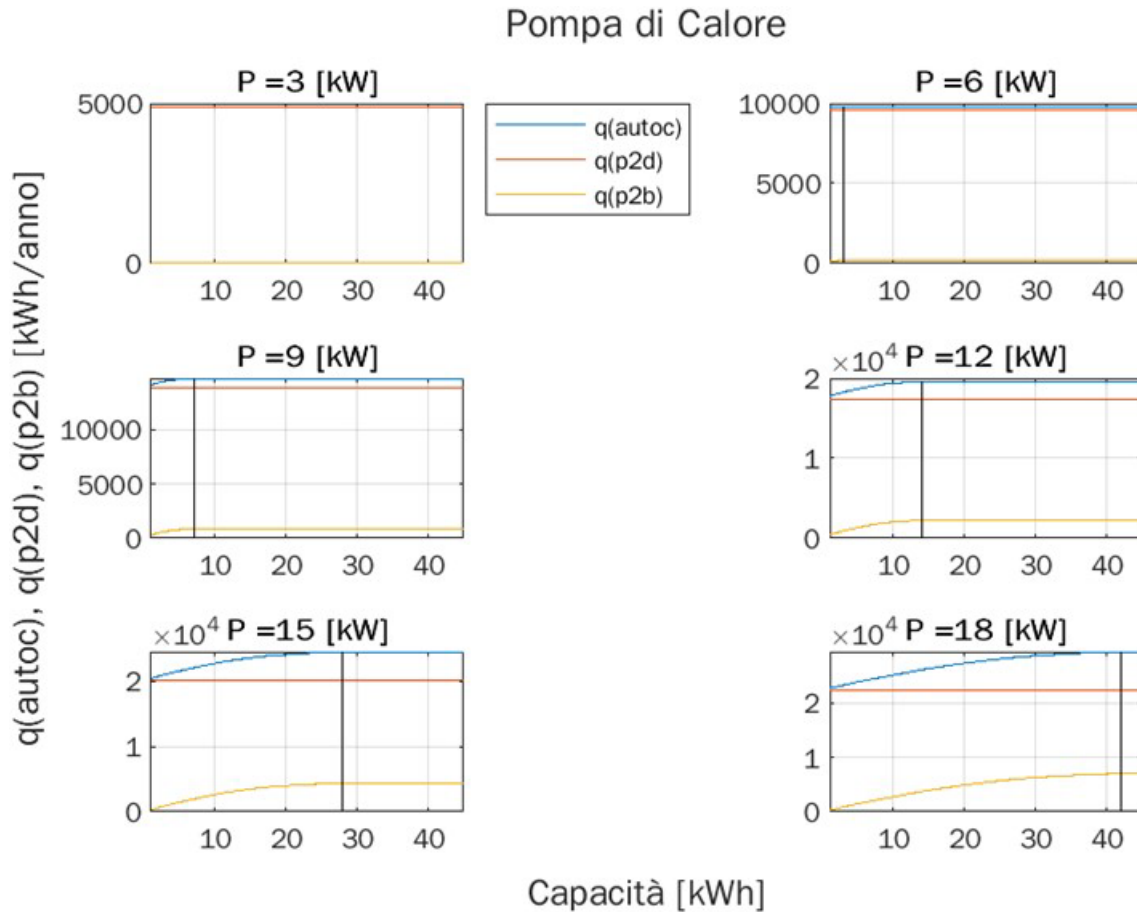


Figura 34. Variazione delle componenti dell'energia autoconsumata per alcuni valori di potenza dell'impianto FV e al variare della capacità del SdA, utenze provviste di pompa di calore.

Dati gli identici risultati, si rimanda alla Tabella 5 e alla Tabella 6 relative alla Strategia 1 per le considerazioni economiche.

Strategia 3: Massimizzazione dell'energia venduta

Questa strategia mira a massimizzare la quota economica legata alla vendita dell'energia non autoconsumata dalla comunità energetica. Il tornaconto economico legato alla vendita è:

$$C_{vend} = \sum_{t \in \tau} p_t^{vend} \cdot q_t^{c2g}$$

Le figure che seguono mostrano le variazioni della funzione C_{vend} al variare della potenza e della capacità installata.

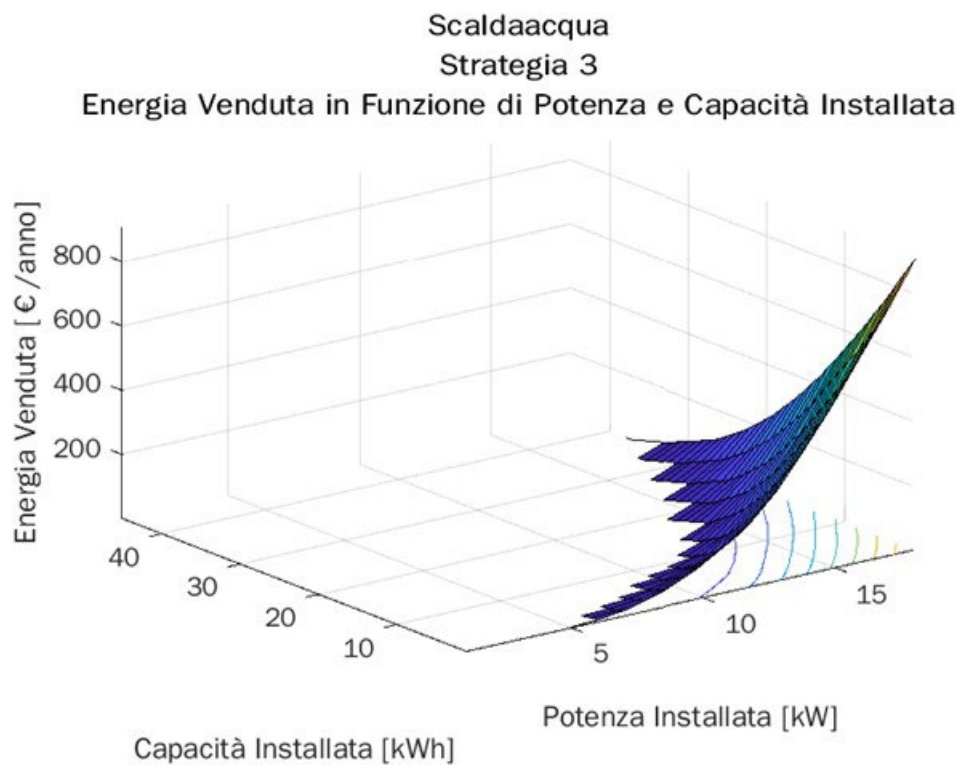


Figura 35. Ricavo per l'energia venduta, utenze provviste di scaldacqua.

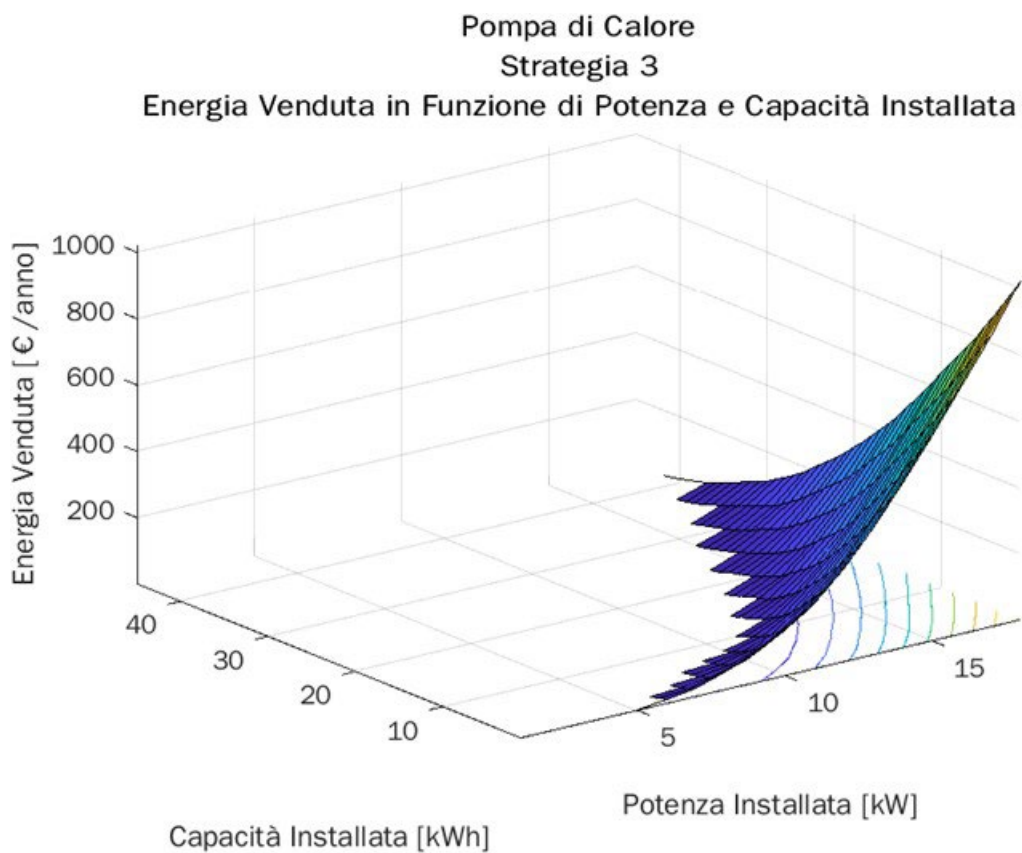


Figura 36. Ricavo per l'energia venduta, utenze provviste di pompa di calore.

Si noti che vengono considerati solo i casi che rispettano il vincolo della Strategia 3:

$$\sum_{t \in \tau} q_t^{c2g} > 0$$

Pertanto, non vengono considerate quelle coppie di taglie FV/SdA per i quali il flusso energetico annuale dalla comunità alla rete, $\sum_{t \in \tau} q_t^{c2g}$, è nullo.

Le figure precedenti mostrano che il massimo della funzione C_{vend} si ha quando la taglia dell'impianto FV è massima e quando la taglia del SdA è minima (codice identificativo P18C1). Infatti, in tale situazione, di tutta l'energia non autoconsumata in loco, e quindi in eccesso, ne può essere accumulata solo una minima aliquota legata alla minima capacità del SdA (1 kWh). La rimanente aliquota viene immessa in rete e venduta al prezzo definito per il ritiro dedicato oppure da un aggregatore o dal DSO che richiede servizi ancillari alla EC. Si noti inoltre che molte coppie di taglie dell'impianto FV e del SdA non rispettano il vincolo sull'immissione d'energia in rete, pertanto, non permettono di immettere energia in rete ma solo di autoconsumare tutta l'energia generata, quindi, sono escluse dai risultati. Tale considerazione permette di affermare che la Strategia 2 e la Strategia 3 sono complementari.

Nella Tabella 7 si riportano i dati economici nel caso di utenze provviste di scaldacqua.

Tabella 7. Quote economiche relative alla Strategia 3, utenze provviste di scaldacqua.

Strategia 3	$C_{benefici}$	C_{autoc}	C_{vend}	C_{inc}	C_{acq}	C_0
	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]
P18C1	10370	4885,5	905,08	4579,0	14064	5587,5

Anche nel caso di utenze provviste di pompa di calore valgono le stesse considerazioni e anche le taglie dell'impianto FV e del SdA sono le stesse (Tabella 8).

Tabella 8. Quote economiche relative alla Strategia 3, utenze provviste di pompa di calore.

Strategia 3	$C_{benefici}$	C_{autoc}	C_{vend}	C_{inc}	C_{acq}	C_0
	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]	[€/anno]
P18C1	10185	4728,7	1019,6	4436,9	11775	2943,0

Questi risultati mostrano come nel caso di utenze con scaldacqua si abbia un maggiore autoconsumo e un maggiore acquisto di energia dalla rete a causa del maggiore fabbisogno energetico e della scarsa efficienza degli scaldacqua elettrici. Viceversa, le pompe di calore consentono di ottenere un minore consumo elettrico con una maggiore efficienza, ciò comporta, in particolare, la minore quota economica legata all'acquisto annuale di energia dalla rete. Tutto ciò si ripercuote nei costi annuali che sono nettamente inferiori nel caso di utenze provviste di pompa di calore.

Strategia 4: Massimizzazione degli incentivi

Questa strategia mira a massimizzare la quota economica legata all'energia condivisa dalla comunità energetica. Si ricorda che l'energia condivisa q_h^{cond} è il minimo orario tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti della comunità stessa e l'energia elettrica prelevata dalla rete da tutti i membri che ne fanno parte:

$$q_h^{cond} = \min(q_h^{imm}, q_h^{prel})$$

L'energia immessa q_h^{imm} è pari alla somma tra l'energia oraria generata dall'impianto FV e l'energia oraria scaricata dal SdA, mentre l'energia prelevata q_h^{prel} è pari alla somma dell'energia oraria richiesta dalla comunità e l'energia oraria che carica il SdA.

$$\begin{aligned} q_h^{imm} &= q_h^p + q_h^{dc} \\ q_h^{prel} &= D_h + q_h^{ch} \end{aligned}$$

La quota economica legata agli incentivi è:

$$C_{inc} = \sum_{h \in \tau} p_h^{inc} \cdot q_h^{cond}$$

Le figure che seguono mostrano le variazioni della funzione C_{inc} al variare della potenza e della capacità installata nel caso di utenze con scaldacqua elettrici e con pompe di calore.

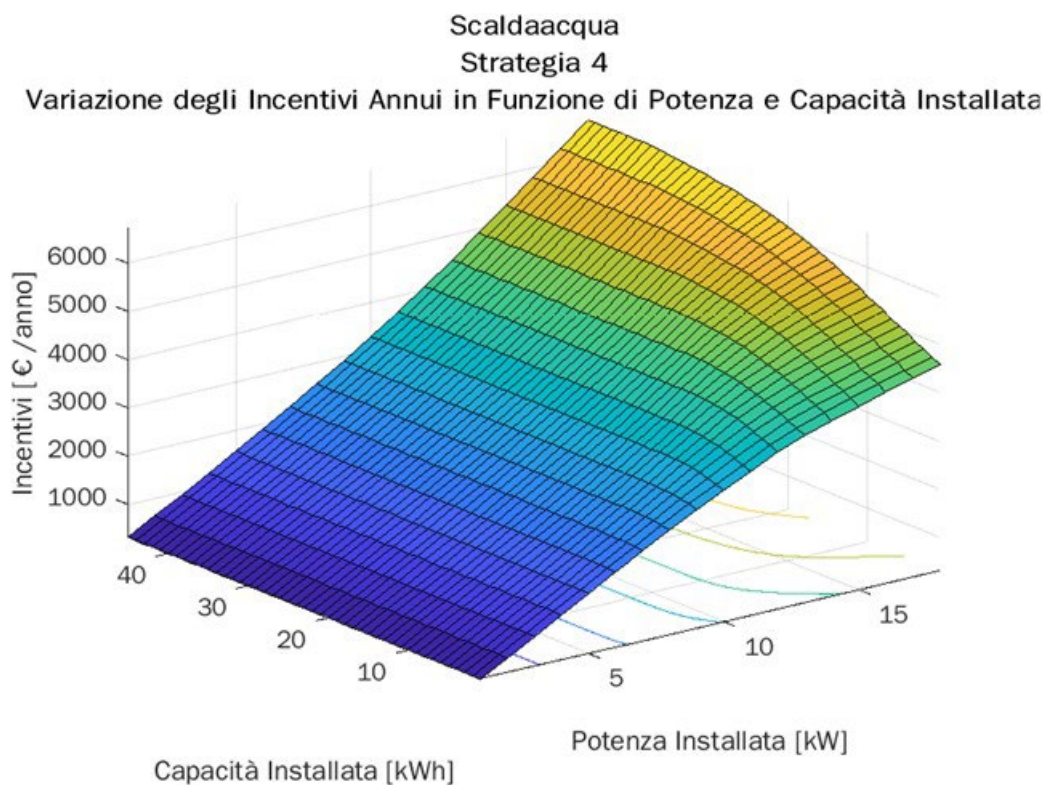


Figura 37. Incentivi per energia condivisa, utenze provviste di scaldacqua.

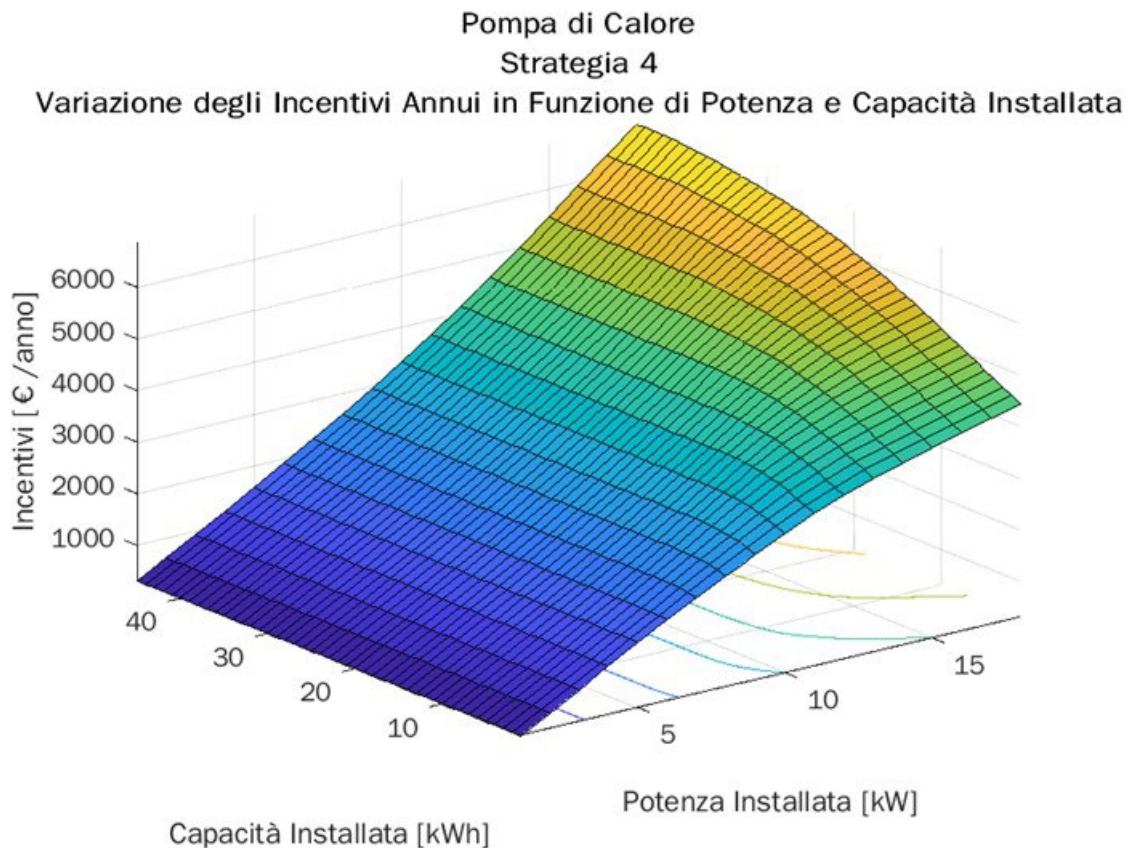


Figura 38. Incentivi per energia condivisa, utenze provviste di pompa di calore.

Le due figure mostrano che quando le taglie dell'impianto FV e del SdA sono elevate, anche C_{inc} assume valori elevati, mentre per taglie modeste la quota economica legata agli incentivi è minore.

Con riferimento alla normativa italiana, che detta la relazione per il calcolo dell'energia condivisa, si evince che quando la generazione di energia dall'impianto PV è nulla, ipotizzando che il livello di carica del SdA sia minimo e che quindi non fornisca energia alla EC, sarà nulla anche l'energia condivisa q_h^{cond} : questo caso è riconducibile alla reale situazione di funzionamento nelle ore notturne. Viceversa, nelle ore diurne, la generazione dal fotovoltaico è presente mentre il SdA, una volta raggiunto il livello di carica massimo, sarà abilitato a fornire l'energia accumulata alla comunità. Pertanto, l'energia immessa q_h^{imm} è non nulla. L'energia prelevata q_h^{prel} , invece, è sempre maggiore di zero se lo è anche la domanda della EC. Nelle figure che seguono si mostrano gli andamenti di queste tre grandezze (q_h^{imm} , q_h^{prel} e q_h^{cond}) in riferimento ad un giorno tipo del mese di luglio sia per utenze provviste di scaldacqua sia per utenze provviste di pompa di calore. In particolare, si nota che l'energia condivisa segue principalmente l'andamento dell'energia immessa (cioè quella erogata da FV e SdA). Quando si hanno taglie modeste dell'impianto FV e del SdA l'energia immessa è quasi sempre minore dell'energia prelevata, mentre quando le taglie aumentano si nota che aumenta l'intervallo temporale in cui l'energia immessa e l'energia prelevata (e quindi anche l'energia condivisa) coincidono.

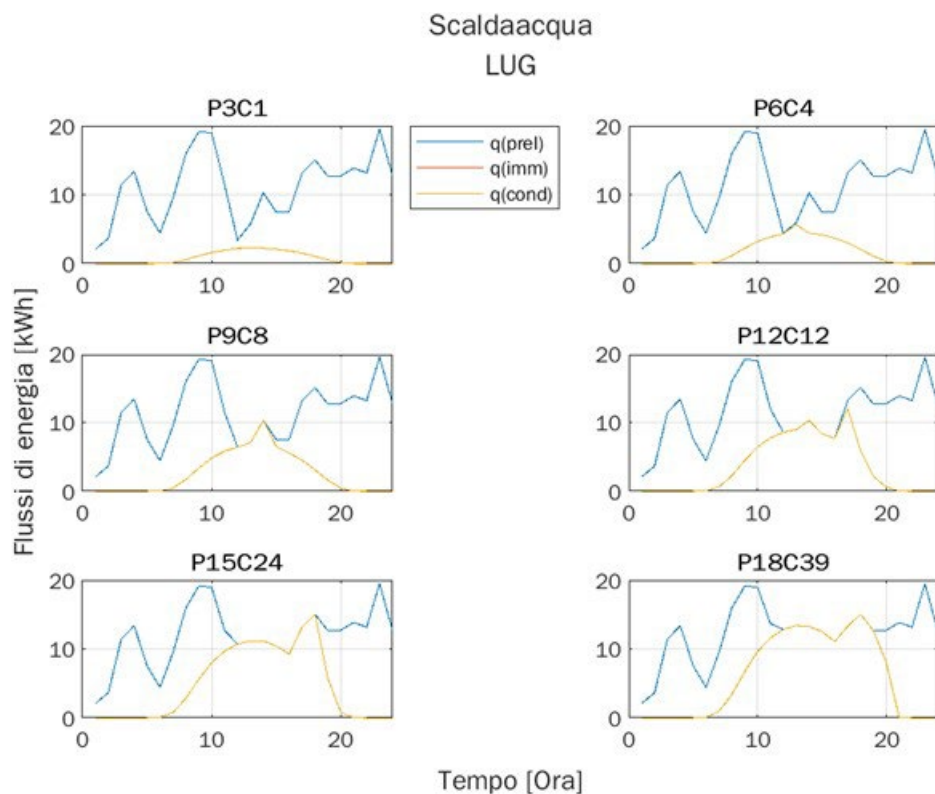


Figura 39. Energia prelevata, energia immessa ed energia condivisa per alcuni valori di potenza dell'impianto FV e di capacità del SdA, utenze provviste di scaldacqua.

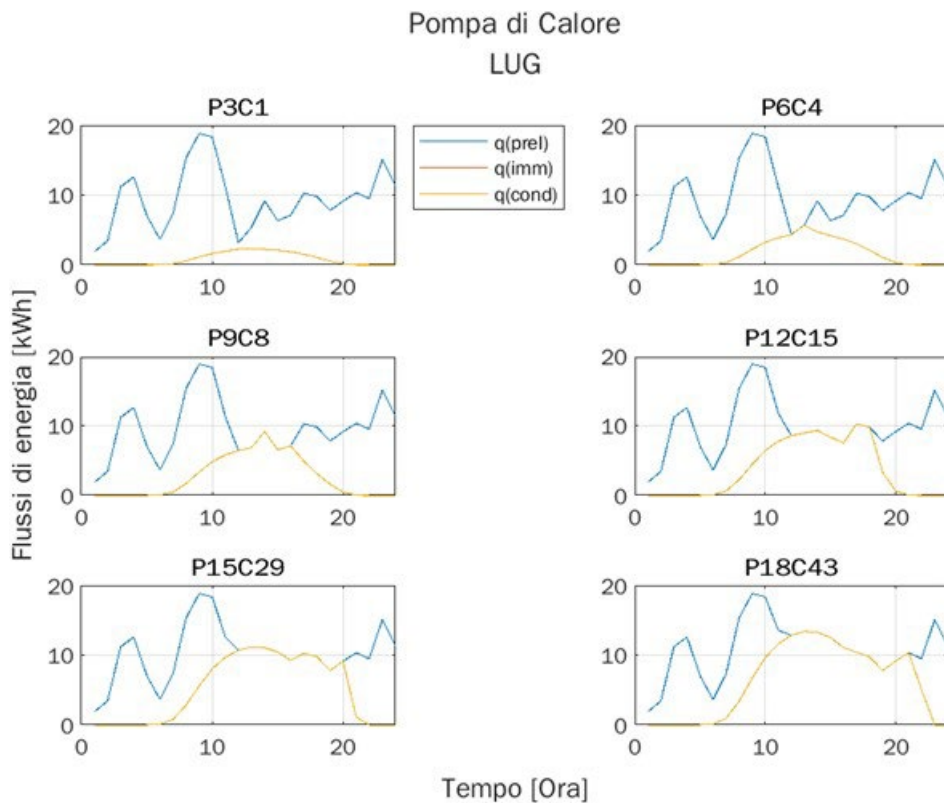


Figura 40. Energia prelevata, energia immessa ed energia condivisa per alcuni valori di potenza dell'impianto FV e di capacità del SdA, utenze provviste di pompa di calore.

Nelle precedenti figure, si possono individuare cinque zone che necessitano di considerazioni differenti:
La prima zona si ha quando l'energia immessa è nulla e di conseguenza anche l'energia condivisa. Quindi:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = q_h^p < D_h \\ q_h^{dc} = q_h^{ch} = 0 \\ q_h^{imm} = q_h^p = 0 \\ q_h^{prel} = D_h \\ q_h^{prel} > q_h^{imm} = q_h^{cond} \end{array} \right.$$

- La seconda zona si ha quando l'energia immessa è maggiore di zero ma è minore dell'energia prelevata. Inoltre, il livello di carica del SdA è minimo e questo non può erogare energia verso la comunità così come non può essere caricato in quanto l'energia generata dall'impianto FV è minore della domanda della EC. In questo caso l'energia condivisa è ancora pari all'energia immessa. Quindi:

$$\left\{ \begin{array}{l} q_h^p < D_h \\ q_h^{dc} = q_h^{ch} = 0 \\ q_h^{imm} = q_h^p \\ q_h^{prel} = D_h \\ q_h^{prel} > q_h^{imm} = q_h^{cond} \end{array} \right.$$

- La terza zona la si individua quando l'energia immessa e l'energia condivisa coincidono. In questo caso la generazione di energia dall'impianto FV è maggiore della domanda della EC e l'energia in eccesso è veicolata verso il SdA. Quindi:

$$\left\{ \begin{array}{l} q_h^p > D_h \\ q_h^{dc} = 0 \\ q_h^{imm} = q_h^p \\ q_h^{prel} = D_h + q_h^{ch} \\ q_h^{prel} = q_h^{imm} = q_h^{cond} \end{array} \right.$$

- La quarta zona si individua anche quando l'energia immessa e l'energia prelevata coincidono, ma in questo caso la domanda torna ad essere maggiore della generazione da FV. Il livello di carica del SdA è tale da poter scaricare energia verso la comunità. Quindi:

$$\left\{ \begin{array}{l} q_h^p < D_h \\ q_h^{ch} = 0 \\ q_h^{imm} = q_h^p + q_h^{dc} \\ q_h^{prel} = D_h \\ q_h^{prel} = q_h^{imm} = q_h^{cond} \end{array} \right.$$

- La quinta ed ultima zona invece la si individua quando l'energia immessa è di nuovo minore dell'energia prelevata a causa del completo esaurimento dell'energia accumulata nel SdA. La domanda è maggiore dell'energia generata dall'impianto FV. Quindi:

$$\left\{ \begin{array}{l} q_h^p < D_h \\ q_h^{ch} = q_h^{dc} = 0 \\ q_h^{imm} = q_h^p \\ q_h^{prel} = D_h \\ q_h^{prel} > q_h^{imm} = q_h^{cond} \end{array} \right.$$

Si noti che le taglie dell'impianto FV e del SdA nei casi studiati e rappresentati nelle precedenti figure sono state individuate considerando, per fissata potenza del PV, le taglie dei SdA che massimizzano la funzione C_{inc} attraverso l'uso della Strategia 4 applicata a selezionati valori di potenza del FV. Dai risultati si evince che in questi casi il flusso di energia dalla comunità alla rete è nullo e, di conseguenza, anche la voce economica legata alla vendita di energia. A titolo di esempio, si mostra in Figura 41 il caso, in un giorno tipo di luglio per utenze provviste di scaldacqua, in cui invece è non nullo il flusso energetico dalla comunità alla rete, ciò si evince nella terza zona del grafico in cui l'energia immessa è maggiore dell'energia prelevata (che è quindi uguale all'energia condivisa):

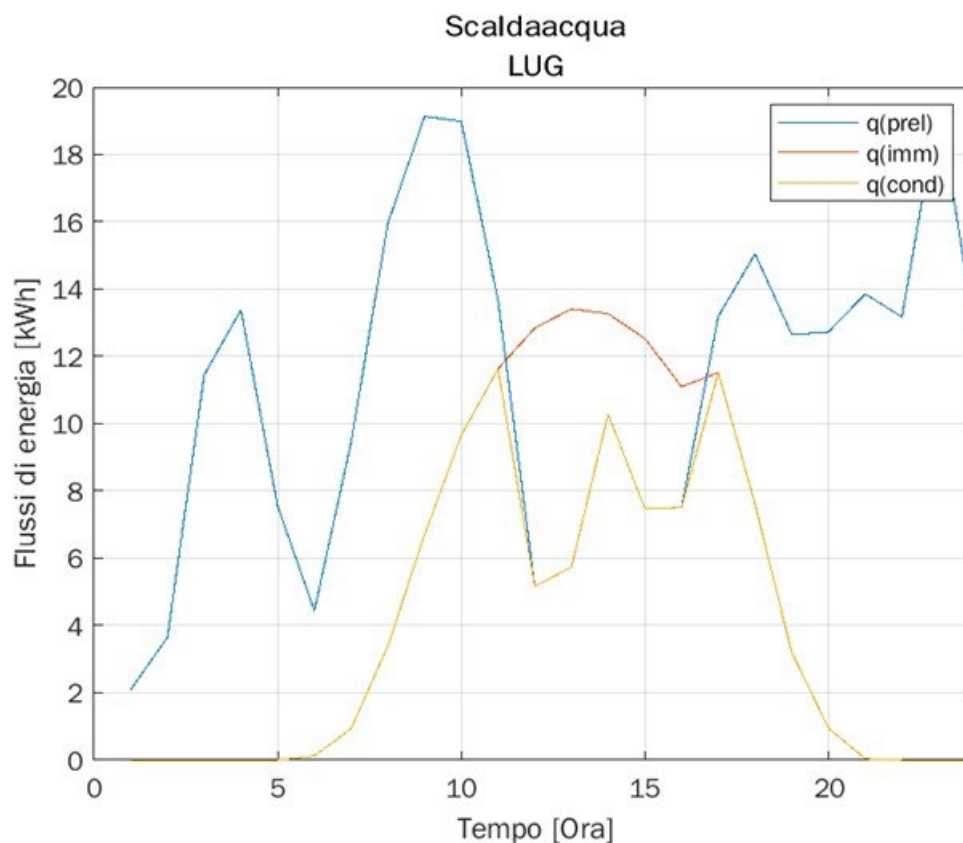


Figura 41. Energia prelevata, energia immessa ed energia condivisa per valori di potenza dell'impianto FV e di capacità del SdA in cui il flusso energetico dalla comunità alla rete è non nullo, utenze provviste di scaldacqua.

Dalla risoluzione del modello considerando la Strategia 4 la taglia dell'impianto FV è pari a 18 kW mentre la taglia del SdA è pari a 39 kWh nel caso di utenze provviste di scaldacqua (codice identificativo P18C39). Nel caso di utenze provviste di pompa di calore la taglia dell'impianto FV è pari a 18 kW mentre quella del SdA è pari a 43 kWh (codice identificativo P18C43).

Anche in questo caso, i costi e i benefici economici sono identici a quelli trovati nel caso in cui si applica la strategia 1.

3.4.6. Confronto delle Strategie di gestione del SdA

Dai risultati delle simulazioni si evince che il massimo assoluto della funzione da ottimizzare sia nel caso di Strategia 1, 2 e 4 che nel caso di Strategia 3 si ottiene nel caso in cui la taglia dell'impianto fotovoltaico è pari a 18 kW, cioè la massima installabile nella EC presa a riferimento. La capacità del sistema di accumulo, nel caso di Strategia 1, 2 e 4 è pari a 39 kWh per utenze provviste di scaldacqua elettrico e 43 kWh nel caso di utenze provviste di pompa di calore. Ciò perché, per soddisfare i vincoli delle suddette strategie si ha la necessità di installare un SdA con taglia elevata e perché le tre strategie, data l'incentivazione delle EC in Italia e i bassi costi per il ritiro dedicato, convergono ad una stessa soluzione. Nel caso della Strategia 3 la taglia del SdA individuata è la minima sia in presenza di scaldacqua elettrici che di pompe di calore (1 kWh in ogni scenario, dato che non si è considerato il caso di assenza di storage).

I benefici calcolati dimensionando il sistema FV-SdA con le taglie ottenute dalla Strategia 3 sono inferiori, di circa il 19,3% per utenze con scaldacqua e di circa il 21,6% per utenze con pompa di calore, rispetto alle altre strategie sia perché il risparmio economico è inferiore, di circa il 20,2% per utenze con scaldacqua e di circa il 22,8% per utenze con pompa di calore, a causa dalla scarsa capacità del SdA, sia perché la quota economica legata energia condivisa diminuisce di circa il 31,2% per utenze con scaldacqua e di circa il 35,3% per utenze con pompa di calore. Il ritorno economico legato alla vendita non è sufficiente a colmare la differenza economica con i benefici delle Strategie 1, 2 e 4.

Nelle tabelle che seguono vengono riportati i calcoli dei principali indicatori energetici ed economici della EC relativi alle Strategie 1, 2, 3 e 4, nei casi di utenze provviste di scaldacqua elettrico e di utenze provviste di pompa di calore. Mentre, la Figura 42 e la Figura 43 mostrano dei grafici a barre che mettono in risalto le differenze delle voci energetiche ed economiche.

Sia nel caso di utenze provviste di scaldacqua che nel caso di utenze provviste di pompa di calore i maggiori vantaggi economici si ottengono dall'applicazione delle Strategie 1, 2 e 4. Infatti, sia il risparmio economico, sia la quota economica legata all'incentivazione sia, in modo più generale, i benefici annui sono maggiori rispetto al caso di gestione del SdA tramite la Strategia 3. La quota economica legata alla vendita, invece, è maggiore nel caso della Strategia 3. Un altro vantaggio derivante dall'applicazione delle Strategie 1, 2 e 4, rispetto alla Strategia 3, è la riduzione della voce relativa al costo annuo dell'impianto che è inferiore a causa dei maggiori benefici. Il tempo di ritorno è invece inferiore nel caso di Strategia 3 perché il costo totale dell'investimento è inferiore.

Nelle figure che seguono vengono mostrate le variazioni delle grandezze economiche al variare della capacità installata del SdA mantenendo costante la potenza dell'impianto FV a 18 kW. I valori ricavati per le Strategie 1, 2 e 4 si individuano quando la taglia della capacità è pari a 39 kWh per utenze con scaldacqua e 43 kWh per utenze provviste di pompa di calore. I risultati della Strategia 3 si individuano quando la taglia della capacità è pari a 1 kWh sia nel caso di utenze con scaldacqua sia nel caso di utenze con pompa di calore.

Tabella 9. Principali indicatori energetici ed economici delle strategie, utenze provviste di scaldacqua.

Strategia	1, 2 e 4	3
Potenza & Capacità	P18C39	P18C1
Grandezze Energetiche della Comunità	[kWh/anno]	[kWh/anno]
Produzione da FV	29429	29429
Autoconsumo	29429	23474
Energia Venduta	0	5955
Energia Prelevata	99731	93777
Grandezze Economiche della Comunità	[€/anno]	[€/anno]
Risparmio Autoconsumo	6124,7	4885,5
Incentivo MiSE	3892,3	2651,0
Incentivo ARERA	2830,8	1928,0
Vendita Energia	0	905,08
Acquisto Energia	13427	14604
Benefici	12848	10370
Costo Impianto Annuo	3047,2	5587,5
Costo Investimento Impianto	30849	16910
Altre Grandezze della Comunità		
Tempo di Ritorno dell'Investimento [anno]	4,5886	3,0835
VAN [€]	178850	166250
PI	5,7977	9,8314
CO ₂ evitate in 20 anni [kg]	376400	376400

Tabella 10. Principali indicatori energetici ed economici delle strategie, utenze provviste di pompe di calore.

Strategia	1, 2 e 4	3
Potenza & Capacità	P18C43	P18C1
Grandezze Energetiche della Comunità	[kWh/anno]	[kWh/anno]
Produzione da FV	29429	29429
Autoconsumo	29429	22721
Energia Venduta	0	7011
Energia Prelevata	86128	79420
Grandezze Economiche della Comunità	[€/anno]	[€/anno]
Risparmio Autoconsumo	6124,7	4728,7
Incentivo MiSE	3971,5	2568,7
Incentivo ARERA	2888,4	1868,2
Vendita Energia	0	1019,6
Acquisto Energia	10449	11775
Benefici	12985	10185
Costo Impianto Annuo	51,16	2943,0
Costo Investimento Impianto	32333	16910
Altre Grandezze della Comunità		
Tempo di Ritorno dell'Investimento [anno]	4,7133	3,0991
VAN [€]	177510	162420
PI	5,4901	9,6050
CO ₂ evitate in 20 anni [kg]	376400	376400

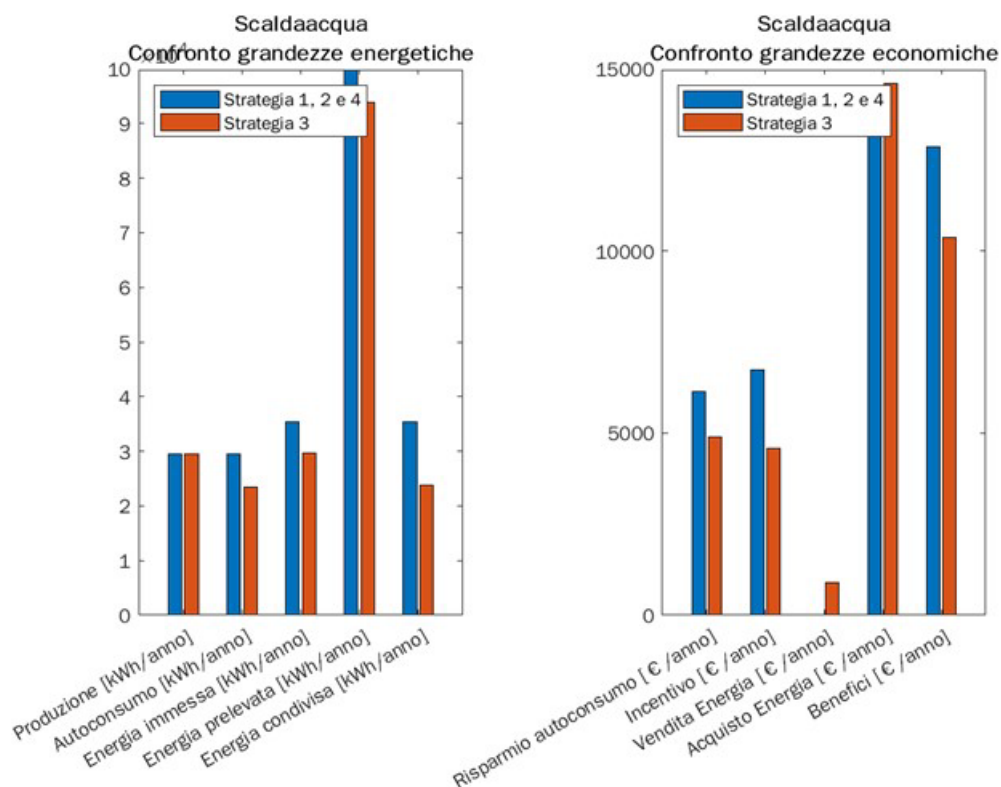


Figura 42. Confronto delle grandezze energetiche ed economiche delle strategie, utenze provviste di scaldacqua.

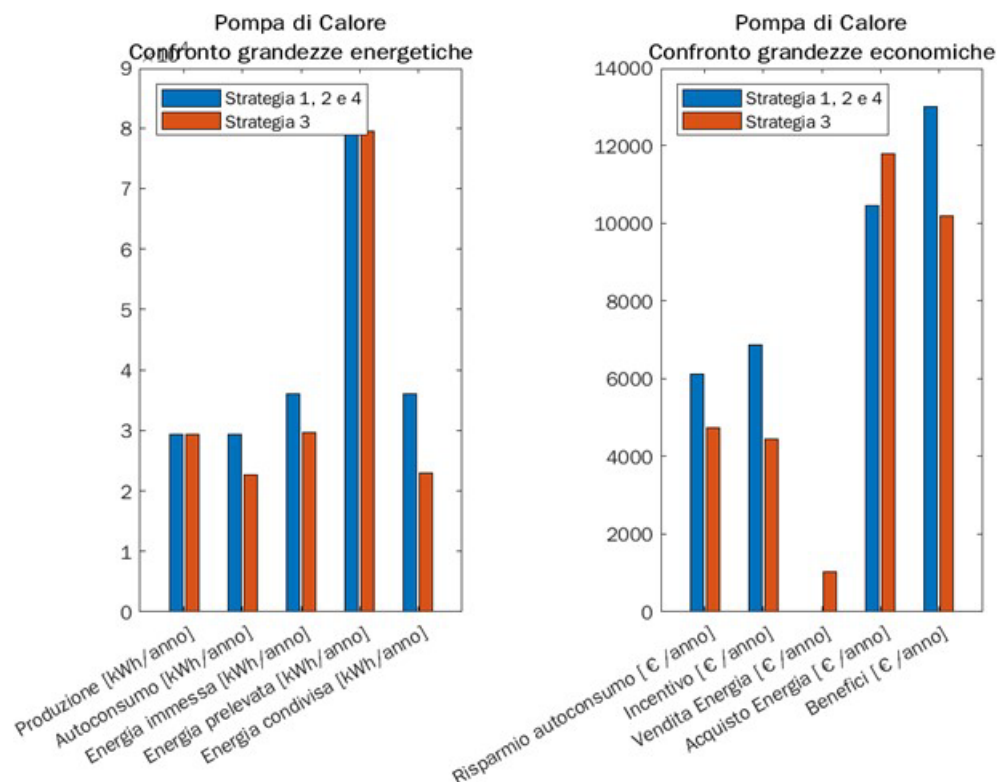


Figura 43. Confronto delle grandezze energetiche ed economiche delle strategie, utenze provviste di pompa di calore.

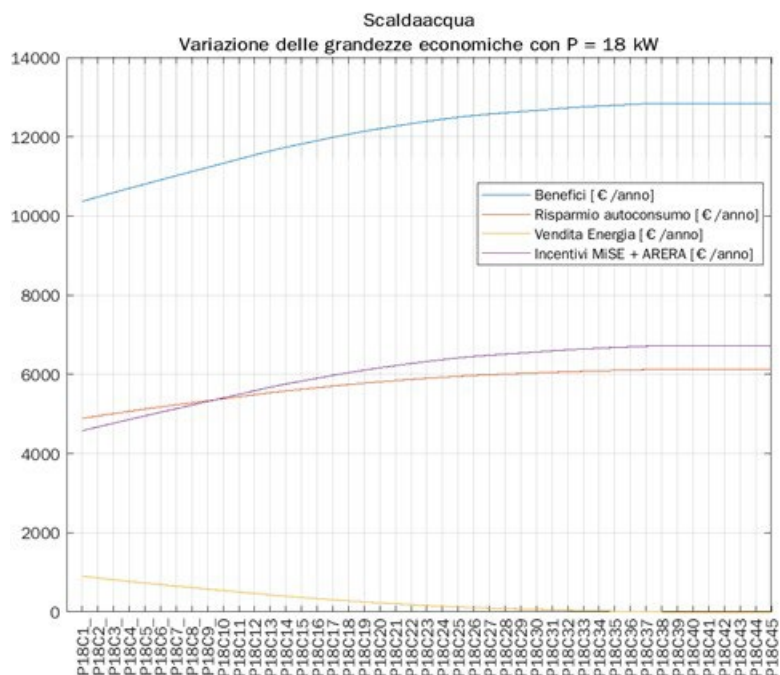


Figura 44. Variazione delle grandezze economiche al variare delle capacità del SdA e per fissata potenza a 18 kW, utenze provviste di scaldacqua.

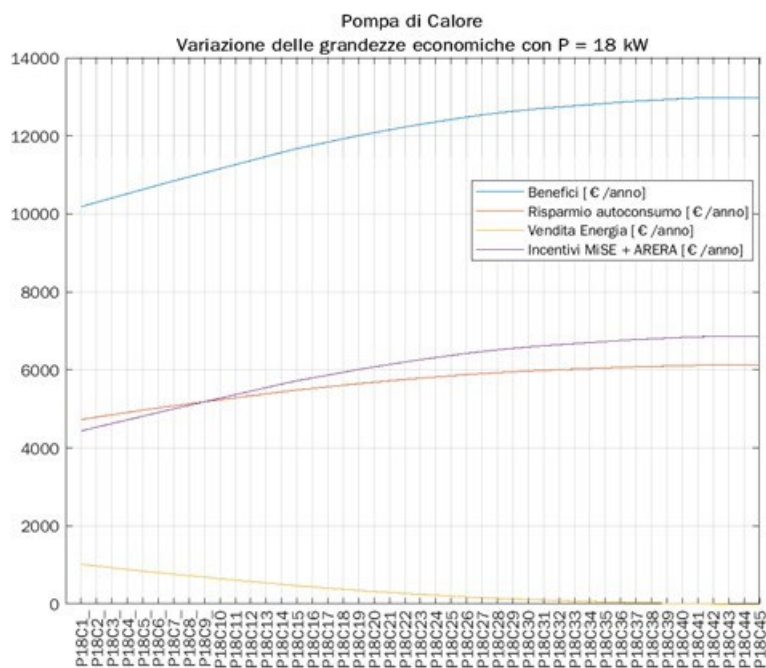


Figura 45. Variazione delle grandezze economiche al variare delle capacità del SdA e per fissata potenza a 18 kW, utenze provviste di pompa di calore.

Nelle figure che seguono si riportano invece i flussi di cassa giornalieri per un giorno tipo del mese di luglio, derivati dall'applicazione delle *Strategie 1, 2, 3 e 4*.

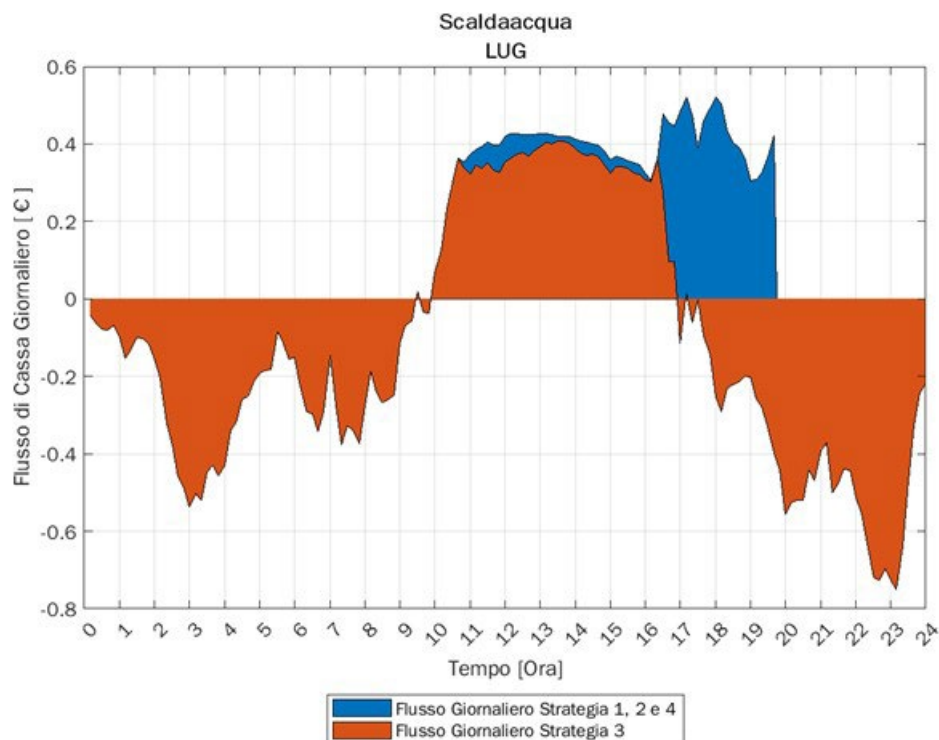


Figura 46. Confronto dei flussi di cassa giornalieri dovuti alle strategie di gestione del SdA, giorno tipo di luglio, utenze provviste di scaldacqua.

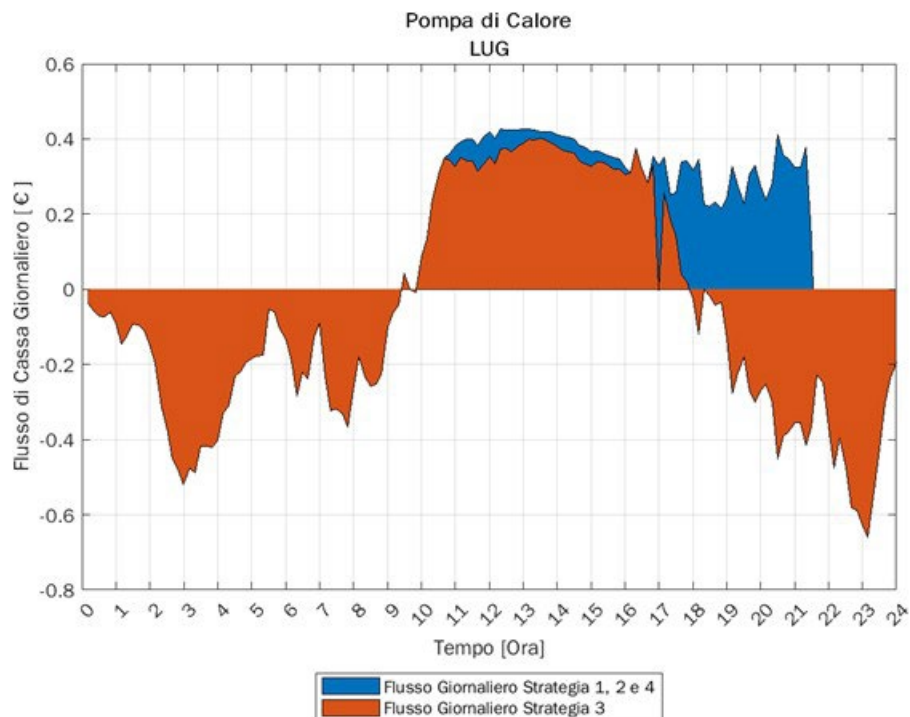


Figura 47. Confronto dei flussi di cassa giornalieri dovuti alle strategie di gestione del SdA, giorno tipo di luglio, utenze provviste di pompa di calore.

Dai precedenti grafici si evince che nelle ore notturne i flussi di cassa delle quattro strategie sono gli stessi sia a causa della mancata generazione di energia da FV sia a causa del livello di carica del SdA che è minimo. Nelle ore diurne, invece, la differenza è netta in quanto nel caso di Strategie 1, 2 e 4 la maggiore capacità del

SdA permette di ottenere maggiori vantaggi economici rispetto al caso della Strategia 3. Ciò vale sia nel caso di utenze provviste di scaldacqua sia nel caso di utenze provviste di pompa di calore.

3.5. *Impatto delle logiche di DR sul profilo di potenza della rete di Pantelleria*

3.5.1. *Analisi del contesto*

Per poter valutare l'impatto delle logiche di DR per il controllo degli accumuli e degli altri carichi elettrici nell'isola di Pantelleria è necessario contestualizzare lo studio tenendo conto dei dati più recenti riguardanti la popolazione e gli edifici dell'isola.

Secondo gli ultimi dati, a Pantelleria risiedono 7364 abitanti con 1424 famiglie residenti. Sono presenti complessivamente 1277 edifici, dei quali 82 non utilizzati. 1001 dei rimanenti edifici sono adibiti a edilizia residenziale mentre gli altri 194 sono destinati a uso produttivo, commerciale o altro. Degli edifici costruiti a scopo residenziale, 312 sono in ottimo stato, 451 sono in buono stato, 202 sono in uno stato mediocre e 36 in uno stato pessimo. La Tabella 11 riporta il numero appartamenti per ogni edificio. Dai dati in tabella è quindi possibile stimare che sono presenti circa 2220 appartamenti a disposizione delle 1424 famiglie residenti, dei non residenti e dei turisti [17].

Tabella 11. Numero di appartamenti per edificio.

Numero di appartamenti	Uno	Due	Da tre a quattro	Da cinque a otto	Da nove a quindici	Sedici e oltre
Edifici	582	209	113	64	31	2

I profili di carico giornalieri della rete di Pantelleria sono stati mostrati in [1] per alcuni mesi dell'anno. La Figura 48 riporta gli ultimi andamenti forniti da SMEDE Pantelleria SpA per il 2020. Tali grafici rappresentano il comportamento medio di un giorno tipo per ogni mese dell'anno e, nella valutazione condotta nel seguito, descrivono la situazione attuale che viene indicata come Scenario 0. Secondo varie stime, il settore residenziale pesa sui consumi per il 25-30%.

Con riferimento all'installazione di impianti di energia da rinnovabili, il decreto isole minori [18] prevede l'installazione di circa 2720 kW di energia da rinnovabile nell'isola. Pertanto, è necessario indagare le possibilità di installazione di impianti da FER, in particolar modo, di impianti fotovoltaici, essendo tale tecnologia facilmente integrabile negli edifici, a basso costo e pienamente matura.

Il territorio dell'isola di Pantelleria, ad esclusione del centro urbano, è stato dichiarato di notevole interesse pubblico, ai sensi della legge 29 giugno 1939, n. 1497 [19], per il caratteristico paesaggio, per le importanti zone archeologiche e per la peculiare architettura. Le specificità paesaggistiche e vegetazionali dell'isola hanno determinato l'istituzione di un Parco Nazionale, il "Parco nazionale dell'Isola di Pantelleria", istituito con DPR 28/07/2016 [20] e Legge n. 222 29/11/2007 [21], e gestito dall'Ente Parco Nazionale Isola di Pantelleria. Il parco comprende: una riserva naturale terrestre, due Siti di Interesse Comunitario (SIC) e una Zona di Protezione Speciale (ZPS) che complessivamente interessano una superficie di circa 6.703 ha, che costituiscono l'81% circa del territorio dell'isola. Tenuto conto del regime vincolistico dell'isola, è attualmente possibile ipotizzare l'installazione di impianti fotovoltaici soltanto nell'area Nord dell'isola, nel centro urbano e nei pressi dell'aeroporto.

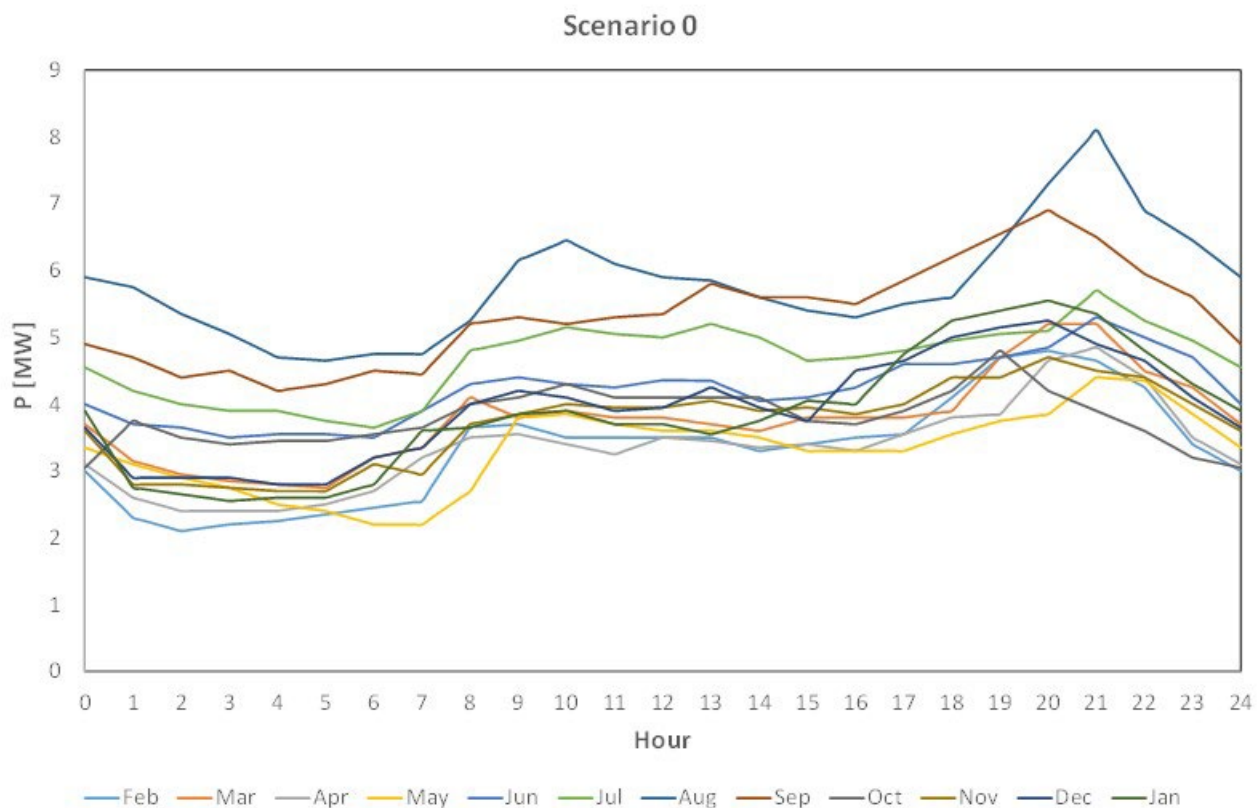


Figura 48. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello scenario attuale (Scenario 0).

Tra i possibili interventi di installazione di impianti da FER sono individuabili [22]:

- Interventi di installazione di grandi impianti FV ed eolici in aree specifiche, in particolare un'unica turbina di potenza fino a 4 MW nell'area del porto e una centrale fotovoltaica di potenza fino a 7 MW nell'area dell'aeroporto [22];
- Interventi di installazione di impianti fotovoltaici distribuiti nel centro urbano. In questo caso, in accordo allo studio condotto in [23], e tenuto conto che, rispetto a tale studio oggi si ha in Italia una prevalenza di impianti fotovoltaici con moduli in silicio policristallino (In Italia il 71,5% della potenza fotovoltaica installata è realizzato in silicio policristallino, il 22,8% in silicio monocristallino e il 5,7% in film sottile o in materiali diversi [24]), si stima una potenzialità di installazione di circa 720 kW su tetti;
- Interventi combinati che prevedono l'installazione di grandi impianti in aree specifiche e generazione distribuita sugli edifici.

Considerato che circa l'80% della popolazione residente nell'isola vive nel centro urbano principale, si può ipotizzare uno scenario limite in cui viene utilizzato tutto il potenziale fotovoltaico da circa 40 comunità energetiche rinnovabili con le stesse caratteristiche descritte in [10]. A tale scenario corrisponde una potenza installata di 720 kW di FV.

3.5.2. Definizione degli scenari

Sulla base delle analisi condotte nel presente report e nella precedente annualità di progetto [10], tenuto conto della bassa significatività dell'impatto del controllo delle pompe di calore sul profilo di potenza giornaliero della comunità energetica, come mostrato in [25], vengono definiti i seguenti scenari per valutare gli impatti delle logiche di controllo di SdA elettrico e scaldacqua elettrici installati presso gli utenti isolani. L'impatto delle pompe di calore sul profilo di carico è mostrato soltanto nello *Scenario 0.c* in cui si immagina

di sostituire tutti gli scaldacqua elettrici con PdC con le caratteristiche del dispositivo utilizzato per il precedente studio relativo alle comunità energetiche.

SCENARIO 0.a: Il primo scenario vede l'installazione di complessivi 720 kW di fotovoltaico presso le comunità energetiche dell'isola senza alcuna azione di controllo dei carichi.

SCENARIO 0.b: In questo secondo scenario si prevede l'installazione di complessivi 2720 kW di fotovoltaico suddivisi in 720 kW presso le comunità energetiche e 2000 kW presso l'aeroporto. Tale scenario corrisponde al soddisfacimento delle richieste del DM 14/02/2017 e, insieme allo scenario 0 e allo scenario 0.a, viene assunto a riferimento per valutare l'impatto delle azioni di controllo su carichi e SdA.

SCENARIO 0.c: In questo scenario tutti gli scaldacqua elettrici dell'isola sono sostituiti da pompe di calore per la produzione di ACS.

SCENARIO 1.a: In questo scenario sono presenti 720 kW di generazione fotovoltaica presso le comunità energetiche dell'isola e 1280 kWh di SdA al litio installati presso gli stessi utenti e controllati con una logica a massimo beneficio economico (Strategia 1).

SCENARIO 1.b: In questo scenario si prevede l'installazione di complessivi 2720 kW di fotovoltaico suddivisi in 720 kW presso le comunità energetiche e 2000 kW presso l'aeroporto e di 1280 kWh di SdA al litio installati presso le comunità energetiche e controllati con una logica a massimo beneficio economico (Strategia 1).

SCENARIO 2.a: In questo scenario sono presenti 720 kW di generazione fotovoltaica presso le comunità energetiche dell'isola e 1280 kWh di SdA al litio installati presso gli stessi utenti e controllati con una logica che massimizza l'autosufficienza della EC (strategia 2).

SCENARIO 2.b: In questo scenario si prevede l'installazione di complessivi 2720 kW di fotovoltaico suddivisi in 720 kW presso le comunità energetiche e 2000 kW presso l'aeroporto e di 1280 kWh di SdA al litio installati presso le comunità energetiche e controllati con una logica che massimizza l'autosufficienza della EC (strategia 2).

SCENARIO 2.c: In questo scenario si prevede l'installazione di complessivi 2720 kW di fotovoltaico suddivisi in 720 kW presso le comunità energetiche e 2000 kW presso l'aeroporto e di 1280 kWh di SdA al litio installati presso le comunità energetiche. I SdA e gli scaldacqua elettrici sono controllati in modo da massimizzare l'energia condivisa e, nel contempo, incrementare il carico minimo dell'isola e il fattore di carico del profilo di potenza.

SCENARIO 2.d: In questo scenario si prevede l'installazione di complessivi 2720 kW di fotovoltaico suddivisi in 720 kW presso le comunità energetiche e 2000 kW presso l'aeroporto e di 1280 kWh di SdA al litio installati presso le comunità energetiche. I SdA e gli scaldacqua elettrici sono controllati in modo da massimizzare l'energia condivisa e, nel contempo, incrementare il carico minimo dell'isola e il fattore di carico del profilo di potenza. In questo scenario, a differenza del precedente, soltanto 1/3 degli scaldacqua viene controllato in ogni intervallo di tempo per ridurre l'effetto dinamico provocato dagli elevati gradini di carico che si riscontrano nello scenario 2.c.

SCENARIO 2.e: Lo scenario replica il 2.d ma si assume che tutti i corpi illuminanti degli utenti residenziali dell'isola possano essere controllati al fine di ridurre il consumo serale attraverso una modifica della temperatura di colore o una riduzione del flusso luminoso sul piano di lavoro

da 300 a 200 lx. Tale controllo è meglio descritto nella sezione 6 del presente report (vedi strategie A, B e C) e consente di ottenere una riduzione della potenza istantanea assorbita di circa il 7% nel migliore dei casi (strategia C).

SCENARIO 3.a: In questo scenario sono presenti 720 kW di generazione fotovoltaica presso le comunità energetiche dell'isola e 1280 kWh di SdA al litio installati presso gli stessi utenti e controllati con una logica a massima vendita di fotovoltaico, tenendo conto dei ricavi per il ritiro dedicato.

Per ogni scenario si calcolano le variazioni delle perdite in rete, la potenza massima e la potenza minima giornaliera e il fattore di carico del profilo di potenza dell'isola.

Le cadute di tensioni sono valutate localmente e riportarne la variazione per ogni nodo della rete MT o nel nodo più sfavorito non è significativo in quanto si è rilevato che, in tutte le simulazioni effettuate, le stesse rimangono all'interno dei limiti consentiti dalle norme.

Negli scenari 2.c e 2.d la logica di controllo degli scaldacqua elettrici si basa sul principio dell'accumulo termico e prevede che la temperatura dell'acqua nei serbatoi venga portata da 60°C a 80°C dalle 11:00 alle 17:00. In questo modo si determina l'accensione di tutti o di un terzo degli scaldacqua elettrici degli utenti delle REC in corrispondenza al massimo della produzione FV e una riduzione del carico serale dovuto agli stessi scaldacqua.

3.5.3. Metodologia

La valutazione dell'impatto delle logiche di DR sulla rete di Pantelleria prevede i seguenti step:

- viene simulata la produzione FV di un giorno tipo medio di ogni mese tenendo conto dei dati di irraggiamento solare dell'isola forniti dal database internazionale PV-GIS [15];
- per ogni giorno tipo medio di ogni mese viene simulato il comportamento della comunità energetica utilizzando una metodologia Montecarlo come descritto in [25] e come fatto anche in precedenti studi [12]-[14];
- per ogni giorno tipo medio di ogni mese viene simulato il comportamento della stessa comunità energetica utilizzando la stessa metodologia ma tenendo conto delle logiche di controllo dello storage e degli scaldacqua elettrici precedentemente definitivi;
- il profilo di potenza giornaliero base (Scenario 0) dell'isola riferito a ciascun giorno tipo di ogni mese viene modificato tenendo conto della potenza nominale prevista degli impianti FV, del numero di comunità energetiche e della logica di controllo implementata utilizzando i profili di carico precedentemente calcolati;
- le perdite di rete, le cadute di tensione, i valori massimi e minimi delle potenze giornaliere e il fattore di carico del profilo di potenza vengono calcolati utilizzando il software Neplan 360;
- per ogni scenario vengono rappresentati i nuovi profili di potenza giornaliere e viene costruita una tabella di sintesi con tutti i dati necessari per il confronto con gli scenari 0, 0.a o 0.b.

I profili di carico della CE sono calcolati in Matlab con step di simulazione pari a 1 minuto e, successivamente, i valori sono riportati ad intervalli di 10 minuti, dato che i valori di potenza forniti da SMEDE si riferiscono a tale step temporale.

Le simulazioni in Neplan [26] sono quindi eseguite sullo stesso step temporale di 10 minuti.

3.5.4. Risultati delle simulazioni

Le figure seguenti riportano i profili di potenza di ogni giorno tipo di ogni mese nei diversi scenari esaminati. Le tabelle a seguire sintetizzano i dati necessari per il confronto tra gli scenari. Nelle tabelle si è indicato con il colore nero i valori che non mostrano né miglioramenti né peggioramenti rispetto allo scenario di riferimento con cui viene effettuato il confronto, con il colore verde i valori in miglioramento e con il colore rosso i valori in peggioramento.

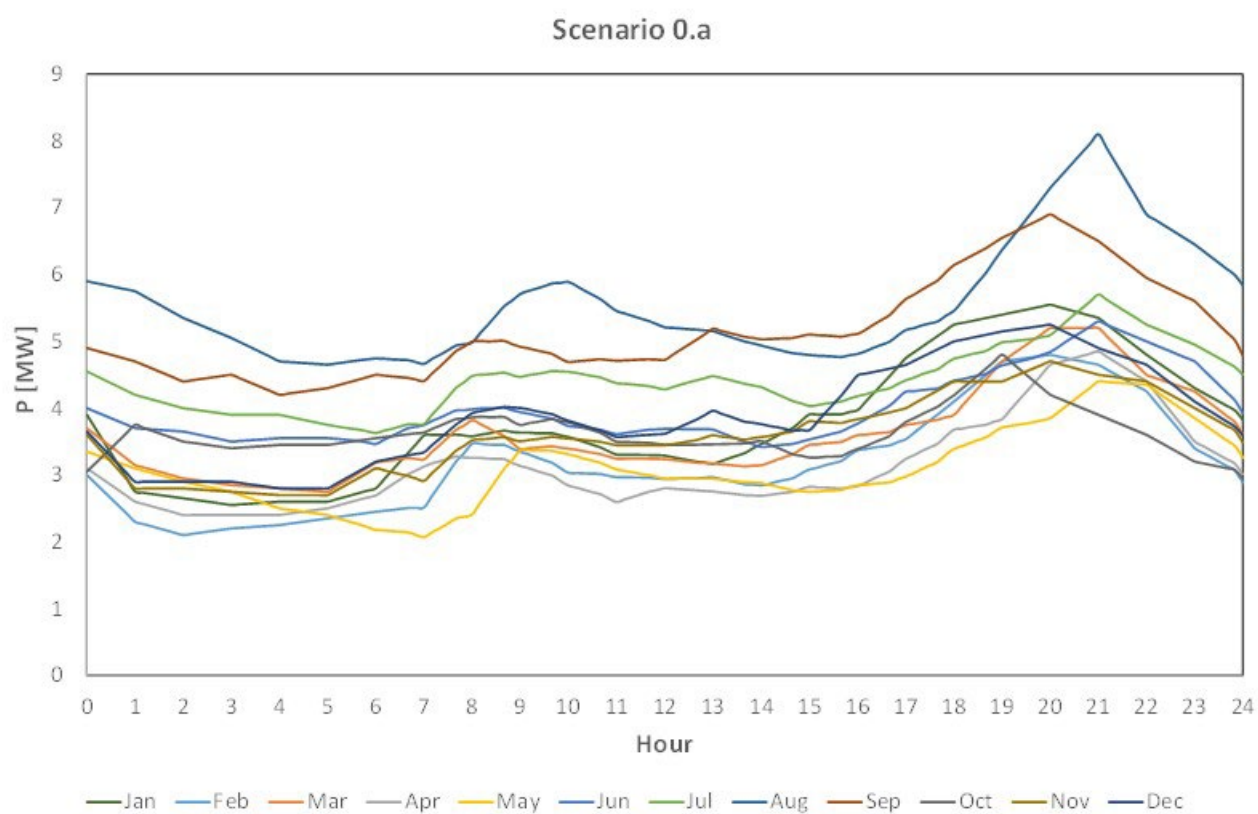


Figura 49. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 0.a.

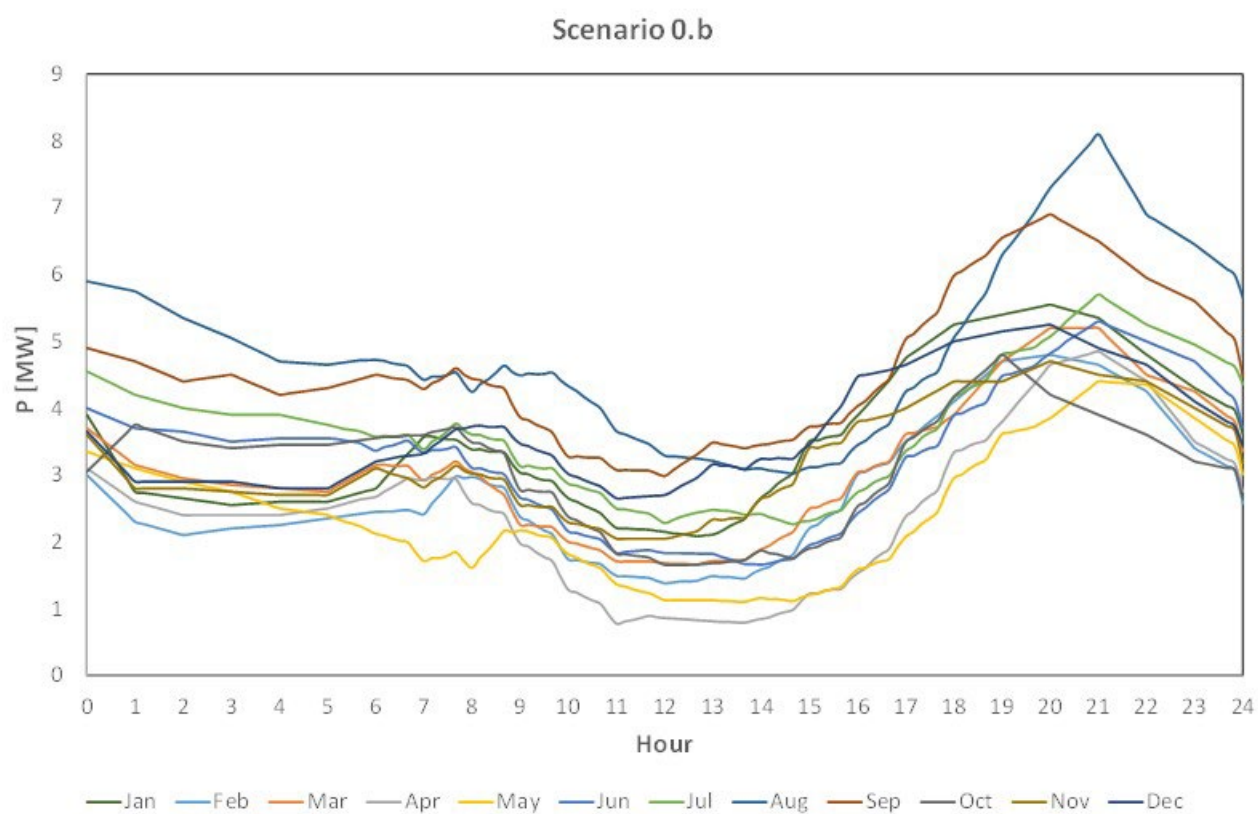


Figura 50. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 0.b.

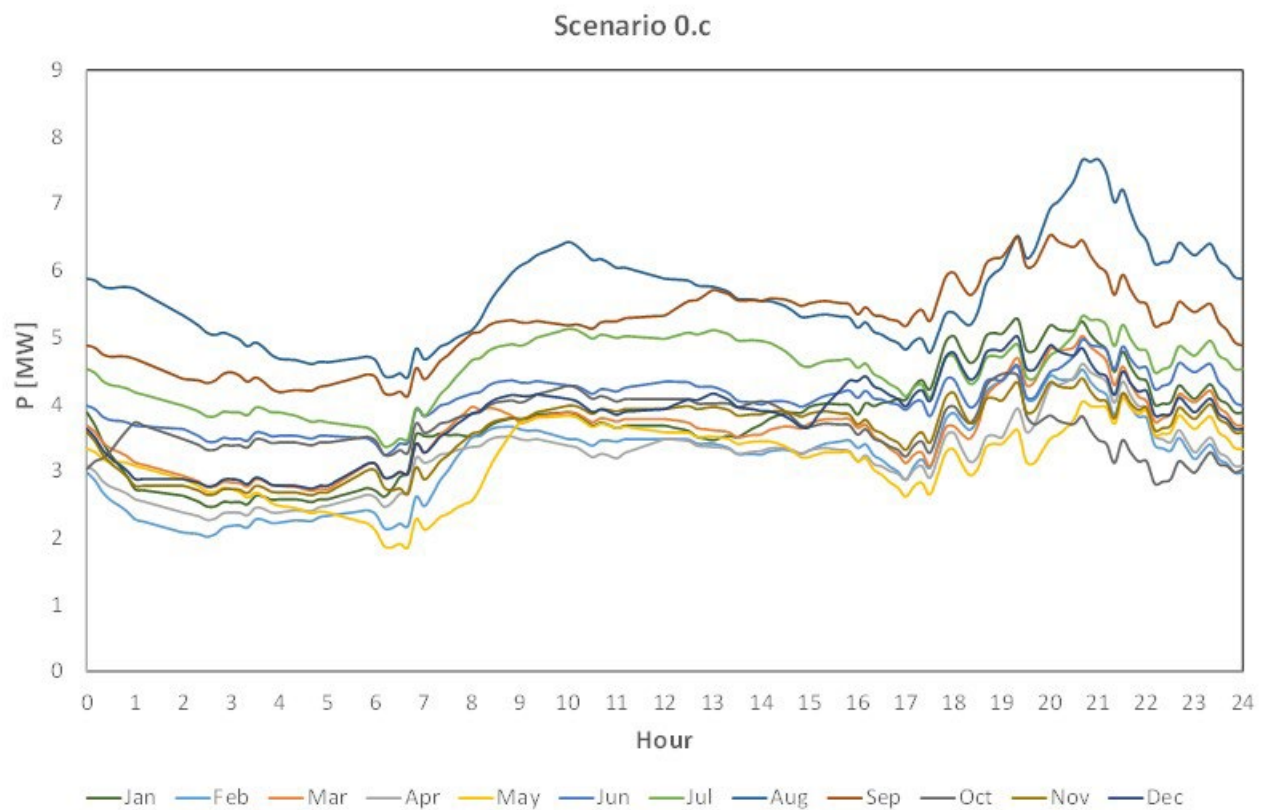


Figura 51. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 0.c.

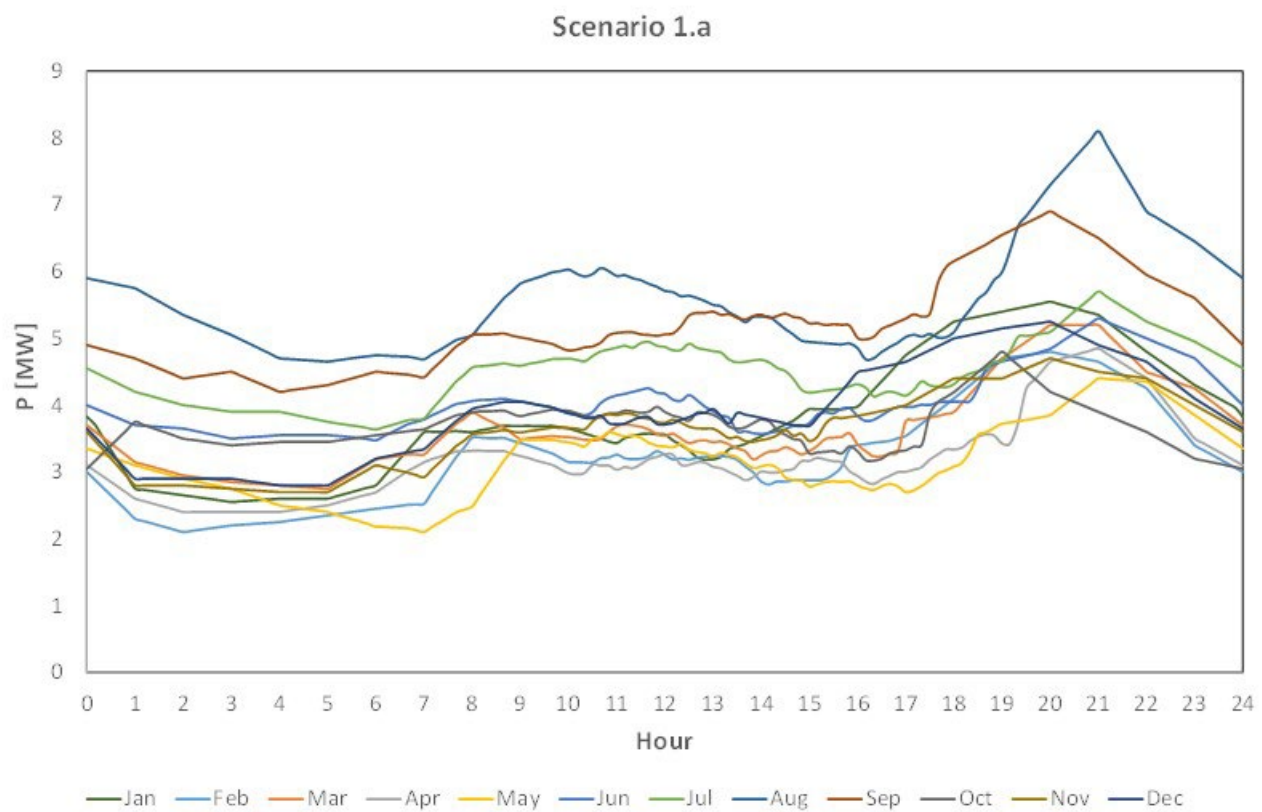


Figura 52. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 1.a.

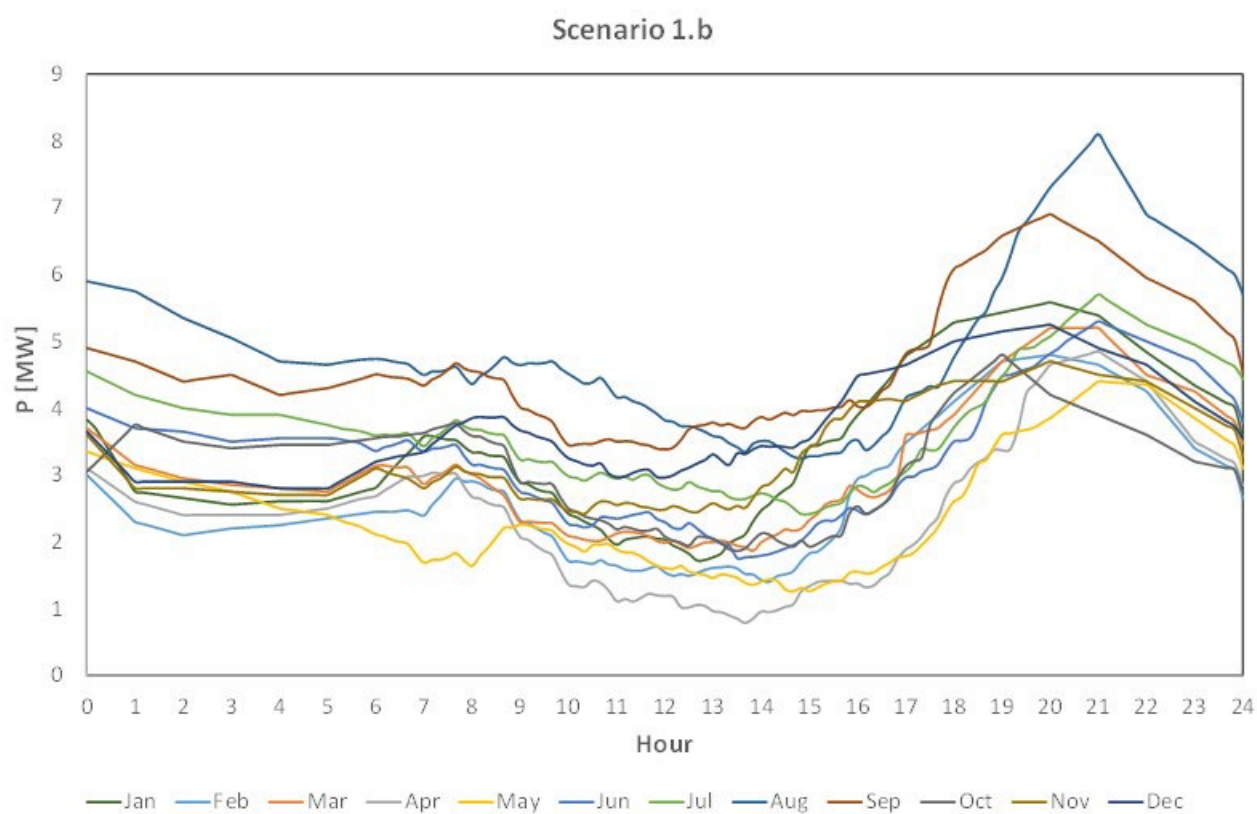


Figura 53. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 1.b.

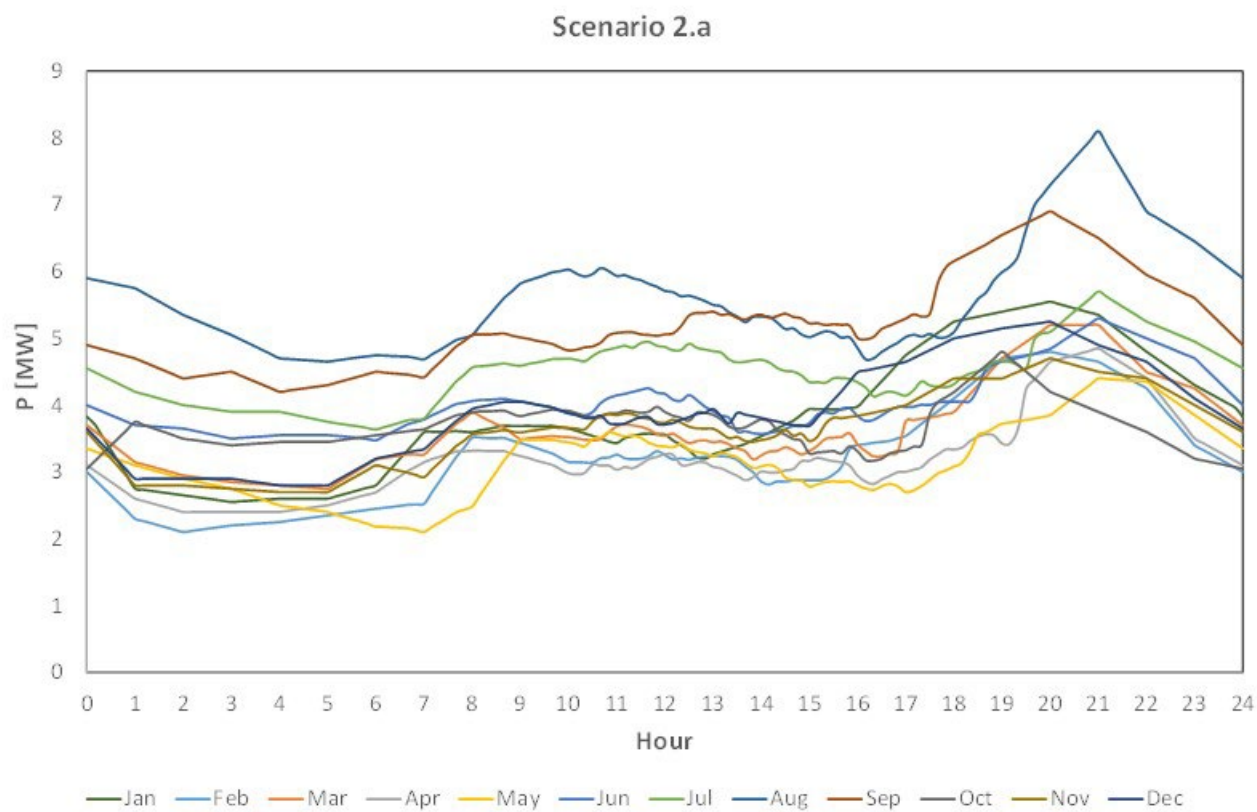


Figura 54. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 2.a.

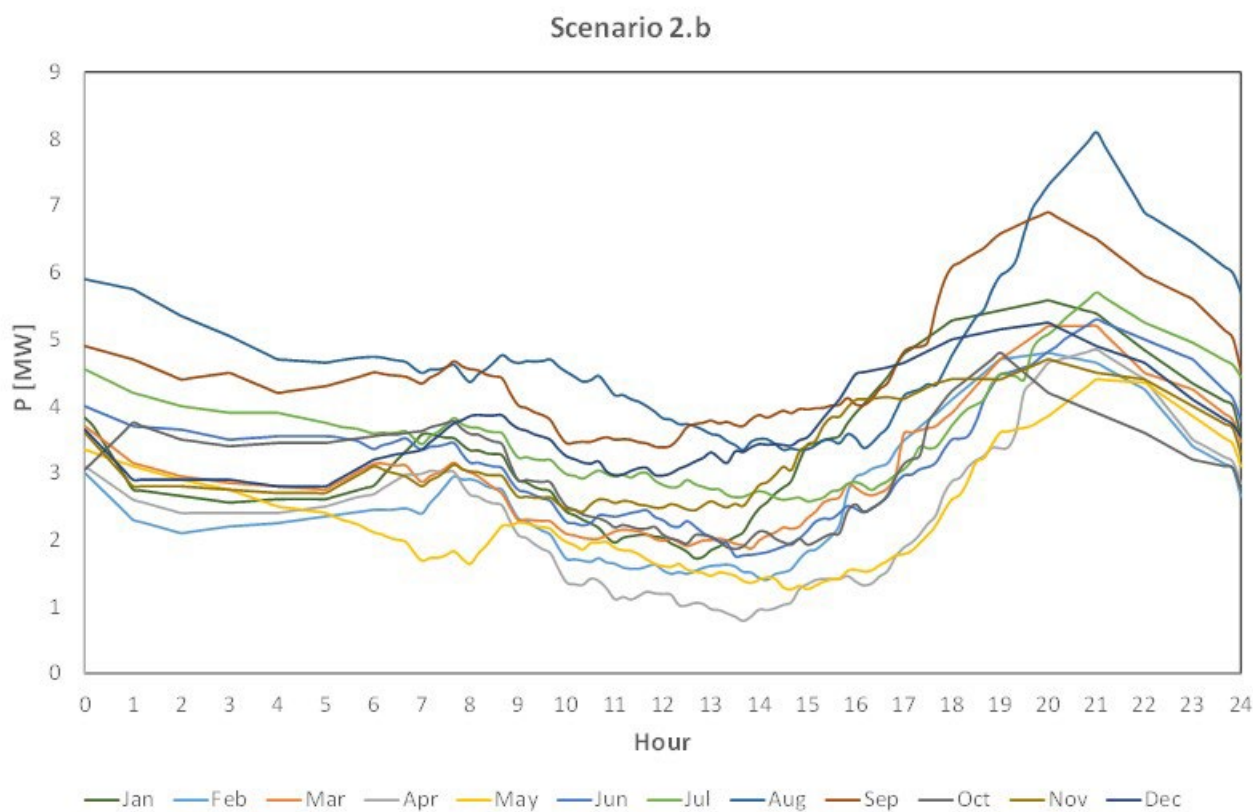


Figura 55. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 2.b.

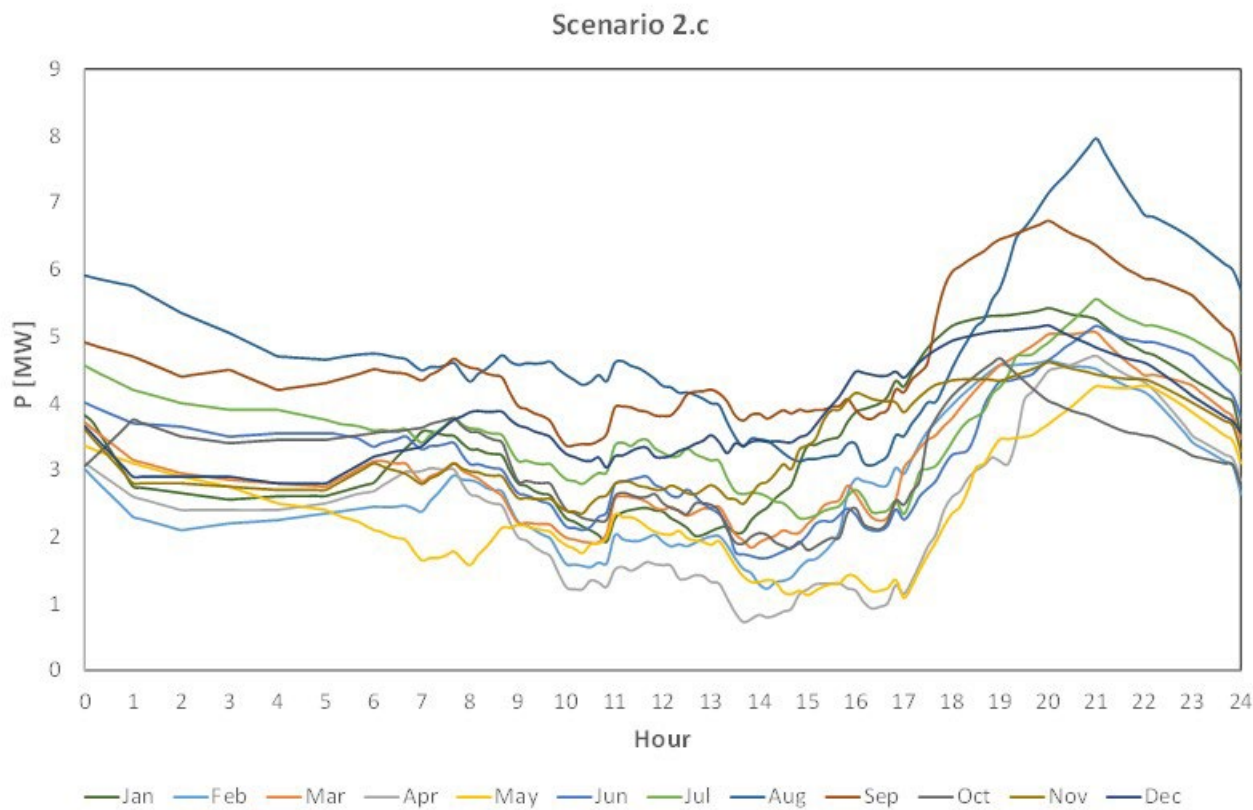


Figura 56. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 2.c.

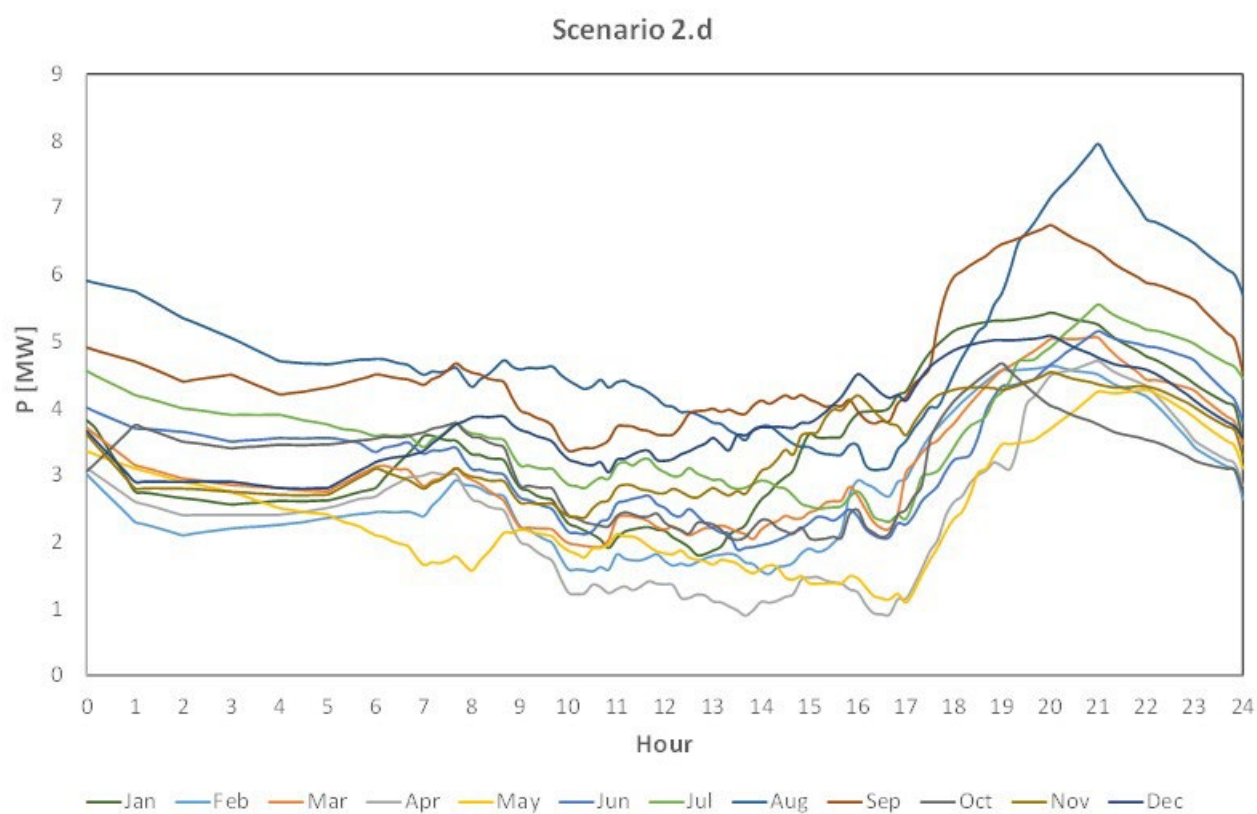


Figura 57. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 2.d.

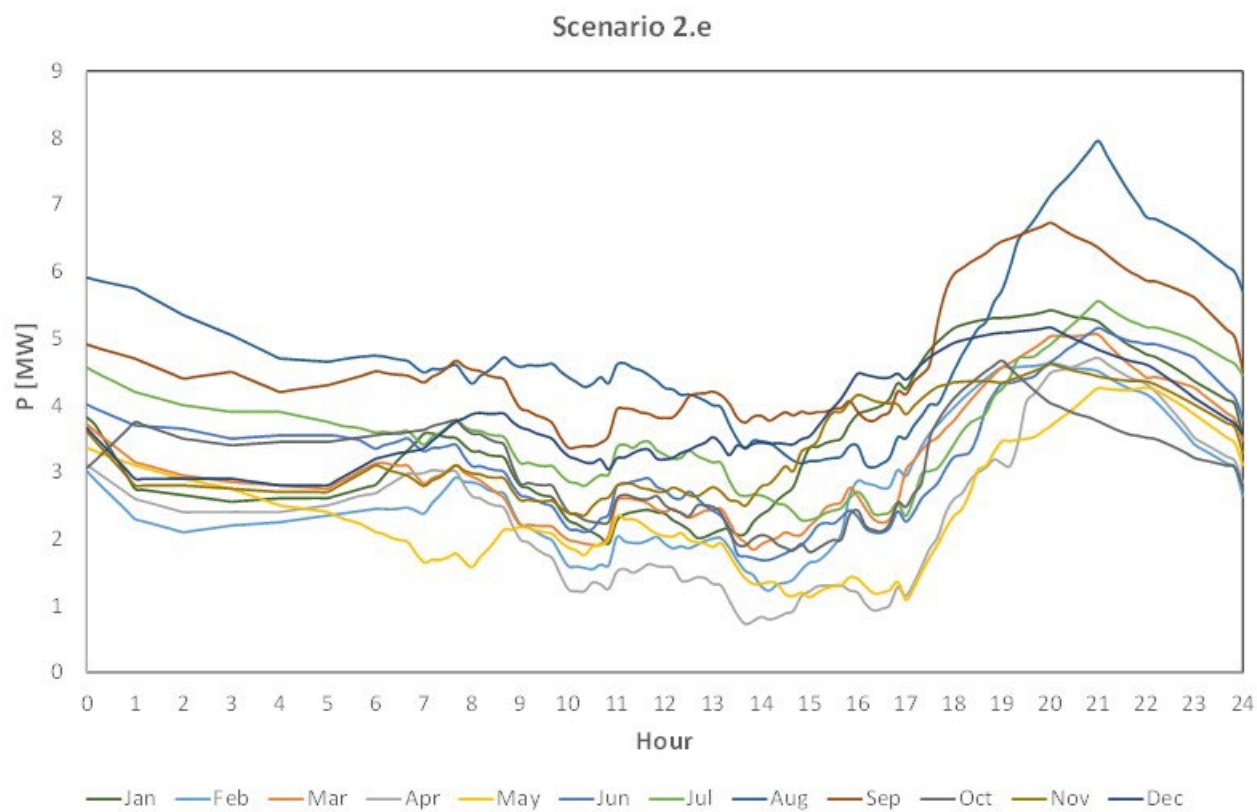


Figura 58. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 2.e.

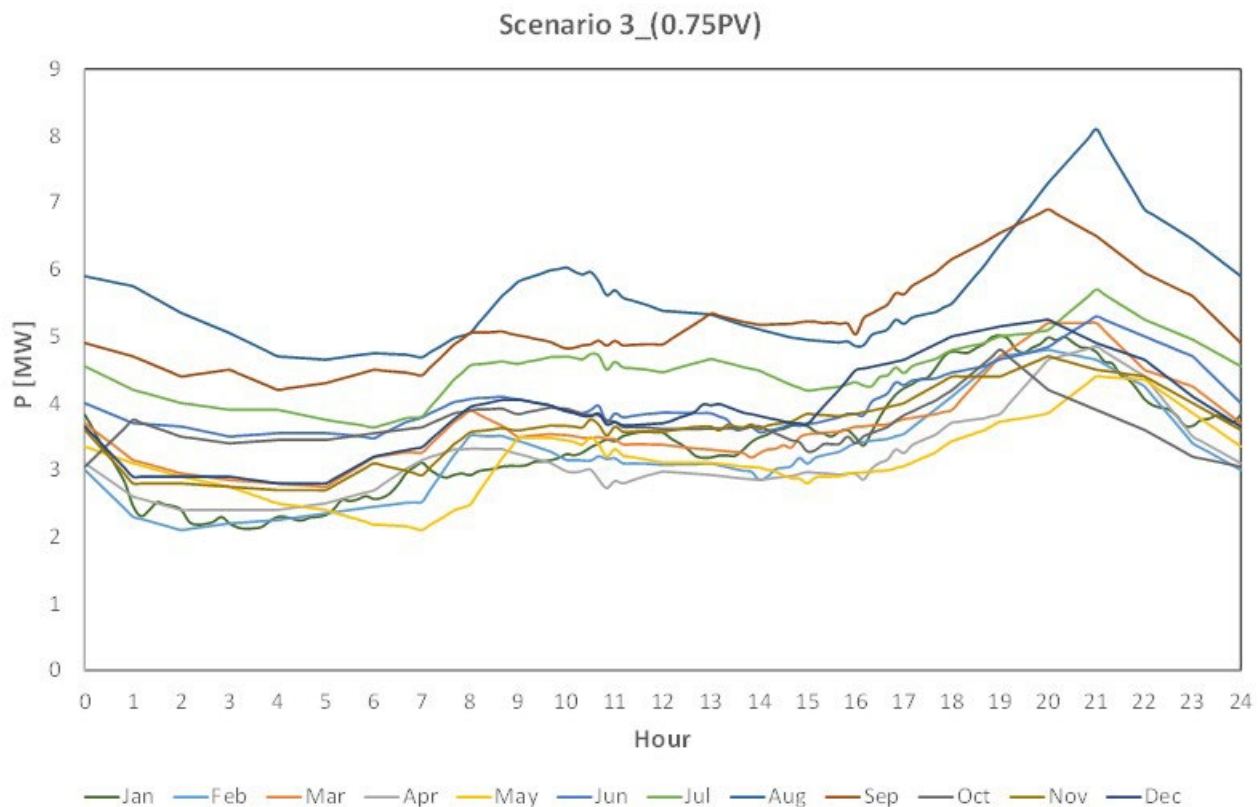


Figura 59. Profili di potenza giornalieri dell'isola di Pantelleria nello Scenario 3.a.

In relazione alle definizioni degli scenari precedentemente effettuata, gli *Scenari 0.a, 0.b e 0.c* vanno confrontati con lo *Scenario 0*, gli *Scenari 1.a, 2.a e 3.a* devono essere confrontati con lo *Scenario 0.a* e gli *Scenari 1.b, 2.b, 2.c, 2.d e 2.e* devono essere confrontati con lo *Scenario 0.b*. Solo in questo modo è possibile valutare il beneficio dell'applicazione di una data misura (installazione di impianti FV, realizzazione di EC con una precisa strategia di gestione dello storage, etc.).

Tabella 12. Potenza massima giornaliera Pmax per scenario e mese.

Potenza massima giornaliera Pmax [MW]												
Scenario	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Scenario 0	5.55	4.80	5.20	4.85	4.40	5.30	5.70	8.10	6.90	4.80	4.70	5.25
Scenario 0.a	5.55	4.80	5.20	4.85	4.40	5.30	5.70	8.10	6.90	4.80	4.70	5.25
Scenario 0.b	5.55	4.80	5.20	4.85	4.40	5.30	5.70	8.10	6.90	4.80	4.70	5.25
Scenario 0.c	5.27	4.55	5.02	4.60	4.09	4.97	5.32	7.66	6.53	4.46	4.39	5.00
Scenario 1.a	5.55	4.80	5.20	4.85	4.40	5.30	5.70	8.10	6.90	4.80	4.70	5.25
Scenario 1.b	5.55	4.80	5.20	4.85	4.40	5.30	5.70	8.10	6.90	4.80	4.70	5.25
Scenario 2.a	5.55	4.80	5.20	4.85	4.40	5.30	5.70	8.10	6.90	4.80	4.70	5.25
Scenario 2.b	5.55	4.80	5.20	4.85	4.40	5.30	5.70	8.10	6.90	4.80	4.70	5.25
Scenario 2.c	5.42	4.63	5.06	4.71	4.26	5.16	5.56	7.96	6.73	4.67	4.62	5.17
Scenario 2.d	5.43	4.64	5.06	4.70	4.27	5.15	5.55	7.95	6.74	4.67	4.54	5.09
Scenario 2.e	5.42	4.63	5.06	4.71	4.26	5.16	5.56	7.96	6.73	4.67	4.62	5.17
Scenario 3.a	5.55	4.80	5.20	4.85	4.40	5.30	5.70	8.10	6.90	4.80	4.70	5.25

Tabella 13. Potenza minima giornaliera Pmin per scenario e mese.

Potenza minima giornaliera Pmin [MW]												
Scenario	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Scenario 0	2.55	2.10	2.75	2.40	2.20	3.50	3.65	4.65	4.20	3.05	2.70	2.80
Scenario 0.a	2.55	2.10	2.75	2.40	2.07	3.42	3.63	4.65	4.20	2.94	2.70	2.80
Scenario 0.b	2.08	1.38	1.66	0.77	1.10	1.66	2.26	3.02	2.98	1.65	2.05	2.65
Scenario 0.c	2.47	2.02	2.70	2.27	1.86	3.25	3.37	4.41	4.12	2.81	2.63	2.73
Scenario 1.a	2.55	2.10	2.75	2.40	2.10	3.47	3.63	4.65	4.20	3.05	2.70	2.80
Scenario 1.b	1.72	1.40	1.87	0.79	1.26	1.75	2.42	3.25	3.39	1.86	2.42	2.80
Scenario 2.a	2.55	2.10	2.75	2.40	2.10	3.47	3.63	4.65	4.20	3.05	2.70	2.80
Scenario 2.b	1.72	1.40	1.87	0.79	1.26	1.75	2.57	3.34	3.39	1.86	2.42	2.80
Scenario 2.c	1.93	1.23	1.83	0.72	1.09	1.68	2.28	3.07	3.36	1.80	2.35	2.80
Scenario 2.d	1.80	1.52	1.92	0.90	1.09	1.88	2.30	3.07	3.36	2.03	2.36	2.79
Scenario 2.e	1.93	1.23	1.83	0.72	1.09	1.68	2.28	3.07	3.36	1.80	2.35	2.80
Scenario 3.a	2.55	2.10	2.75	2.40	2.10	3.47	3.63	4.65	4.20	3.05	2.70	2.80

Tabella 14. Fattore di carico giornaliero Kf per scenario e mese.

Fattore di carico Kf												
Scenario	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Scenario 0	0.70	0.70	0.73	0.69	0.76	0.80	0.82	0.72	0.77	0.80	0.79	0.75
Scenario 0.a	0.68	0.66	0.69	0.65	0.70	0.75	0.78	0.69	0.75	0.76	0.76	0.74
Scenario 0.b	0.63	0.58	0.60	0.51	0.56	0.63	0.65	0.61	0.67	0.65	0.69	0.70
Scenario 0.c	0.70	0.70	0.72	0.69	0.77	0.82	0.85	0.74	0.79	0.82	0.81	0.76
Scenario 1.a	0.69	0.67	0.70	0.66	0.72	0.76	0.79	0.69	0.75	0.77	0.77	0.74
Scenario 1.b	0.62	0.58	0.61	0.51	0.57	0.64	0.66	0.62	0.68	0.66	0.71	0.71
Scenario 2.a	0.69	0.67	0.70	0.66	0.72	0.76	0.79	0.69	0.75	0.77	0.77	0.74
Scenario 2.b	0.62	0.58	0.61	0.51	0.57	0.64	0.66	0.62	0.68	0.66	0.71	0.71
Scenario 2.c	0.63	0.59	0.62	0.52	0.58	0.64	0.67	0.62	0.69	0.68	0.72	0.72
Scenario 2.d	0.63	0.59	0.62	0.52	0.58	0.64	0.67	0.62	0.69	0.68	0.73	0.74
Scenario 2.e	0.63	0.59	0.62	0.52	0.58	0.64	0.67	0.62	0.69	0.68	0.72	0.72
Scenario 3.a	0.69	0.67	0.70	0.66	0.72	0.76	0.79	0.69	0.75	0.77	0.77	0.74

Tabella 15. Riduzione percentuale delle perdite giornaliere DP per scenario e mese.

Riduzione percentuale delle perdite in rete rispetto allo Scenario 0 DP [%]												
Scenario	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Scenario 0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Scenario 0.a	2.16%	2.88%	3.66%	4.39%	4.36%	5.88%	6.87%	7.93%	6.09%	4.06%	2.69%	1.72%
Scenario 0.b	7.89%	10.20%	12.97%	14.96%	14.83%	20.39%	23.95%	28.24%	21.83%	14.31%	9.69%	6.34%
Scenario 0.c	3.74%	3.21%	3.64%	3.23%	3.19%	4.08%	4.52%	5.63%	5.18%	3.68%	3.57%	3.81%
Scenario 1.a	1.52%	2.15%	2.73%	3.27%	3.26%	4.39%	5.13%	5.90%	4.53%	3.02%	2.00%	1.28%
Scenario 1.b	8.85%	10.44%	12.51%	14.98%	13.96%	19.41%	22.78%	25.87%	19.34%	13.18%	7.91%	4.82%
Scenario 2.a	1.49%	2.15%	2.73%	3.27%	3.26%	4.39%	5.12%	5.89%	4.53%	3.02%	2.00%	1.28%
Scenario 2.b	8.83%	10.44%	12.51%	14.98%	13.96%	19.41%	22.78%	25.86%	19.34%	13.18%	7.91%	4.82%
Scenario 2.c	8.83%	10.44%	12.51%	14.98%	13.96%	19.41%	22.78%	25.86%	19.34%	13.18%	7.91%	4.82%
Scenario 2.d	9.46%	11.01%	13.06%	15.73%	14.50%	20.23%	23.77%	26.83%	19.90%	13.65%	8.01%	4.78%
Scenario 2.e	9.47%	11.02%	13.07%	15.73%	14.51%	20.24%	23.78%	26.84%	19.91%	13.66%	8.02%	4.79%
Scenario 3.a	9.49%	11.04%	13.09%	15.75%	14.53%	20.26%	23.81%	26.87%	19.94%	13.67%	7.98%	4.74%

Dalla Tabella 12 si evince che negli *Scenari 0.a* e *0.b* la massima potenza giornaliera non cambia rispetto allo *Scenario 0*, così come per gli *Scenari 1.a*, *2.a* e *3.a* in relazione allo *Scenario 0.a* e per gli *Scenari 1.b* e *2.b* in relazione allo *Scenario 0.b*. Nel caso, invece, degli *Scenari 2.c* e *2.d* si ottengono dei miglioramenti in quanto la potenza massima giornaliera diminuisce rispetto allo *Scenario 0.b* di una quantità compresa tra 80 e 170 kW a seconda del mese e dello scenario.

Il risultato è comprensibile in quanto:

- negli *Scenari 0.a* e *0.b* l'installazione di impianti FV non influenza il valore massimo della potenza giornaliera che si verifica sempre nella fascia serale-notturna, in assenza di produzione FV;
- negli *Scenari 1.a*, *2.a* la gestione dello storage comporta un aumento del carico durante le ore di massima produzione da FV è un aumento del carico nelle ore immediatamente successive. Tuttavia, tale successivo aumento non si verifica in corrispondenza del picco di consumo dell'isola. Lo stesso avviene per gli *Scenari 1.b* e *2.b*. Nello *Scenario 3.a* nel quale si massimizza la vendita di FV, la gestione del SdA è tale da non alterare sensibilmente i flussi scambiati dalle EC con la rete rispetto allo *Scenario 0.a*;
- negli *Scenari 2.c* e *2.d*, il controllo degli scaldacqua elettrici per incrementare il carico durante le ore di massima produzione FV comporta il riscaldamento dell'acqua accumulata all'interno dei dispositivi da 60°C a 80°C. Tale accumulo termico ritarda la successiva accensione serale degli scaldacqua elettrici, i quali si riaccendono dopo il picco serale dello *Scenario 0.b*. Conseguentemente, il picco di carico dell'isola si riduce anche se non significativamente;
- nello *Scenario 2.e* non si notano miglioramenti significativi rispetto allo *Scenario 2.d*.

In conclusione, in tutti gli scenari esaminati l'implementazione del modello di EC, se opportunamente gestito, non comporta mai un aumento del picco carico dell'isola e, grazie alla gestione degli scaldacqua elettrici, in alcuni casi lo riduce. Inoltre, l'installazione di impianti FV consente di ridurre la produzione da diesel e, conseguentemente, di incrementare la riserva rotante per la regolazione di frequenza, durante le fasce orarie di produzione da fotovoltaico.

Dalla Tabella 13 si nota che la potenza minima giornaliera nello *Scenario 0.a* diminuisce in alcuni mesi rispetto allo *Scenario 0*, mentre nello *Scenario 0.b* diminuisce in ogni mese. È in quest'ultimo scenario che si raggiungono le situazioni più critiche dal punto di vista elettrico in quanto la generazione sincrona è talmente ridotta (la riduzione va dal 5% al 68% del valore di riferimento dello *Scenario 0*) da rendere la frequenza fortemente variabile a causa della bassa inerzia del sistema interconnesso. Valori eccessivamente variabili di frequenza possono determinare l'intervento delle protezioni di interfaccia della generazione FV dell'isola con conseguente distacco e rischio di black-out. Negli scenari simulati, il mese maggiormente a rischio appare il mese di aprile, caratterizzato da una produzione FV già significativa e, nel contempo, ancora da un basso carico elettrico rispetto ai successivi mesi tardo-primaverili ed estivi.

I valori assunti dalla minima potenza giornaliera negli *Scenari 1.a*, *2.a* e *3.a* sono identici. In questi scenari, soltanto in 3 mesi su 12 la potenza minima aumenta rispetto allo *Scenario 0.a*. Negli *Scenari 1.b* e *2.b* si registrano gli stessi valori e si ottengono dei miglioramenti rispetto allo *Scenario 0.b* in quanto la potenza minima aumenta in tutti in casi meno che in un mese. Anche negli *Scenari 2.c* e *2.d* si ottengono maggiori valori della potenza minima giornaliera rispetto allo *Scenario 0.b*, tuttavia è maggiore il numero di mesi in cui la potenza minima diminuisce.

Anche in questo caso il risultato è comprensibile in quanto:

- nello *Scenario 0*, il minimo di potenza si verifica intorno alle prime ore del giorno, tra le 6 e le 8 del mattino. La produzione FV in tali ore è minima e comincia a far sentire il proprio impatto sul profilo di potenza dell'isola in modo significativo tra le 10 e le 14. Pertanto, nello *Scenario 0.a* con soli 720 kW di fotovoltaico, solo in 4 mesi su 12 si ha una riduzione della potenza minima giornaliera, mentre nello *Scenario 0.b* con una potenza installata di 2720 kW la riduzione avviene in ogni mese;
- negli *Scenari 1.a, 2.a e 3.a*, la gestione dei SdA non ha influenza sul valore minimo della potenza richiesta in quanto, esaminando i flussi di potenza verso le batterie, si nota che questi assumono valori in grado di alterare il profilo di carico dell'intera isola soltanto a partire dalle ore successive a quelli in cui si verifica il minimo carico dell'isola. È infatti importante sottolineare che il carico minimo dell'intera isola non si verifica alla stessa ora in cui si ha la minima richiesta di carico da parte delle EC. Come mostrato in *Figura 3.a*, le EC hanno infatti una richiesta minima di potenza intorno alle 11 del mattino, ed è proprio intorno a queste ore che le strategie di gestione dei sistemi di accumulo fanno sentire maggiormente il proprio effetto. Solo in alcuni mesi dell'anno, l'esame dei flussi di potenza assorbita dalle batterie mostra valori positivi negli orari in cui si ha il minimo carico isolano, con ovvi effetti benefici di incremento del carico complessivo. Tale incremento è tuttavia modesto (tra 30 e 110 kW);
- gli *Scenari 1.b e 2.b* mostrano lo stesso comportamento dei SdA degli *Scenari 1.a e 2.a* ma, in questo caso, l'impatto sul diagramma di carico dell'isola risulta più evidente a causa del fatto che nello *Scenario 0.b* la presenza dell'impianto FV da 2 MW sposta il minimo del diagramma di carico dell'isola tra le 11 e le 13, ovvero nella fascia temporale nella quale gli effetti delle logiche di gestione dei SdA sono maggiormente sentite. Questo spiega perché i due scenari mostrano dei valori di carico minimo maggiori rispetto allo *Scenario 0.b* (incrementi del carico minimo tra 20 e 410 kW);
- negli *Scenari 2.c e 2.d*, il controllo degli scaldacqua elettrici consente di migliorare ulteriormente la situazione in alcuni mesi, in altri invece no. Ciò è probabilmente dovuto all'aver assunto la stessa fascia oraria di controllo degli scaldacqua in ogni mese, senza tenere conto del fatto che, di mese in mese, l'ora in cui si ha la minima potenza assorbita nello *Scenario 0.b* varia. Tuttavia, è evidente dai risultati in tabella l'effetto benefico generale del controllo di tali dispositivi in entrambi gli scenari;
- nello *Scenario 2.e* non si notano miglioramenti significativi rispetto allo *Scenario 2.d*.

Il fattore di carico indicato in Tabella 14, è calcolato come il rapporto tra la potenza media e la potenza massima del diagramma di carico giornaliero. È noto che valori elevati del fattore di carico corrispondono a un utilizzo più efficiente di componenti elettrici quali linee, trasformatori e generatori. Pertanto, è interessante esaminare se tale fattore nei diversi scenari aumenta o diminuisce. Si notano delle diminuzioni, e quindi dei peggioramenti, solo negli *Scenari 0.a e 0.b* rispetto allo *Scenario 0*. In tutti gli altri casi, invece, il fattore di carico aumenta grazie al controllo dei SdA e del carico con azioni che, da un lato hanno sempre l'effetto di massimizzare l'energia condivisa (dato l'attuale sistema di incentivazione italiano delle EC) e dall'altro hanno l'effetto di spostare il carico elettrico dovuto agli scaldacqua nella fascia centrale della giornata aumentando il carico minimo e, in alcuni casi diminuendo quello massimo.

Infine, nella Tabella 15 si riportano le riduzioni percentuali delle perdite giornaliere. In ogni caso si ha una riduzione delle perdite rispetto allo *Scenario 0* con valori compresi tra 1.5% e 29% circa. Tale effetto era atteso grazie all'applicazione di logiche di gestione e di azioni che promuovono la riduzione dei picchi di potenza serali e il livellamento del profilo di potenza grazie all'autoconsumo.

A conclusione di tale studio, si fa notare come tutte le tabelle mostrino come la sostituzione di tutti gli scaldacqua elettrici con PdC avrebbe sicuramente effetti benefici su perdite, picco di potenza e fattore di forma ma non sul carico minimo che diminuirebbe ulteriormente con un maggiore rischio di inversioni di flusso o di riduzione dell'inerzia in presenza di forti quantità di produzione FV.

4 Test di laboratorio sullo smart prosumer

4.1. Premessa

I test di laboratorio per il controllo di uno smart prosumer sono stati effettuati con il banco prova per l'emulazione descritto nel report della LA4.4 [10].

I test sono stati finalizzati a:

- emulare il profilo di potenza di uno smart prosumer partendo da profili di potenza raccolti con campagne di misura su casi reali o simulati a partire dalla conoscenza delle caratteristiche dell'utente, delle sue apparecchiature e delle relative probabilità di utilizzo;
- emulare il profilo di assorbimento di uno scaldacqua/pompa di calore partendo dalla probabilità di consumo di acqua calda sanitaria e dai dati tecnici dell'apparecchiatura, sia nel funzionamento ordinario sia in presenza di diverse logiche di controllo;
- sviluppare degli algoritmi per il monitoraggio del profilo di potenza dello smart prosumer e il controllo delle risorse flessibili locali;
- controllare i carichi flessibili inviando specifici comandi in funzione della logica di controllo implementata;
- controllare l'emulatore di impianto FV ibrido con accumulo per azioni di DR (costituito da inverter per FV da 3 kWp e sistema di accumulo al litio da 5 kWh alimentato da un generatore in corrente continua);
- indagare le potenzialità e i limiti dei dispositivi commerciali utilizzabili per azioni di Demand Response;
- indagare le potenzialità di strumenti di comune utilizzo per i ricercatori, quali Matlab/Simulink, per l'implementazione di codici di controllo di tali dispositivi;
- indagare la possibilità di applicare i concetti dell'energy blockchain al controllo delle risorse flessibili presso gli utenti domestici [27]-[28].

4.2. Monitoraggio e controllo del banco di prova per l'emulazione dello smart prosumer

Lo schema elettrico per il monitoraggio e il controllo del banco di prova per l'emulazione dello smart prosumer è rappresentato in Figura 60.

Il carico dello smart prosumer è realizzato controllando l'accensione/spegnimento di sei reostati regolabili in modo da realizzare diversi gradini di potenza. È anche possibile inserire carichi diversi come un motore elettrico monofase.

Per emulare il comportamento di un utente domestico, si sono utilizzate le sei resistenze settate come riportato in Tabella 16. La tabella è stata consolidata dopo diverse prove effettuate simulando i profili di carico dell'utente domestico con metodologia Montecarlo.

Tabella 16. Potenza assorbita da ogni resistenza.

Resistenza	Potenza Assorbita [W]
R1	1200
R2	700
R3	550
R4	260
R5	260
R6	260

Nella realizzazione del sistema di monitoraggio e controllo si è optato per l'utilizzo di dispositivi facilmente reperibili in commercio e di facile utilizzo e programmazione, in modo da ridurre i costi per gli utenti finali e realizzare un sistema facilmente replicabile e a basso costo, utile per applicazioni domestiche, del terziario o similari.

Il dispositivo utilizzato per il controllo dei reostati è una scheda elettronica Raspberry Pi 4 [29], che può ricevere comandi da un computer attraverso la rete LAN del laboratorio Smart & Microgrid Lab dell'Università di Palermo (o anche da una blockchain come sarà illustrato nel seguito). I comandi per il controllo dei reostati sono inviati alla scheda Raspberry utilizzando il protocollo http, e vengono poi trasmessi dalla stessa scheda a dei contattori installati nel quadro di protezione e controllo che alimenta i reostati. I relè, aprendosi e chiudendosi in relazione al comando ricevuto dalla scheda, consentono di disalimentare o alimentare i reostati ad una velocità che è quella imposta dalla durata dell'emulazione.

In questo modo è possibile emulare il comportamento dello smart prosumer in un tempo minore rispetto a quello che si intende emulare (e.g. un giorno di funzionamento può essere emulato in pochi minuti).

Il sistema di monitoraggio è costituito da uno smart meter PryCam Home realizzato da Prysmian Group [30], il quale invia i dati di misura al computer tramite protocollo MQTT. MQTT è un protocollo di trasporto di messaggistica Client Server publish/subscribe. È leggero, aperto, semplice e progettato in modo da essere facile da implementare. Queste caratteristiche lo rendono ideale per l'uso in molte situazioni, compresi gli ambienti limitati come per la comunicazione in contesti Machine to Machine (M2M) e Internet of Things (IoT) dove è richiesto un codice semplice e poca larghezza di banda della rete [31].

L'utilizzo di PryCam Home consente di proporre all'utente finale un'apparecchiatura adatta non solo alle finalità del controllo dei carichi e alla partecipazione a programmi di aggregazione, ma anche utilizzabile per altre funzioni quali: programmazione di un piano di manutenzione, misura delle cadute di tensione, test degli interruttori magnetotermici e differenziali. La presenza di altre funzionalità può spingere gli utenti più riluttanti a sostenere la spesa per l'installazione delle apparecchiature per il controllo e il monitoraggio del proprio impianto.

Il software per il controllo e il monitoraggio del carico è realizzato in ambiente Matlab. Al fine di velocizzare l'esecuzione del software, si è optato per non implementare blocchi di controllo in ambiente SIMULINK, sebbene tale soluzione sia realizzabile specialmente quando si ricorre ad emulazioni e controllo in tempo reale.

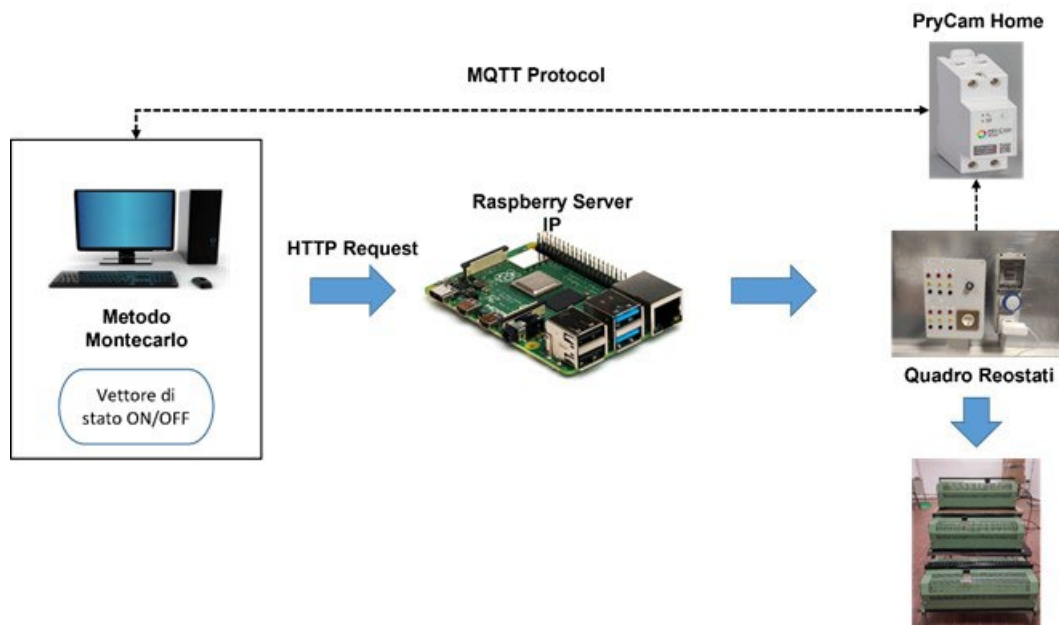


Figura 60. Schema elettrico per emulazione di uno scaldacqua/pompa di calore con banco di prova.

4.3. *Controllo dei carichi interrompibili ed emulazione di profili di carico*

Nell'ipotesi che l'utente disponga di carichi interrompibili, sono state implementate delle logiche di controllo per la partecipazione ad azioni di DR al fine:

- di incrementare l'energia condivisa se l'utente appartiene ad una comunità energetica;
- di ridurre il picco di carico dell'utente;

in conformità agli scenari analizzati nel capitolo 3 del presente documento.

I carichi interrompibili possono essere, ad esempio, una lavatrice, una lavastoviglie o un'asciugatrice, oltre ad uno scaldacqua elettrico e ad una pompa di calore, per i quali le logiche di controllo saranno discusse al paragrafo successivo. Per questi carichi si dispone della probabilità di utilizzo settimanale e giornaliera [14], che viene utilizzata nelle simulazioni per determinarne l'accensione ad una determinata ora.

Il controllo dei carichi interrompibili implementato nel banco prova prevede essenzialmente quattro azioni:

- C.1. L'inibizione dell'accensione in presenza di un segnale esterno;
- C.2. L'interruzione del funzionamento in presenza di un segnale esterno;
- C.3. L'interruzione del funzionamento per raggiungimento della potenza contrattuale dell'utente;
- C.4. L'accensione programmata nei periodi di maggiore produzione FV.

Le azioni C.1 e C.2 vengono implementate allo stesso modo, quello che cambia è che in C.1 il segnale esterno può essere ricevuto dall'utente in un istante in cui l'apparecchiatura non è ancora stata attivata, mentre in C.2 il segnale esterno viene inviato in quanto si rileva il funzionamento dell'apparecchiatura da interrompere. Il codice di controllo del banco di prova trasforma il segnale binario esterno *EXT_SIGN* in un comando di apertura del contattore *S* che alimenta il resistore utilizzato per emulare il carico controllabile. Nel momento in cui il contattore è aperto, il carico non è più alimentabile, nel momento in cui il contattore è chiuso, il carico può essere alimentato. In particolare, questo implica che quando il contattore è chiuso, il carico potrebbe essere indifferentemente utilizzato o non a seconda della probabilità naturale di utilizzo nella giornata emulata (da qui la medesima implementazione delle logiche C.1 e C.2).

Nei test di laboratorio il segnale esterno è simulato con un vettore di elementi binari di 1440 elementi che rappresentano le letture del segnale con uno step temporale di 1 minuto. Ovviamente il tempo di lettura può essere modificato a piacimento considerando che l'apertura/chiusura dei contattori che alimentano i resistori che emulano i carichi controllabili è istantanea.

Lo pseudocodice implementato è il seguente.

Pseudocodice Logica C.1/Logica C.2

```
Se EXT_SIGN=0
    Apri contattore S
Altrimenti
    Chiudi contattore S
End
```

L'azione C.3 viene implementata chiedendo all'utente di impostare un limite di potenza prelevata dalla rete, misurando la potenza immessa in rete nel POD attraverso il sistema di monitoraggio dell'inverter del dimostratore o attraverso lo smart meter dedicato (Figura 61 e Figura 62), misurando la potenza prelevata dal dispositivo, e confrontando il valore medio della potenza prelevata dalla rete in un intervallo di controllo con il limite impostato. Se il valore ottenuto come media dei valori misurati supera il limite impostato, viene distaccato il primo carico controllabile e se ne riprogramma l'accensione dopo un tempo *t*.

Pseudocodice Logica C.3

```

Leggi Pmax da input utente
Pmedia=0
DT=10 minuti
For t=1 to DT
    Leggi Pin(t) dal misuratore nel POD
next i
Somma gli elementi di Pin(t)
Pmedia=[Somma degli elementi di Pint(i)]/DT
Se Pmedia>Pmax
    Apri contattore S1
    Chiudi contattore S1 dopo DTo
End
    
```

In presenza di due carichi interrompibili, l'utente può stabilire le priorità di distacco dei due carichi.



Figura 61. Sistema di monitoraggio del dimostratore: smart meter (sinistra) ed inverter (destra).

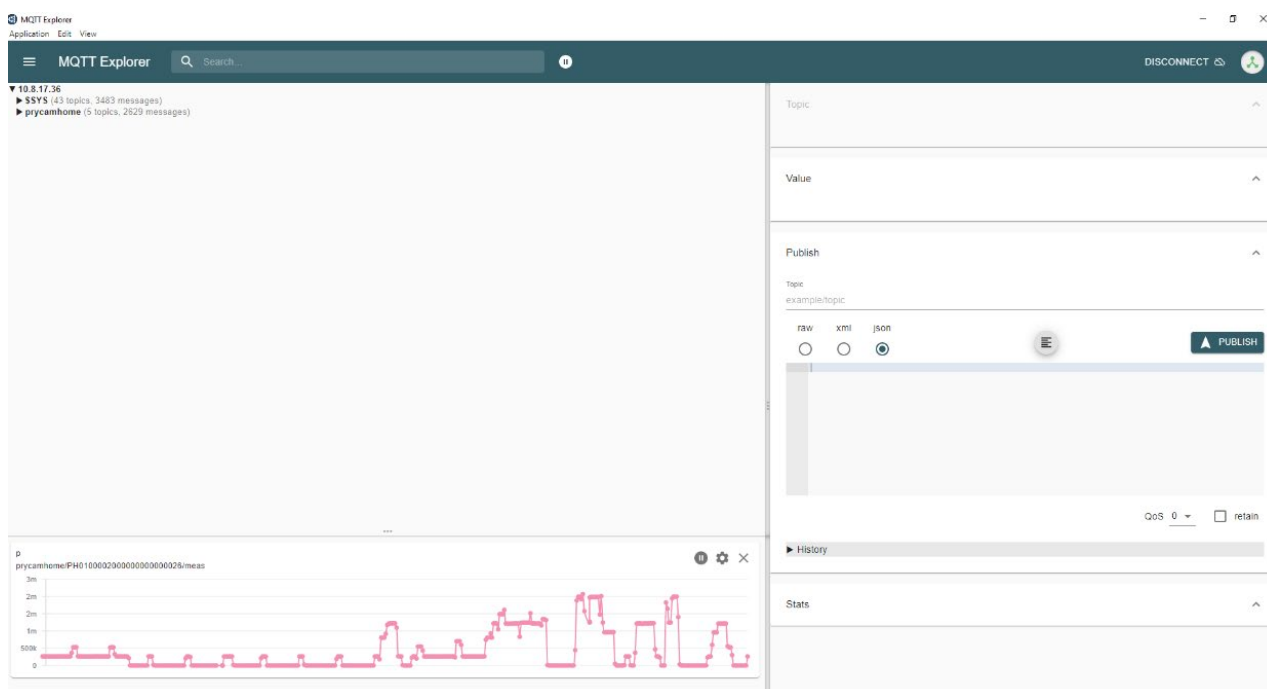


Figura 62. Piattaforma di monitoraggio del carico tramite smart meter.

Il controllo C.4 inibisce l'accensione del carico controllabile al di fuori della fascia di produzione dell'impianto FV e ne consente l'accensione ad un orario impostabile dall'utente all'interno del rimanente intervallo di tempo. Il controllo avviene con l'invio del comando al contattore installato sul circuito che alimenta il carico controllabile.

Pseudocodice Logica C.4 – versione 1

```
Se timestep>orario di accensione e timestep<orario di spegnimento  
    Chiudi contattore S1  
End
```

Un controllo diverso può essere implementato slegando la chiusura del contattore che consente di alimentare il carico dallo specifico orario e legandolo alla produzione FV.

Pseudocodice Logica C.4 – versione 2

```
Leggi Pfv da input utente  
Se Pfv>0  
    Chiudi contattore S1  
End
```

Si riporta di seguito un esempio di applicazione della logica di controllo C.3 in tempo reale. Nel caso specifico, la resistenza R1, che assorbe 1200 W, rappresenta un carico interrompibile (ad esempio la lavatrice) che nel test di laboratorio è acceso per un'intera giornata. Sebbene tale condizione non sia realistica per un carico interrompibile tipico di un utente domestico, si è simulata per testare il comando di distacco in più occasioni nella stessa emulazione. Si è emulato il comportamento dell'utente imponendo un controllo delle resistenze affinché il carico (lordo o netto, il dimostratore fornisce entrambe le possibilità) non superi la soglia di 1500 W. Il sistema di controllo rappresentato in Figura 60 e Figura 62 riceve i dati di misura in tempo reale dal PryCam Home. Se la potenza rilevata è maggiore di 1500 W, il software di controllo implementato nel computer di laboratorio comanda il distacco della resistenza che rappresenta il carico controllabile riducendo l'assorbimento di 1200W e portando l'utente in un regime di funzionamento lontano dalla soglia di potenza prelevabile impostata. Di seguito si confronta il profilo di carico ottenuto in laboratorio per lo stesso utente senza l'attuazione del controllo (curva in azzurro) e con il controllo C.3 (curva in arancione).

Si osserva che quando si applica il controllo C.3 il profilo emulato tende a mantenersi al di sotto della soglia prefissata, tranne per un singolo breve di tempo necessario a rilevare il valore di potenza superiore alla soglia prima del distacco del carico controllabile e in quegli intervalli in cui la riduzione di 1200 W non risulta sufficiente a rispettare il tetto di potenza imposto. Questo funzionamento rappresenta una condizione realistica in cui può trovarsi un utente domestico dotato di un solo carico interrompibile e che, ricevendo il segnale di riduzione del carico dall'esterno, risponde utilizzando tutte le sue risorse ma non sempre riuscendo a soddisfare la richiesta.

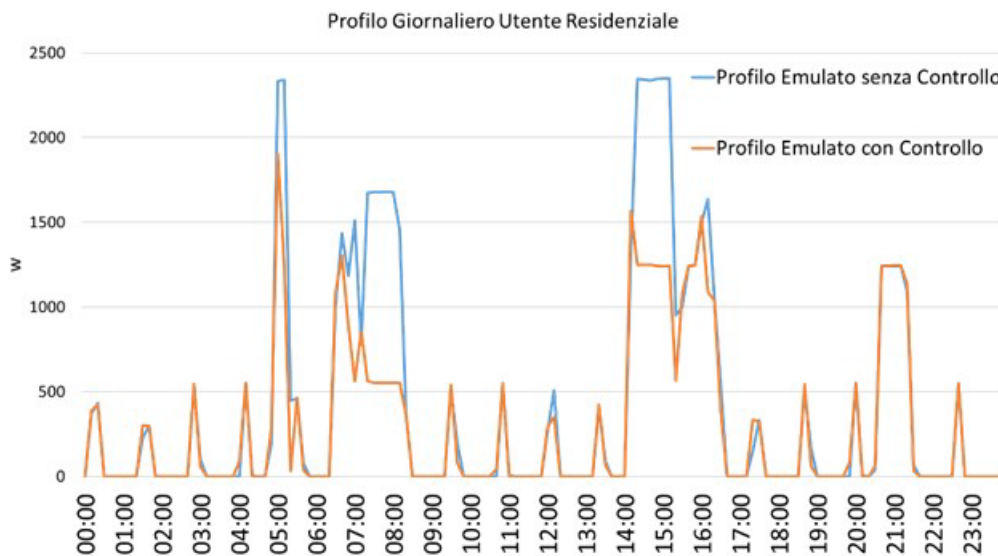


Figura 63. Carico domestico emulato con e senza applicazione del controllo C.3.

4.4. Controllo degli scaldacqua elettrici e delle pompe di calore

Le simulazioni condotte alla sezione del presente report, hanno mostrato l'importanza del controllo degli scaldacqua elettrici per ottenere effetti benefici sulla rete in termini di diminuzione del picco di carico, aumento del carico minimo e miglioramento del fattore di carico del profilo di carico netto giornaliero dell'isola di Pantelleria.

Date queste premesse, risulta evidente che il controllo degli scaldacqua elettrici/pompe di calore degli utenti è di fondamentale importanza nelle isole minori non alimentate dalla rete di trasmissione nazionale per migliorare il livello di sicurezza della fornitura.

Per emulare in laboratorio il comportamento di uno scaldacqua (DWH) o pompa di calore (HP) con le caratteristiche in Tabella 17 sono stati utilizzati i reostati regolabili alimentati dal banco prova secondo la precedente Tabella 16. Infatti, utilizzando i gradini di potenza forniti da ogni resistenza è possibile emulare non solo il comportamento di un utente residenziale in un giorno tipo ma anche il profilo di carico di un qualsiasi dispositivo elettrico, inclusi scaldacqua e pompe di calore.

In alcune prove sperimentali nelle quali si è emulato il profilo di carico dello smart prosumer, è stata utilizzata un'unica resistenza per emulare lo scaldacqua impostata a 1200 W (scaldacqua fino a 50 litri). Tale soluzione è stata utilizzata per poter destinare le restanti cinque resistenze alimentabili dal banco prova per emulare gli altri carichi.

Tabella 17. Tabella per emulazione in laboratorio dello scaldacqua/pompa di calore.

Taglia DHW/HP	Potenza apparecchiatura [W]
HP 250 litri	700
DWH 30 litri	1200
DWH 50 litri	1200
DWH 80 litri	1200
DWH 100 litri	1500
DWH 120 litri	1800

Non avendo a disposizione uno scaldacqua reale, il prelievo dell'acqua calda sanitaria è stato simulato con metodologia Montecarlo, come descritto in [10]. Il profilo giornaliero di probabilità di prelievo viene letto dal file *"prob_ISOLA.txt"*, costruito a partire dai dati raccolti da ENEA nelle precedenti annualità della Ricerca di Sistema, come discusso in [10]. Il computer del laboratorio nel quale è installato il codice Matlab *"dwh.m"* (Figura 64) è stato interfacciato tramite la rete locale al sistema di controllo del quadro elettrico che comanda i contattori C1 e C2, come descritto in precedenza (Figura 60). Il software consente di simulare il prelievo di ACS dal serbatoio, calcolare la temperatura residua dell'acqua tenendo conto di diverse temperature dell'acqua di rinnovo proveniente dalla rete idrica, di simulare il consumo in stand-by del dispositivo e di determinare gli intervalli di tempo in cui lo scaldacqua/pompa di calore è alimentato, variando la temperatura dell'acqua nel serbatoio di accumulo (tra 45 e 80°C per lo scaldacqua e tra 45 e 65°C per la PdC), il rendimento del dispositivo, i limiti inferiore e superiore della temperatura dell'acqua nell'accumulo che determinano l'accensione e lo spegnimento del dispositivo e la logica di controllo per implementazioni di azioni di DR. La simulazione viene effettuata aggiornando i calcoli con un step temporale di 1 minuto. Il software può essere impostato anche per ricevere i valori di temperatura in tempo reale da una qualsiasi sonda di temperatura installata in uno scaldacqua/pompa di calore o nell'impianto con pompa di calore e moduli solari ibridi di Casaccia e operare con valori reali di temperatura.

```
dwh.m  x  +
1 - tstep=1440; % tstep=144 ==> the day is divided in 144 10 minute long time intervals
2 - Vol=0.08; % ESWH Volume in m3
3 - Pn=1500; % ESWH Rated power in W (120 l: 1800 W; 100 l: 1500 W; 80 l: 1500 W; 50 l: 1200 W;
4 - Pstdby=40+20*Vol; % ESWH standby losses in W;
5 - eta=0.95; % 0.95 ESWH instant efficiency from UNI TS 11300-2 - 0.9 efficiency for old ESWH
6 - Qn=Pn*eta*60; % ESWH power in J/min
7 - ksigma=0.15; % is the variance of the usage instant
8
9 - rho=983.2; % water density in kg/m3
10 - cap=4186; % water specific heat capacity in J/kg°C
11
12 %Generate 144 different values of input water temperature
13 - Twatset0=60; % initial water temperature in the storage in °C
14 - Tlow=Twatset0-3; % lower limit for water in the storage in °C
15 - Thigh=Twatset0+3; % higher limit for water in the storage in °C;
16 - Tmu=15; % 15°C expected input water temperature - 10°C Giuliana
17 - Tsigma=0.15; % variance of the input water temperature
18 - Tmean=(Thigh+Tlow)/2; % average water temperature in the storage in °C
19 - Vstep=0.0336; % water withdrawn in m3/min (120 l - 0.043 L 60°C; 80 l - 0.0336 M 60°C; 50 l
20 %Vday 40 30 l - 112 50 l - 7.09 80 l - 13.25 120 l
21
22 - fileID=fopen('prob_ISOLA.txt','r');
23 - prob = fscanf(fileID,'%f',1440);
24 - fclose(fileID);
```

Figura 64. Implementazione in Matlab del codice per il controllo dello scaldacqua/pompa di calore con diverse logiche di controllo (stralcio del codice).

Il software consente di calcolare, impostando la specifica probabilità di prelievo di ACS, il profilo di temperatura dell'acqua nell'accumulo e, a seconda della logica di DR impostata, di ricavare i comandi di chiusura/apertura da inviare ai contattori del banco prova, permettendo quindi di emulare l'accensione/spegnimento dello scaldacqua. I comandi sono ricavati con un algoritmo di ottimizzazione che permette di minimizzare l'errore tra il valore discreto di potenza assorbita dalla combinazione di resistenze ed il valore di potenza simulata dal modello in un determinato intervallo temporale. In questo modo si ricava quale resistore deve essere alimentato in ogni intervallo di tempo. I comandi possono essere inviati anche al connettore "Smart" di uno scaldacqua/pompa di calore adatto per l'interazione con la rete, come la PdC installata nel laboratorio di Casaccia, consentendo in questo modo di controllarle l'accensione/spegnimento.

Inoltre, il software permette di emulare in laboratorio sia il singolo dispositivo che un aggregato di dispositivi. Nel caso di simulazione di un aggregato, il profilo ricavato è un profilo medio. Per la simulazione di un aggregato di scaldacqua/pompa di calore si è ipotizzato un numero di 100 dispositivi con le medesime caratteristiche. Per quanto riguarda le logiche di controllo di DR, esse sono state sviluppate tenendo conto di tre principi: il comfort per l'utente, la conversione di energia elettrica in energia termica, ed il concetto di load-shifting. Il comfort viene garantito in quanto nelle simulazioni la logica di controllo prevede una temperatura minima dell'acqua di 45 °C. La conversione dell'energia è un principio che si integra con le fonti rinnovabili quali il fotovoltaico, in quanto consiste nello sfruttare l'energia elettrica generata nelle ore centrali della giornata per portare l'acqua alla temperatura massima consentita (80 °C per lo scaldacqua o 65 °C per la pompa di calore), in modo da massimizzare l'autoconsumo di energia rinnovabile attraverso un'azione di accumulo termico ed evitare l'accensione del dispositivo nelle ore serali e notturne; infatti, le elevate inerzie termiche di questi dispositivi consentono di mantenere la temperatura dell'acqua a temperatura elevata per parecchie ore. Infine, il load shifting consiste nel disattivare i dispositivi in alcune fasce orarie o comandare la loro attivazione quando opportuno. Le stesse logiche di controllo sono implementabili presso uno smart prosumer reale subordinando l'invio dei comandi ai contattori al verificarsi delle condizioni imposte dalle logiche di controllo e alla misura delle temperature reali dell'acqua nell'accumulo.

I risultati delle simulazioni e delle emulazioni dei profili di carico medi vengono riportate nelle figure seguenti. In primo luogo, si riportano i profili simulati per un singolo dispositivo. In questo caso i profili sono caratterizzati da andamenti a gradino, in quanto il singolo dispositivo può essere soltanto acceso o spento.

In Figura 65 si riporta il profilo di carico per lo scaldacqua da 50 litri; il profilo simulato alterna intervalli in cui l'assorbimento assume valori di 1200 W ad altri in cui assume il valore di circa 43 W (stand-by del dispositivo), come prevede il modello implementato in Matlab (curva in azzurro).

Il profilo emulato e misurato in laboratorio riproduce quasi perfettamente l'andamento simulato (curva in arancione). Le differenze maggiori si notano nei periodi in cui lo scaldacqua è in stand-by in quanto questa condizione in laboratorio è rappresentata con lo spegnimento della resistenza usata per emulare lo scaldacqua. Pertanto, in questi periodi l'assorbimento misurato è pari a zero. Gli altri scostamenti tra le curve in arancione e quelle in azzurro sono dovuti al lieve sfasamento tra il riferimento temporale del sistema di acquisizione dati e il riferimento temporale interno del software di simulazione.

Nelle figure che seguono si osservano i profili di potenza giornalieri simulati ed emulati per gli scaldacqua da 80 l e 120 l, rispettivamente. Anche in questo caso il profilo emulato replica molto bene quello simulato. Lo scaldacqua da 50 l presenta più gradini di accensione e spegnimento rispetto agli altri, questo perché un dispositivo con un volume modesto mantiene la temperatura dell'acqua per minor tempo in presenza di prelievi di ACS comparabili con quelli di dispositivi di capacità maggiore (ad esempio lo scaldacqua da 80 litri).

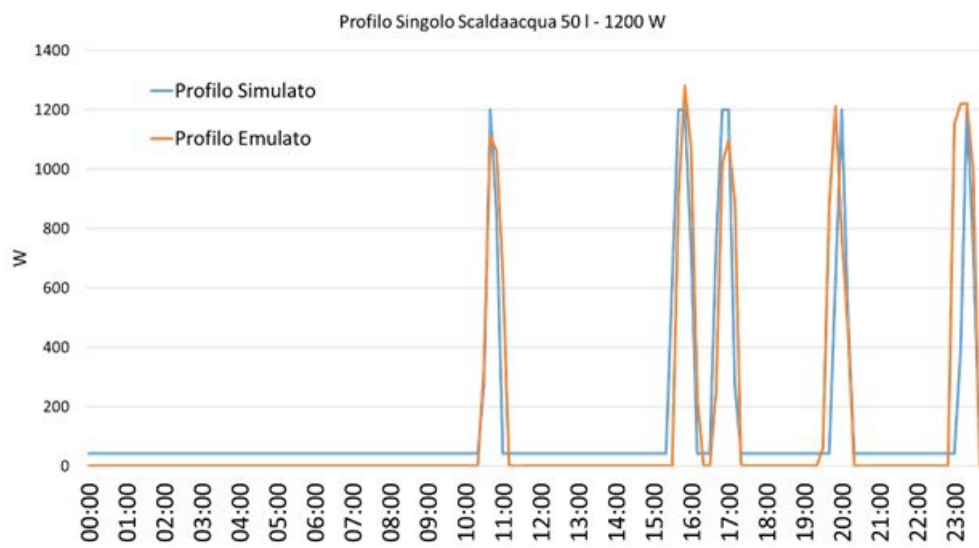


Figura 65. Carico simulato ed emulato, di un singolo scaldacqua da 50 l e da 1200 W.

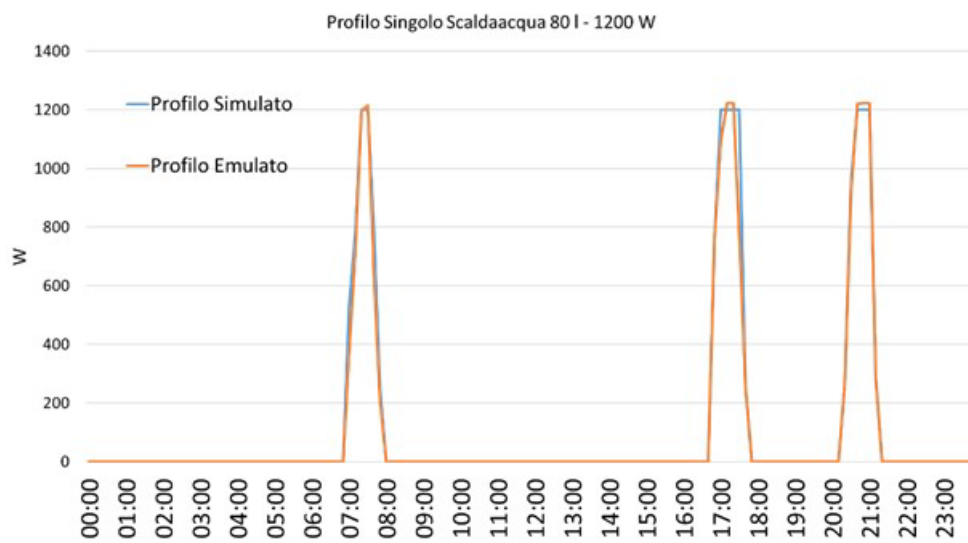


Figura 66. Carico simulato ed emulato, di un singolo scaldacqua da 80 l e da 1200 W.

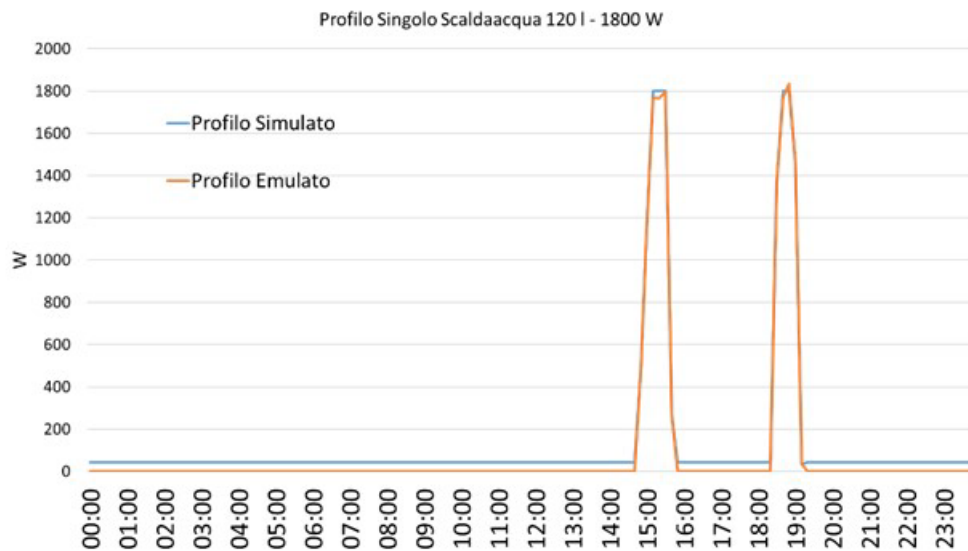


Figura 67. Carico simulato ed emulato, di un singolo scaldacqua da 120 l e da 1800 W.

Per quanto riguarda l'applicazione di logiche di DR, nel dettaglio, sono state testate diverse logiche di controllo degli scaldacqua:

- Interruzione dell'alimentazione di scaldacqua in funzione per esigenze di peak shaving. In questo caso la logica di controllo invia un segnale di apertura al contattore che alimenta la resistenza. Il segnale è inviato soltanto se la temperatura dell'acqua è non inferiore a 45°C. In caso contrario, non è possibile lo spegnimento del dispositivo per ragioni di confort;
- Interdizione all'accensione dello scaldacqua in una fissata fascia oraria. Tale logica di controllo può essere utilizzata sia per azioni di arbitraggio energetico in presenza di tariffe dell'energia elettrica variabili, sia per esigenze di peak shaving. Vale quanto detto per il controllo precedente.
- Accumulo energetico. Con tale logica di controllo viene impostata la temperatura di set-point dell'acqua nel serbatoio di accumulo a 65-70-80°C in modo da provocare l'accensione dello scaldacqua elettrico, assunto che la temperatura iniziale nell'accumulo sia pari a 60°C. Tale logica di controllo può essere utilizzata per azione di valley-filling, peak shaving (anticipando l'accensione dei dispositivi in un orario antecedente al picco di consumo dell'utente o al picco di carico dell'intera EC o dell'isola), per incrementare l'energia condivisa, per azioni di arbitraggio energetico forzando l'accensione dei dispositivi in una fascia oraria in cui il prezzo dell'energia elettrica è più conveniente;

Tutte le logiche di controllo sono state testate ottenendo una perfetta corrispondenza tra i diagrammi simulati e quelli emulati. Infatti, ogni logica di controllo si traduce in un comando di chiusura/apertura del contattore statico che alimenta la resistenza che rappresenta lo scaldacqua elettrico.

Si è ritenuto interessante verificare la possibilità di utilizzare il banco prova per emulare, sebbene con qualche approssimazione, il comportamento medio di uno scaldacqua (inteso come la media annuale dei profili di carico giornalieri) o, in scala, il profilo di potenza di un aggregato di scaldacqua/pompe di calore.

Il principio adottato nei test di laboratorio è quello di approssimare il carico dell'aggregato alimentando le resistenze in Tabella 16 la cui somma approssima meglio la potenza simulata mediante una routine Montecarlo di 5000 estrazioni ottenuta attraverso lo script "dwh.m".

Di volta in volta il codice invia il comando di chiusura ai contattori che alimentano quelle resistenze la cui attivazione minimizza l'errore tra il profilo misurato e quello simulato.

Il risultato di tale operazione è che, in alcuni casi, nessuna delle resistenze verrà alimentata in quanto l'errore è minimo quando tutti i contattori sono aperti.

In Figura 68 si riporta il profilo di carico medio di un aggregato di scaldacqua con un volume di 30 litri ed una potenza nominale di 1200 W, ottenuto senza applicare alcuna logica di controllo per il DR. Si osserva che il profilo medio simulato presenta valori molto bassi, quasi sempre inferiori a 100 W, ma che non raggiungono mai lo zero; ciò è dovuto al modello di simulazione, il quale tiene conto delle perdite in stand-by del dispositivo, il cui consumo non si può mai azzerare. Poiché il gradino minimo di potenza assorbita dalle resistenze è 260 W, quando il profilo simulato è inferiore a 100 W l'approssimazione migliore si ottiene spegnendo tutte le resistenze. In corrispondenza dell'unico picco del profilo simulato (ore 17.00), si ha l'accensione della resistenza R4 (260W).

Nelle figure che seguono si osservano i profili di carico simulato ed emulato per gli aggregati di scaldacqua da 50 l, 80 l e 120 l, rispettivamente. Le considerazioni valide per i profili in Figura 68 sono valide anche in questi casi. Si osserva che i resistori opportunamente controllati permettono di emulare efficacemente il profilo simulato, andando a riprodurre anche i picchi di consumo con un errore modesto. In Figura 69 e in Figura 70 si osservano tre picchi di carico, maggior prelievo di acqua calda. In Figura 69 è quasi assente il picco mattutino, in quanto si ipotizza che un dispositivo da 50 l presenti un prelievo minore di acqua.

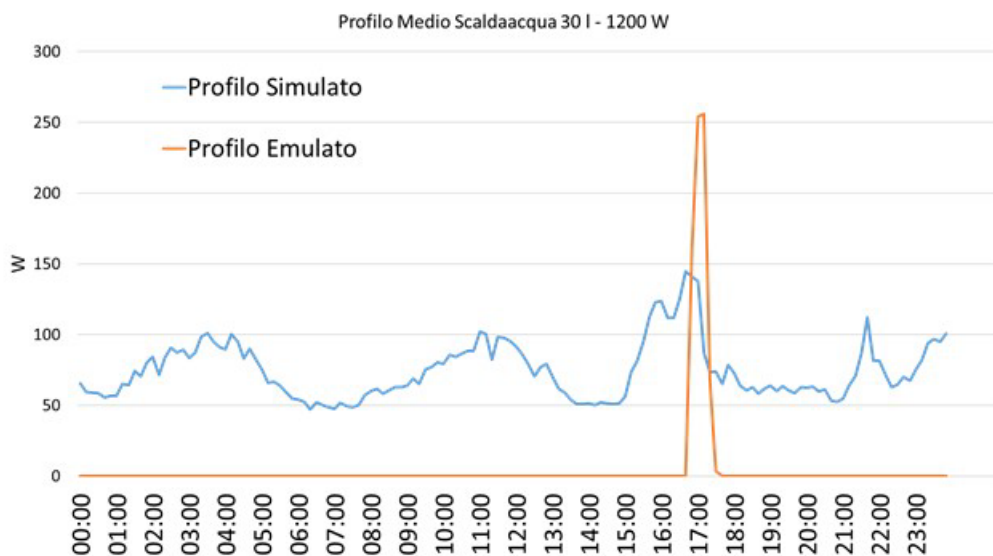


Figura 68. Carico medio, simulato ed emulato, di uno scaldacqua da 30 l e 1200 W.

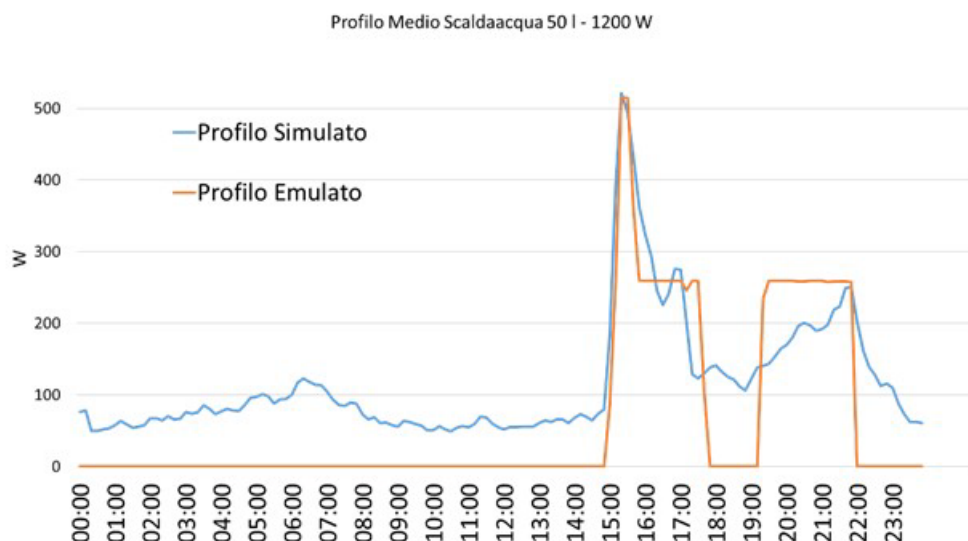


Figura 69. Carico medio, simulato ed emulato, di un aggregato di scaldacqua da 50 l e 1200 W.

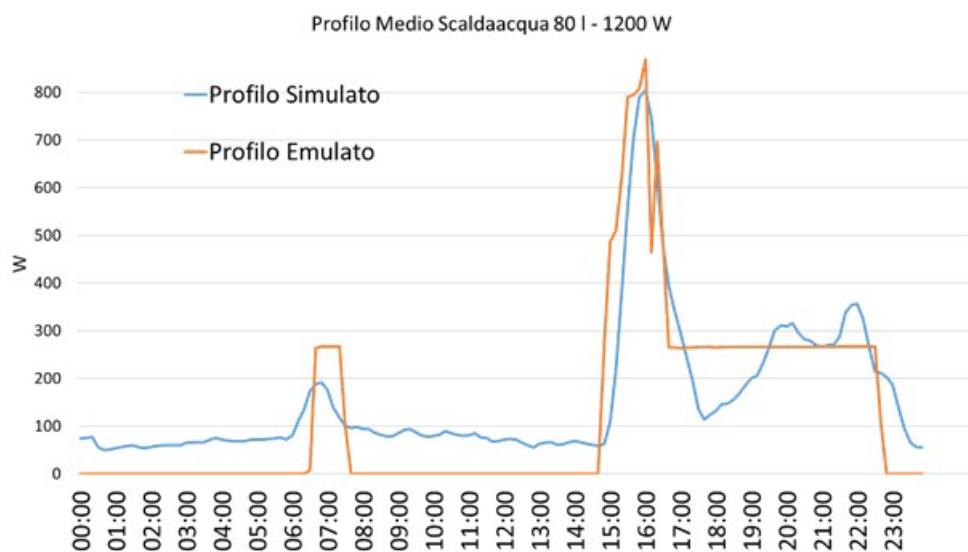


Figura 70. Carico medio, simulato ed emulato, di un aggregato di scaldacqua da 80 l e 1200 W.

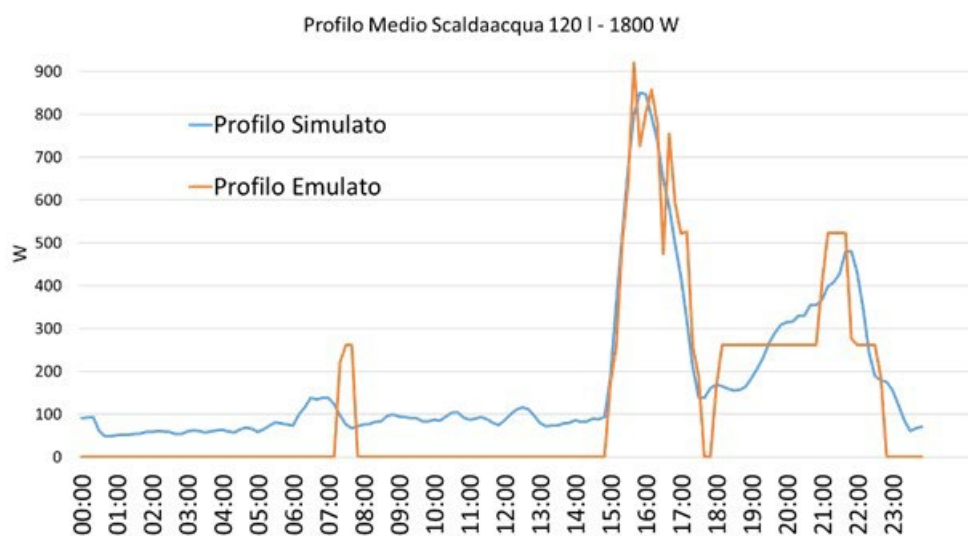


Figura 71. Carico medio, simulato ed emulato, di un aggregato di scaldacqua da 120 l e 1800 W.

In Figura 72 si mostra invece il profilo medio simulato ed emulato per un aggregato di pompe di calore con volume di 250 litri e una potenza nominale di 700 W; anche in questo caso non si applica alcuna logica di controllo. Si osserva che la potenza assorbita è molto modesta, con un unico picco pomeridiano che viene emulato con l'accensione della resistenza R4.

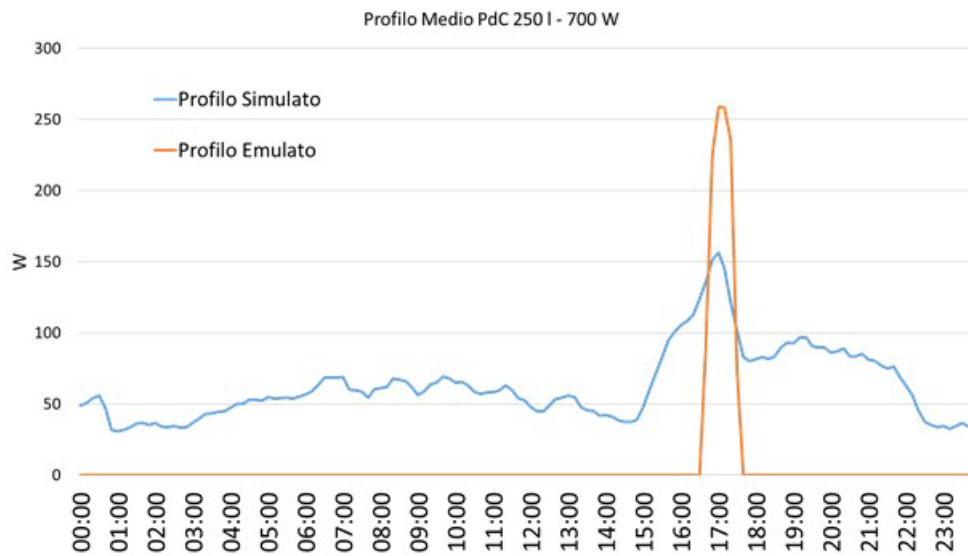


Figura 72. Carico medio, simulato ed emulato, di un aggregato di pompe di calore da 250 l e 700 W.

Per quanto riguarda l'applicazione di logiche di DR, in Figura 73 si riportano il profilo medio di un aggregato di dispositivi, al quale viene applicata la seguente logica: si controllano gli scaldacqua in modo che la temperatura desiderata dell'acqua passi da 60 °C a 80 °C per il 50% degli scaldacqua che compongono l'aggregato, nella fascia oraria tra le ore 11 e le ore 17:30.

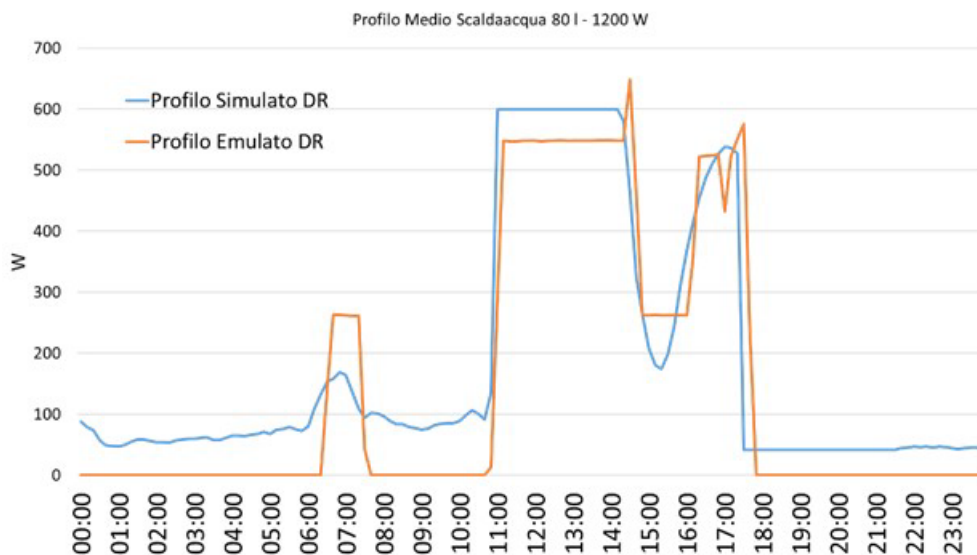


Figura 73. Carico medio, simulato ed emulato, di un aggregato di scaldacqua da 80 l e da 1200 W, con applicazione di una logica di Demand Response.

La logica descritta viene applicata considerando un aggregato di scaldacqua da 80 l e 1200 W. Si osserva che il profilo simulato in queste condizioni ha un picco costante tra le 11 e le 15, ed un altro alle 17, per poi quasi azzerarsi nelle ore serali; ciò riflette molto bene la logica di controllo applicata, che si basa sul principio di conversione dell'energia elettrica in termica, come spiegato nel paragrafo precedente. Il profilo emulato in laboratorio, in questo caso, approssima molto bene quello simulato.

4.5. Controllo dell'inverter ibrido per azioni di DR

Il banco prova è dotato di un inverter ibrido monofase, connesso, lato corrente continua, ad un emulatore fotovoltaico e ad un sistema di accumulo al litio da 5 kWh. L'inverter è dotato di un sistema di monitoraggio interno, il quale misura le grandezze più rilevanti per monitorare lo stato di funzionamento del sistema, i flussi potenza, la frequenza e i valori di tensione e corrente in alternata ed in continua. Inoltre, il dispositivo ha una memoria interna che permette di visualizzare i consumi storici giornalieri, settimanali, mensili o annuali. Le misure effettuate dal sistema di monitoraggio interno possono essere visualizzate sia da remoto che dal display dell'inverter. In Figura 74 si osserva la schermata principale del monitor dell'inverter, con il monitoraggio in tempo reale degli scambi di potenza tra rete, generatore fotovoltaico e carico. In questo caso la batteria è disconnessa, quindi non è presente nella schermata; inoltre, l'inverter è in "standby", quindi non assorbe potenza dal simulatore fotovoltaico. Il sistema di monitoraggio dell'inverter rappresenta lo stesso come se fosse il nodo centrale di scambio del prosumer, pertanto, si può notare che nella schermata è presente un flusso di potenza dalla rete verso l'inverter e dall'inverter verso il carico, ad indicare che in questa condizione di funzionamento con inverter in stand-by, il carico è attualmente alimentato dalla rete. Le misure dei flussi di potenza da e verso la rete sono effettuate grazie all'installazione di un TA sulla morsettiera principale del quadro elettrico. In Figura 81 si osserva invece che nella schermata sono presenti anche la batteria e il generatore fotovoltaico. In questo caso il generatore fotovoltaico, la batteria e la rete, forniscono la potenza al carico.

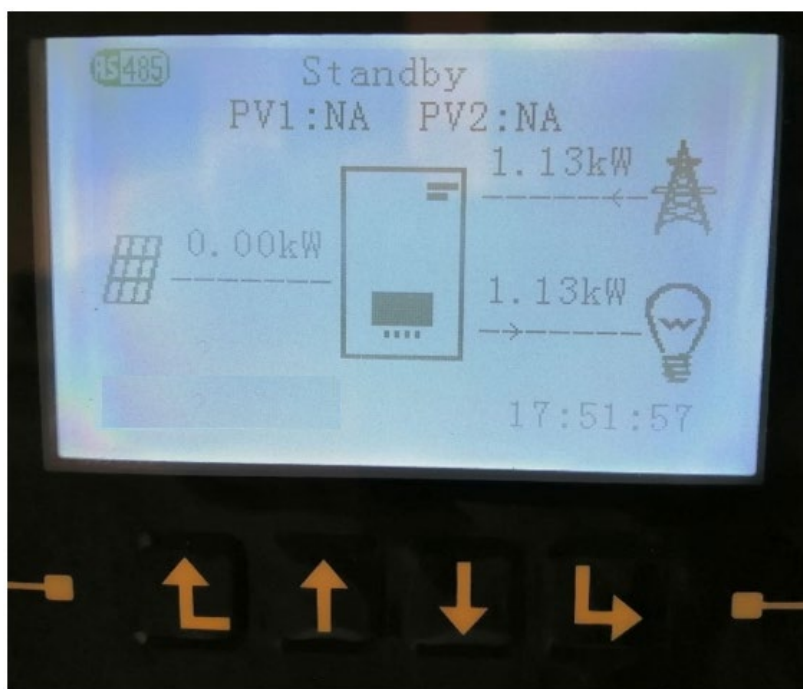


Figura 74. Schermata principale inverter; flussi di potenza in modalità "standby", senza potenza FV e senza batteria.

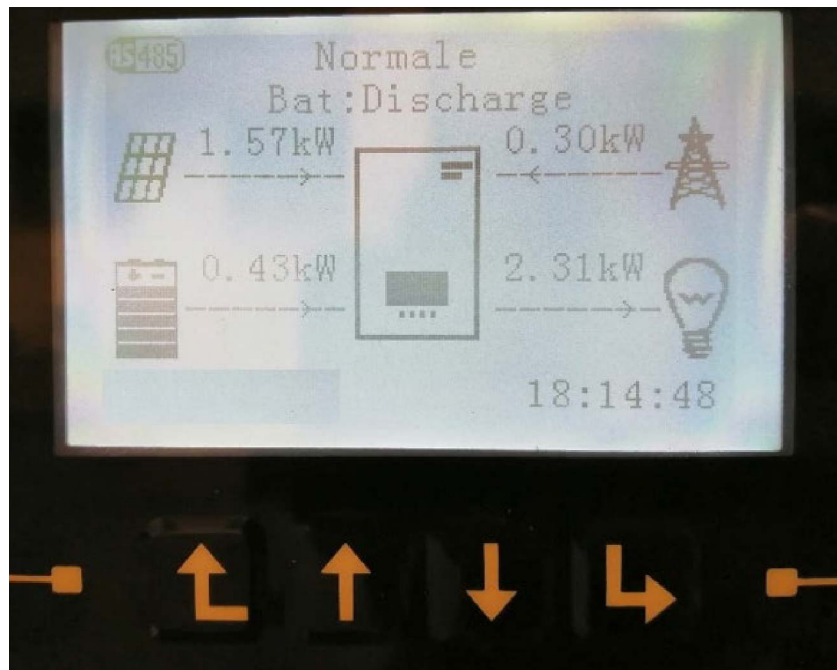


Figura 75. Schermata principale inverter; flussi di potenza in modalità "automatica", con FV e batteria.

L'inverter ha quattro diverse possibili modalità di lavoro, descritte in Tabella 18 e mostrate in Figura 76, selezionabili sia agendo sull'inverter che da remoto. La modalità di lavoro è selezionabile da display attraverso i seguenti passi:

- Dalla schermata principale, cliccando il tasto "invio", si accede al menu principale;
- Si sceglie l'opzione "impostazioni di base";
- Si sceglie l'opzione "modalità di lavoro".

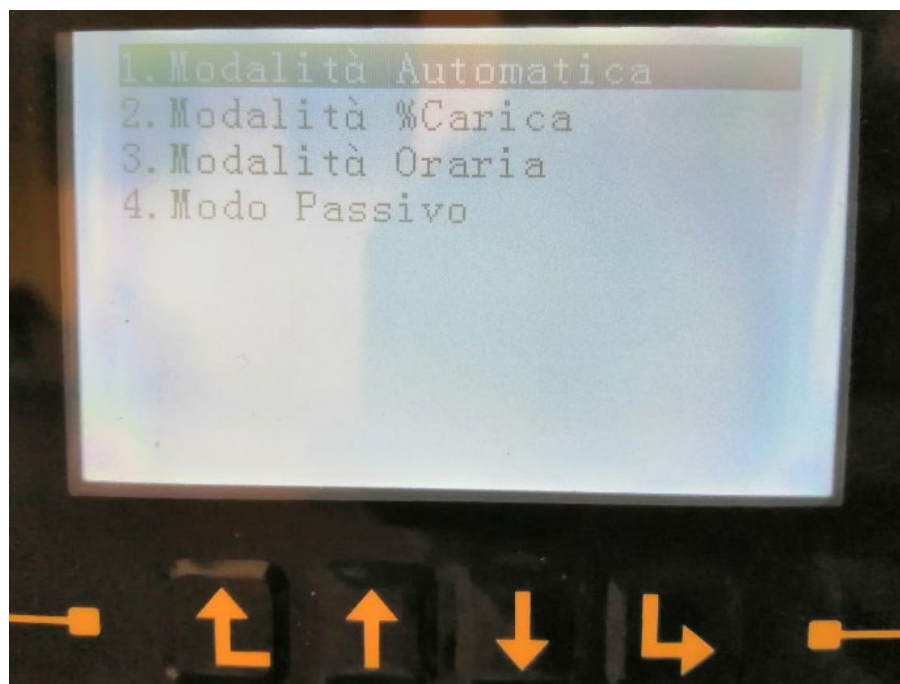


Figura 76. Schermata con le modalità di lavoro disponibili.

Tabella 18. Modalità di lavoro dell'inverter e loro descrizione.

Modalità di Lavoro	Descrizione
Automatica	Modalità standard; il dispositivo lavora in autonomia in base alle misure effettuate massimizzando l'autoconsumo dell'utente.
%Carica	È possibile impostare la percentuale di carica desiderata che la batteria deve raggiungere.
Oraria	È possibile definire degli eventi di carica o di scarica per la batteria.
Passiva	In questa modalità l'inverter tiene conto solo del carico passivo e del FV, senza connettere la batteria.

Per quanto riguarda il controllo ed il monitoraggio dell'inverter da remoto, ciò è possibile grazie a un dispositivo di interfaccia (SNOUC [32]) tra il PC di controllo del laboratorio e l'inverter. Il controllo dell'inverter avviene seguendo lo schema in Figura 77. I comandi vengono inviati dal computer allo SNOUC tramite messaggi http mentre lo SNOUC controlla e monitora l'inverter tramite protocollo Modbus. Questa procedura permette di comandare la carica e la scarica della batteria, di impostare la relativa potenza di carica o scarica, di leggere i dati di misura e di impostare l'inverter nella modalità "automatica" consentendo la partecipazione a programmi di DR utilizzando sia la possibilità di caricare e scaricare le batterie che di interrompere la produzione FV (tramite la funzione di stand-by).

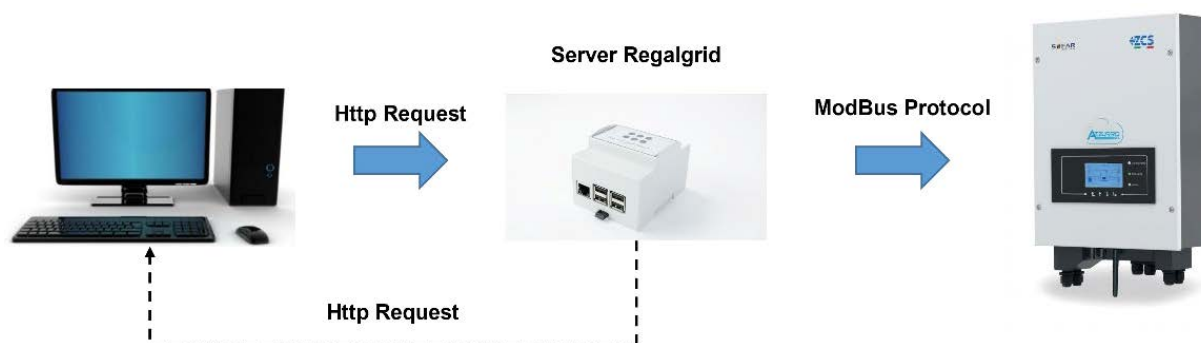


Figura 77. Schema di controllo e monitoraggio da remoto dell'inverter.

Per il controllo da remoto è stata sviluppata una WebApp implementata sulla scheda Raspberry PI presente nel quadro elettrico del banco di prova. In Figura 78 si mostra la schermata della WebApp per il controllo della batteria; come mostrato in figura, è possibile impostare la potenza di carica/Scarica. Selezionando invece l'opzione "Self Mode" si riporta l'inverter nella modalità "automatica" con massimizzazione dell'autoconsumo, mentre in basso è possibile visualizzare lo stato della batteria.

Pannello di Controllo
Reostati
Batteria
Simulatore PV
Motore

Potenza Carica [W]

Potenza Scarica [W]

Modalità Self Mode

Stato Batteria

Figura 78. Schermata della WebApp sviluppata per il controllo della batteria.

4.6. Applicazioni blockchain

Il quadro del banco prova è stato collegato ad una blockchain in Hyperledger Fabric sviluppata per diverse applicazioni dal Dipartimento di Ingegneria dell'Università di Palermo in collaborazione con lo Spin-off accademico Seeds [33]. La blockchain è implementata su quattro PC che fungono da nodi blockchain.

La blockchain comunica con la scheda Raspberry PI del quadro di comando e protezione del banco prova che è interfacciato con i meter delle diverse utenze. Il complesso costituito da un meter e dalla scheda Raspberry rappresenta l'EMS di utente che diventa client della blockchain.

La scheda Raspberry comunica con la blockchain attraverso la rete LAN del DING alla quale può essere collegato in modalità wireless o wired.

La mostra lo schema di collegamento dell'EMS di utente con la blockchain.

Sono stati fatti diversi test di comunicazione per la lettura dei dati dagli smart meter e la scrittura nella blockchain.

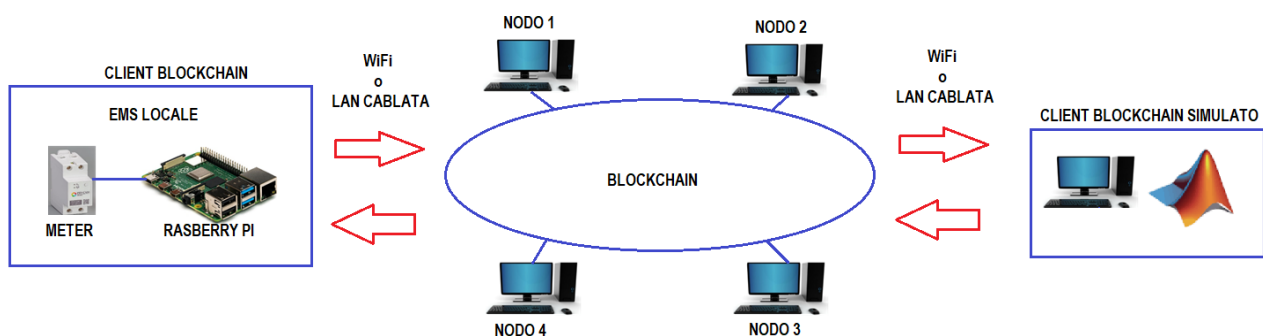


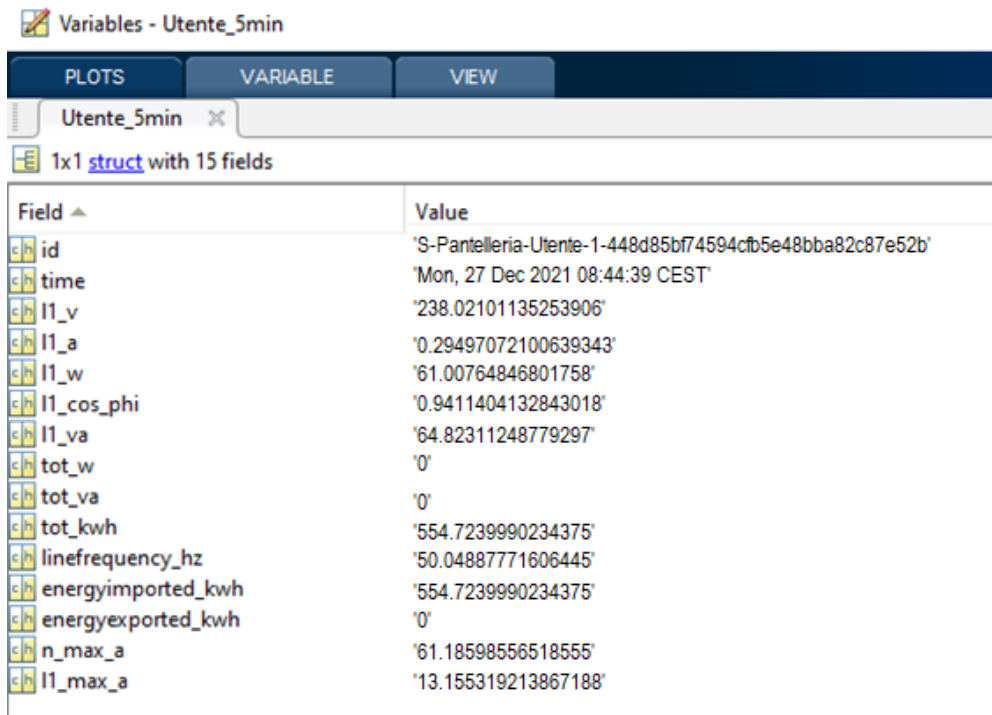
Figura 79. Struttura della blockchain implementata.

L'EMS è programmato per inviare i dati nella blockchain utilizzando un codice in Python mentre la blockchain realizzata è programmata in Javascript. In particolare, la blockchain contiene delle API (application programming interface) per tradurre i messaggi in linguaggio Python nel linguaggio Javascript in cui sono programmati gli smart contract.

Inoltre, è stato realizzato un codice in Matlab per far comunicare un PC del laboratorio con la blockchain come se fosse un altro client blockchain. Il software traduce i profili di potenza simulati con il software *dwh.m* per la simulazione degli scaldacqua e delle pompe di calore e quelli generati con il software che implementa la metodologia Montecarlo per simulare il profilo di utente in un messaggio leggibile dalla blockchain e lo trasmette alla stessa tramite la rete LAN. Allo stesso modo, il software consente di leggere dalla blockchain come se fosse un EMS che riceve da essa comandi per mettere in atto azioni di DR.

Si descrive la procedura per inviare dati di consumo simulati in MatLab, tramite metodo Montecarlo, alla piattaforma blockchain implementata. Si eseguono i seguenti passi:

- Si simula un profilo di carico di un utente o di un dispositivo con il metodo Montecarlo in MatLab; nel codice MatLab in esame tale profilo è il vettore definito “Phouse”;
- Si apre in MatLab il file di testo definito “Utente_json.txt”, il quale rappresenta il formato di messaggio che la blockchain può ricevere; è un formato standard di tipo JSON;
- Tramite il comando `jsondecode`, si trasforma il file “Utente_json.txt” in un formato gestibile da MatLab (Figura 80); cioè il pacchetto di dati è convertito in una struttura MatLab chiamata “Utente_5min”;
- Si procede implementando dei cicli `for`, in cui si modificano ad ogni ciclo i campi “time” e “I1_w”; il primo rappresenta la data e l’ora della misura simulata, il secondo rappresenta il valore di potenza simulato. Ad ogni ciclo la struttura “Utente_5min” viene inviata in formato JSON direttamente alla blockchain tramite API, utilizzando il comando `webwrite`.



Field	Value
id	'S-Pantelleria-Utente-1-448d85bf74594cfb5e48bba82c87e52b'
time	'Mon, 27 Dec 2021 08:44:39 CEST'
I1_v	'238.02101135253906'
I1_a	'0.29497072100639343'
I1_w	'61.00764846801758'
I1_cos_phi	'0.9411404132843018'
I1_va	'64.82311248779297'
tot_w	'0'
tot_va	'0'
tot_kwh	'554.7239990234375'
linefrequency_hz	'50.04887771606445'
energyimported_kwh	'554.7239990234375'
energyexported_kwh	'0'
n_max_a	'61.18598556518555'
I1_max_a	'13.155319213867188'

Figura 80. Struttura del pacchetto dati da inviare alla blockchain.

È da sottolineare che l’algoritmo per la scrittura dei dati nella blockchain deve agire soltanto quando si verifica un preciso evento da registrare. Infatti, la tecnologia blockchain risulta ancora particolarmente energivora e, conseguentemente, devono scegliersi con attenzione i dati da registrare. In effetti, l’applicazione della blockchain alle EC e ai programmi di DR pone ancora diverse sfide da affrontare.

Nel campo dell’energia ci sono molte possibili applicazioni della tecnologia blockchain, e la maggior parte di queste mirano al commercio di energia peer-to-peer (P2P) [34]-[37]. Le parti coinvolte nello scambio sono varie: veicoli elettrici [38]-[39], carichi gestibili [40], produttori o consumatori, sistemi di stoccaggio

dell'energia [41]. Tuttavia, ci sono altre applicazioni popolari della tecnologia blockchain al settore energetico. Per quanto riguarda le applicazioni dell'energia elettrica, esse possono effettivamente essere divise in tre grandi classi:

- certificazione e tracciamento;
- commercio;
- varie.

La prima classe comprende le applicazioni di emissione di certificati di energia rinnovabile e il tracciamento dell'aggregazione o di azioni di DR. In questo caso, la blockchain registra l'iniezione di energia verde in un sito nella rete o riconosce la partecipazione di un dato prosumer a un programma di aggregazione o un programma di DR, migliorando la trasparenza dell'emissione di certificati di energia rinnovabile o dei meccanismi di remunerazione.

La seconda classe comprende tutte le applicazioni per le quali due parti scambiano elettricità, comprese le applicazioni di scambio di energia peer-to-peer. Queste possono essere gestite centralmente da un operatore di rete che abbina gli scambi al fine di ottenere il massimo beneficio in termini tecnici per la rete, o possono essere gestite in modo distribuito (i vincoli di rete non sono così stretti).

La terza classe comprende applicazioni in cui sono inclusi sia il tracciamento che lo scambio. Queste sono, per esempio, le applicazioni di crowdfunding.

Uno dei principali problemi da affrontare è quello di stabilire se l'applicazione della tecnologia blockchain a un problema specifico di funzionamento dei sistemi energetici sia adatta o meno. Un recente articolo ha discusso in generale l'idoneità dell'applicazione della tecnologia blockchain a questo tipo di problemi, fornendo un semplice diagramma di flusso da utilizzare per questo scopo [42].

Cercando di capire la reale necessità della tecnologia blockchain per il settore elettrico, si nota che la questione è sicuramente multi-party. I contatori intelligenti e gli attuatori presso i prosumer sono fonti di dati decentralizzati, per i quali è necessario avere l'intera storia delle transazioni soprattutto per valutare offerte e richieste nel tempo. Infine, i vincoli temporali non sono molto rigidi nell'energy blockchain perché i contatori attualmente registrano l'energia in determinati intervalli di tempo ed è sempre possibile estrarre indicatori sintetici per qualsiasi profilo. Inoltre, nell'energy blockchain c'è bisogno di trasparenza da parte di tutte le parti coinvolte, generalmente per superare la tradizionale asimmetria di conoscenza tra il DSO e i clienti. La trasparenza è una caratteristica chiave soprattutto per le istituzioni pubbliche e di regolamentazione, ed è generalmente auspicabile anche per le aziende private. Infatti, vale la pena notare che, molto spesso, i DSO e i TSO sono coinvolti in controversie legali con prosumer, consumatori e rivenditori di energia a causa di vari motivi (furto di elettricità, cali di tensione eccessivi, perdita di continuità del servizio, danni alla rete a causa di guasti all'impianto dell'utente, ecc.) In molti casi, grazie alle sue caratteristiche di immutabilità, fiducia e trasparenza, la blockchain potrebbe fornire una soluzione rapida a molte controversie. Nella presente sezione viene proposta una possibile applicazione dell'energy blockchain nelle isole minori, discutendo anche dei limiti di tali applicazioni in questi contesti.

Gli studi finora condotti hanno messo in luce l'importanza di implementare azioni di DR per migliorare i profili di potenza giornalieri dell'isola innalzando il valore della potenza minima assorbita, migliorando il fattore di carico e riducendo il picco di potenza serale.

Le azioni di DR, che avvengano in un contesto di comunità energetica rinnovabile o no, devono prevedere una remunerazione per l'utente in quanto comportano sempre una modifica delle abitudini e un maggior costo dei dispositivi installati per realizzare flessibilità e per comunicare con un aggregatore o con il DSO.

In questo contesto, la blockchain può essere utilizzata per registrare le azioni di modifica dei consumi da parte degli utenti in risposta alla richiesta esterna.

La blockchain garantisce immutabilità dei dati e consente di rendere visibile a tutti gli utenti del sistema e a chi richiede la variazione del profilo di potenza il contributo di ciascun utente, che sarà alla base del calcolo della remunerazione.

Gli smart meter installati presso l'utente potranno inviare i dati di consumo alla blockchain nella quale uno specifico algoritmo distribuito (smart contract) confronterà i dati di consumo previsti con quelli misurati e,

verificata anche l'attivazione di uno dei dispositivi deputati alla fornitura del servizio di flessibilità alla rete, potrà registrare e certificare la partecipazione dell'utente all'azione di variazione del profilo di potenza.

La catena di operazioni è rappresentata in Figura 81.

La stessa sequenza di operazioni rappresentata in Figura 81 può essere eseguita per registrare e certificare l'energia condivisa dagli utenti di una EC. Infatti, la comunità energetica, ai sensi del D. Lgs. 199/2021, si configura come un soggetto giuridico responsabile del riparto dell'energia condivisa tra i membri della EC e al quale può essere demandata la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il GSE. I rapporti tra la EC e i suoi membri sono regolati da un contratto di diritto privato. La ripartizione degli incentivi derivanti dalla massimizzazione dell'energia condivisa potrebbe quindi essere regolata in proporzione all'autoconsumo degli utenti o ad altri criteri.

L'utilizzo della blockchain consentirebbe di rendere noto a tutti gli utenti il modo in cui ciascun membro della comunità energetica partecipa alla formazione dell'energia condivisa con la propria quota di autoconsumo e di ripartire in modo equo i proventi derivanti dagli incentivi.

Infine, l'uso della blockchain consente di registrare in locale le operazioni effettuate da ciascun utente che partecipa a programmi di aggregazione evitando, in questo modo, possibili interruzioni del servizio dovute a difficoltà di comunicazione (problema accennato nel capitolo 2 del presente report). I dati registrati possono essere inclusi nella blockchain in un secondo momento al migliorare della qualità della rete di trasmissione dati.

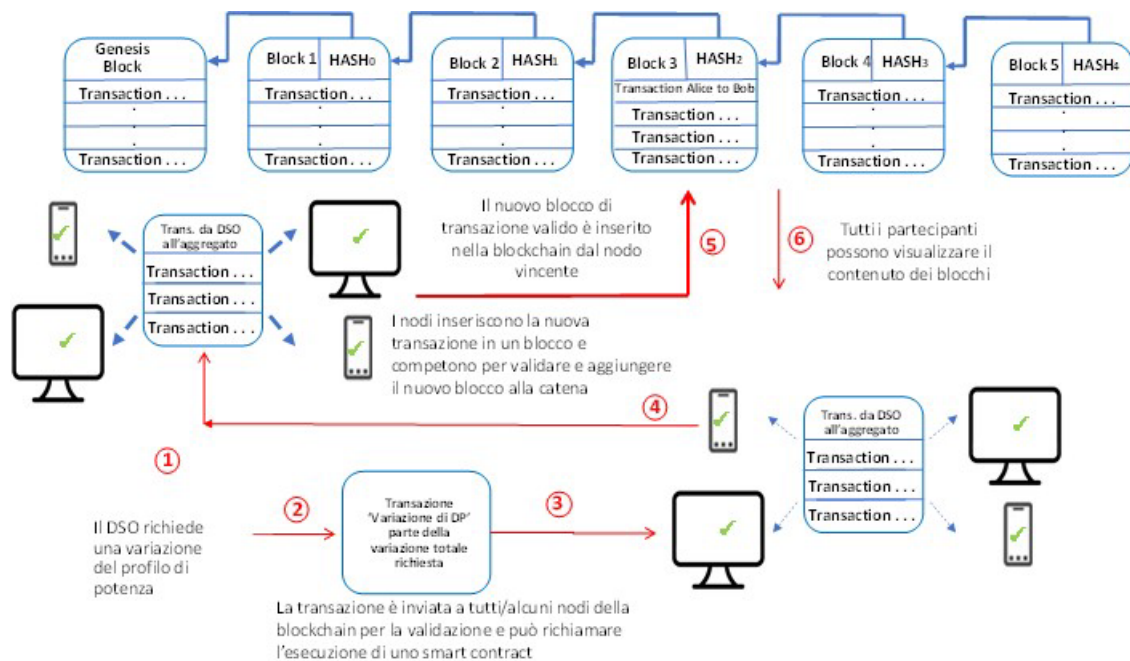


Figura 81. Tracciamento e certificazione di un'azione di DR con blockchain.

5 Test di laboratorio sugli impianti termici

5.1. Premessa

In seguito ad accordi tra ENEA e Università di Palermo, l'impianto per la produzione di ACS a pompa di calore (PdC) con collettori solari ibridi PVT studiato in [10], è stato installato presso il centro ricerche ENEA di Casaccia. Obiettivo principale della sperimentazione è quello di ottimizzare gli apporti (elettrico e termico) dell'impianto PVT al fine di ridurre i consumi elettrici da rete dell'impianto nel suo insieme.

L'impianto realizzato è meglio descritto nel report di ricerca di sistema prodotto da ENEA sulle attività della terza annualità del progetto.

Per poter dialogare con l'inverter ibrido e con la PdC, ENEA ha realizzato un sistema di controllo con PLC con una WebApp. La Figura 82 mostra la schermata della WebApp che consente il monitoraggio e il controllo della PdC. Attraverso tale pannello virtuale di controllo è possibile effettuare tutte le prove per la caratterizzazione dei collettori solari ibridi e per testare le logiche di controllo per l'ottimizzazione del funzionamento del sistema costituito da PdC ed inverter ibrido. Il sistema installato consente infatti anche di monitorare le tensioni e le correnti nel sistema e di valutare le potenze scambiate tra inverter, PdC e sistema di accumulo (Figura 85).

Nel seguito vengono definite le logiche di controllo implementate per il controllo e il monitoraggio da remoto della PdC e dell'inverter per testare sperimentalmente la configurazione d'impianto realizzata con le logiche che ottimizzano il funzionamento dei singoli componenti. Inoltre, viene illustrato il sistema di monitoraggio e le prove per la caratterizzazione dei collettori solari ibridi PVT.

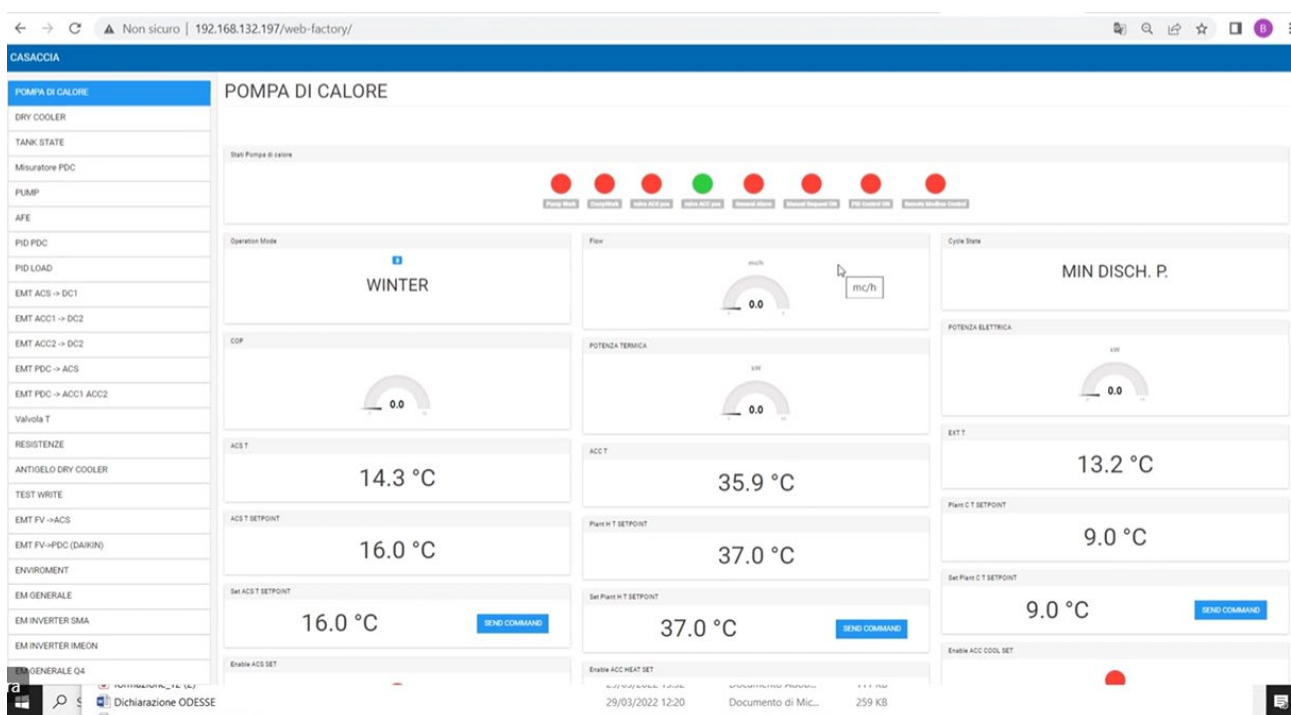


Figura 82. Schermata per il monitoraggio e il controllo della PdC installata presso Casaccia.

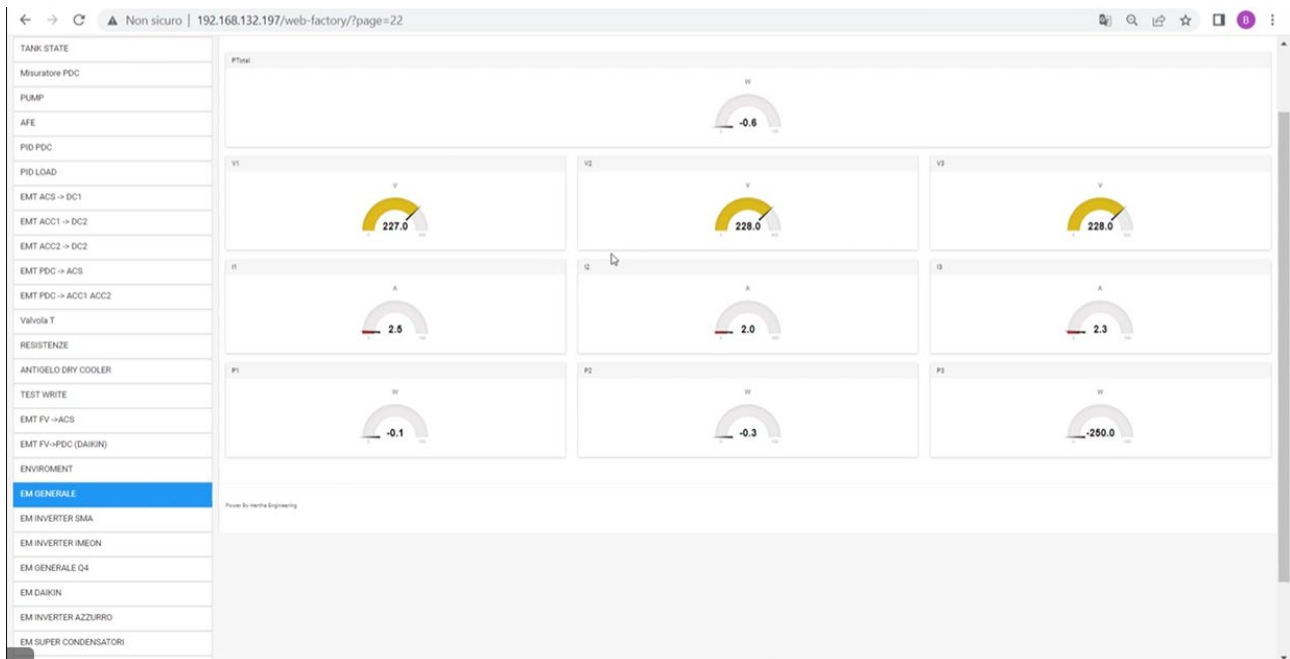


Figura 83. Schermata per il monitoraggio delle tensioni e delle correnti (energy meter generale).

5.2. Profilo di prelievo di ACS

Per i test di laboratorio sono stati simulati diversi profili di prelievo giornaliero di ACS con la stessa probabilità di utilizzo degli utenti domestici di un'isola minore. Per far ciò sono stati utilizzati i dati elaborati in [10] e [25] applicando una metodologia di tipo Montecarlo.

Sono stati assunti due diversi scenari in cui la PdC è utilizzata con prelievo giornaliero di 200 e 300 litri di ACS a 55°C e si è imposto che tale prelievo avvenga con il suddetto profilo di utilizzo, rappresentato in Figura 84. In alternativa le prove possono essere fatte anche con temperatura di prelievo 45°C o con il tapping XL definito ai sensi del Regolamento Europeo 814/2013, così come precedentemente ipotizzato durante la precedente annualità di ricerca.

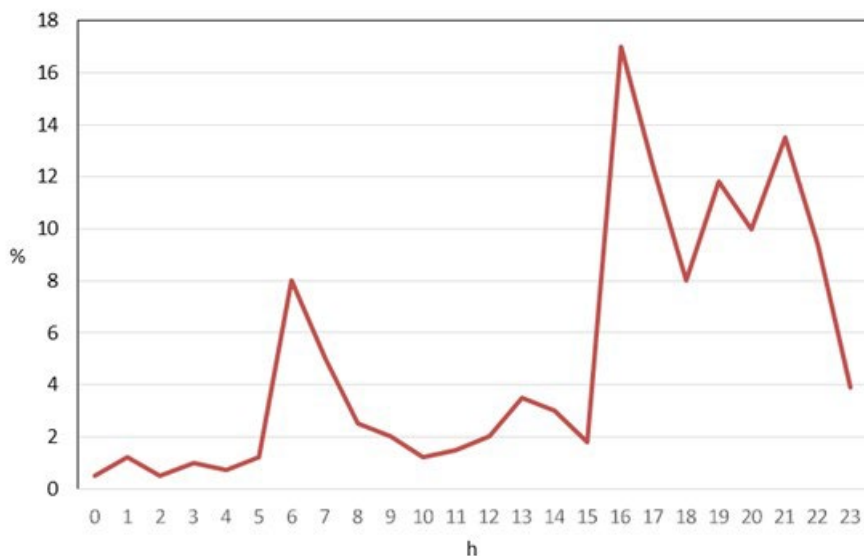


Figura 84. Probabilità % di consumo di ACS nelle 24 ore per l'isola di Pantelleria [10].

È stato creato un database con 365 profili di prelievo giornalieri in litri per ogni scenario. La Figura 85 riporta i prelievi di ACS in litri nei due casi. I valori in figura sono calcolati come media dei 365 valori simulati per un anno per ogni scenario di prelievo.

Analogamente la Figura 86 riporta la potenza assorbita in 24 ore dalla pompa di calore con prelievo di 200 litri/giorno e 300 litri/giorno.

Per le prove di laboratorio vengono utilizzati i singoli profili di prelievo giornalieri e non quelli medi delle precedenti figure. A titolo di esempio, la Figura 87 riporta due diagrammi giornalieri di prelievo di acqua dalle PdC nei due scenari.

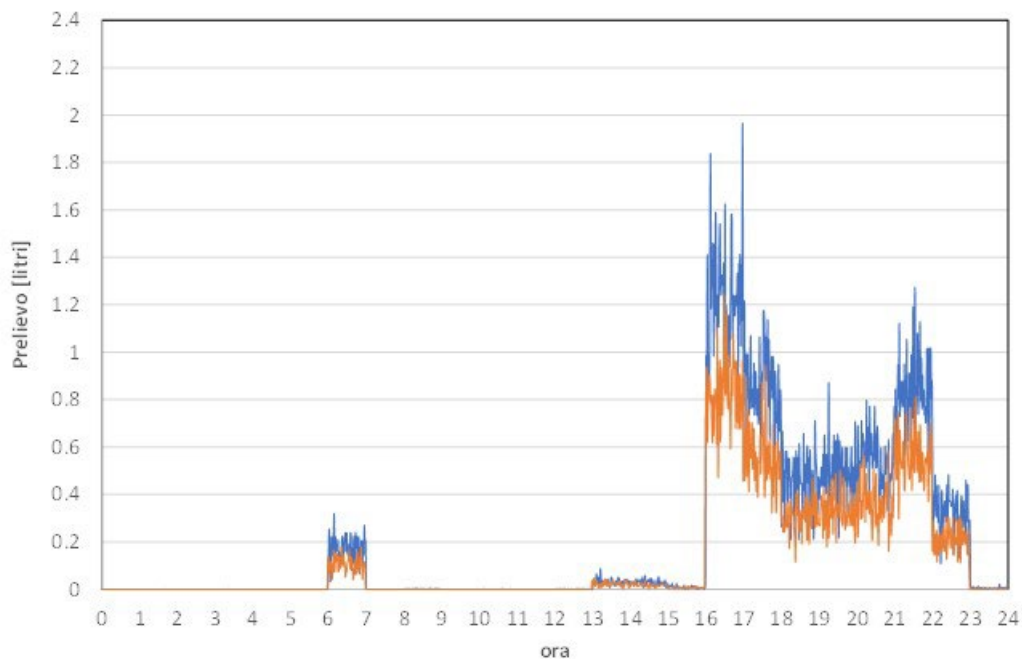


Figura 85. Prelievo di acqua a 55°C medio giornaliero (media dei prelievi calcolati per 365 giorni).

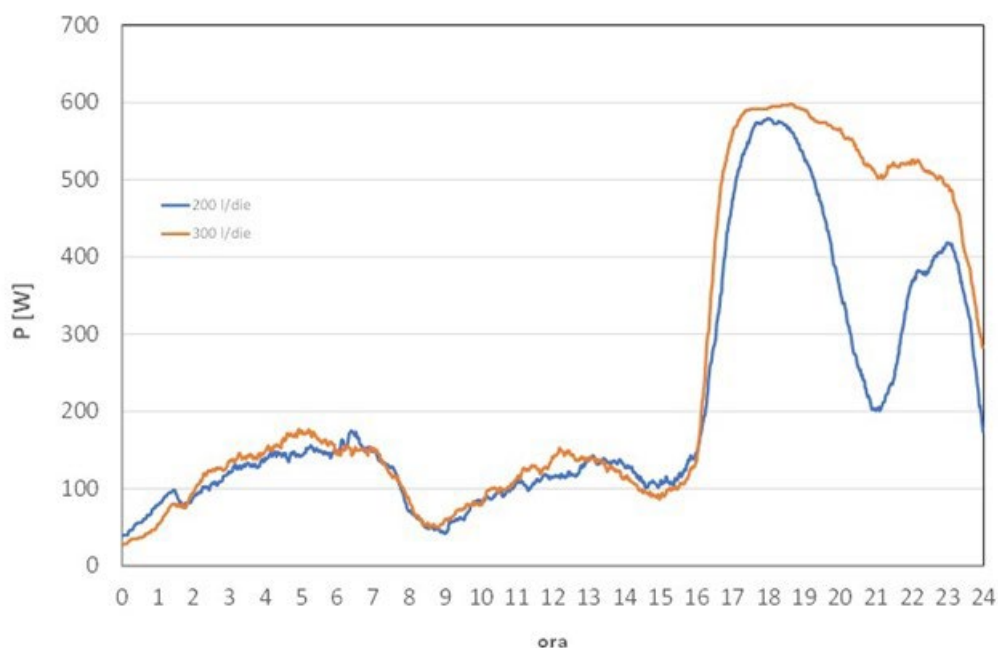


Figura 86. Diagramma di carico medio della pompa di calore (media delle potenze calcolate per 365 giorni).

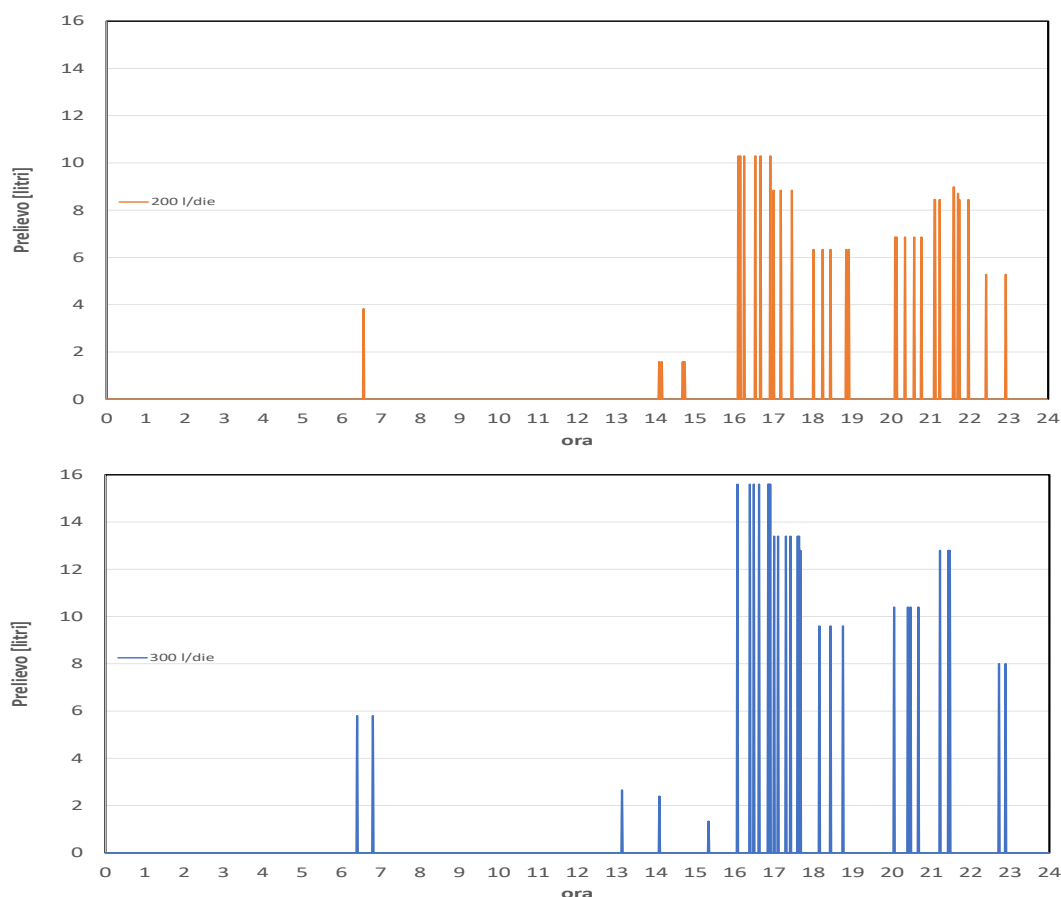


Figura 87. Prelievo di acqua a 55°C per i due scenari.

5.3. Individuazione dei set di prove

Sono stati individuati degli schemi di prova sulla base dell'impianto effettivamente realizzato tenendo conto delle simulazioni effettuate nella precedente annualità. Nello specifico, i risultati di simulazione hanno evidenziato come la temperatura del fluido in uscita dal circuito solare termico non sempre riesce a superare la temperatura dell'accumulo termico integrato nella PdC (temperatura garantita dal sistema stesso). Pertanto, è stata prevista l'installazione di un serbatoio di pre-accumulo termico nello stato di fatto by-passabile per mezzo della gestione manuale delle valvole a tre vie progettate a tale scopo.

Alcune considerazioni preliminari sono state quindi effettuate al fine di stabilire i set di prova:

- la produzione solare termica dipende dal parametro $A=(T_{out,ST}-T_{tank})$: se tale parametro è minore di un valore prestabilito (5°C) la circolazione del fluido all'interno del circuito solare termico è inibita in quanto inciderebbe negativamente sul funzionamento del sistema; di conseguenza maggiore è il valore di set-point imposto all'accumulo maggiore deve essere la potenza termica sviluppata dai collettori al fine di attivare l'apporto solare (T_{tank} si riferisce in questa sede indistintamente all'accumulo presente in PdC o al pre-accumulo termico successivamente introdotto);
- stante le logiche di controllo del modello di Pompa di Calore installato (non by-passabili in quanto si tratta di un sistema *factory-made*) la temperatura dell'accumulo termico integrato è prestabilita e garantita in qualsiasi caso dalla PdC stessa (sia in presenza sia in assenza di produzione solare termica/fotovoltaica dell'impianto);
- la produzione fotovoltaica è esclusivamente dipendente dall'irraggiamento presente;
- l'efficienza del sistema fotovoltaico è influenzata dalla produzione solare termica: maggiore è la produzione solare termica, minore è la temperatura delle celle, maggiore è la produzione elettrica; di contro maggiore è l'apporto termico al sistema, minore è il consumo elettrico della PdC;

Le prove devono quindi essere effettuate alternativamente nelle due configurazioni possibili:

- Sistema senza preaccumulo termico: l'accumulo termico della PdC è lo stesso con cui il sistema solare termico scambia l'energia prodotta (prove indicate di seguito come SERIE A1 e A2);
- Sistema con preaccumulo termico: il sistema solare termico cede l'energia prodotta al serbatoio di preaccumulo (prove indicate di seguito come SERIE B1 e B2).

Obiettivo principale delle prove è quello di valutare il funzionamento dei sistemi garantendo il comfort finale dell'utente ($T_{out.acs} \geq 40^{\circ}C$) minimizzando il consumo della PdC da rete. A tal fine, con lo scopo di favorire e indirizzare l'apporto solare termico da parte dell'impianto, devono essere imposte nelle varie prove diversi valori di $T_{set.point}$ per la Pompa di Calore (sempre superiori alla temperatura limite di erogazione dell'ACS, $40^{\circ}C$).

Di seguito vengono descritti gli schemi di prova eseguibili dai quali sono ricavati gli script Matlab per il controllo della PdC.

5.3.1. Controllo del sistema senza preaccumulo termico

SERIE A1. Ottimizzazione dell'apporto solare termico

In questo caso, al fine di garantire il maggior apporto solare termico possibile, la temperatura di set-point della PdC è imposta di poco superiore alla temperatura in erogazione voluta. Di seguito lo pseudocodice per il controllo del sistema.

1. SET INPUT: $T_{set.PdC}=45^{\circ}C$, timestep=5min, $m_{ACS}=XL$ tapping profile (o profilo utente isolano)
2. READ variable: $T_{tank.PdC}$, $T_{out.ST}$, P_{PV} , SOC
 - if ' $(T_{out.ST}-T_{tank.PdC})>5^{\circ}C$ ' & $(T_{tank.PdC}@time.step - T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$ then run 'ST-pump' else stop ST-pump
 - if ' $T_{tank.PdC}<T_{set.PdC}$ ' then if ' $P_{PV}>P_{PdC}$ ' then run "PdC by-PV" until $(T_{tank.PdC}<T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step - T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$) else if ' $P_{battery}>P_{PdC}$ ' then run "PdC by-battery" until $(T_{tank.PdC}<T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step - T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$) else run "PdC by-RTN"
5. write @timestep "parametri.txt"

SERIE A2. Ottimizzazione dell'apporto solare fotovoltaico

In questo caso, si vuole massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta dalla Pompa di Calore utilizzando il serbatoio di acqua tecnica, integrato nella stessa, come accumulo termico dell'energia prodotta. La temperatura di set-point della PdC è imposta superiore al valore nominale dichiarato nella scheda tecnica ($55^{\circ}C$) e consentito dal ciclo termodinamico in condizioni di funzionamento standard.

Di seguito lo pseudocodice per il controllo del sistema.

1. SET INPUT: $T_{set.PdC}=65^{\circ}C$, timestep=5min, $m_{ACS}=XL$ tapping profile (o profilo utente isolano)
2. READ variable: P_{PV} , $P_{battery}$, IRR
3. if $IRR>0$ & $T_{set.PdC}<T_{set.PdC}$ then if ' $P_{PV}>P_{PdC}$ ' then run "PdC by-PV" until $T_{tank.PdC} = T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step - T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$ else if ' $P_{battery}>P_{PdC}$ ' then run PdC by-Battery until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step - T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$ else run PdC by-RTN until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step - T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$
4. if $IRR<0$ & $T_{tank.PdC}<T_{set.PdC}$ then if ' $P_{battery}>P_{PdC}$ ' then run PdC by-Battery until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step - T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$ else run PdC by-RTN until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step - T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$

Una seconda serie di prove riguarda il funzionamento combinato con il preaccumulo termico mantenendo il valore di setpoint di questo una volta inferiore a quello della PdC in una seconda ipotesi uguale.

5.3.2. Controllo del sistema con preaccumulo termico

I due set di prove corrispondono a quelle del precedente paragrafo in assenza di preaccumulo termico.

SERIE B1.

1. set INPUT: $T_{set.PdC}=65^{\circ}\text{C}$, $T_{set.ST}=40^{\circ}\text{C}$, timestep=5min, $m_{ACS}=XL$ tapping profile (o profilo utente isolano)
2. read VARIABLE: $T_{tank.ST}$, $T_{tank.PdC}$, $T_{out.ST}$, $T_{in.acs}$, m_{acs}
 - if ' $(T_{out.ST}-T_{tank.ST})>5^{\circ}\text{C}$ ' & $T_{tank.ST}<T_{set.ST}$ then run 'ST-pump' until $T_{tank.ST}=T_{set.ST}$ or $T_{tank.ST}@time.step-T_{tank.ST}@time.spet-1>0$ else stop ST-pump
 - $T_{tank.PdC}<T_{set.PdC}$ then if ' $P_{PV}>P_{PdC}$ ' then run "PdC by-PV" until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step-T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$ else if ' $P_{battery}>P_{PdC}$ ' then run PdC by-Battery until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step-T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$ else run PdC by-RTN until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step-T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$

SERIE B2.

1. set INPUT: $T_{set.PdC}=55^{\circ}\text{C}$, $T_{set.ST}=55^{\circ}\text{C}$, timestep=5min, $m_{ACS}=XL$ tapping profile (o profilo utente isolano)
2. read VARIABLE: $T_{tank.ST}$, $T_{tank.PdC}$, $T_{out.ST}$, $T_{in.acs}$, m_{acs}
 - if ' $(T_{out.ST}-T_{tank.ST})>5^{\circ}\text{C}$ ' & $T_{tank.ST}<T_{set.ST}$ then run 'ST-pump' until $T_{tank.ST}=T_{set.ST}$ or $T_{tank.ST}@time.step-T_{tank.ST}@time.spet-1>0$ else stop ST-pump
 - $T_{tank.PdC}<T_{set.PdC}$ then if ' $P_{PV}>P_{PdC}$ ' then run "PdC by-PV" until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step-T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$ else if ' $P_{battery}>P_{PdC}$ ' then run PdC by-Battery until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step-T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$ else run PdC by-RTN until $T_{tank.PdC}=T_{set.PdC}$ or $(T_{tank.PdC}@time.step-T_{tank.PdC}@time.spet-1)>0$

Legenda:

$T_{set.PdC}$	Temperatura di set point imposta alla PdC prima delle prove [$^{\circ}\text{C}$]	INPUT
$T_{set.ST}$	Temperatura di set point imposta al serbatoio di preaccumulo prima delle prove [$^{\circ}\text{C}$]	INPUT
$m_{ACS}@timestep$	Portata dell'acqua sanitaria in ingresso all'impianto [m^3/s]	INPUT
$T_{out.ST}$	Temperatura del fluido in uscita dalla stringa solare termica	VARIABILE
$T_{tank.PdC}$	Temperatura registrata nel serbatoio di accumulo integrato nella Pompa di Calore [$^{\circ}\text{C}$]	VARIABILE
$T_{tank.st}$	Temperatura registrata nel serbatoio di preaccumulo termico sul lato solare termico [$^{\circ}\text{C}$]	VARIABILE
$T_{in.ACS}$	Temperatura dell'acqua sanitaria in ingresso all'impianto [$^{\circ}\text{C}$]	VARIABILE
P_{PV}	Potenza disponibile dalla produzione fotovoltaica [W]	VARIABILE
$P_{battery}$	Potenza disponibile nell'accumulo elettrico	VARIABILE
IRR	Irraggiamento sul piano dei collettori	VARIABILE
ST-pump	Pompa di circolazione dell'impianto solare termico	OUTPUT
PdC	Pompa di Calore	OUTPUT
by-RTN	Alimentazione da rete	OUTPUT
by-PV	Alimentazione diretta da fotovoltaico	OUTPUT
By-battery	Alimentazione da sistema di accumulo	OUTPUT

5.4. Monitoraggio e controllo in tempo reale

L'Università di Palermo, sulla base delle logiche di controllo messe a punto nelle annualità di progetto, ha individuato i parametri necessari per il monitoraggio e il controllo del sistema di Casaccia. Tali parametri sono sia di natura elettrica che termica che idraulica. Quelli maggiormente significativi sono riportati in Tabella 19.

Tabella 19. Parametri per il monitoraggio e controllo.

DATI CLIMATICI GENERALI	
PARAMETRO	UNITA' DI MISURA
irraggiamento sul piano dei collettori	[W/m ²]
temperatura ambiente esterno	[°C]
velocità del vento	[m/s]

CARATTERIZZAZIONE FUNZIONAMENTO SUL LATO SOLARE TERMICO: <i>circuito solare termico</i>		
PARAMETRO	Indice	UNITA' DI MISURA
portata del fluido in ingresso ai collettori solari a meno di eventuali perdite a monte	$\dot{m}_{i,PVT}$, con $i=1 \rightarrow 7$	[m ³ /s]
temperatura del fluido in ingresso ai collettori solari a meno di eventuali perdite a monte	$T_{i,PVT}$, con $i=1 \rightarrow 7$	[°C]
Temperatura superficiale collettori solari	$T_{Ci,PVT}$, con $i=1 \rightarrow 6$	[°C]

CARATTERIZZAZIONE FUNZIONAMENTO SUL LATO SOLARE TERMICO: <i>circuito ACS</i>		
PARAMETRO	Indice	UNITA' DI MISURA
SCHEMA FUNZIONAMENTO SOLO POMPA DI CALORE, parametri base		
temperatura acqua sanitaria in ingresso allo scambiatore dedicato all'interno dell'accumulo termico	$T_{in,ACS}$	[°C]
portata acqua sanitaria in ingresso allo scambiatore dedicato all'interno dell'accumulo termico	$\dot{m}_{in,ACS}$	[m ³ /s]
temperatura acqua sanitaria in uscita dallo scambiatore dedicato all'interno dell'accumulo termico	$T_{out,ACS}$	[°C]
portata acqua sanitaria in uscita dallo scambiatore dedicato all'interno dell'accumulo termico	$\dot{m}_{out,ACS}$	[m ³ /s]
temperatura dell'accumulo termico in pompa di calore (A) (se non disponibile si approssima a temperatura in uscita dal circuito ACS)	$T_{setpoint}$	[°C]
SCHEMA FUNZIONAMENTO POMPA DI CALORE CON PREACCUMULO, parametri aggiuntivi		
temperatura dell'accumulo termico per ACS (B) (se non disponibile si approssima a temperatura in uscita dal circuito ACS)	$T_{acc,ACS}$	[°C]
temperatura acqua sanitaria in ingresso all'accumulo termico	$T_{ST,ACS}$	[°C]
portata acqua sanitaria in ingresso allo scambiatore dedicato all'interno dell'accumulo termico	$\dot{m}_{ST,ACS}$	[m ³ /s]

CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA	
PARAMETRO	UNITA' DI MISURA
Stato della pompa di calore (ON/OFF)	
Stato dello storage dell'inverter (CARICA/SCARICA/STAND-BY)	
Potenza FV prodotta	[W]
Potenza erogata/assorbita dalla batteria	[W]
Potenza elettrica richiesta dalla PdC	[W]
SOC della batteria	%

Per consentire la comunicazione con la pompa di calore e l'inverter fotovoltaico, gli stessi sono stati collegati alla rete LAN del centro ricerca. Attraverso la rete, l'inverter può inviare e ricevere comunicazioni e controlli da un PLC interfacciato con un computer nel quale si trova installato il sistema di monitoraggio e controllo. Per consentire il monitoraggio e il controllo dell'inverter e della pompa di calore da remoto, anche dal laboratorio Smart & Microgrid Lab dell'Università di Palermo, il computer remoto deve essere collegato alla VPN ENEA. In questo modo, il computer può leggere i dati dell'inverter ibrido ed inviare dei controlli per attuare quanto risulta dall'applicazione delle logiche di controllo dei carichi.

Per accedere alla VPN e comunicare con il PLC dal laboratorio dell'Università di Palermo, è stato realizzato uno script in Matlab che consente sia di interrogare che di inviare comandi al PLC.

Uno stralcio dello script, in una forma generale, è riportato di seguito:

```
%% ModBus Communication
clear all;
ip = '192.168.132.197'; % indirizzo IP del PLC di ENEA
port = 502; % porta di default
mb_com = modbus('tcpip', ip, port); % oggetto modbus: crea la connessione
tra il PC locale e il PLC tramite modbus

%% Lettura dati e logiche di controllo
for i=1:10
    a = read(mb_com, 'holdingregs', 4000, 1, 'single'); % funzione di
lettura, legge il registro 4000
    E(i)=a; % leggi la tensione di fase dell'inverter
    a = read(mb_com, 'holdingregs', 4004, 1, 'single'); % funzione di
lettura, legge il registro 4004
    f(i)=a; % leggi la frequenza
    a = read(mb_com, 'holdingregs', 4006, 1, 'single'); % funzione di
lettura, legge il registro 4006
    BP(i)=a; % leggi la potenza della batteria
    a = read(mb_com, 'holdingregs', 4012, 1, 'single'); % funzione di
lettura, legge il registro 4012
    SOC(i)=a; % leggi la potenza generata
    a = read(mb_com, 'holdingregs', 4016, 1, 'single'); % funzione di
lettura, legge il registro 4016
    GridP(i)=a; % leggi la potenza scambiata con la rete
    a = read(mb_com, 'holdingregs', 4018, 1, 'single'); % funzione di
lettura, legge il registro 4018
    StringP(i)=a; % leggi la potenza generata dalla stringa PV
    a = read(mb_com, 'holdingregs', 4024, 1, 'single'); % funzione di
lettura, legge il registro 4024
    GP(i)=a; % leggi la potenza generata
    a = read(mb_com, 'holdingregs', 4020, 1, 'single'); % funzione di
lettura, legge il registro 4020
    LP(i)=a; % leggi la potenza del carico
    pause(1); % consente di leggere i dati ad intervalli di tempo
predefiniti in secondi

...

end
```

Il codice realizzato consente la lettura e scrittura dei dati in tempo reale e con intervalli di tempo definiti dall'utente.

Nell'esempio riportato sopra, il codice legge alcune delle variabili elettriche dell'inverter: la tensione di uscita, la frequenza di rete e alcune grandezze elettriche che vengono utilizzate per l'applicazione dei controlli descritti al paragrafo 5.3 quali la potenza generata dall'impianto fotovoltaico, quella richiesta dalla pompa di calore, quella immessa/richiesta dalla batteria e il SOC.

La Tabella 20 riporta l'elenco delle variabili dell'inverter che possono essere lette e modificate da remoto e i rispettivi indirizzi di comunicazione. L'ultimo rigo della tabella riporta il parametro della pompa di calore (e il relativo indirizzo) che ne consente l'accensione dallo script.

Tabella 20. Variabili e indirizzi per la comunicazione e il controllo dell'inverter ibrido e della pompa di calore.

variabile	Descrizione	tipo	indirizzo
H_InvAZZ_PhVoltage	Tensione di fase	REAL	4000
H_InvAZZ_PhCurrent	Corrente di fase	REAL	4002
H_InvAZZ_Hz	Frequenza di rete	REAL	4004
H_InvAZZ_BatChDisP	Potenza di carica/scarica della batteria	REAL	4006
H_InvAZZ_BatCellV	Tensione di cella della batteria	REAL	4008
H_InvAZZ_BatCellCurrent	Corrente di cella della batteria	REAL	4010
H_InvAZZ_BatSOC	SOC della batteria	REAL	4012
H_InvAZZ_BatTemp	Temperatura della batteria	REAL	4014
H_InvAZZ_GridP	Potenza immessa in rete	REAL	4016
H_InvAZZ_PvStr1P	Potenza prodotta della stringa 1 fotovoltaica	REAL	4018
H_InvAZZ_LoadP	Potenza richiesta dal carico	REAL	4020
H_InvAZZ_EnergyStor	Energia nella batteria	REAL	4022
H_InvAZZ_PVGenP	Potenza generata dall'impianto FV	REAL	4024
H_InvAZZ_Alarm	Allarmi tecnici	REAL	4026
H_InvAZZ_PvStr1I	Corrente della stringa 1	REAL	4028
H_InvAZZ_PvStr1V	Tensione della stringa 1	REAL	4030
H_Daikin_Cont	Contatti SG e HT/NT daikin - bit 0 abilita controllo da protocollo contatto HT/Nt - bit 1 Comando da protocollo contatto HT/Nt - bit 2 abilita controllo da protocollo contatto SG - bit 3 Comando da protocollo contatto SG	REAL	5001

5.5. Caratterizzazione dei collettori solari ibridi

I dati raccolti durante la campagna sperimentale condotta sull'impianto hanno consentito di caratterizzare il funzionamento dell'impianto solare PVT. A tale scopo, l'intero sistema è stato testato mantenendo il serbatoio della pompa di calore ad una temperatura costante di 35°C (mantenuta dalla stessa PdC) e imponendo un prelievo di ACS nullo e una portata di acqua complessiva all'interno del circuito solare termico pari a $m_{ST}=0.13$ kg/s.

In Figura 88 si rappresenta schematicamente la soluzione impiantistica installata con indicazione dei parametri monitorati durante le prove sperimentali. Si individuano due stringhe solari, collegate in parallelo, composte l'una da quattro collettori e l'altra da tre collettori.

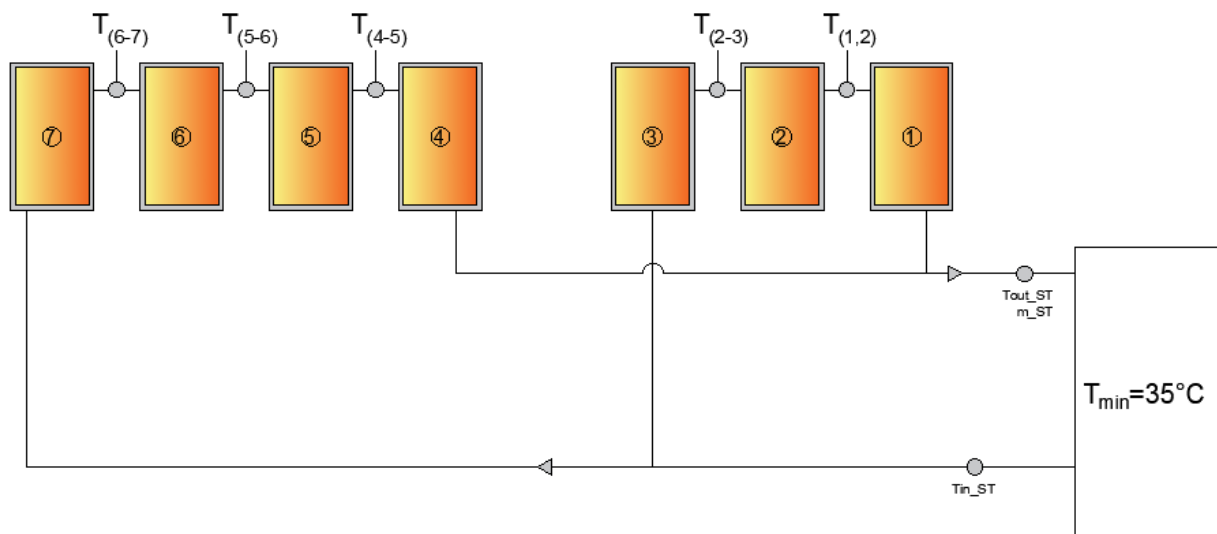


Figura 88. Schema di impianto con indicazione dei dati monitorati.

Stante lo schema di impianto si è voluta verificare la prestazione del sistema nel suo complesso e quello dei singoli collettori valutando le efficienze istantanee a date condizioni di secondo:

$$Q_u = m_{ST} c_p (T_{out} - T_{in})$$

$$\eta = \frac{Q_u}{IRR_{tot}}$$

dove Q è la potenza termica prodotta nel singolo timestep, m_{ST} è la portata sul circuito principale, T_{out} e T_{in} sono rispettivamente le temperature in uscita e in ingresso all'impianto solare (secondo quanto indicato in Figura 88), c_p il calore specifico dell'acqua e IRR l'irraggiamento totale valutato sul piano dei collettori (W).

Durante il periodo di test, sono stati individuati tre giorni tipo di cui si analizzano i risultati. Nello specifico sono stati analizzati giorni che presentassero valori di irraggiamento massimi sul piano orizzontale simili ma con valori medi differenti. Tali giorni sono caratterizzati da valori di temperatura esterna prossimi ai 20°C nelle ore centrali del giorno e valori di irraggiamento massimi sul piano orizzontale superiori agli 800 W/m² (Figura 89).

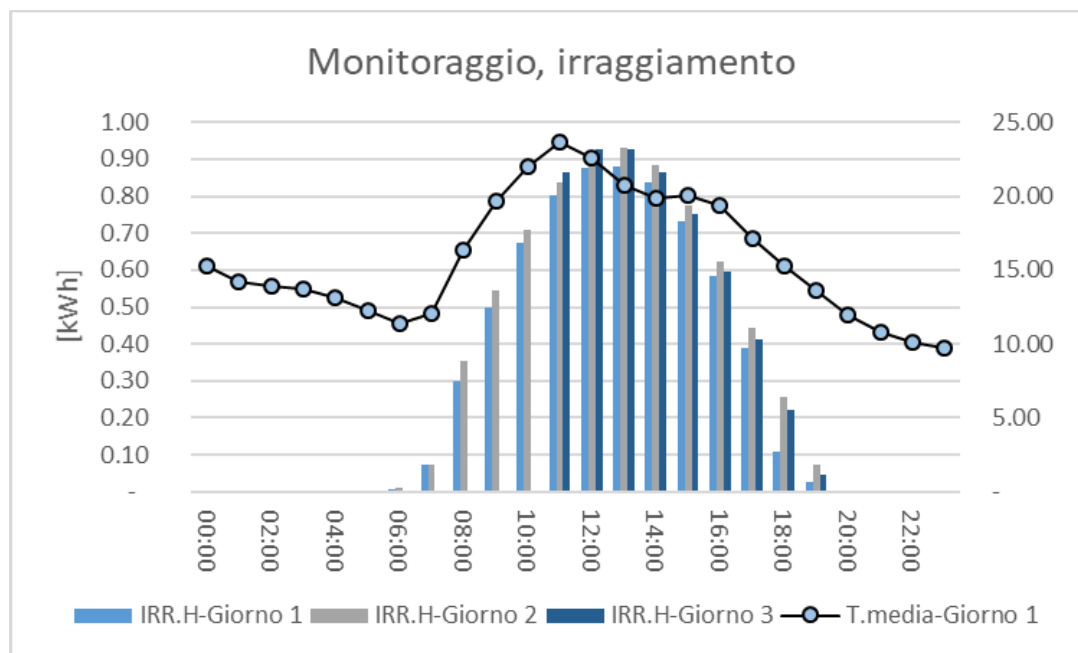


Figura 89. Dati climatici nei giorni tipo.

Ai fini delle analisi, si è scelto di esaminare i parametri registrati nell'intervallo di tempo compreso fra il momento in cui i valori di temperatura del fluido in uscita dal circuito solare sono superiori ai valori di set-point minimo dell'accumulo ($T_{out_ST} > 35^\circ$) fino al momento in cui la temperatura di mandata e quella ritorno ai collettori non convergono prefigurando il raggiungimento della condizione di equilibrio del sistema ($T_{out_ST} \approx T_{in_ST}$).

Si riportano a seguire i risultati ottenuti durante tre giorni di prove caratteristici. Nei tre giorni esaminati, all'avvio della prova il sistema registrava valori di temperatura compresi fra 18 e 24 °C (Tabella 21)

Nei giorni 1 e 3 (che registrano valori di irraggiamento medi maggiori), il sistema ha impiegato mediamente 1h e 20 min per portarsi alla condizione $T_{out_ST} = 35^\circ\text{C}$ superando un salto termico di 16.4 e 11.5 °C (rispettivamente giorno 1 e 3, corrispondente a 0.2 e 0.15 °C/min). Di contro nel secondo giorno di prova, il tempo impiegato per raggiungere i 35°C è stato all'incirca di due ore con un salto termico pari a 15°C, corrispondente a 0.13 °C/min.

Tabella 21. Condizioni di prova nei giorni analizzati.

	Inizio prova $m_{ST} > 0$		Inizio analisi $T_{out_ST} = 35^\circ\text{C}$	Fine prova $T_{out_ST} \approx T_{in_ST}$		Condizioni a contorno	
	ora	temperatura		ora	temperatura	IRR_max	IRR_medio
GIORNO 1	11:30	18.6	12:53	18:00	37.0	891	807
GIORNO 2	12:40	19.9	14:39	17:51	35.0	873	652
GIORNO 3	12:00	23.5	13:15	17:25	37.0	886	561

La Figura 90 riporta a seguire i grafici delle temperature registrate in ingresso e in uscita dal circuito solare in cui si evidenzia l'andamento temporale del comportamento termico descritto.

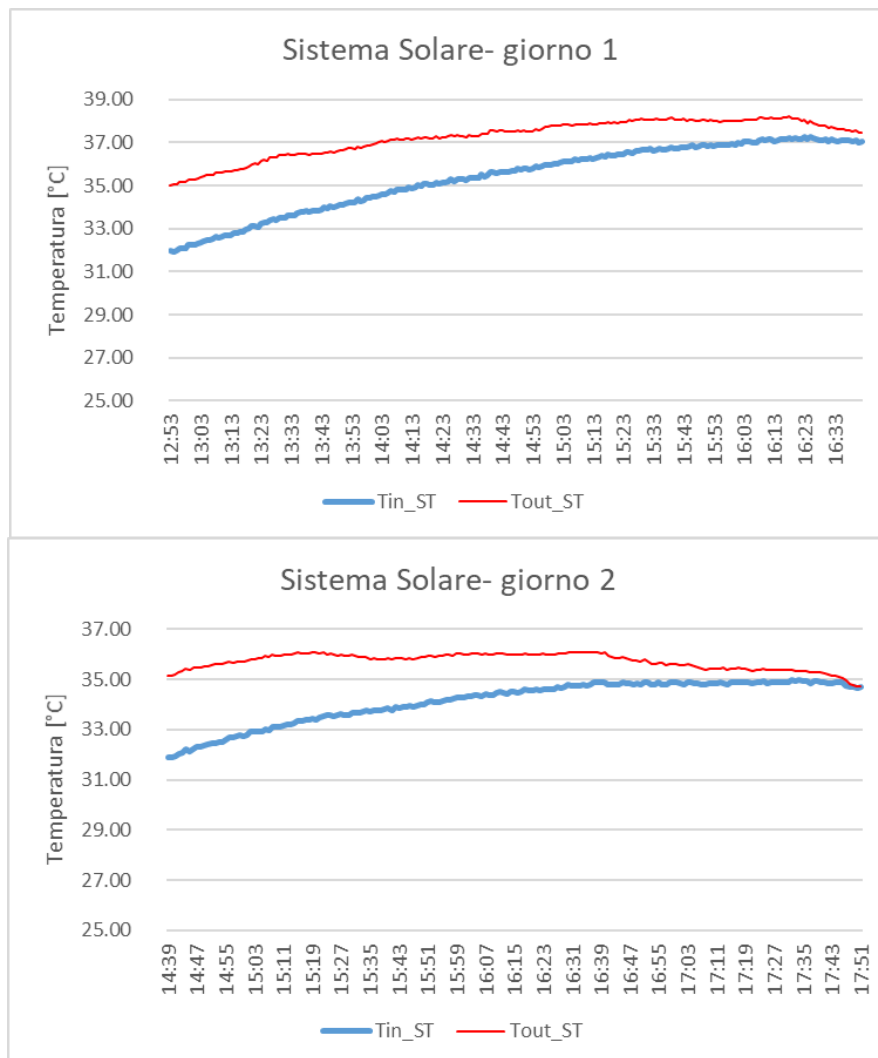
Se si analizzano nel dettaglio le temperature registrate nelle singole stringhe (Figura 96), si nota come all'aumentare del numero di collettori in serie si ottiene un progressivo aumento della temperatura con

differenza di temperatura registrata fra le sonde di ingresso e uscita che si assesta a circa 1 °C all'inizio della prova per diminuire sino a 0.5 °C nella fase finale.

Infine, si è generata per ciascun giorno di test, l'andamento della retta di efficienza del sistema nel suo complesso. Si è quindi introdotta la correlazione fra l'efficienza al singolo time step e il parametro di ascissa introdotto dalla UNI EN 9806:2018:

$$x = \frac{T_{in} - T_{amb}}{IRR}$$

$$y = \frac{Qu}{IRR_{tot}}$$



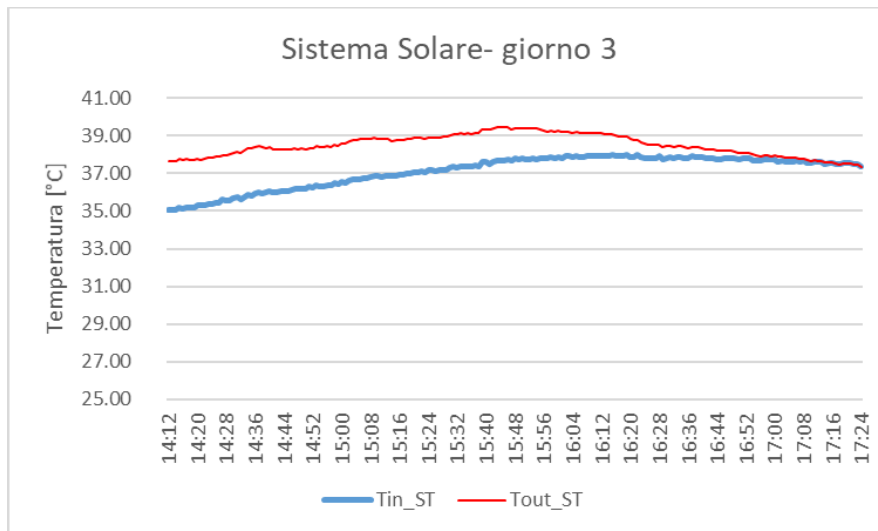
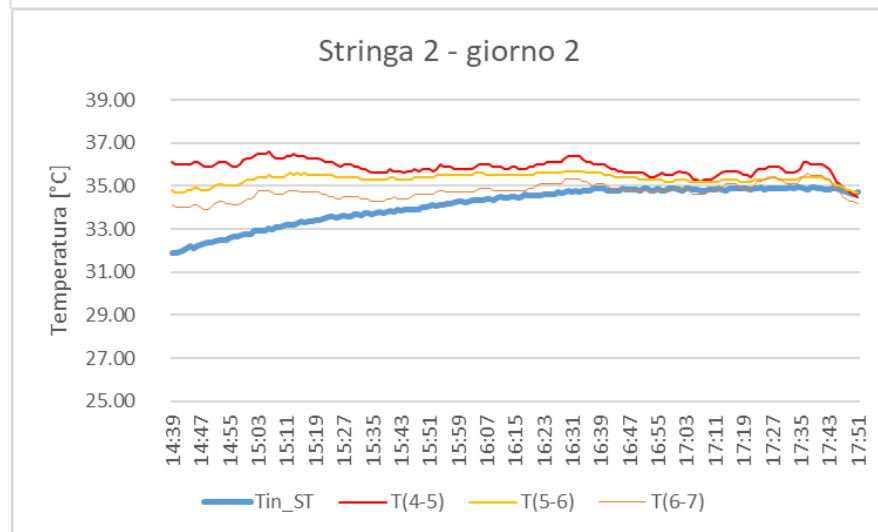
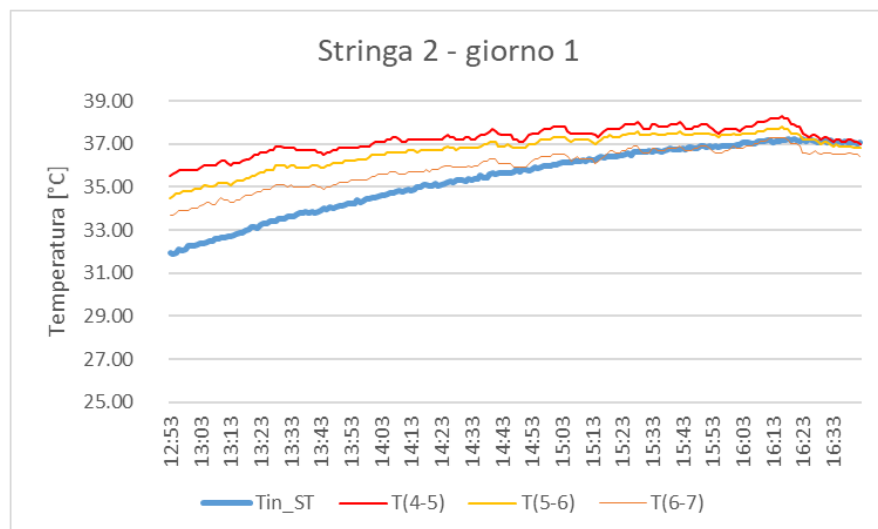


Figura 90. Temperature caratteristiche del sistema.



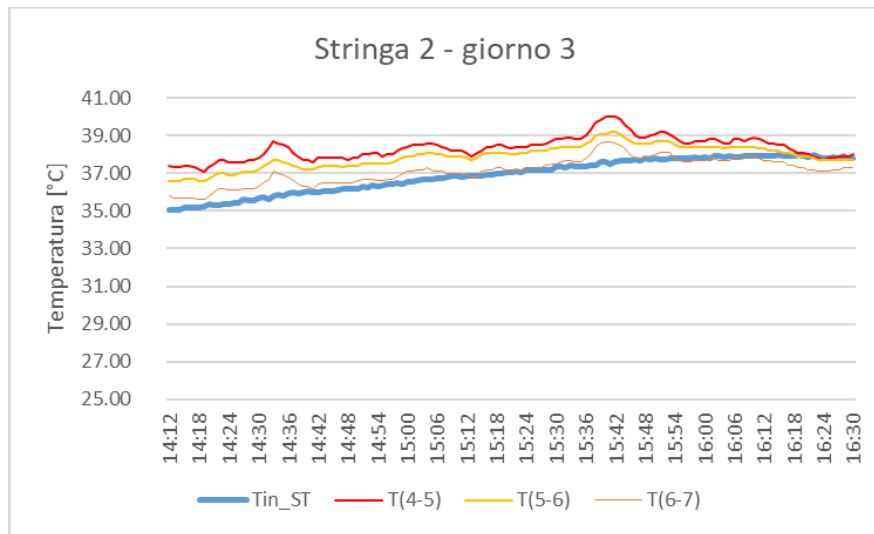
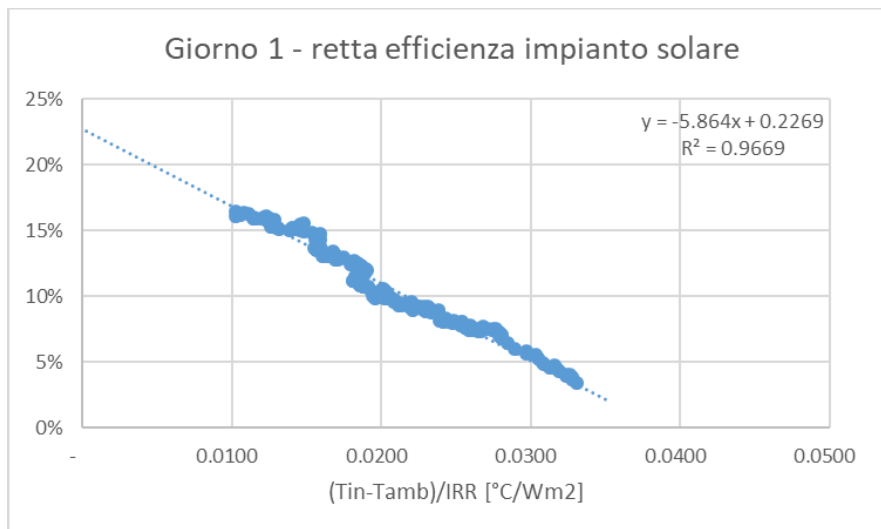


Figura 91. Temperature caratteristiche per singola stringa.

Le correlazioni ottenute sono ampiamente soddisfacenti, con valori di R^2 variabili fra 0.88 e 0.96. Si evidenzia come, a parità di irraggiamento solare (giorni 1 e 3), il valore di efficienza η_0 è pari al 22% e il sistema ha lavorato con efficienza massima del 15%. Tali valori si riducono per il giorno 2, in presenza di valori di irraggiamento inferiori, a 18 e 11% (Figura 92).



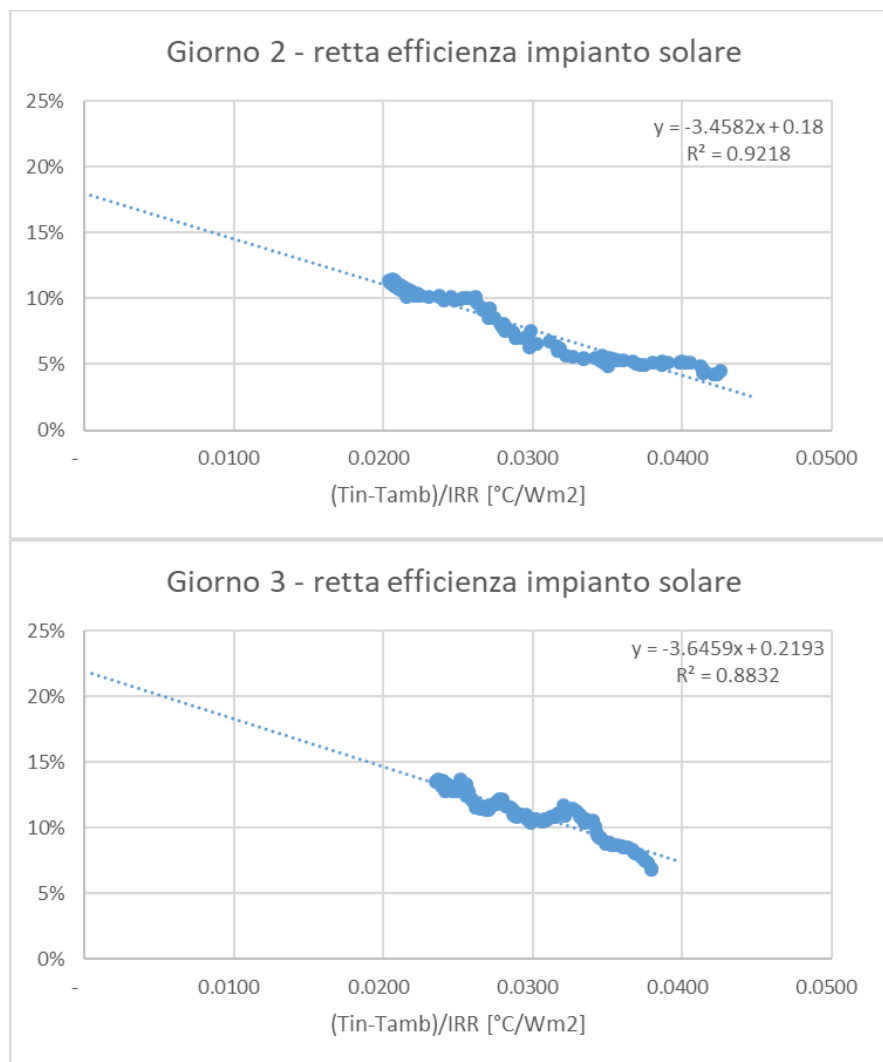


Figura 92. Retta di efficienza.

Si rileva che l'impianto solare ha un funzionamento soddisfacente, relativamente alle limitate caratteristiche sul lato termico dei collettori PVT. Si nota inoltre che la mancata realizzazione di una singola stringa da 7 collettori non consente di amplificare ulteriormente il salto termico ottenibile. Si ribadisce altresì che, come evidenziato dalle simulazioni numeriche effettuate, allo scopo di sfruttare al meglio il ridotto salto termico prodotto dal campo solare, siano da perseguire ed indagare sperimentalmente soluzioni impiantistiche che prevedano un serbatoio di pre-riscaldamento. Ciò allo scopo di fare operare il circuito solare a basse temperature ed evitare quindi che il livello termico raggiunto non possa essere compatibile con le temperature di esercizio ordinarie della pompa di calore.

6 Test di laboratorio sugli impianti di illuminazione

6.1. Generalità

Il sistema di illuminazione innovativo è stato progettato, dimensionato ed installato con l'obiettivo di valutare i consumi di un utente isolano controllabile da parte del gestore di rete o di un aggregatore. Le misure prelevate hanno inoltre fornito dati utili a valutare le reali performance del sistema di illuminazione e del Daylight-Linked Control system (DLCs).

I principali fattori innovativi che caratterizzano il sistema di illuminazione e il sistema di controllo di esso sono:

- l'alta efficienza luminosa delle sorgenti installate;
- l'alto indice di resa cromatica;
- la possibilità di controllare il flusso luminoso manualmente e/o automaticamente in funzione del contributo di luce diurna;
- la possibilità di controllare la temperatura di colore mediante la pianificazione di scenari predefiniti dall'utente o impostati in maniera predefinita;
- la possibilità di pianificare scenari di luce diversi in base all'utilizzo.

Il carico riferito all'impianto di illuminazione non può essere shiftato come accade per altri carichi che caratterizzano utente finali che siano esse domestiche o del settore terziario. Per questa ragione, per conseguire l'obiettivo precedentemente citato, si è indagato sulla possibilità di modulare il carico dell'illuminazione artificiale interna per contribuire ulteriormente alla riduzione dei consumi. A questo fine sono state applicate diverse strategie basate sulla variazione della temperatura di colore correlata (favorendo una diminuzione della potenza assorbita nel caso in cui si intervenga variando la temperatura di colore correlata, CCT, da calda a fredda) e sul flusso luminoso del sistema di illuminazione installato. Il test è inoltre servito a valutare le reali performance del sistema di illuminazione e di controllo in termini di risparmio energetico e comfort visivo.

6.2. Descrizione del caso studio e del set-up sperimentale

Il sistema di illuminazione innovativo è installato nel Laboratorio solare del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università degli Studi di Palermo (latitudine 38°6'43"56 N, Longitudine 13°20'11"76 E). La Figura 93 riporta una planimetria del laboratorio con le lampade installate.

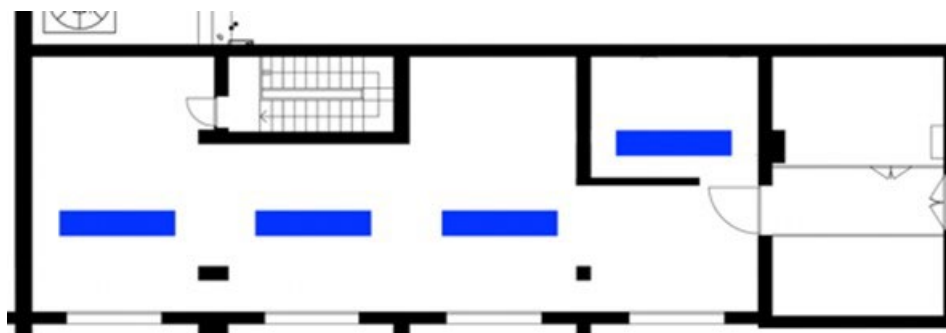


Figura 93. Planimetria del laboratorio con il posizionamento dei corpi illuminanti.

Il laboratorio ha una pianta pressappoco rettangolare e lungo uno dei due lati maggiori sono disposte quattro finestre orientate a SUD-EST (Figura 94) che forniscono un elevato contributo di luce naturale. Durante le ore del mattino la radiazione solare è di tipo diretta, mentre durante la seconda parte della giornata il contributo di luce naturale è dato da radiazione diffusa.

Come è possibile notare dalle misure riportate nel grafico in Figura 95, infatti in una giornata caratterizzata da clear sky è possibile raggiungere livelli di illuminamento di circa 9000 lx durante la stagione invernale.



Figura 94. Il laboratorio visto dall'esterno

Il laboratorio è stato allestito con due superfici piane sulle quali sono state misurati gli illuminamenti orizzontali. I piani sono stati posizionati in corrispondenza di due dei corpi illuminanti installati anche se grande parte delle analisi sono state effettuate sulla base degli illuminamenti orizzontali misurati su uno dei due piani, come spiegato in seguito.

Le quattro pareti perimetrali della stanza scelta per effettuare i test sono caratterizzate da un fattore di riflettanza del 90%. Il soffitto e il pavimento sono caratterizzati da fattori di riflettanza rispettivamente di circa l'85% e del 40%.

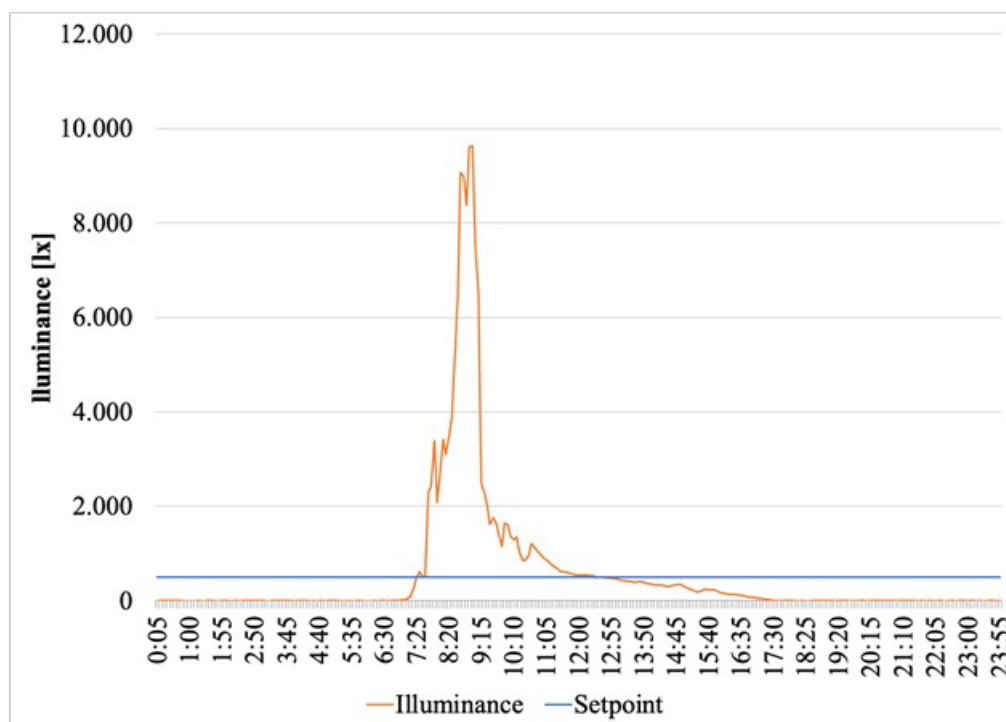


Figura 95. Valori di illuminamento rilevati con il contributo di illuminazione naturale durante una giornata caratterizzata da clear sky.

Il sistema innovativo di illuminazione e il relativo sistema di controllo sono costituiti da:

- n.4 Plafone/sospensione LED con ottica microprismatica (Figura 96);
- n.1 Controller centrale per automazione (Figura 97);
- APP per regolare l'illuminazione artificiale in funzione della quantità di luce diurna;
- APP per generare scene/sequenze dinamiche legate a orari o al momento dell'attivazione;
- n. 1 Sensore a soffitto per rilevare la luce diurna incidente dalle finestre.



Figura 96. Immagine delle nuove plafoniere.



Figura 97. Immagine del fotosensore e del controller centrale.

Il sensore DLCs, come descritto in precedenza, invia il segnale al ballast che comanda le lampade.

Gli apparecchi a sospensione scelti hanno sorgente LED della tipologia tunable white, secondo le finalità della presente ricerca, e ottica microprismatica. La potenza impegnata è di circa 57 W ed ogni apparecchio è predisposto per essere controllato tramite protocollo Digital Addressable Lighting Interface (DALI). Gli apparecchi sono caratterizzati da un flusso luminoso massimo di 5500 lm ed una efficienza luminosa di >110 lm/W. Inoltre, al fine di garantire una buona qualità della luce sono state selezionate delle sorgenti con resa cromatica è >90 e ottiche a micropiramidi pluristrato (MPO-plus) che permettono di avere anche in questo caso un indice UGR <19. Per quanto riguarda invece la temperatura di colore, gli apparecchi sono della tipologia “tunable”, funzione utile e necessaria ad applicare le suddette strategie. La figura sottostante riporta il solido fotometrico degli apparecchi installati.

Il sistema intelligente ha previsto che gli apparecchi fossero collegati ad una centralina DALI (touch panel), che permette di variare il CCT e di regolare il flusso luminoso da un valore massimo (indicato dal touch panel come 100%) ad uno minimo (indicato dal pannello a sfioramento come 1%) tramite app. Quest’ultima ha dato la possibilità di pianificare scenari preprogrammati o di inviare alle lampade comandi istantanei al fine di effettuare misurazioni statiche.

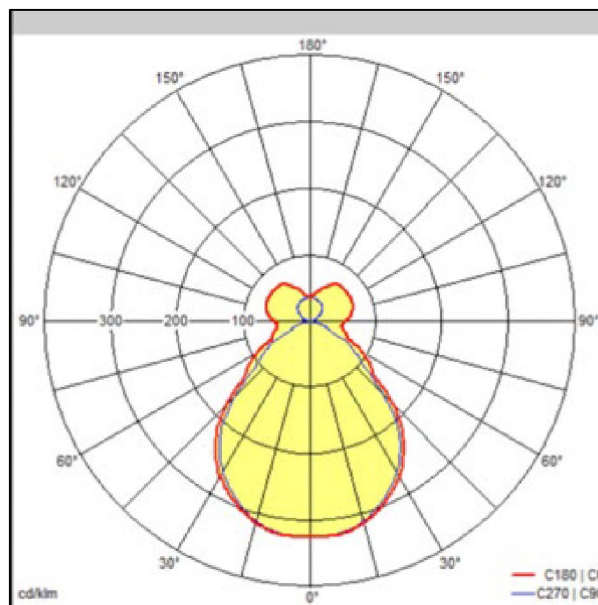


Figura 98. Solido fotometrico delle lampade installate.

La Figura 99 riporta delle immagini del laboratorio i nuovi apparecchi installati e il quadro elettrico con il nuovo ballast utilizzato per controllare i nuovi apparecchi.



Figura 99. Immagini dei corpi illuminanti installati.

Le figure seguenti riportano alcune schermate dell'app utilizzata.

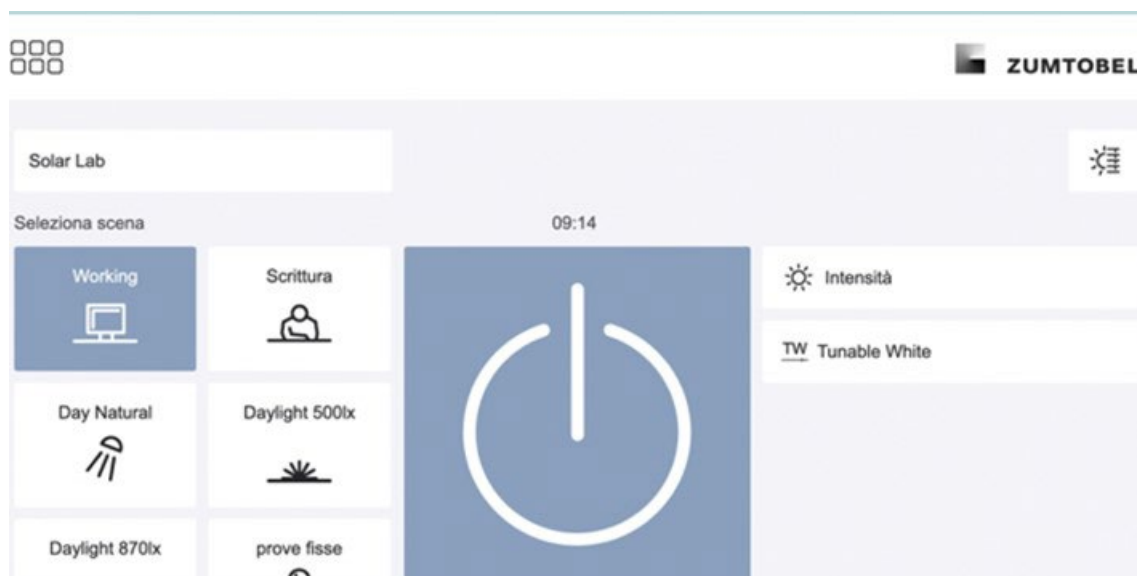


Figura 100. Schermata principale dell'app con le principali scene programmate e attivabili.



Figura 101. Scenario preimpostato con variazione della CCT e del flusso luminoso (senza funzione Daylight-linked).

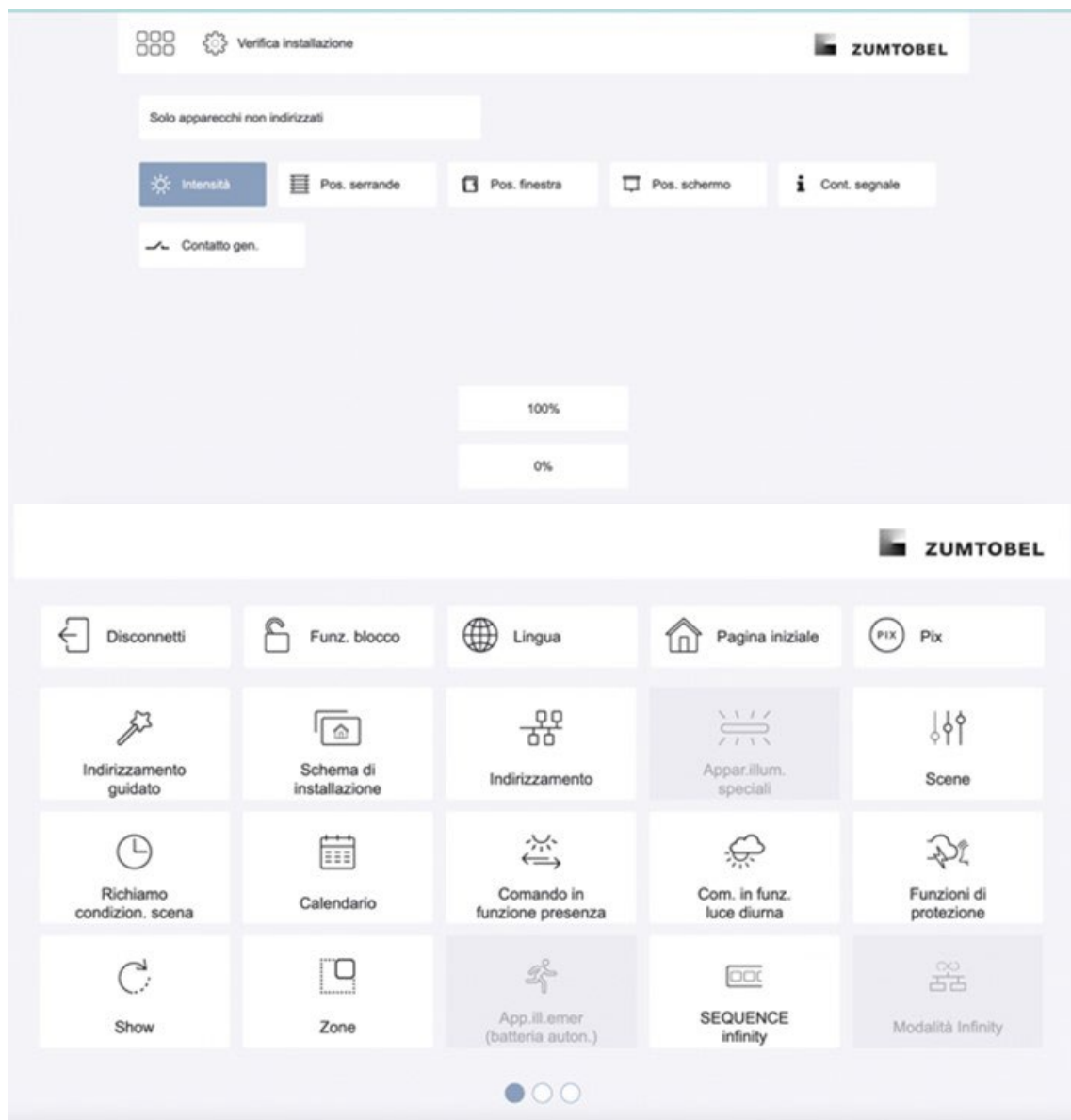


Figura 102. Funzioni principali dell'app.

Attraverso l'APP è stato inoltre possibile configurare il fotosensore (Figura 103) in modo da raggiungere l'illuminamento desiderato sul piano di lavoro a seconda del caso d'uso finale (ufficio/residenza).

Modifica punti di misurazione

Crea nuovo punto di misurazione

Copia punti di misurazione

PM Solar Lab		Misura	Assegna	
Illuminamento misurato (100%): Illuminamento misurato (0%): Con valore sensore:		Corretto manualmente		
PM Solar Lab office		Misura	Assegna	
Illuminamento misurato (100%): Illuminamento misurato (0%): Con valore sensore:	1200 lx 570 lx 807 lx		Solar Lab	

Figura 103. Schermata di calibrazione del fotosensore.

Per la campagna di misurazione sono stati utilizzati sensori Delta Ohm HD2021T (Figura 104) e un acquisitore dati Siemens PAC3200 (Figura 105). I primi trasmettitori permettono di convertire le grandezze fotometriche e radiometriche quali l'illuminamento (Lux) nelle regioni spettrali, UVA, UVB, UVC e nella banda da 400 nm...1000 nm, in un segnale di tensione 0...10 V.



Figura 104. Sensori Delta Ohm utilizzati per la misurazione degli illuminamenti.



Figura 105. Acquisitore dati Siemens PAC3200.

Uno dei luxmetri è stato installato in prossimità del fotosensore utilizzato per il controllo degli apparecchi luminosi. Quest'ultimo ha fornito misure utili a verificare la corrispondenza tra le misure rilevate dal sistema di controllo DLCs e le misure rilevate dai luxmetri utilizzati per rilevare le misure di illuminamento.

Altri due luxmetri sono stati installati rispettivamente su un altro piano di lavoro e in un altro punto del soffitto. Questi hanno restituito misure utili a testare ulteriormente le performance del sistema.

A tal proposito, è utile ricordare che i sistemi semplificati prevedono il posizionamento di un solo sensore a soffitto per il controllo di più lampade.

Nel caso studio oggetto di questo documento, le lampade sui piani di lavoro sono due, ma ci si è concentrati in primo luogo e principalmente sulla calibrazione del fotosensore posto in corrispondenza di un solo piano di lavoro. Per far ciò, durante la fase di calibrazione del fotosensore sono stati indicati i valori sul piano, con le lampade accese al 100% e spente, posto in corrispondenza del piano di lavoro.

Ulteriori studi verranno effettuati ricalibrando il sensore indicando come misure la media dei valori misurati sui due piani di lavoro.

La Figura 106 mostra la distribuzione dei luxmetri installati all'interno del laboratorio.

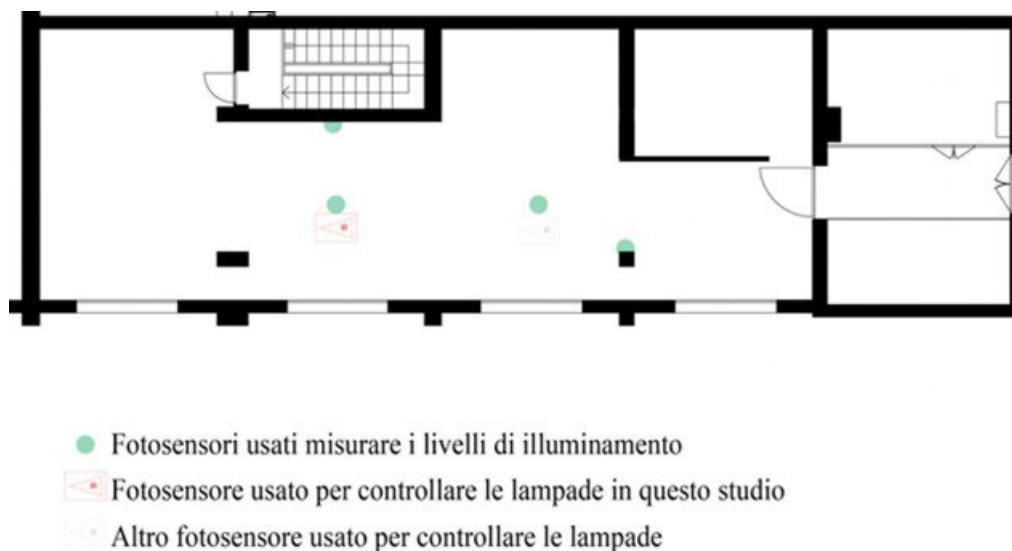


Figura 106. Planimetria del laboratorio con indicazione dei fotosensori utilizzati per comandare le lampade

I dati relativi agli illuminamenti e alla potenza assorbita sono stati raccolti tramite interfaccia Labview [44]. Di seguito la schermata principale del progetto implementato in Labview.

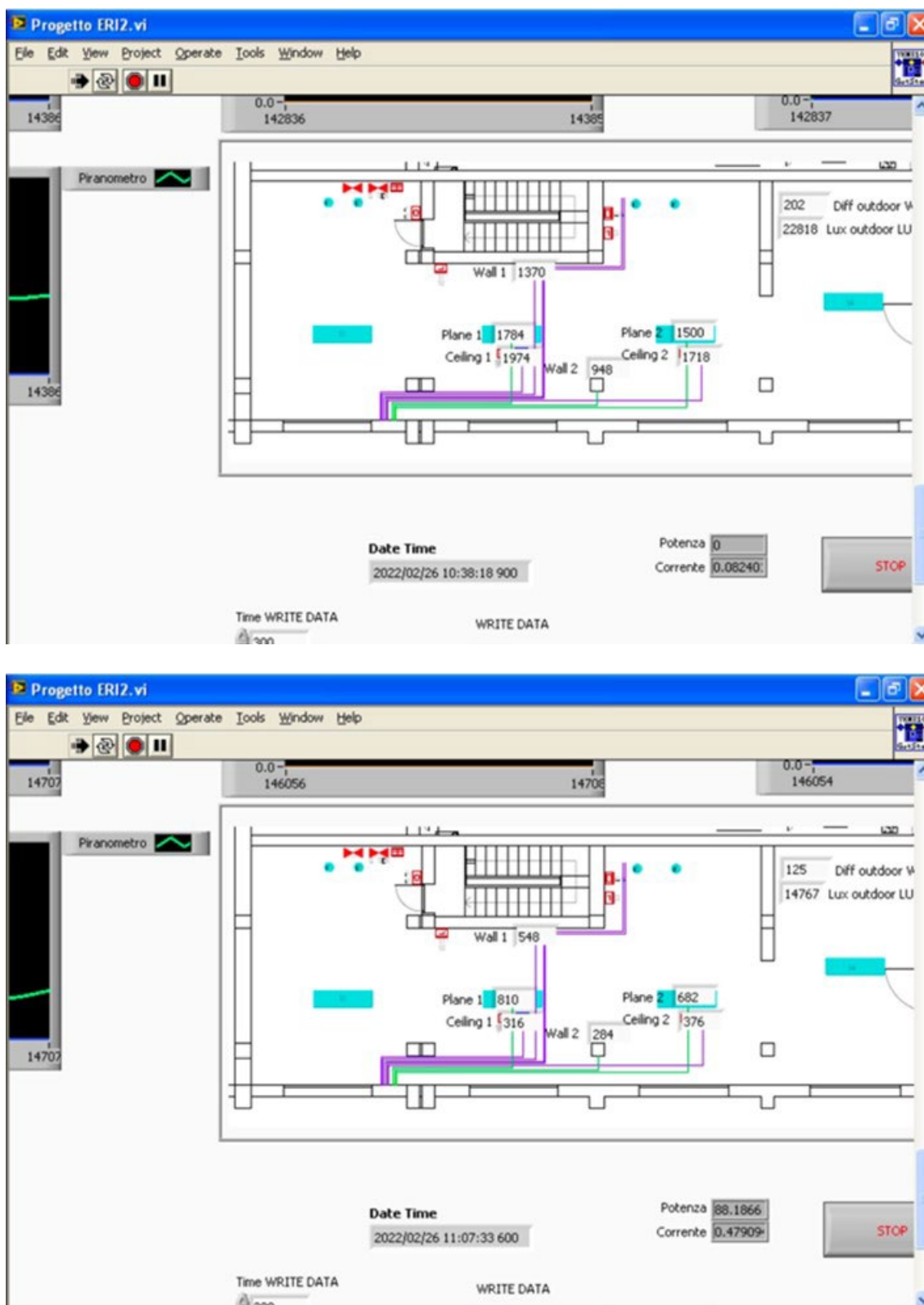


Figura 107. Due immagini della schermata principale del software Labview.

6.3. Descrizione delle strategie applicate e della campagna di misurazione

Il funzionamento dell'impianto di illuminazione in diverse condizioni operative, al fine di quantificare il risparmio energetico dovuto all'applicazione di ciascuna strategia gestionale selezionata.

In particolare, gli scenari testati hanno tenuto in considerazione differenti fasce orarie di modulazione (scelte come fasce spesso adottate negli schemi tariffari temporali dai fornitori di energia elettrica), differenti usi finali (residenziale e terziario) considerando illuminamenti orizzontali diversi a seconda della tipologia di task e diverse strategie tra le quali:

- strategia A: è stata considerata una variazione dell'illuminamento orizzontale sul piano di lavoro;
- strategia B: è stata considerata una variazione della temperatura di colore (CCT);
- strategia C: è stata considerata una variazione della temperatura di colore e un abbassamento del flusso luminoso (FL) emesso dalle sorgenti e di conseguenza dell'illuminamento sul piano di lavoro;
- strategia D: è stata considerata una variazione della temperatura di colore e l'utilizzo di DLCs;
- strategia E: è stata considerata una variazione della temperatura di colore e un abbassamento del flusso luminoso (FL) emesso dalle sorgenti e di conseguenza dell'illuminamento sul piano di lavoro e l'utilizzo di Daylight-linked control system.

Riguardo alla strategia A sono stati analizzati i dati misurati variando l'illuminamento orizzontale sul piano di lavoro e il conseguente flusso luminoso (FL) e potenza assorbita applicando:

- una variazione dell'illuminamento orizzontale da 500 al 400 lx nel caso ufficio;
- una variazione dell'illuminamento orizzontale da 300 al 200 lx nel caso residenza.

Riguardo alla strategia B sono stati analizzati i dati misurati variando la temperatura di colore delle sorgenti:

- da 3000 K a 6000K;
- da 4000 K a 6000K;
- da 5000 K a 6000K.

Riguardo alla strategia C sono stati analizzati i dati misurati variando la temperatura di colore delle sorgenti così come applicato per la strategia B. In questo caso, come descritto, è stata applicata anche una variazione del flusso luminoso e una conseguente variazione dell'illuminamento sul piano da 500 a 400 lx, nel caso "ufficio" e da 300 a 200 lx nel caso "residenza".

Al fine di avere un quadro completo delle possibili riduzioni di potenza assorbita, sono state analizzate le sub-strategie riportate di seguito:

- Ufficio:
 - 3000 K-->4000K
 - 3000 K-->5000K
 - 3000 K-->6000K
 - 4000 K-->5000K
 - 4000 K-->6000K
 - 5000 K-->6000K
 - 3000 K-->4000K +FL
 - 3000 K-->5000K +FL
 - 3000 K-->6000K +FL

- 4000 K-->5000K +FL
- 4000 K-->6000K +FL
- 5000 K-->6000K +FL
- Residenza:
 - 3000 K-->4000K
 - 3000 K-->5000K
 - 3000 K-->6000K
 - 4000 K-->5000K
 - 4000 K-->6000K
 - 5000 K-->6000K
 - 3000 K-->4000K +FL
 - 3000 K-->5000K +FL
 - 3000 K-->6000K +FL
 - 4000 K-->5000K +FL
 - 4000 K-->6000K +FL
 - 5000 K-->6000K +FL

Le effettive variazioni di potenza assorbita associate alla variazione della temperatura di colore sono state studiate utilizzando i dati misurati durante la prima campagna. In particolare, sono state effettuate le misurazioni in laboratorio considerando nove diversi livelli di flusso luminoso:

- 100%;
- 90%;
- 80%;
- 70%;
- 60%;
- 50%;
- 40%;
- 30%;
- 20%.

Utilizzando il misuratore di potenza elettronico prima citato, è stata misurata la potenza corrispondente a sei diverse temperature di colore. Ovvero:

- 2700 K;
- 3000 K;
- 4000 K;
- 5000 K;
- 6000 K;
- 6500 K.

Da queste prime misure è stato riscontrato che la potenza assorbita varia soltanto di circa l'1% variando la CCT da 5000 K a 6000 K. Maggiormente trascurabili le differenze con le misure relative ad una temperatura di colore pari a 6500 K.

Ciò risulta molto evidente plottando le misure su un grafico a linee come mostrato nella figura sottostante. Le linee, ciascuna delle quali corrisponde ad una diversa temperatura di colore, risultano sempre più vicine e convergenti verso un unico punto. Ciò vuol dire che all'aumentare della temperatura di colore la progressiva riduzione della potenza assorbita diminuisce e diventa sempre meno significativa.

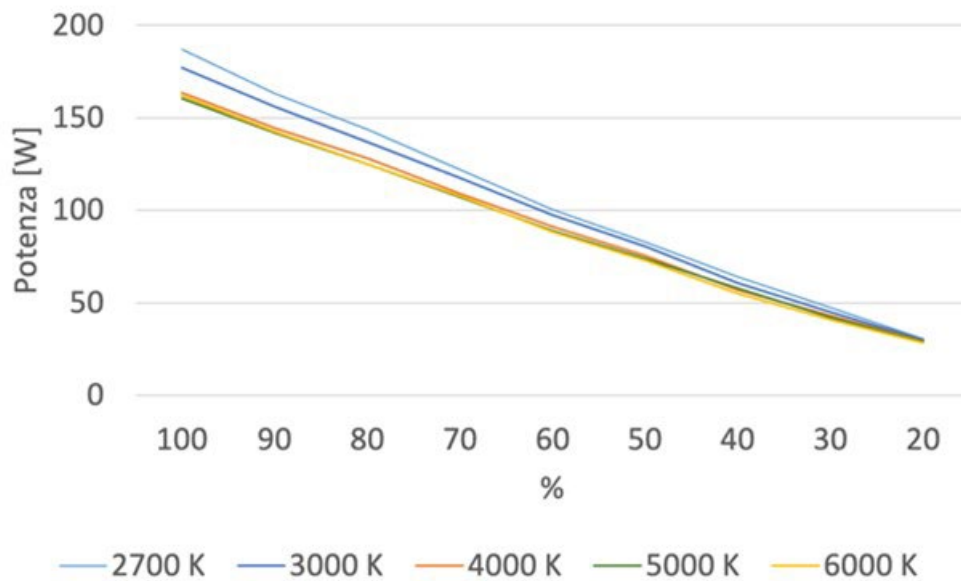


Figura 108. Misure di potenza assorbita misurata in corrispondenza di ciascuna variazione di flusso luminoso e ciascuna temperatura di colore.

Nonostante, come verrà mostrato, siano state considerate diverse combinazioni di temperatura di colore e valori di illuminamento, è stata prestata particolare attenzione alle situazioni di illuminamento e temperatura di colore che garantiscono comfort visivo.

Per questo, si è fatto riferimento al diagramma di Kruithof in Figura 109. La curva di Kruithof [45] si presenta come una rappresentazione cartesiana fra illuminamenti e temperatura di colore e fornisce indicazioni sul comfort visivo che è possibile ottenere con una data sorgente luminosa. Le regioni all'interno delle due curve rappresentano empiricamente condizioni confortevoli all'occhio umano, mentre quelle esterne rappresentano condizioni di discomfort. Rappresenta quindi la regione di comfort visivo associando i valori di lux sull'asse delle ordinate con quelli di temperatura di colore sull'asse delle ascisse.

La sensazione di colore data da particolari condizioni di illuminazione può variare con la luminosità percepita. Ciò avviene perché i bastoncelli che i coni, responsabili rispettivamente della visione fotopica e scotopica, sono attivi contemporaneamente nell'occhio, ciascuno con curve di colore specifiche. In particolare, la funzione dei bastoncelli subentra gradualmente a quella dei coni man mano che la luminosità della scena viene ridotta [46].

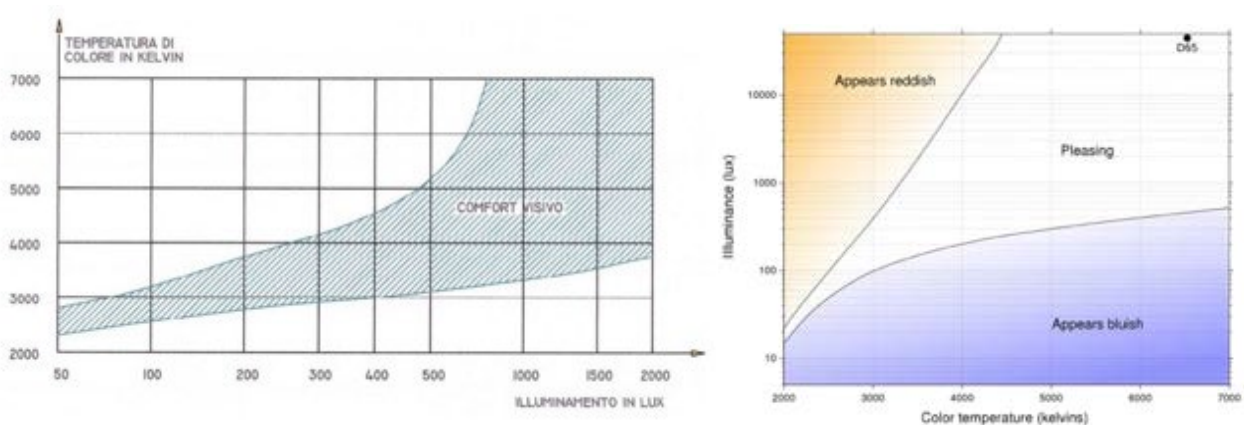


Figura 109. Curva di Kruithof originale (a sinistra) e aggiornata (a destra).

La Tabella 22 riporta le misure di potenza assorbita misurata in corrispondenza di ciascuna variazione di flusso luminoso e ciascuna temperatura di colore.

Tabella 22. Misure di potenza assorbita misurata in corrispondenza di ciascuna variazione di flusso luminoso e ciascuna temperatura di colore.

	CCT [K]				
Percentuale di potenza assorbita [%]	2700	3000	4000	5000	6000
100,00	187	177	163,6	160,5	162
90,00	163	156	144,5	142	142,6
80,00	143,6	137	128	125	125
70,00	122	117,3	109	107	107,7
60,00	100,4	97,3	91	89	88,3
50,00	82,8	80,4	75,5	74	73
40,00	64	60,7	57	58	55,1
30,00	47,5	45,1	43	42,2	41
20,00	30,4	30	29,5	29	28,5

Sulla base della curva di Kruithof, sono stati individuati i valori di potenza corrispondenti ai valori di CCT e illuminamento sul piano di lavoro ricadenti all'interno della porzione di grafico che individua situazioni di comfort.

Riguardo gli intervalli temporali, nel caso ufficio, sono stati considerati un intervallo temporale caratterizzato da un prezzo elevato dell'elettricità e altri periodi di circa tre ore, durante i quali un aggregatore di carico può richiedere una riduzione del carico elettrico ed in particolare:

- Fascia I: 11:00-14:00;
- Fascia II: 14:00-17:00;
- Fascia III: 17:00-20:00.

La stessa analisi è stata fatta considerando il caso d'uso "residenza" considerando le seguenti fasce:

- Fascia I: 07:00-09:00;
- Fascia II: 18:00-20:00;
- Fascia III: 20:00-22:00.

Le misure prelevate sono state quindi confrontate e analizzate per i casi base e in presenza delle strategie di controllo.

6.4. Misure, analisi e risultati

Di seguito sono riportate le analisi e i risultati ottenuti applicando le strategie sopra descritte.

6.4.1. Strategie A, B e C

Nella Tabella 23. Valori di potenza corrispondenti ai valori di CCT ricadenti all'interno della porzione di grafico che individua situazioni di comfort. sono riportati i valori di potenza corrispondenti ai valori di CCT e illuminamento sul piano di lavoro ricadenti all'interno della porzione di grafico che individua situazioni di comfort. Nelle celle in rosso sono riportati i valori che, secondo quanto indicato nella curva di Kruithof,

fornirebbero condizioni di discomfort; esse celle in verde sono riportati i valori che, secondo quando indicato nella curva di Kruithof, fornirebbero condizioni di comfort.

Tabella 23. Valori di potenza corrispondenti ai valori di CCT ricadenti all'interno della porzione di grafico che individua situazioni di comfort.

Percentuale di potenza assorbita [%]	CCT [K]				
	2700	3000	4000	5000	6000
100	187	177	163,6	160,5	162
90	163	156	144,5	142	142,6
80	143,6	137	128	125	125
70	122	117,3	109	107	107,7
60	100,4	97,3	91	89	88,3
50	82,8	80,4	75,5	74	73
40	64	60,7	57	58	55,1
30	47,5	45,1	43	42,2	41
20	30,4	30	29,5	29	28,5

La Tabella 24 sottostante riporta i valori di potenza assorbita, illuminamento sul piano di lavoro, percentuale di accensione delle lampade e CCT. Le misure riportate sono state effettuate, come ovvio, in assenza di illuminazione artificiale.

Sulla base di queste misure è stato possibile calcolare i consumi giornalieri conseguibili adottando la strategia che prevede la variazione della CCT e di quelli conseguibili diminuendo il flusso luminoso.

Inoltre, l'APP LITECOM APP Shows 22169160 APP è stata utilizzata per generare scene/sequenze dinamiche legate a orari o al momento dell'attivazione e ha quindi permesso di pianificare gli scenari programmati. Di seguito alcune schermate che mostrano la pianificazione degli scenari con variazione della CCT dalle 14:00 alle 17:00 e flusso luminoso costante.

Tabella 24. Valori di potenza assorbita, illuminamento sul piano di lavoro, percentuale di accensione delle lampade e CCT.

CCT	Illuminamento [lx]	Potenza [W]	Percentuale accensione lampade
3000 K	620	181	100%
	500	141	80%
	440	120	70%
	380	100	60%
	320	83	50%
	260	62	40%
4000 K	500	131	80%
	380	93	60%
	450	112	70%
	330	78	50%
	635	167	100%
	265	59	40%
5000 K	266	58	40%
	335	76	50%
	390	91	60%
	450	110	70%
	520	127	80%
	640	164	100%
6000 K	644	165	100%
	520	128	80%
	450	110	70%
	390	91	60%
	338	75	50%
	260	57	40%

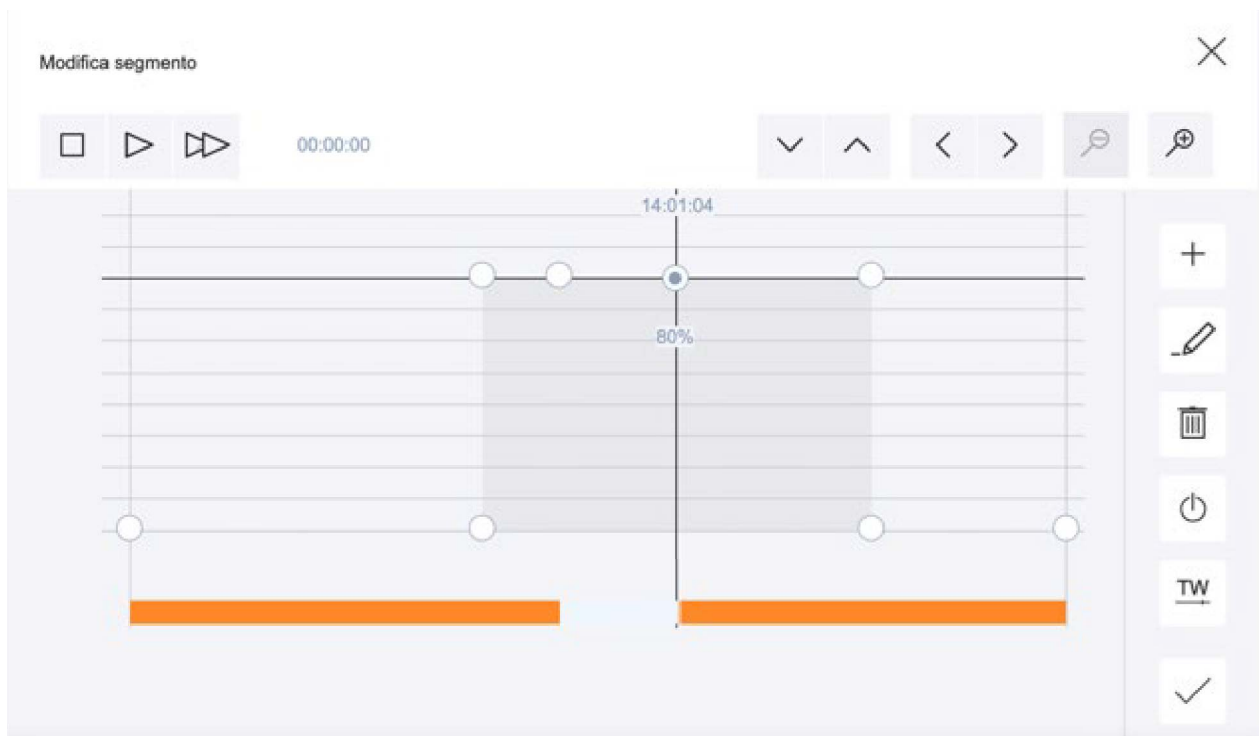


Figura 110. Esempio di programmazione scenario “ufficio” con variazione della CCT dalle 11:00 alle 14:00 e flusso luminoso costante.

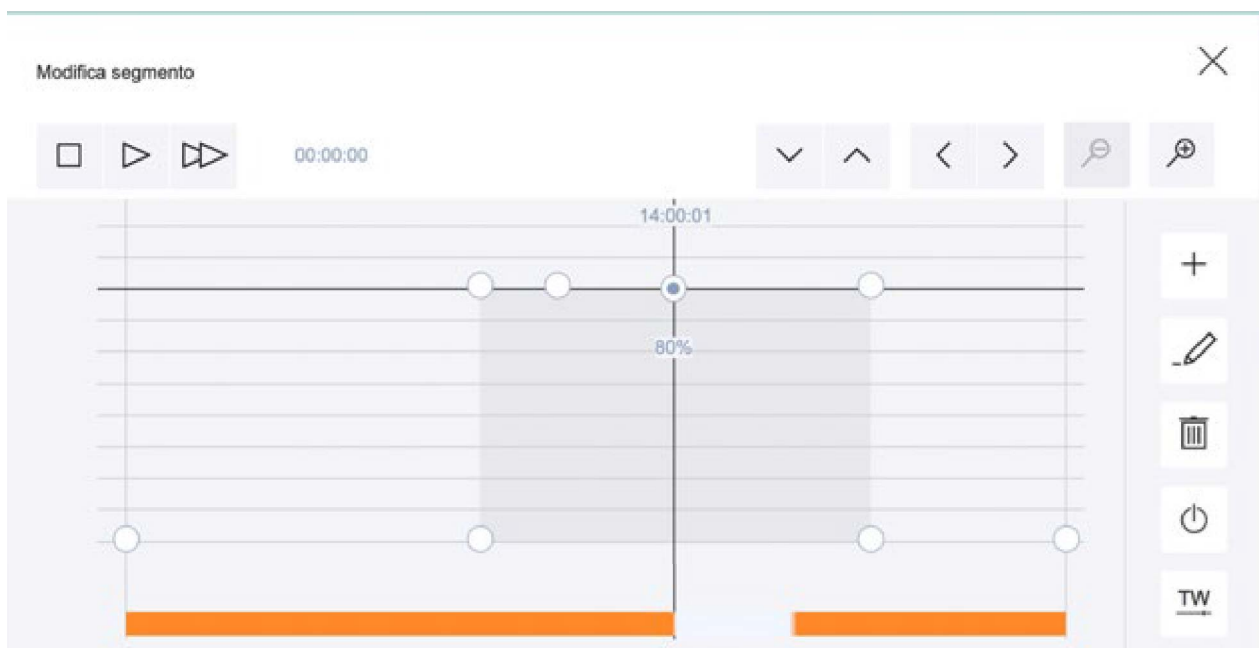


Figura 111. Esempio di programmazione scenario “ufficio” con variazione della CCT dalle 14:00 alle 17:00 e flusso luminoso costante.

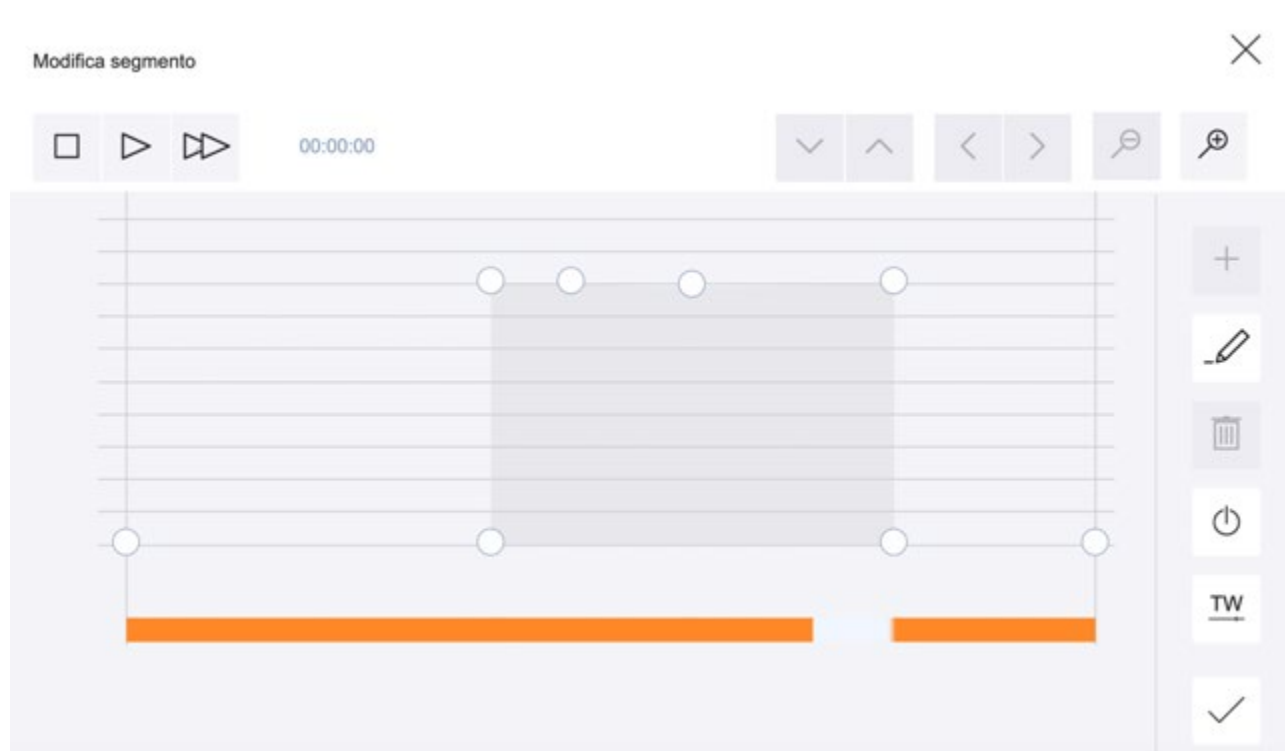


Figura 112. Esempio di programmazione scenario “ufficio” con variazione della CCT dalle 17:00 alle 20:00 e flusso luminoso costante.

Per chiarezza, è utile sottolineare che gli scenari si distinguono dalle “scene” dal fatto che questi possono essere programmati in modo tale che siano attivati/disattivati ad una certa ora dell’arco della giornata (anche nell’arco di 24h).

Le figure precedenti mostrano gli scenari programmati in modalità scenario “ufficio” con variazione della CCT dalle 11:00 alle 14:00, dalle 14:00 alle 17:00 e dalle 17:00 alle 20:00 mantenendo flusso luminoso costante. In questo caso le misure sono state prese al fine di valutare l’impatto della variazione del flusso luminoso e senza valutare l’impatto dell’applicazione della funzione di “Daylight-linked”. L’esempio riportato in figura rende visibile l’applicazione della variazione della temperatura di colore mantenendo però costante l’illuminamento orizzontale sul piano di lavoro.

I grafici mostrati nelle seguenti figure mostrano le misure di illuminamento e potenza rilevate senza l’uso di DLCs.

In particolare, durante la giornata in cui sono stati misurati i valori riportati nella Figura 113 è stato testato uno scenario considerando 200 lx l’illuminamento orizzontale sul piano di lavoro dalle 09:00 alle 20:00.

La disattivazione del controllo DLCd rende la potenza assorbita costante durante tutto l’arco della giornata e, a meno di disattivazione manuale da parte dell’utente, di un eccesso di illuminamento orizzontale sul piano di lavoro con conseguente possibile discomfort visivo oltre che ad un esubero di consumi.

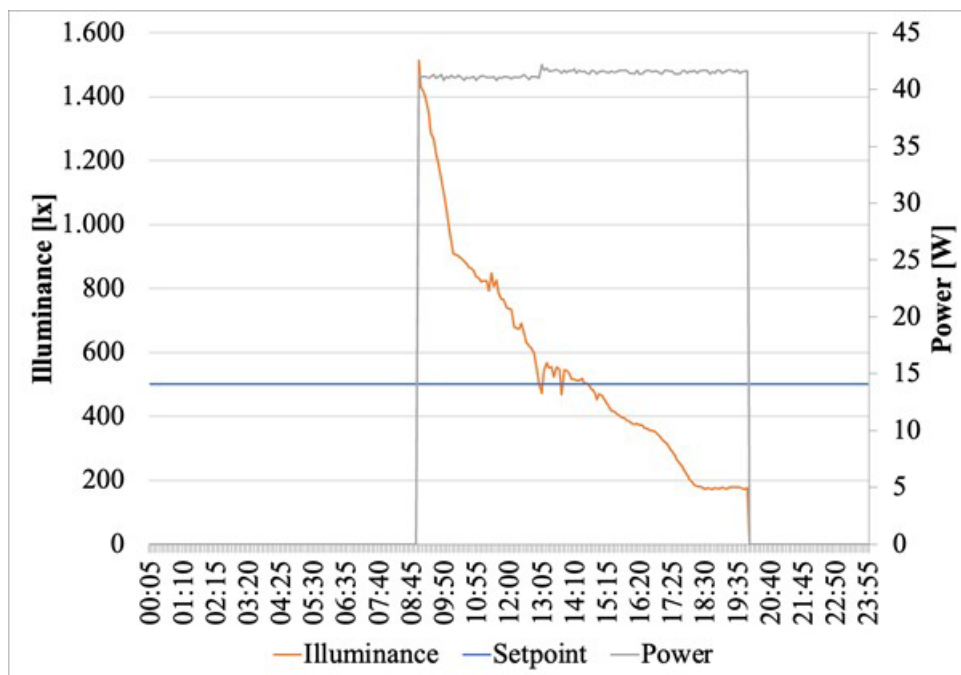


Figura 113. Esempio di valori di illuminamento orizzontale e potenza assorbita misurati con DLCS disattivato.

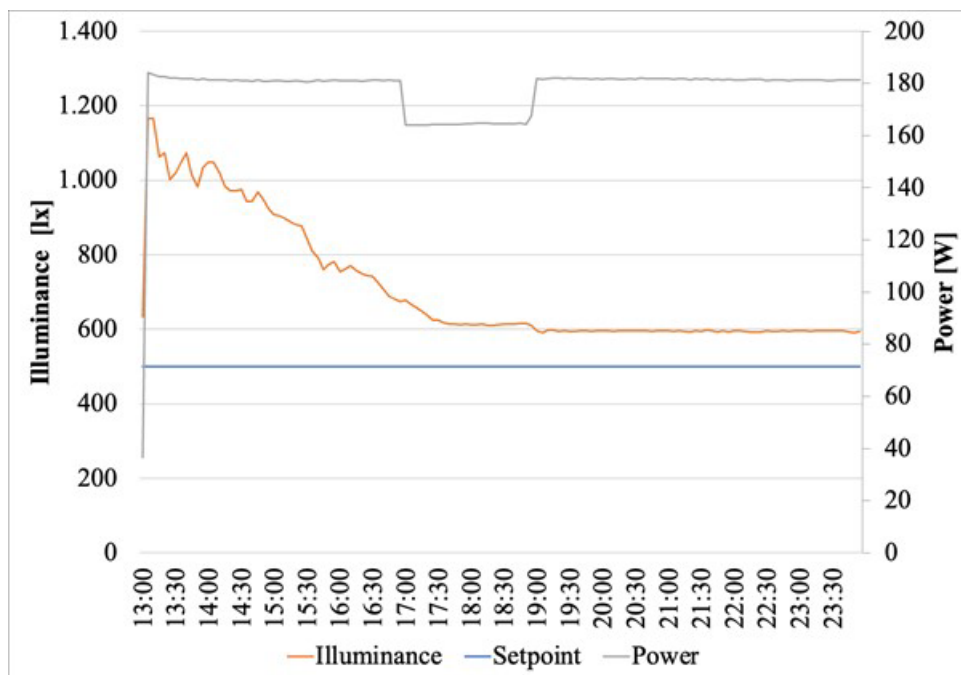


Figura 114. Misure di illuminamento e potenza con evidenza della variazione della potenza assorbita al variare della CCT.

Sulla base delle misure riportate nella Tabella 22, è stato possibile calcolare l'effettiva riduzione del carico elettrico calcolata corrispondente alle strategie applicate.

La Figura 115 e la Figura 116 mostrano le percentuali di risparmio che è possibile ottenere applicando la variazione della CCT e la variazione della CCT e del flusso luminoso.

È necessario ricordare e sottolineare che il caso studio utilizzato è composta da un solo ambiente e da una ridotta potenza installate. Pertanto, la riduzione del carico associato alla potenza assorbita dal sistema di illuminazione risulta proporzionata alla scala del caso studio.

Nell'ottica di applicare le strategie di controllo finalizzate allo scopo sopra-menzionato ad un caso studio reale riconducibile a uno o più edifici, le percentuali sarebbero proporzionate e quindi di gran lunga maggiori.

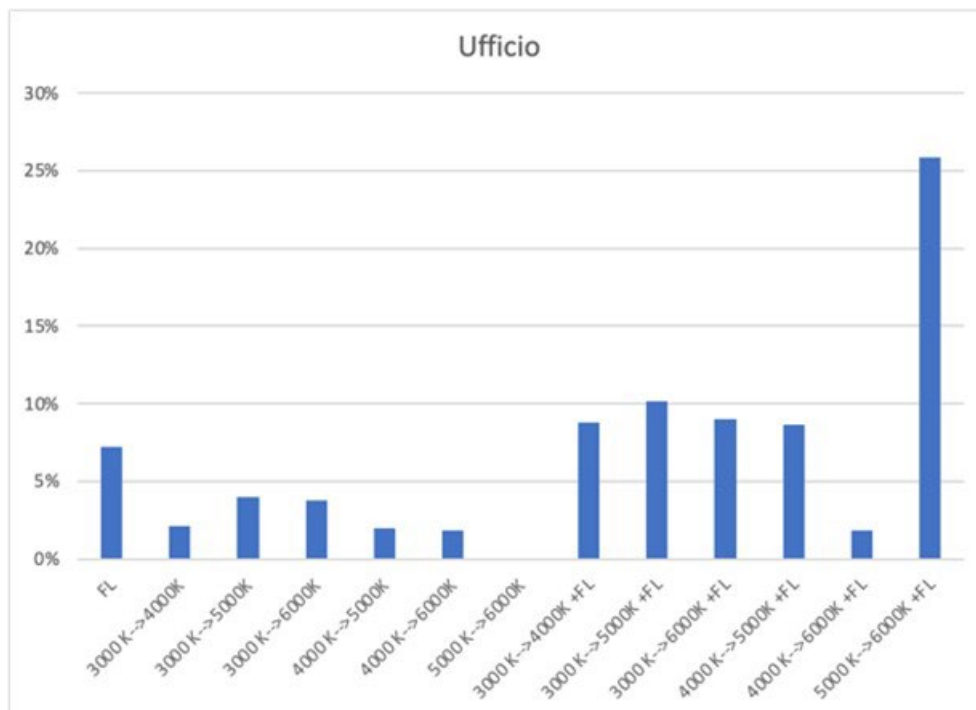


Figura 115. Percentuali di risparmio conseguibili mediante l'applicazione delle strategie a e b nel caso d'uso "ufficio".

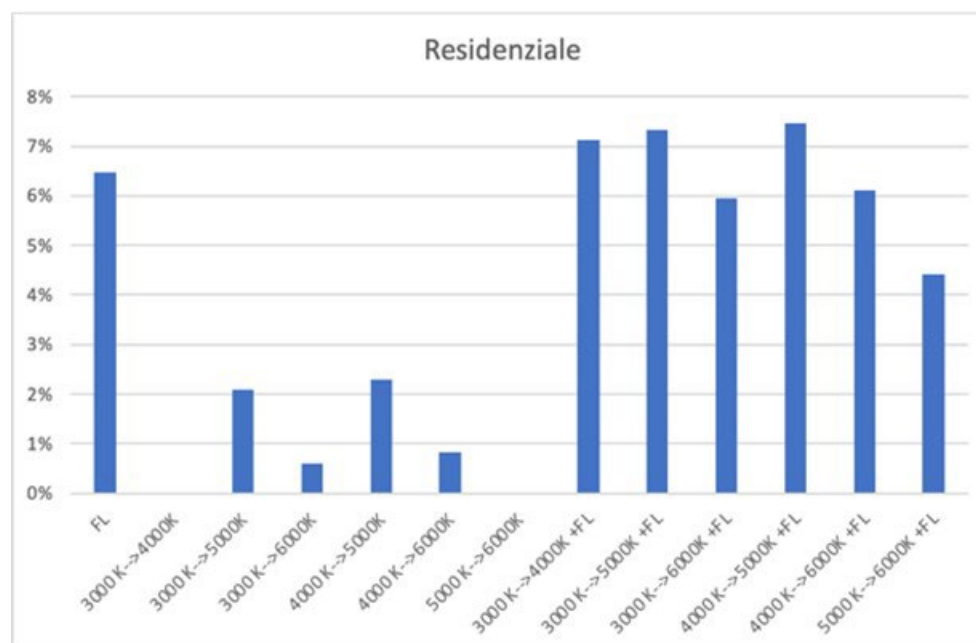


Figura 116. Percentuali di risparmio conseguibili mediante l'applicazione delle strategie a e b nel caso d'uso "residenza".

Come è possibile notare l'applicazione delle strategie A, B e C nel caso residenziale hanno maggiore impatto sulla riduzione del carico elettrico rispetto alle strategie D e E. Nonostante ciò è utile ricordare che la potenza istantanea assorbita nel caso "residenza" è inferiore rispetto a quella assorbita nel caso ufficio in quanto l'illuminamento

orizzontale richiesto è inferiore e che le ore di utilizzo considerate sono inferiori (6 ore) rispetto al caso ufficio (10 ore).

Il funzionamento dell'impianto è infatti basato su una schedula di occupazione che coinvolge la fascia oraria 09:00-20:00 per l'uso finale "ufficio" e su una schedule di occupazione che coinvolge la fascia oraria 07:00-08:00 e 19:00-22:00 per l'uso finale "residenza". In quest'ultimo caso, l'accensione e lo spegnimento dell'impianto è stato variabile al fine di simulare quanto più realisticamente l'uso residenziale che è tendenzialmente più vario e labile rispetto al caso studio "ufficio".

Il consumo relativo al caso "base" (senza sistemi di controllo automatizzati) varia a seconda della temperatura di colore "di partenza". Considerando una CCT di 4000 K, una potenza assorbita necessaria a raggiungere, in assenza di luce diurna, un illuminamento orizzontale sul piano di lavoro di circa 500 lx (132 W), nel caso "ufficio", e di circa 300 lx (128), nel caso "residenza", è stato stimato pari a 1310 Wh giornaliero, nel caso "ufficio", e circa 470 Wh nel caso "residenza". Sulla base di quanto appena detto, la Tabella 25 e la Tabella 24 riportano i consumi e le riduzioni di potenza assorbita con i conseguenti risparmi conseguibili adottando la strategia A e B per i casi ufficio e residenza. Si ricorda che, nel caso "ufficio" è stato considerato un illuminamento orizzontale di 500 lx e nel caso "residenza" di 300 lx.

Tabella 25. Riduzione della potenza e assorbita e risparmi conseguibili nel caso "ufficio".

Uso finale	Strategia	Variazione parametro	Consumi base [Wh]	Riduzione potenza	Consumo con strategia [Wh]	Risparmio con strategia [Wh]	Risparmio
Ufficio	A	FL	1310	24,0%	1216	94	7,2%
	B	3000 K-->4000K	1410	7,1%	1380	30	2,1%
		3000 K-->5000K		13,3%	1354	56	4,0%
		3000 K-->6000K		12,7%	1356	54	3,8%
		4000 K-->5000K	1310	6,7%	1284	26	2,0%
		4000 K-->6000K		6,0%	1286	24	1,8%
		5000 K-->6000K	1222	-	1225	-	-
	C	3000 K-->4000K +FL	1410	29,4%	1286	124	8,8%
		3000 K-->5000K +FL		33,8%	1267	143	10,1%
		3000 K-->6000K +FL		30,2%	1282	128	9,1%
		4000 K-->5000K +FL	1310	28,8%	1197	113	8,6%
		4000 K-->6000K +FL		24,8%	1286	24	1,8%
		5000 K-->6000K +FL	1222	19,4%	906	316	25,8%

Come è ovvio, il maggior risparmio (25,8%) si avrebbe variando la temperatura di colore da 3000 K a 6000 K. Tuttavia, questa strategia non appare conforme alle indicazioni di condizioni di comfort riportate nella curva di Kruithof.

In alcuni casi, per esempio applicando la strategia A da 5000 K a 6000 K non si hanno riduzioni di potenza e risparmi.

Rispetto alla strategia B, le potenze assorbite risultano maggiori applicando la strategia C.

Tabella 26. Riduzione della potenza e assorbita e risparmi conseguibili nel caso “residenza”.

Uso finale	Strategia	Variazione parametro	Consumi base [Wh]	Riduzione potenza	Consumo con strategia [Wh]	Risparmio con strategia [Wh]	Risparmio
Residenza	A	FL	467	38,7%	437	30	6,5%
	B	3000 K-->4000K	467	-	468	-	-
		3000 K-->5000K		12,5%	457	10	2,1%
		3000 K-->6000K		3,6%	464	3	0,6%
		4000 K-->5000K	473	13,7%	463	11	2,3%
		4000 K-->6000K		4,9%	469	4	0,8%
		5000 K-->6000K	408	-	415	-	-
	C	3000 K-->4000K +FL	467	42,8%	434	33	7,1%
		3000 K-->5000K +FL		44,0%	433	34	7,3%
		3000 K-->6000K +FL		35,7%	439	28	6,0%
		4000 K-->5000K +FL	473	44,7%	438	35	7,5%
		4000 K-->6000K +FL		36,6%	444	29	6,1%
		5000 K-->6000K +FL	408	26,5%	390	18	4,4%

I risultati riportati in Tabella 26, mostrano che le maggiori riduzioni di potenza si hanno applicando la strategia B (fino al 44%). Anche in questo caso però, in alcuni casi la variazione di CCT non comporta significative riduzioni di potenza assorbita.

6.4.2. Strategie D e E

Le strategie D e E hanno previsto l'applicazione del sistema di DLCs. Come sopra descritto, nel primo caso si è applicata solo la variazione della temperatura di colore. Nel secondo caso si è analizzata la possibilità di variare anche il flusso luminoso e diminuire di conseguenza l'illuminamento orizzontale sul piano di lavoro. In entrambi i casi, l'applicazione dei DLCs è stata sicuramente impattante positivamente sulle potenze assorbite.

In una prima fase di avvio, sono state monitorate le misure (alcuni esempi sono riportati nelle figure seguenti) al fine di testare il sistema di DLCs e l'APP utilizzata per programmare gli scenari. Pur non essendo misure utili alle analisi finalizzate allo scopo del presente report, vengono riportate di seguito alcune osservazioni utili. È stato notato, infatti, che durante alcune giornate in cui le condizioni meteorologiche, e conseguentemente il contributo di luce naturale, sono stati particolarmente variabili, il sistema DLCs ha risposto in maniera poco lineare a causa della variazione del contributo di luce naturale fortemente variabile. Ciò ha influito sui consumi rilevati in quanto l'accensione e lo spegnimento continuo ha riportato degli eccessi di illuminamento non richiesti.

La Figura 117 mostra il grafico in cui sono plottate valori di illuminamento e potenza misurati durante la prima campagna di misure.

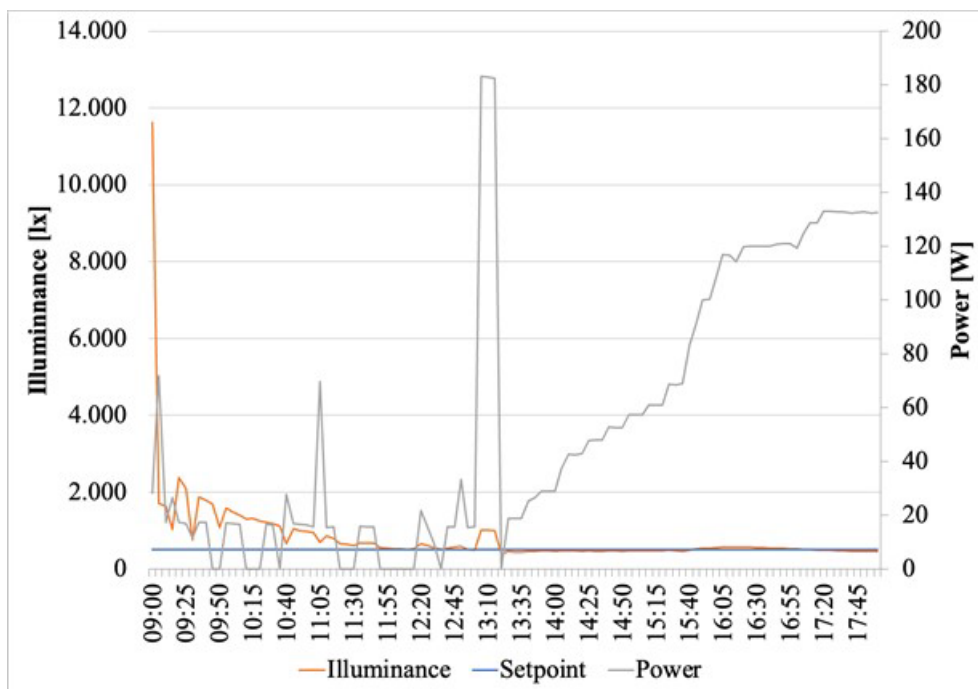


Figura 117. Esempio di misure rilevate durante una giornata fortemente variabile.

Come riportato dai grafici che seguono, gran parte delle misure sono state rilevate in giornate particolarmente soleggiate. Come dimostrato in studi precedenti [47], i DLCs possono essere soggetti a malfunzionamenti soprattutto durante le giornate in cui il contributo di luce naturale è maggiore soprattutto se la radiazione solare rilevata è diretta. Ciò causa una certa differenza tra le performance aspettate e quelle che questo tipo di sistemi hanno realmente. Queste ultime sono inoltre largamente influenzate, non solo dalle condizioni climatiche, ma anche dal sistema installato e dal posizionamento del fotosensore utilizzati per controllare gli apparecchi illuminanti.

Nella schermata mostrata in Figura 118 è possibile notare infatti che il sistema di illuminazione si è acceso anche se l'illuminamento sul piano superava il valore di set point. In particolare, nella suddetta schermata è possibile visualizzare un valore relativo all'illuminamento orizzontale misurato sul piano pari a 810 lx e un valore di potenza assorbita pari a circa 88 W.

Nonostante ciò, come dimostrato dai dati rilevati da studi precedenti e dalla presente ricerca, la riduzione delle potenze assorbite rilevata grazie all'applicazione di questa tipologia di sistemi di controllo risulta essere in ogni caso maggiore dell'eventuale riduzione che si avrebbe con sistemi di controllo non basati sul contributo di illuminazione naturale o senza sistemi di controllo automatizzati.

Inoltre, nonostante i malfunzionamenti rilevati e riportati, questi sono stati inferiori rispetto ad altri sistemi installati e testati nell'ambito di altre ricerche e in generale trascurabili per la maggior parte dei casi.

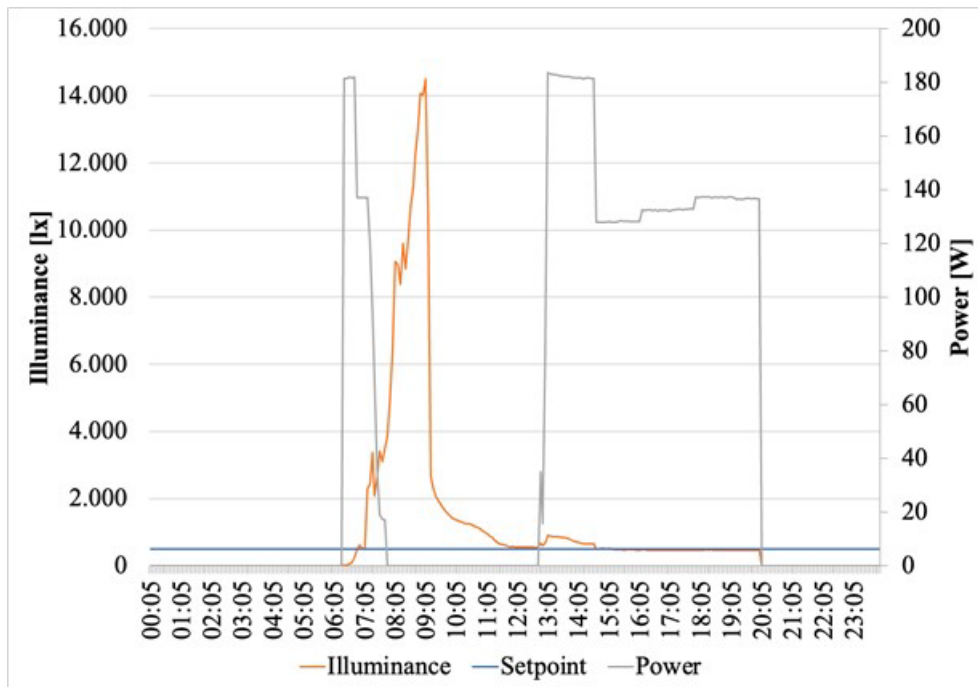


Figura 118. Esempio di misure rilevate applicando la strategia D nella fascia II.

Il grafico riportato nella figura precedente mostra un esempio di misure condotte durante i primi test durante l'intera giornata. I consumi calcolati senza l'applicazione della variazione di temperatura di colore sarebbero stati 1303 Wh. La variazione della temperatura di colore ha apportato una riduzione della potenza assorbita e i consumi rilevati sono stati pari a 1183 Wh. L'applicazione della strategia E avrebbe comportato una ulteriore riduzione della potenza assorbita e dei consumi (1170 Wh). Infatti, in questo caso l'illuminamento è risultato già leggermente ridotto a causa di malfunzionamento dell'impianto.

Il caso riportato nella figura seguente è riferito all'applicazione della variazione della temperatura di colore nella fascia oraria III. Confrontando i consumi rilevati applicando le strategie, questa appare la fascia più vantaggiosa.

I consumi rilevati infatti applicando la strategia D risultano essere circa 1400 Wh. Applicando la riduzione del flusso luminoso, i consumi potrebbero ridursi a 1225 Wh.

La Tabella 27 riporta alcuni esempi di consumi conseguibili applicando le strategie D ed E.

È necessario sottolineare però che i consumi sono calcolati sulla base delle misure riportate nella Tabella 25 e nella Tabella 26 e non misurate. Non tengono quindi conto dei possibili malfunzionamenti prima citati ed evidenziati.

Dalle prime misure rilevate applicando il sistema DLCs al caso "residenza" è stato possibile notare che è meno conveniente installare i suddetti sistemi in quanto solitamente il sistema di illuminazione, in base alle schedule di occupazione considerate, vengono utilizzati in ore della giornata in cui il contributo di illuminazione naturale. Ciò è dovuto al fatto che sia il sistema di illuminazione risulta acceso alla potenza massima per cui è stato configurato (al fine di ottenere determinati valori di illuminamento orizzontale).

Per completezza, anche se i consumi giornalieri non trovano riscontro nelle finalità dello studio, si riportano nelle seguenti tabelle (Tabella 27 e Tabella 28) i consumi in Wh e in percentuale ottenibili mediante l'applicazione delle strategie D ed E. Come è ben possibile notare, i suddetti sono largamente influenzati dal contributo di luce diurna e risultano quindi largamente variabili a seconda che siano riferiti a giornate

caratterizzate soleggiate, variabili o nuvolose. Risulta, a tal proposito, fondamentale ricordare che le misure sono state rilevate durante la stagione invernale.

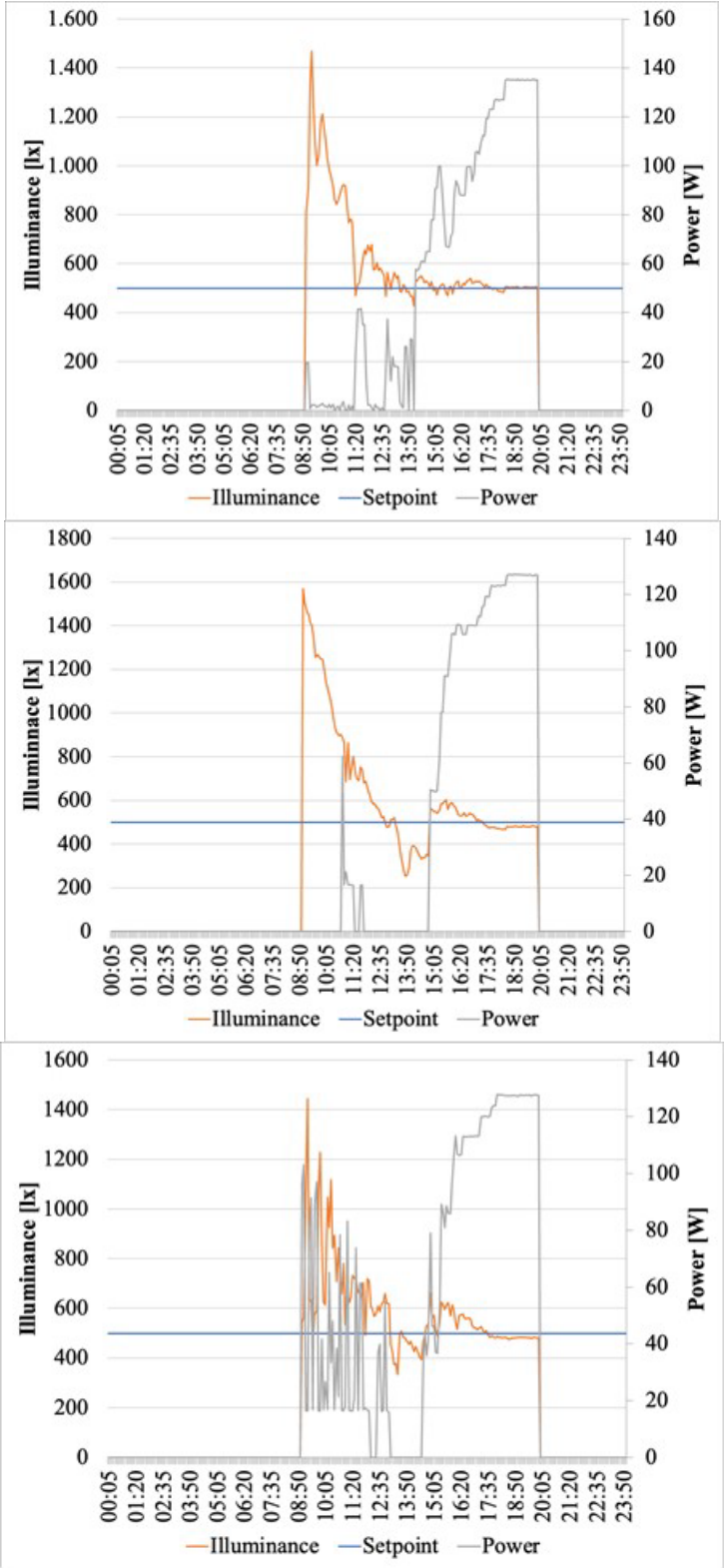
Tabella 27. Consumi giornalieri ottenuti mediante l'applicazione delle strategie D ed E.

		Consumi [Wh]					
		I FASCIA		II FASCIA		III FASCIA	
	DLCS	DLCS+CCT	DLCS+CCT +FL	DLCS+CCT	DLCS+CCT +FL	DLCS+CCT	DLCS+CCT +FL
Ufficio	1114	1099	1042	1096	1028	1092	821
	818	810	778	800	728	797	711
	572	571	569	560	516	550	462
	718	717	702	705	657	696	530
	562	562	554	554	525	540	422
	682	681	661	667	612	660	569
	659	656	647	644	590	636	545
	647	645	637	633	578	985	895
	1009	998	957	982	883	985	895
	479	478	464	475	460	466	281
Residenza	318	314	317	294	246	293	246
	375	271	360	306	204	256	220
	243	160	231	193	123	150	126
	326	311	324	298	245	290	244
	408	311	394	344	245	290	244

Tabella 28. Percentuali dei consumi giornalieri ottenuti mediante l'applicazione delle strategie D ed E.

	I FASCIA				II FASCIA				III FASCIA			
	DLCS+CCT		DLCS+CCT+FL		DLCS+CCT		DLCS+CCT+FL		DLCS+CCT		DLCS+CCT+FL	
	Caso Base	DLCS	Caso Base	DLCS	Caso Base	DLCS	Caso Base	DLCS	Caso Base	DLCS	Caso Base	DLCS
Ufficio	16,1%	1,3%	20,5%	6,5%	16,3%	1,6%	21,5%	7,7%	16,6%	1,9%	37,3%	26,3%
	38,2%	1,0%	40,6%	5,0%	39,0%	2,3%	44,4%	11,0%	39,2%	2,7%	45,7%	13,1%
	56,4%	0,1%	56,6%	0,5%	57,2%	2,1%	60,6%	9,9%	58,0%	3,8%	64,7%	19,2%
	45,3%	0,1%	46,4%	2,2%	46,2%	1,7%	49,8%	8,4%	46,9%	3,1%	59,5%	26,1%
	57,1%	0,0%	57,7%	1,4%	57,7%	1,4%	60,0%	6,6%	58,8%	3,9%	67,8%	24,8%
	48,0%	0,1%	49,5%	3,0%	49,1%	2,1%	53,3%	10,1%	49,6%	3,2%	56,6%	16,5%
	49,9%	0,4%	50,6%	1,8%	50,8%	2,2%	54,9%	10,4%	51,4%	3,4%	58,4%	17,2%
	50,6%	0,1%	50,6%	0,0%	50,8%	0,4%	54,9%	8,8%	52,3%	3,5%	59,0%	17,0%
	23,8%	1,1%	26,9%	5,1%	25,0%	2,6%	32,6%	12,4%	24,8%	2,4%	31,7%	11,3%
	63,5%	0,1%	64,6%	3,1%	63,7%	0,8%	64,9%	4,0%	64,4%	2,7%	78,6%	41,4%
Residenza	32,8%	1,2%	32,1%	0,2%	37,1%	7,4%	47,3%	22,5%	37,4%	7,9%	47,4%	22,6%
	41,9%	27,6%	22,9%	3,9%	34,5%	18,4%	56,2%	45,5%	45,1%	31,6%	52,9%	41,3%
	65,8%	34,3%	50,5%	4,9%	58,6%	20,6%	73,6%	49,4%	67,8%	38,2%	73,0%	48,2%
	33,4%	4,7%	30,6%	0,6%	36,2%	8,7%	47,6%	25,1%	38%	11%	48%	25,4%
	33,4%	23,7%	15,6%	3,2%	26,4%	15,7%	47,6%	40%	38%	28,8%	48%	40,3%

Le immagini di seguito mostrano altri esempi di misure rilevate durante giornate in cui è stato applicato il sistema DLC.



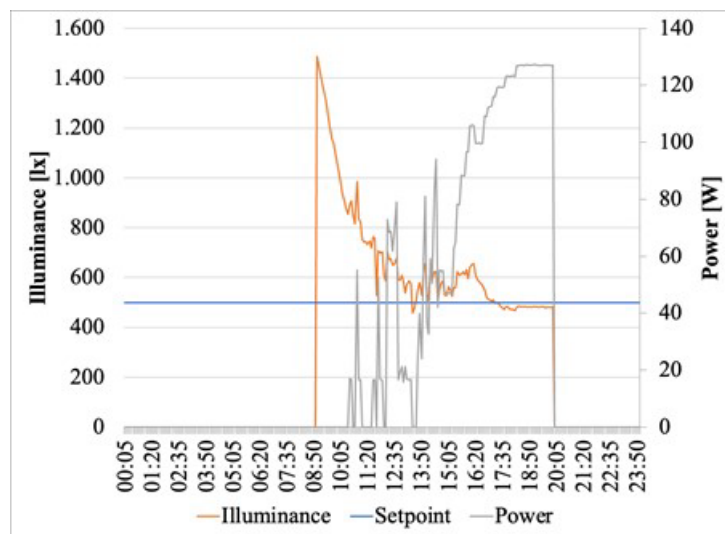
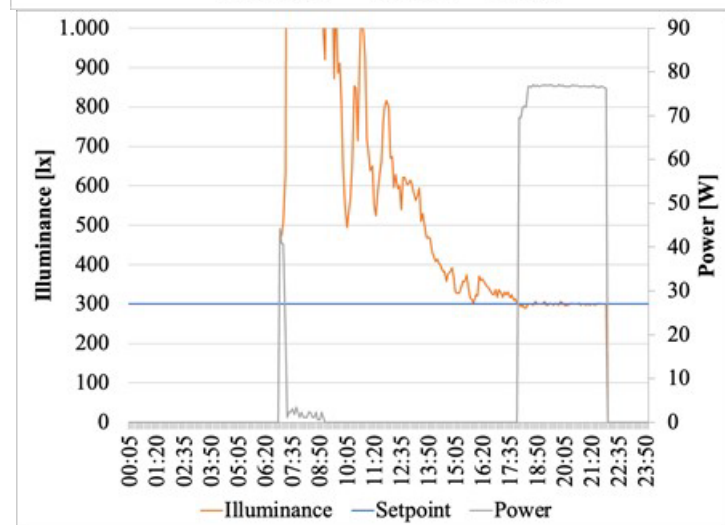
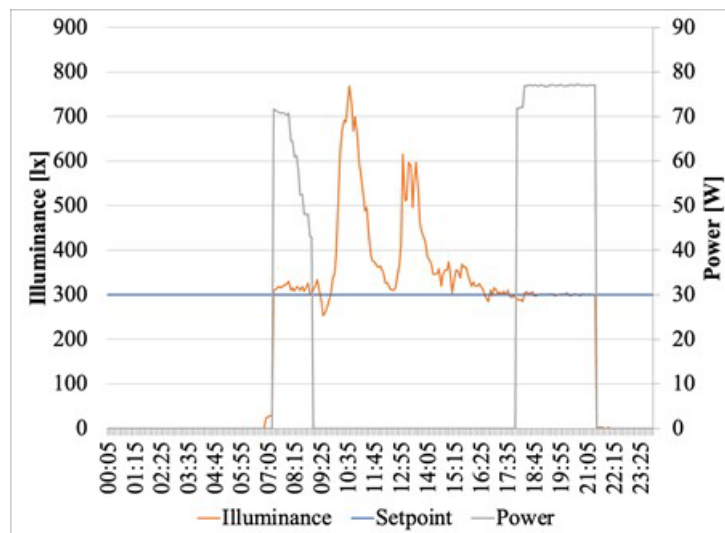


Figura 119. Esempi di misure rilevate durante la campagna di misurazione (caso ufficio).



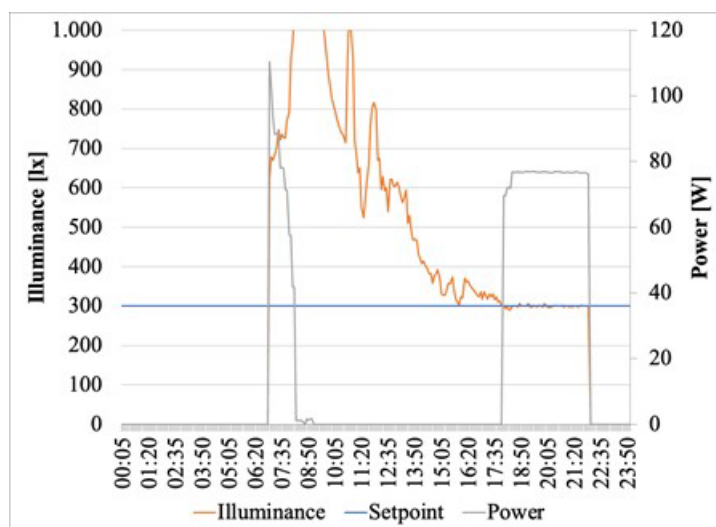


Figura 120. Esempi di misure rilevate durante la campagna di misurazione (caso residenza).

Si riportano nell'Allegato 1 le schede tecniche dei prodotti installati ed utilizzati per effettuare il test oggetto del presente capitolo.

7 Confronto tra i dati di Frescoo Pantelleria e Frescoo Lampedusa

7.1. *Impianto Frescoo presso la mediateca comunale di Pantelleria*

7.1.1 Premessa

L'impianto in oggetto è stato installato presso la mediateca del Comune di Pantelleria nel mese di aprile del 2021. Subito dopo l'installazione è stato avviato il monitoraggio delle prestazioni.

La stima delle prestazioni energetiche stagionali è stata effettuata a partire dai risultati del monitoraggio e supportata da alcune simulazioni numeriche in TRNSYS del sistema edificio – impianto (Figura 121) e dai test svolti presso il laboratorio Solarinvent, in collaborazione con il DING dell'Università degli Studi di Palermo.



Figura 121. Vista esterna della Mediateca di Pantelleria

7.1.2 Monitoraggio dell'impianto

L'ambiente servito da Frescoo VMC 3.0 è quello della sala riunioni adiacente alla parete SUD-EST della mediateca avente un volume di circa 100 m^3 , da cui risulta un ricambio dell'aria di circa 3 vol/h alla portata massima.

Il campo solare è costituito da tre collettori solari piani orientati a SUD-OVEST con superficie totale lorda di $7,1 \text{ m}^2$ e angolo di azimut di circa 10° . Il calore prodotto dai collettori solari è utilizzato per l'alimentazione della macchina Frescoo e per la produzione di ACS in un boiler da 80 l posizionato nei servizi igienici adiacenti alla sala riunioni (Figura 122).

Le principali caratteristiche della macchina Frescoo VMC 3.0 (Figura 123) installata presso la mediateca di Pantelleria sono riportate nella Tabella 29.

La Figura 124 riporta lo schema di impianto realizzato.

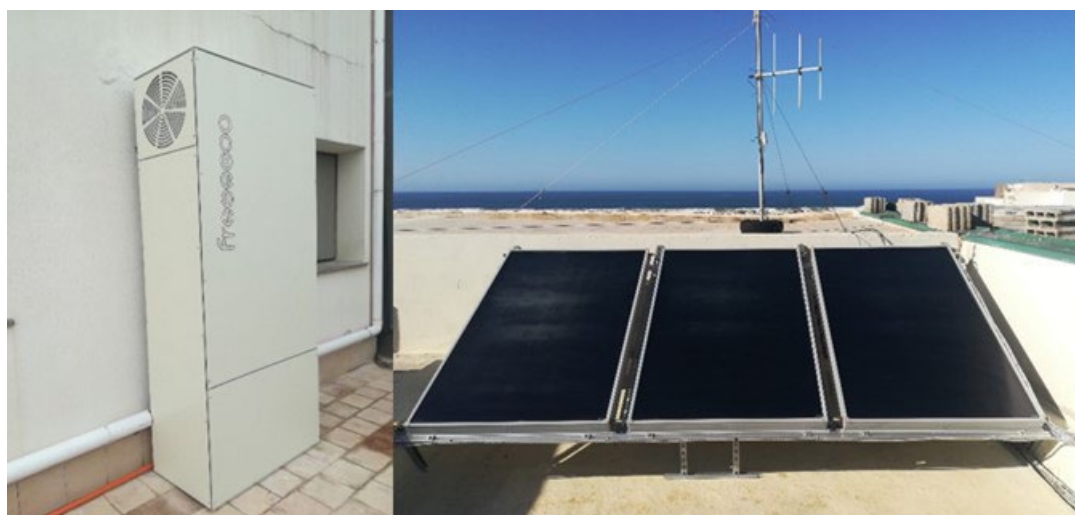


Figura 122. Il sistema Freesco installato.

Tabella 29. Dati tecnici principali di Freesco VMC 3.0.

Servizi offerti	
Raffreddamento dell'aria di ventilazione	SI
Deumidificazione	SI
Ricambio dell'aria	SI
Riscaldamento	SI
Recupero di calore	SI
Dimensioni	900 x 1900 x 497 mm
Peso	120 kg
Prestazioni in raffreddamento e deumidificazione (1)	
Potenza frigorifera totale	3,7 kW
Potenza frigorifera fornita all'edificio	1,5 kW
Temperatura di immissione dell'aria (aria neutra)	26 °C
Umidità assoluta di immissione dell'aria	9 g/kg
Portata d'aria massima	350 m³/h
Vapore asportato nell'edificio	1,9 l/h
Vapore asportato totale	3,8 l/h
Percentuale di ricambio dell'aria	100%
Calore richiesto per la rigenerazione	4,3 kW
Temperatura dell'acqua in ingresso alle condizioni di progetto	70 °C
Temperatura dell'acqua in uscita alle condizioni di progetto	60 °C
Potenza elettrica assorbita	0,22 kW
Consumo d'acqua	5,2 l/h
EER	17.6

(1) Condizioni di progetto T esterna=35 °C UR esterna 50%, T interna=27 °C UR interna 60%



Figura 123. Ricostruzione 3D del sistema freescoc VMC e servizi offerti

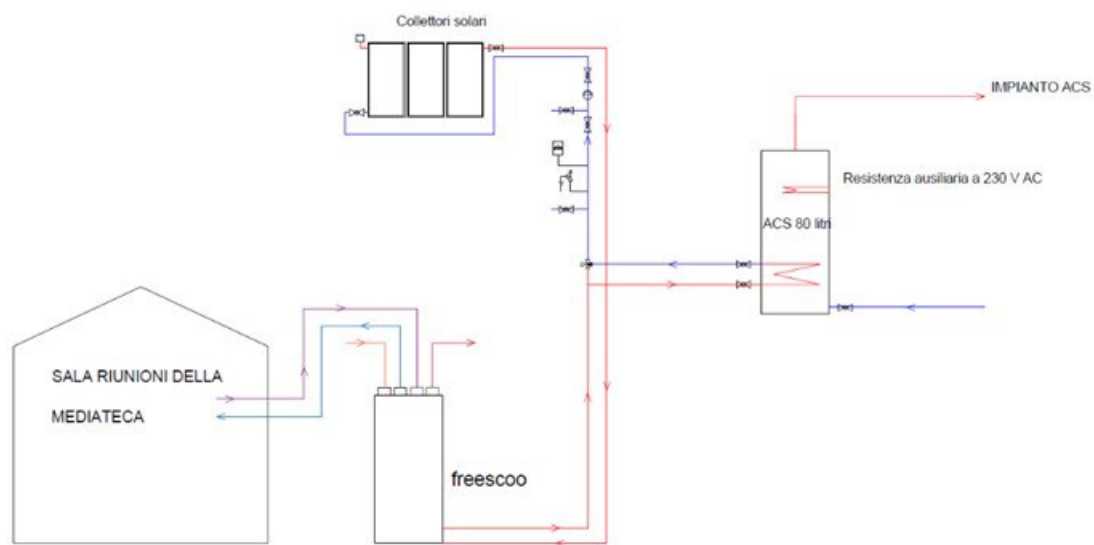


Figura 124. Schema di impianto del sistema Freescoc alimentato da solare termico per la VMC e la produzione di ACS

Il sistema di monitoraggio comprende i seguenti sensori:

- Nr 2 analizzatore di rete monofase del tipo Seneca Z 203
- Nr 2 sensori di temperatura PT100 classe A sulla linea di mandata e ritorno del circuito solare;
- Nr 1 misuratore di portata VORTEX sulla linea del circuito solare modello HUBA CONTROL 210, precisione 2%;
- Nr 1 misuratore di velocità dell'aria sul canale di mandata dell'aria, precisione 0.3m/s +4% del valore misurato;
- Nr 2 sensori di temperatura e umidità relativa sul canale di mandata e ripresa dell'aria Elektronik GmbH modello EE060 con precisione $\pm 2,5\%$ sul valore di umidità e $\pm 0,3^\circ\text{C}$ sulla temperatura;
- Nr 1 sensori di temperatura LM35 Texas Instrument $\pm 3^\circ\text{C}$ e umidità relativa sulla presa dell'aria esterna HIH-4000-001 Honeywell $\pm 3,5\%$;

- Nr 4 sensori di temperatura LM35 Texas Instrument $\pm 3^{\circ}\text{C}$ e umidità relativa sulla presa dell'aria esterna HIH-4000-001 Honeywell $\pm 3,5\%$ all'ingresso e all'uscita dei letti adsorbenti;



Figura 125. Foto del quadro di monitoraggio con l'unità di acquisizione dati.

I dati trasmessi dai sensori sono acquisiti tramite moduli SENECA per la lettura di segnali analogici del tipo 0-10 volt e PT100, i quali sono poi trasferiti all'unità centrale GPRS3 SENECA. I dati sono archiviati in una scheda SD e possono inoltre essere trasferiti in remoto via ethernet tramite il webserver dell'unità.

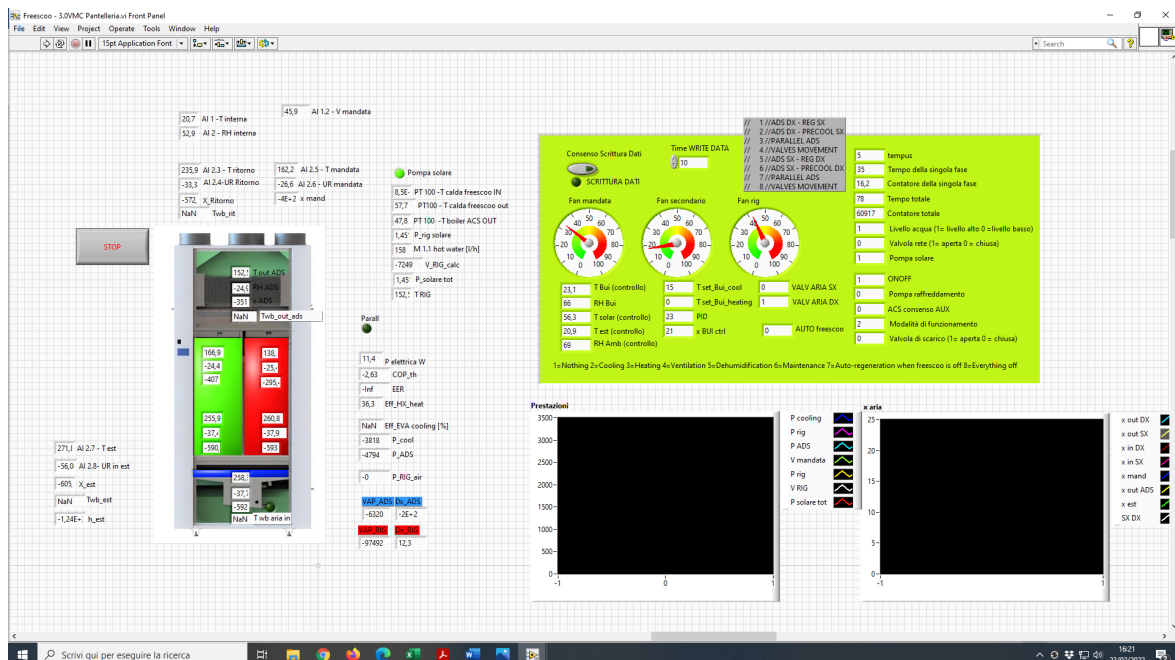


Figura 126. Pannello di visualizzazione Labview delle prestazioni monitorate

7.1.3 Analisi dei dati

I dati presentati di seguito fanno riferimento a due giorni di lavoro dell'apparecchiatura caratterizzati da condizioni di funzionamento particolarmente diverse (06/06/21 e 02/08/21) e sono presentati per mostrare le prestazioni del sistema Freesco in diverse condizioni ambientali.

Il primo giorno è caratterizzato da condizioni dell'aria fresche e mediamente umide (T 25°C, UR 80%, x 15,7 g/kg). L'irraggiamento inoltre non è elevato, causando una produzione di calore da solare non continuativa. Tutti i grafici si riferiscono da un intervallo orario che va dalle 6 del mattino alle 22.

La Figura 127 riporta le temperature di mandata e ritorno e la portata dei collettori solari. La portata media della macchina è di circa 350 kg/h nelle ore di funzionamento. Al di fuori delle ore di funzionamento, la portata assume valori diversi da zero probabilmente a causa di correnti d'aria mosse dal vento (Figura 128).

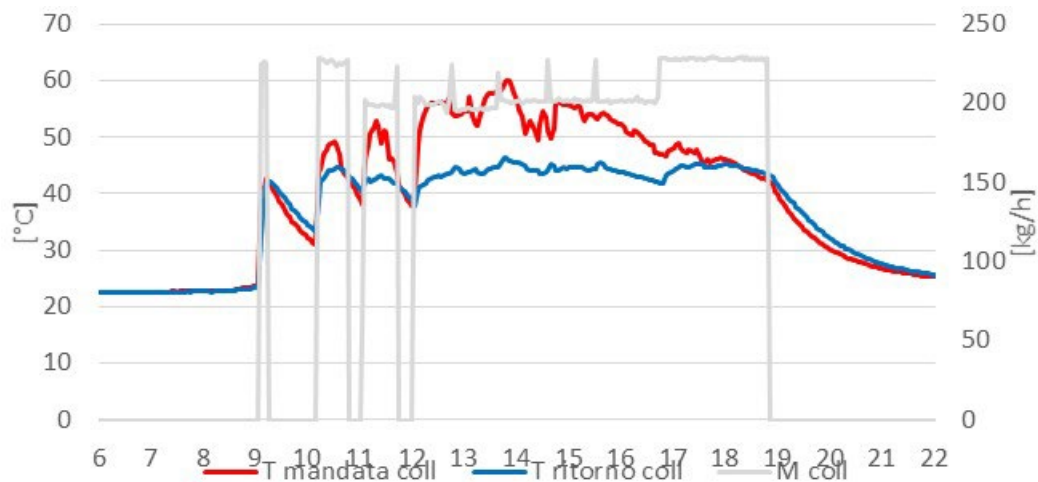


Figura 127. Temperature di mandata e ritorno e portata dei collettori solari.

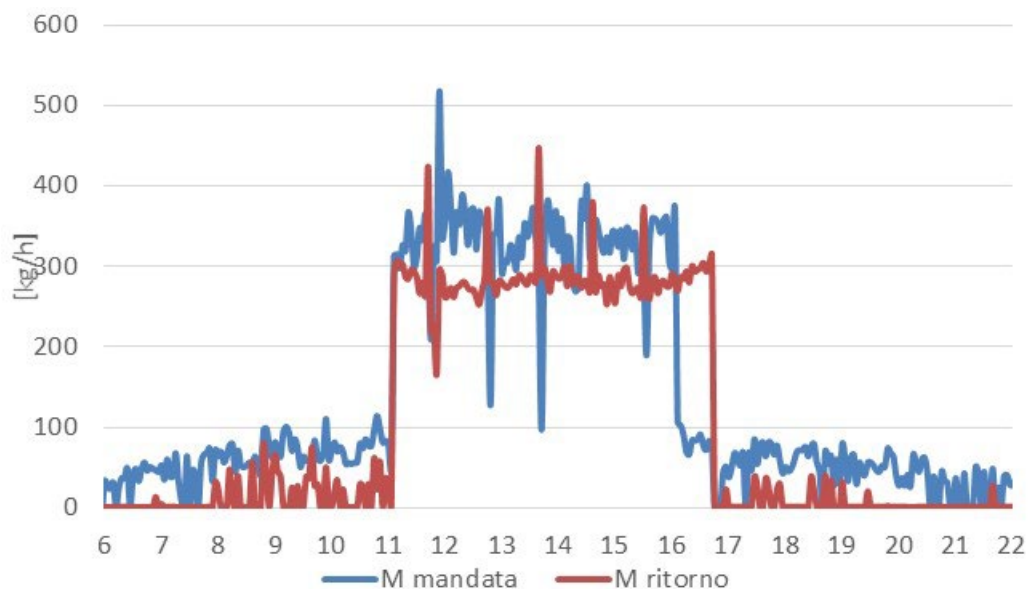


Figura 128. Portata di mandata e ritorno della macchina.

La potenza di rigenerazione solare è relativamente bassa, raggiungendo al massimo valori di poco superiori a 2 kW (Figura 129).

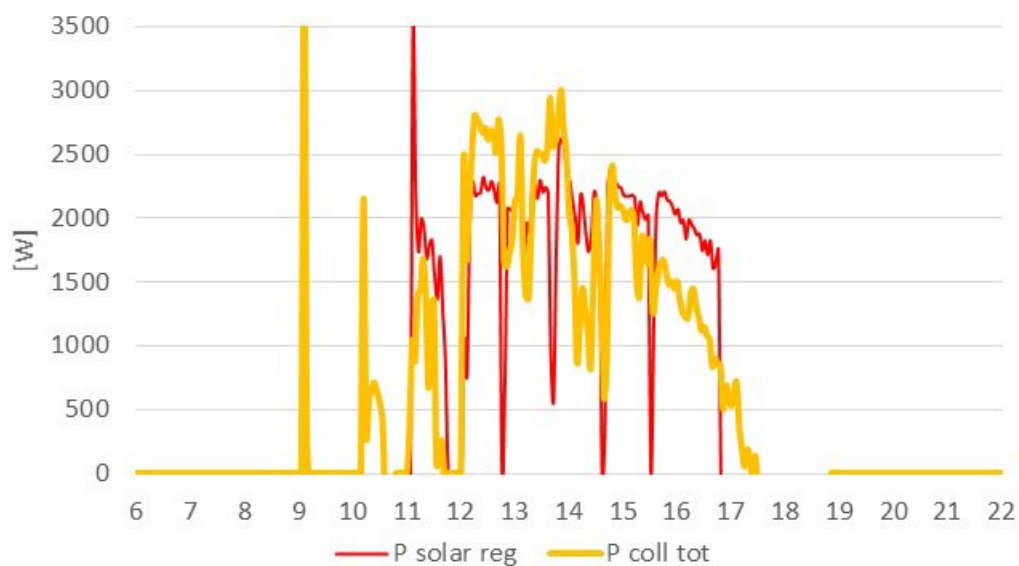


Figura 129. Potenza di rigenerazione e calore totale prodotto dai collettori solari.

La potenza frigorifera registrata, mostrata nella figura seguente, è comunque discreta grazie all'elevato contenuto di umidità e alle buone condizioni di ritorno dell'aria dall'ambiente servito (Figura 130). La Figura 131 riporta le temperature di mandata e ritorno e la temperatura dell'aria esterna.

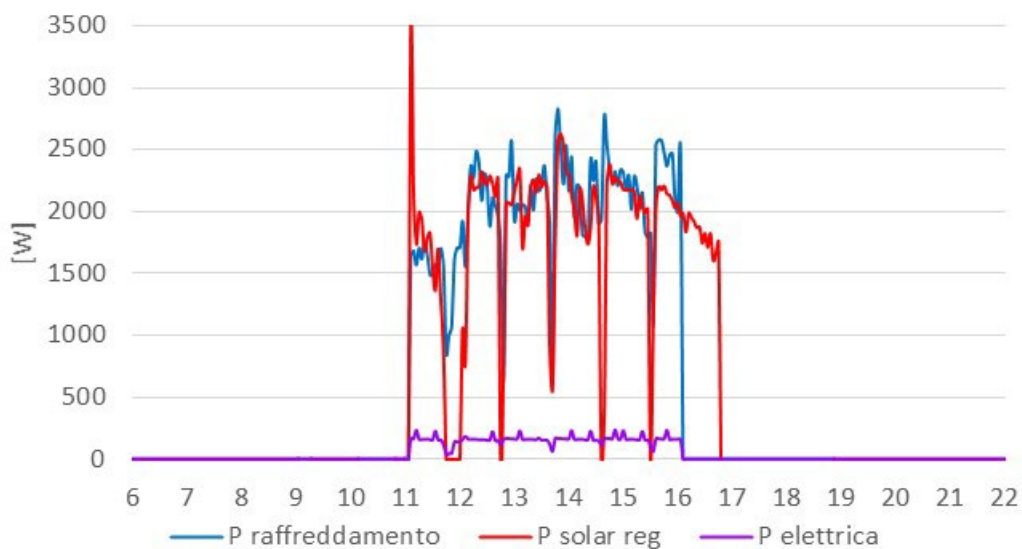


Figura 130. Potenza di raffreddamento, di rigenerazione ed elettrica assorbita.

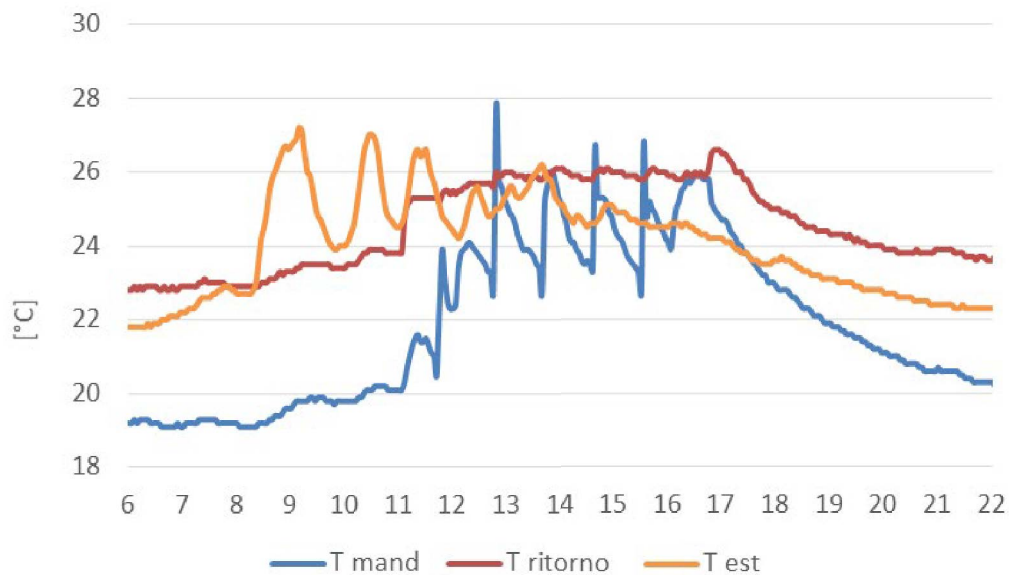


Figura 131. Temperature di mandata e ritorno e temperatura dell'aria esterna.

Si noti tuttavia come la macchina abbassi lentamente l'umidità dell'aria nell'ambiente servito (Figura 132). I picchi dell'andamento dell'umidità assoluta di mandata evidenziano il funzionamento alternato tra i due letti adsorbenti. Tale comportamento si riscontra anche sul valore dell'aria di ripresa, con oscillazioni nell'ordine di 1 g/kg. La deumidificazione attuata pur raggiungendo un valore medio di 4,6 g/kg nelle ore di funzionamento, non risulta comunque sufficiente a raggiungere il target di 10 g/kg, probabilmente a causa dell'elevato valore dell'umidità assoluta di partenza e il basso calore a disposizione per la rigenerazione.

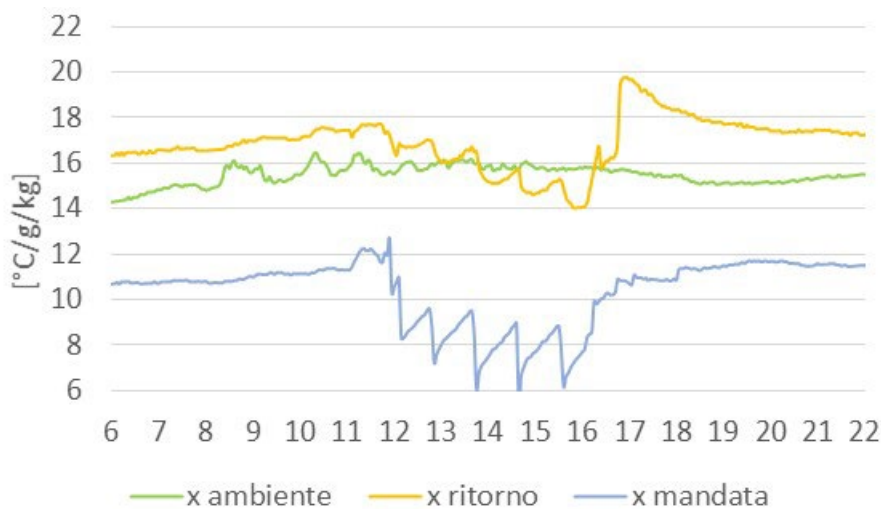


Figura 132. Umidità di mandata e ritorno e umidità dell'aria esterna.

Complessivamente l'efficienza elettrica e termica raggiunte nella giornata in oggetto sono rispettivamente di 12,8 e 1,06.

Il secondo giorno è caratterizzato da condizioni dell'aria estreme caldo - umide (T 35°C, UR 50%, x 19,5 g/kg). L'irraggiamento è elevato, con una conseguente produzione di calore dall'impianto solare.

In questo caso le temperature raggiunte dal circuito solare sono maggiori, superando i 60°C nella parte centrale della giornata, come mostrato nella figura seguente.

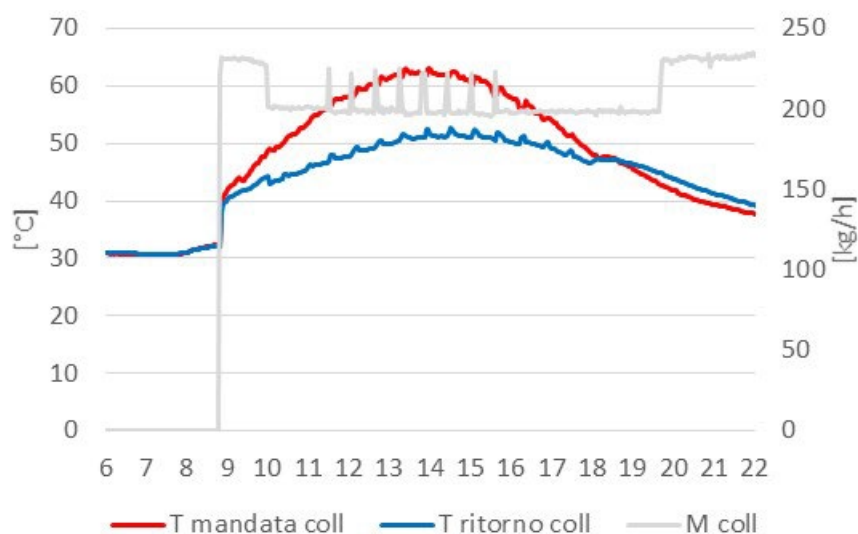


Figura 133. Temperature di mandata e ritorno e portata dei collettori solari.

La portata della macchina ha un valore medio di 350 kg/h (Figura 134).

Si noti come il calore utilizzato per la rigenerazione sia minore di quello prodotto dall'impianto solare, essendo questo in parte utilizzato per la produzione di ACS ed in parte perso a causa delle dispersioni termiche (Figura 135).

La potenza elettrica massima assorbita è di circa 250 W corrispondente alla massima portata del sistema (Figura 136).

Nella Figura 137 sono diagrammati i valori di umidità assoluta dell'aria esterna, di mandata e di ripresa dall'ambiente, utilizzata per il raffreddamento della macchina. Si noti come in questo caso, la deumidificazione dell'ambiente interno risulta maggiore, grazie ad un maggiore calore di rigenerazione disponibile per la rigenerazione dei letti adsorbenti.

La temperatura di mandata della macchina oscilla dai 26 a 28°C, con picchi oltre i 30°C ad inizio fase di adsorbimento, risultando un po' maggiore del valore target di condizioni di immissioni neutre ($T=26^{\circ}\text{C}$ come mostrato in Figura 138). Si noti inoltre come durante le ore notturne, la temperatura dell'aria esterna sia più bassa di circa 5°C di quella interna. Ciò indica un potenziale non indifferente legato ai benefici di una ventilazione notturna dell'edificio che verrà affrontata nel paragrafo 7.1.5 tramite l'utilizzo delle simulazioni dinamiche.

I valori di efficienza elettrica per la giornata esaminata risultano mediamente abbastanza elevati. Globalmente, per la seconda giornata esaminata l'indicatore di efficienza elettrica EER è risultato 9,6, mentre il COP termico è risultato pari a 0,98 (Figura 139).

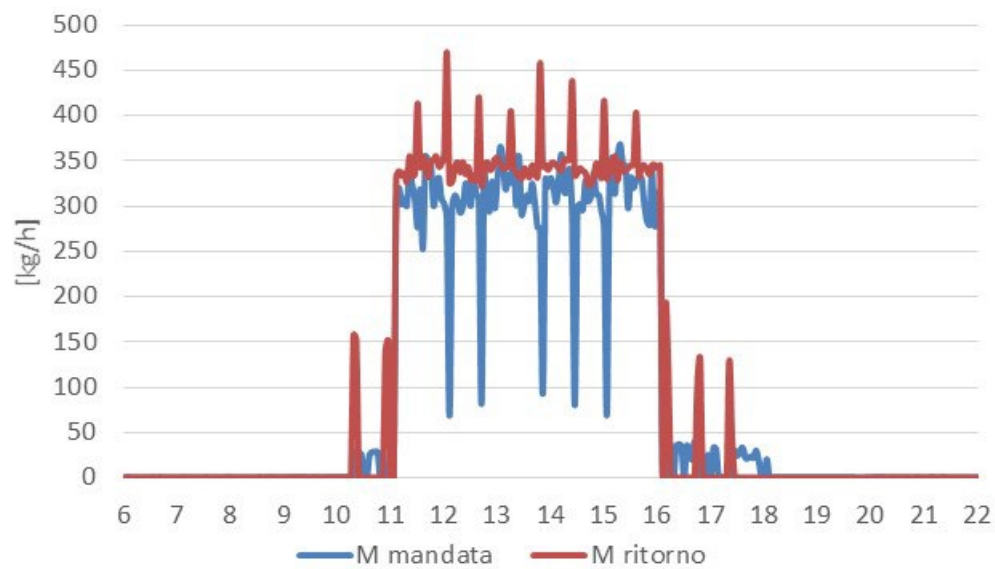


Figura 134. Portata di mandata e ritorno della macchina.

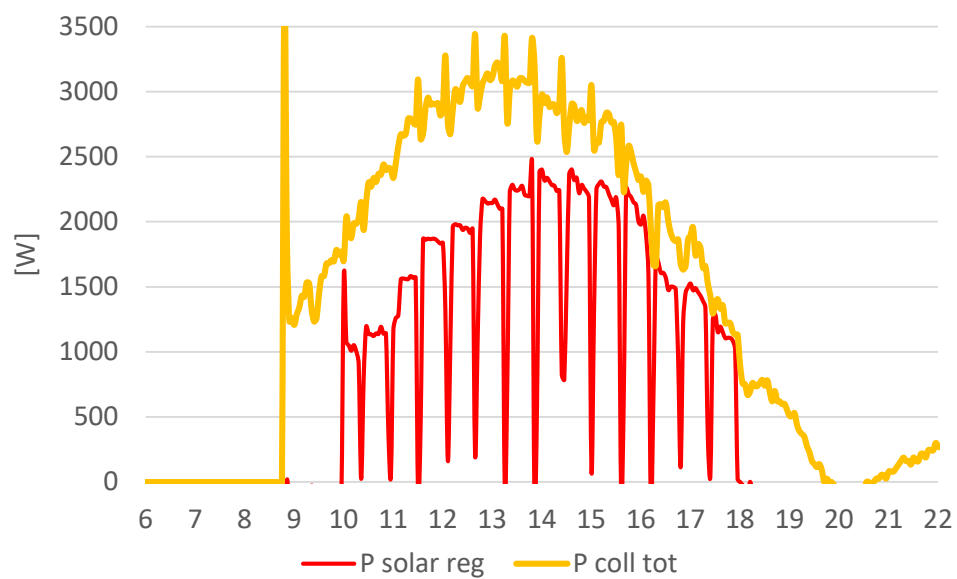


Figura 135. Potenza di rigenerazione e calore totale prodotto dai collettori solari.

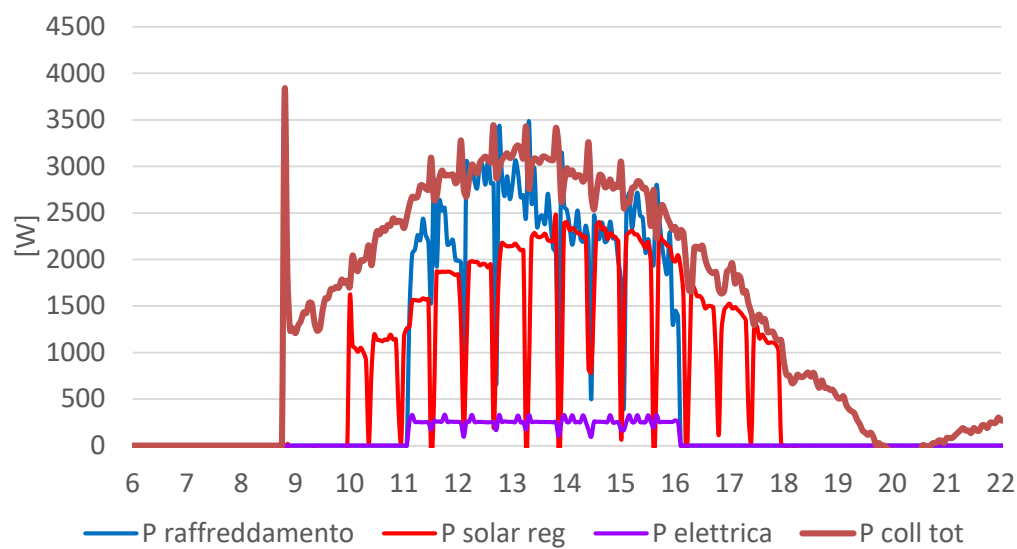


Figura 136. Potenza di raffreddamento, di rigenerazione ed elettrica assorbita.

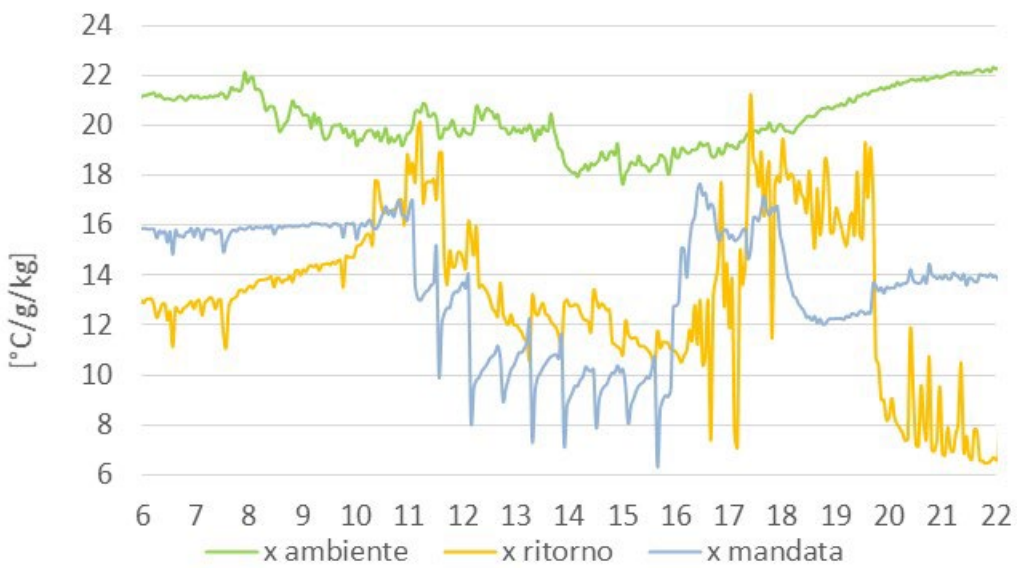


Figura 137. Umidità di mandata e ritorno e umidità dell'aria esterna.



Figura 138. Temperature di mandata e ritorno e temperatura dell'aria esterna.

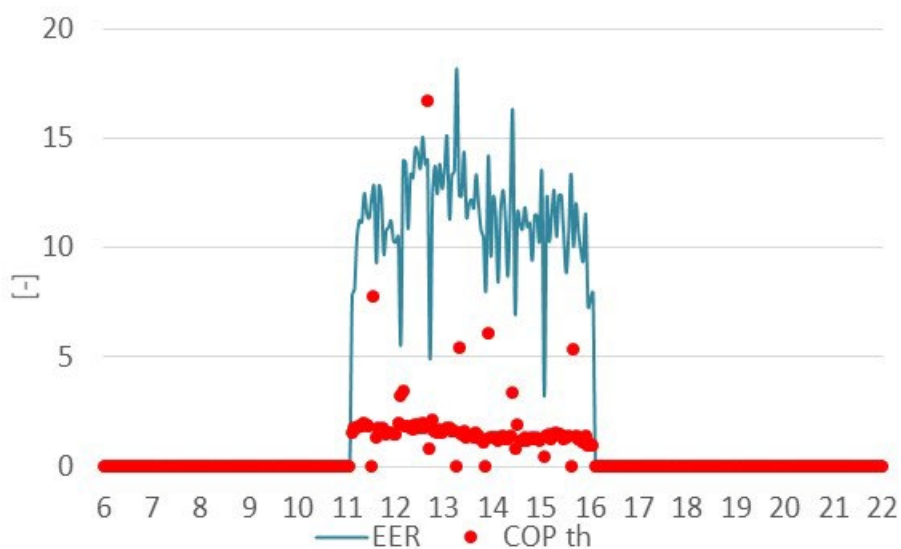


Figura 139. Valori istantanei dell'EER e COP termico.

7.1.4 Risultati ottenuti dalle misure svolte in laboratorio

Prima dell'installazione del sistema presso la Mediateca del Comune di Pantelleria, sono state effettuate diverse prove presso il laboratorio della Solarinvent in collaborazione con il DING dell'Università degli Studi di Palermo.



Figura 140. Macchina Freesco VMC in prova presso il laboratorio Solarinvent.

L'apparato per il monitoraggio utilizzato per le prove è quello descritto nei paragrafi precedenti. Le prove effettuate sono infatti servite anche a testare il buon funzionamento di tutta la catena di misurazione, dai sensori ai dati acquisiti tramite il progetto Labview e il sistema di monitoraggio è stato spedito già cablato e testato.

Per i test è stato utilizzato un banco prova, composto da due unità di trattamento aria con una portata massima di 2000 m³/h, in grado di controllare indipendentemente temperatura, umidità e portata dei flussi. Le prove sono state effettuate simulando condizioni tipiche estive per quanto riguarda l'aria esterna e tipiche di un ambiente climatizzato per quanto riguarda l'aria di ripresa (T 26° e UR 50%, Twb 18°C). Di seguito si presentano sette prove, ognuna della durata di qualche ora, con diverse condizioni dell'aria e di portata. Le diverse condizioni utilizzate sono descritte nella figura seguente.

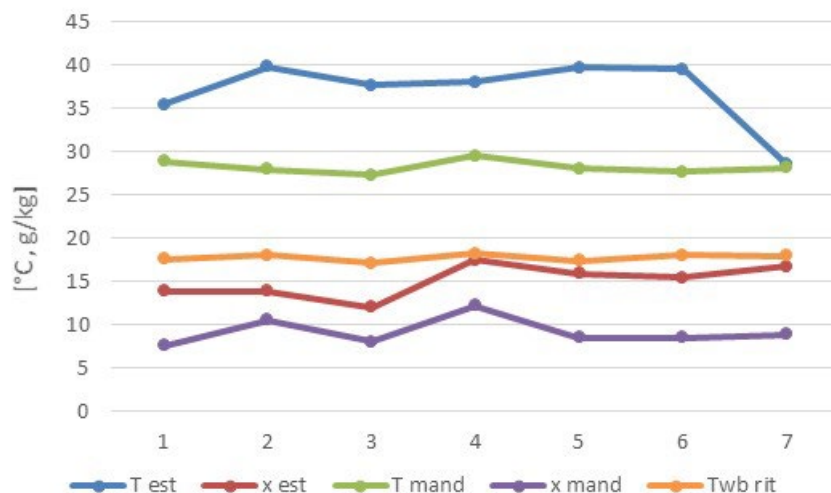


Figura 141. Condizioni dell'aria nelle 7 prove effettuate presso il laboratorio Solarinvent.

La potenza frigorifera maggiore si è registrata nella prova 6 ovvero nel caso di portata elevata (383 kg/h) e condizioni dell'aria più pesanti (Test 39°C x est 15,5 g/kg). In questo caso la macchina può infatti esprimere il massimo del suo potenziale raggiungendo una potenza di circa 3 kW.

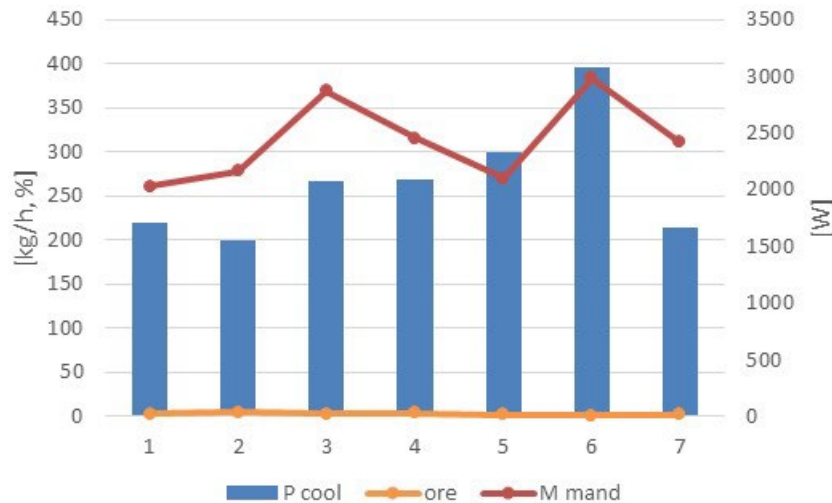


Figura 142. Potenze medie di raffreddamento, portate ed efficienza di raffreddamento - prove effettuate presso il laboratorio Solarinvent.

L'efficienza elettrica massima si è registrata invece nella prova 1 dove la macchina è stata testata con una portata d'aria più bassa (260 kg/h). A fronte di una potenza media frigorifera di circa 1,7 kW, si è registrata infatti una potenza elettrica media assorbita di soli 58 W, raggiungendo un EER di 29,4 (Figura 143). Condizioni meno performanti sono state registrate invece nella prova 3 dove la macchina è stata testata a portata elevata ma bassa entalpia in ingresso e temperatura dell'acqua calda di rigenerazione.

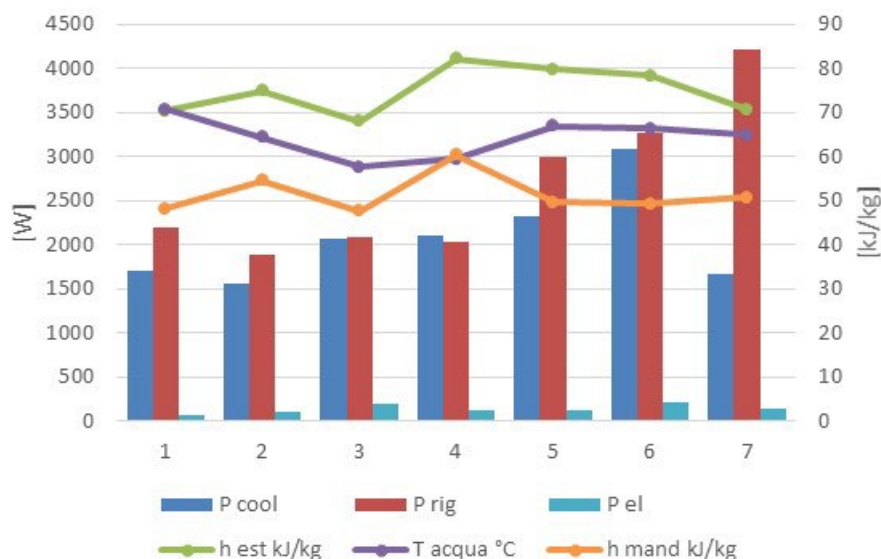


Figura 143. Potenze medie, entalpie e temperature dell'acqua calda di rigenerazione - prove effettuate presso il laboratorio Solarinvent.

I COP termici registrati sono stati nel range 0,75 – 1 tranne che la prova 7 dove la temperatura media dell'aria in ingresso era solo di 28°C. In questo caso sale chiaramente il calore necessario per riscaldare il flusso d'aria di rigenerazione.

Si noti come all'aumentare della temperatura di rigenerazione aumenti la potenza di rigenerazione e si abbassi il COP termico del sistema. Di contro il salto di umidità assoluta raggiunto tra l'ingresso e l'uscita della macchina è maggiore quando la temperatura di rigenerazione è maggiore (Figura 144).

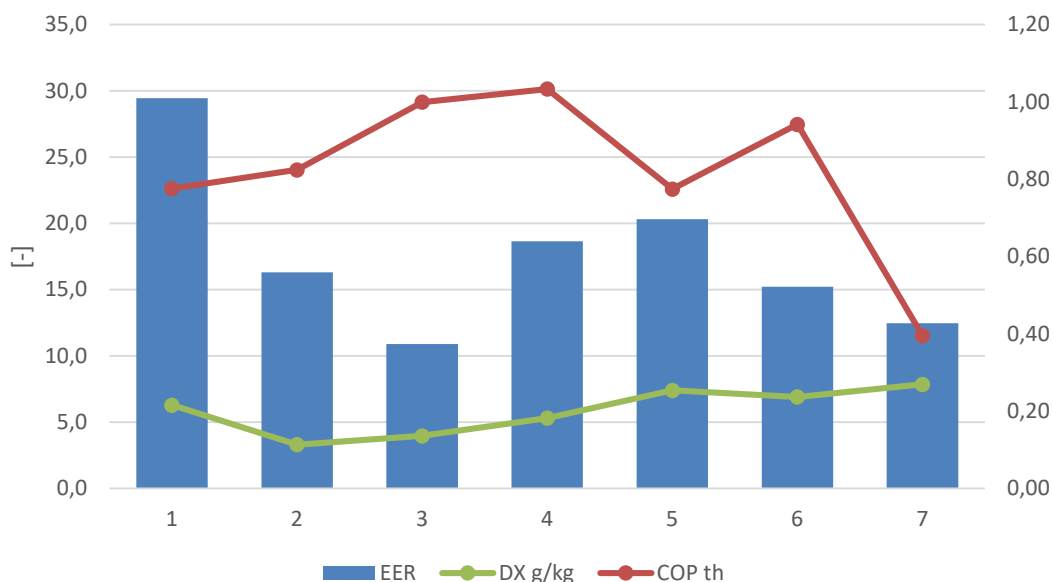


Figura 144. Efficienza elettrica (a sinistra), termica (a destra) e differenza di umidità tra l'aria esterna e quella di mandata (a sinistra)- prove effettuate presso il laboratorio Solarinvent

7.1.5 Stima delle prestazioni energetiche stagionali tramite simulazioni numeriche in ambiente TRNSYS

A supporto delle monitoraggio effettuato, al fine di poter ottenere delle stime di prestazione medie stagionali, sono state svolte delle simulazioni dinamiche del sistema tramite l'utilizzo del software TRNSYS. La Tabella 30 riporta le ipotesi di lavoro e i dati utilizzati per le simulazioni.

Tabella 30. Principali parametri e ipotesi – simulazioni TRNSYS

Descrizione	Valore
File meteo utilizzato	IT-Pantelleria-Is-164700.tm2
Time step	0,1 ore
Soglia di temperatura per l'attivazione della rigenerazione	T rigenerazione > 40°C
Mesi di funzionamento in regime di raffreddamento	da giugno a settembre
Temperatura di produzione dell'acqua calda sanitaria	48°C
Regolazione del sistema	Portata fissa

Nel progetto TRNSYS è stato inserito anche il modello completo della zona termica servita dalla macchina Freesco, realizzato tramite il Type 56. Il modello dell'edificio comprende il locale servito dall'impianto e i locali contigui.

Per la simulazione del sistema Freesco sono stati utilizzati dei modelli semplificati per la descrizione dei letti adsorbenti e dello scambiatore evaporativo (Figura 145). 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. Si è scelto di svolgere le simulazioni nel caso di regime di portata costante e pari a quello massimo.

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.

Si è stimato un consumo di acqua calda sanitaria corrispondente ad un totale di 80 litri al giorno con consumi concentrati nella mattina e fino al primo pomeriggio.

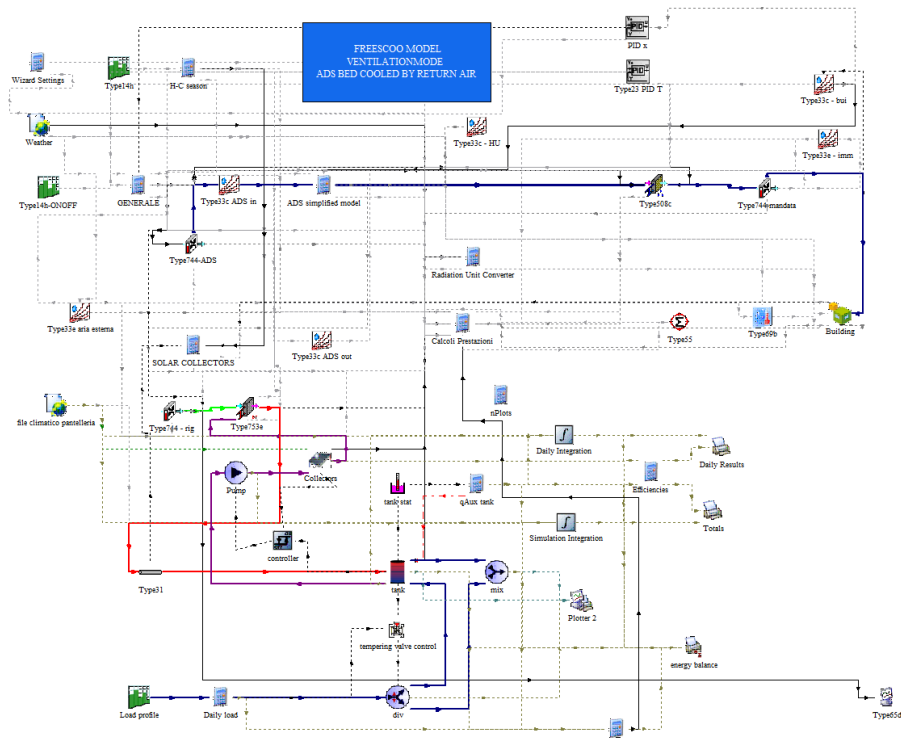


Figura 145. Progetto TRNSYS del sistema di climatizzazione solare Freescool in combinazione con la produzione di ACS – Mediateca comunale di Pantelleria.

Prima di passare alla stima delle prestazioni stagionali, vengono presentati alcuni grafici che descrivono l'andamento dei principali parametri di funzionamento del sistema edificio – impianto per le prime due settimane di luglio (Figura 146). I dati climatici sono quelli relativi al sito di Pantelleria e fanno riferimento ai dati del file meteo IT-Pantelleria-Is-164700.tmf presente nella libreria di TRNSYS.

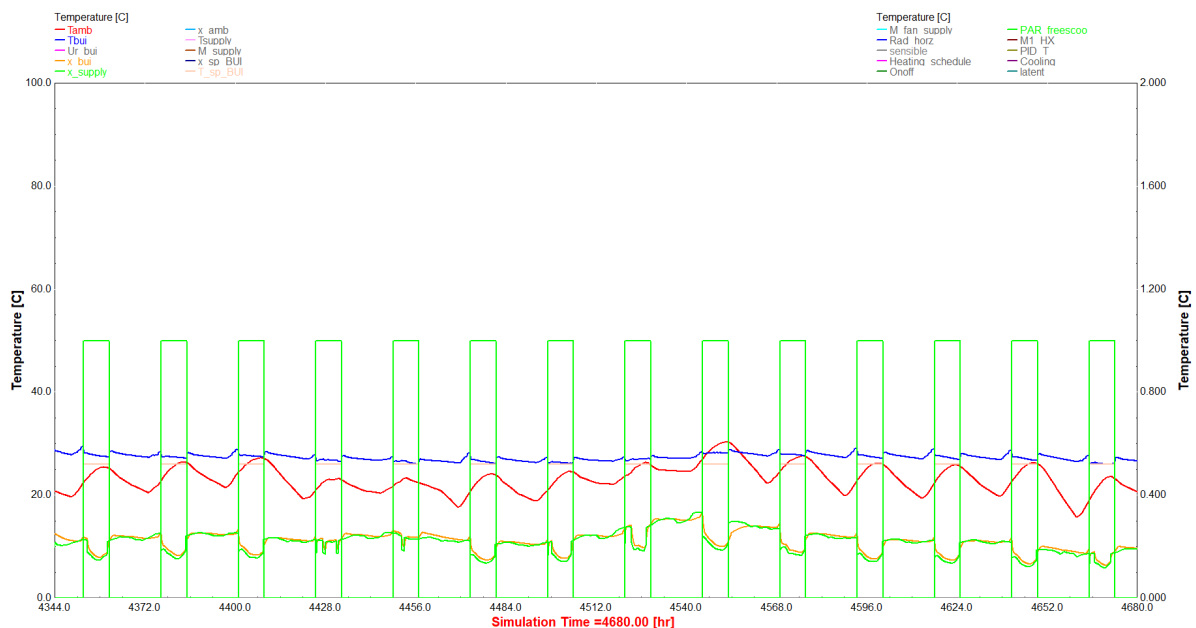


Figura 146. Andamento delle condizioni interne di temperatura e umidità assoluta.

Si nota che mentre l'umidità si mantiene a valori nel range di comfort con umidità assolute minori di 10 g/kg, la temperatura eccede spesso il valore di set-point di 26°C. Inoltre, si vede che la temperatura all'interno dell'edificio nelle ore notturne si mantiene molto più elevata di quella esterna.

Ciò suggerisce la possibilità di poter ventilare l'edificio nelle ore notturne, utilizzando la macchina come semplice sistema di ventilazione o anche come raffrescatore evaporativo indiretto.

I risultati ottenuti con una ventilazione notturna dell'ambiente sono riportati nella Figura 147 e nella Figura 148.

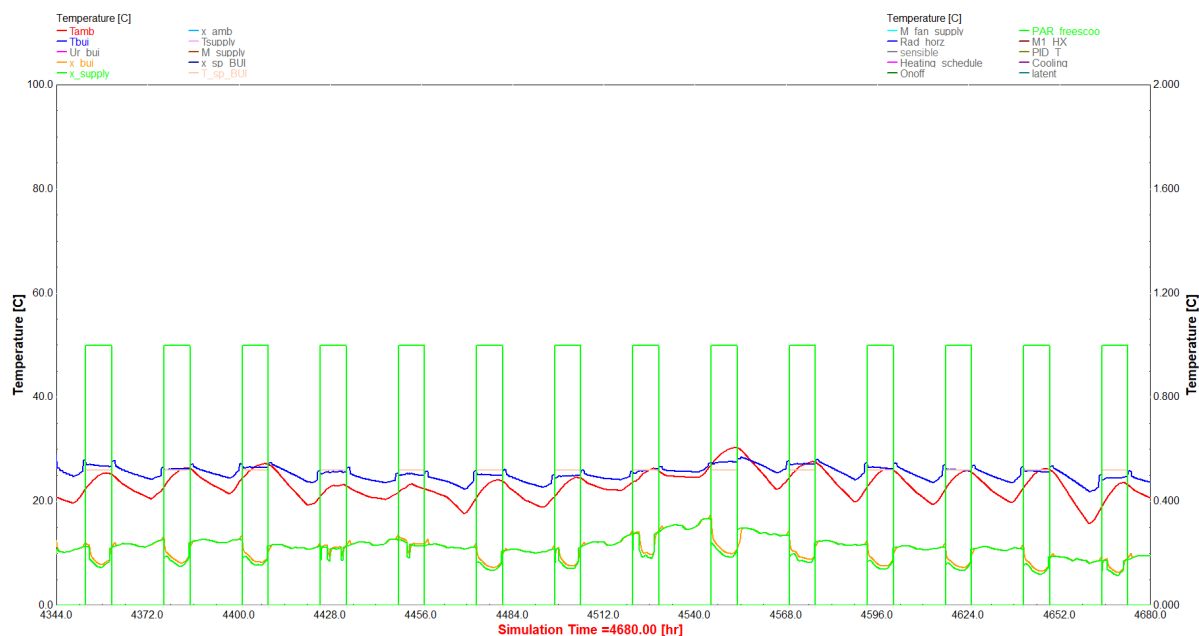


Figura 147. Andamento della potenza frigorifera (blu a sx), della potenza solare (marrone) e dell'EER (blu a dx) per le prime due settimane di luglio con ventilazione notturna a 5 vol/h.

È evidente che la ventilazione notturna comporti il raggiungimento di migliori temperature nell'ambiente durante le ore diurne. L'aria raffredda infatti le masse dell'edificio che restano poi fresche anche durante il giorno.

In Figura 149 sono diagrammate le curve dei valori cumulati dell'energia frigorifera (rosso), dell'energia elettrica (lilla), e del calore fornito (arancione) per le prime due settimane di luglio.

Infine, si presentano i risultati ottenuti su base stagionale, ovvero facendo girare il modello dal 1° Giugno al 30 Settembre (Figura 150). Si noti come la potenza media frigorifera richiesta su base giornaliera si attesti attorno a 1,5 kW, mentre il picco venga raggiunto solo un paio di volte con valori attorno ai 3 kW.

I picchi della potenza frigorifera sono legati a momenti caratterizzati da umidità assolute particolarmente elevate ($x > 18$ g/kg).

La Figura 151 riporta Andamento dell'umidità assoluta dell'aria esterna (verde) e dell'umidità in mandata (viola).

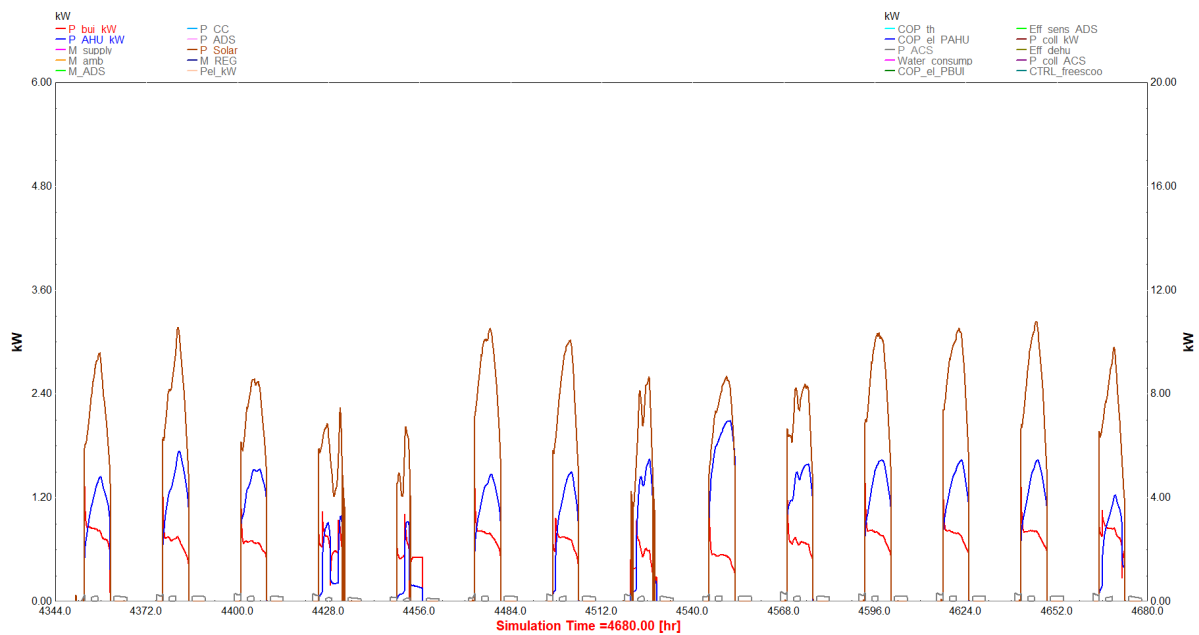


Figura 148. Andamento della potenza frigorifera (blu a sx), della potenza fornita all'edificio (rosso) e della potenza solare (marrone) per le prime due settimane di luglio con ventilazione notturna a 5 vol/h.

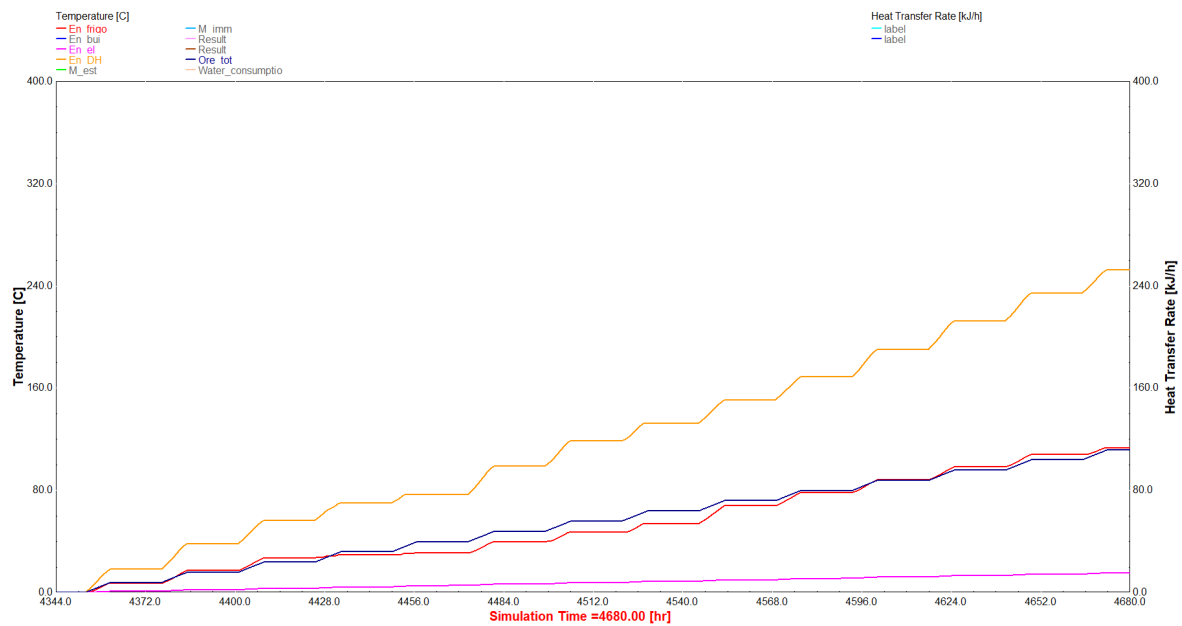


Figura 149. Andamento dei valori cumulati dell'energia frigorifera (rosso), dell'energia elettrica (lilla), e del calore fornito (arancione) per le prime due settimane di luglio.

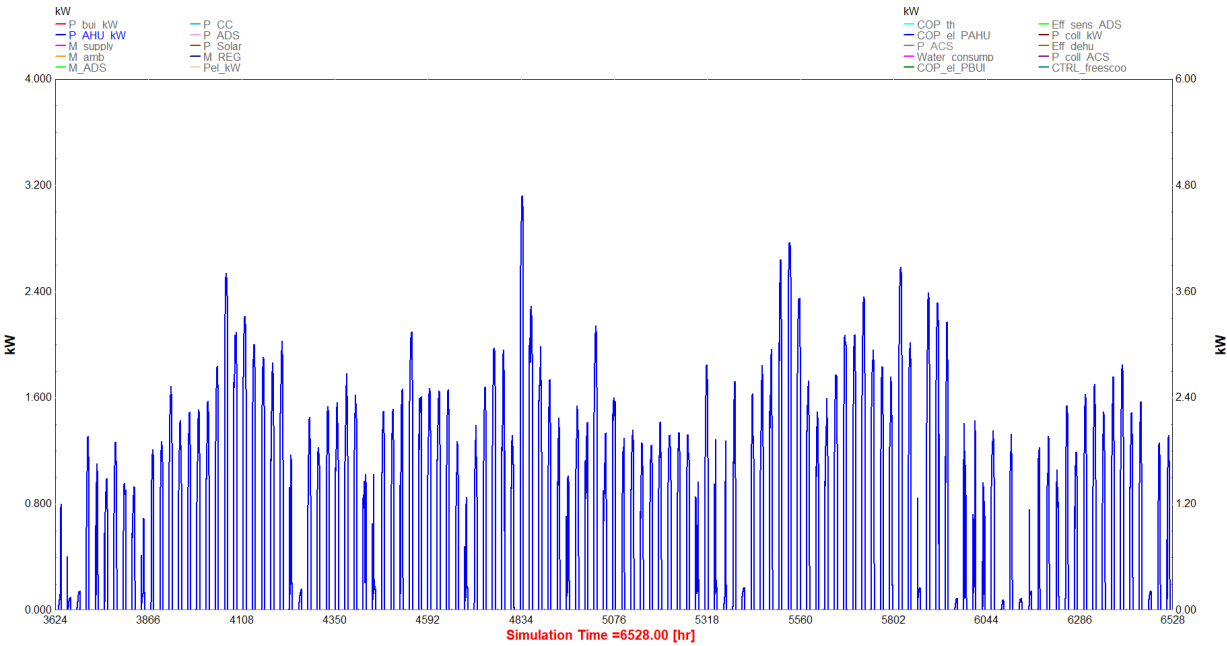


Figura 150. Andamento dei valori di potenza frigorifera nella stagione estiva.

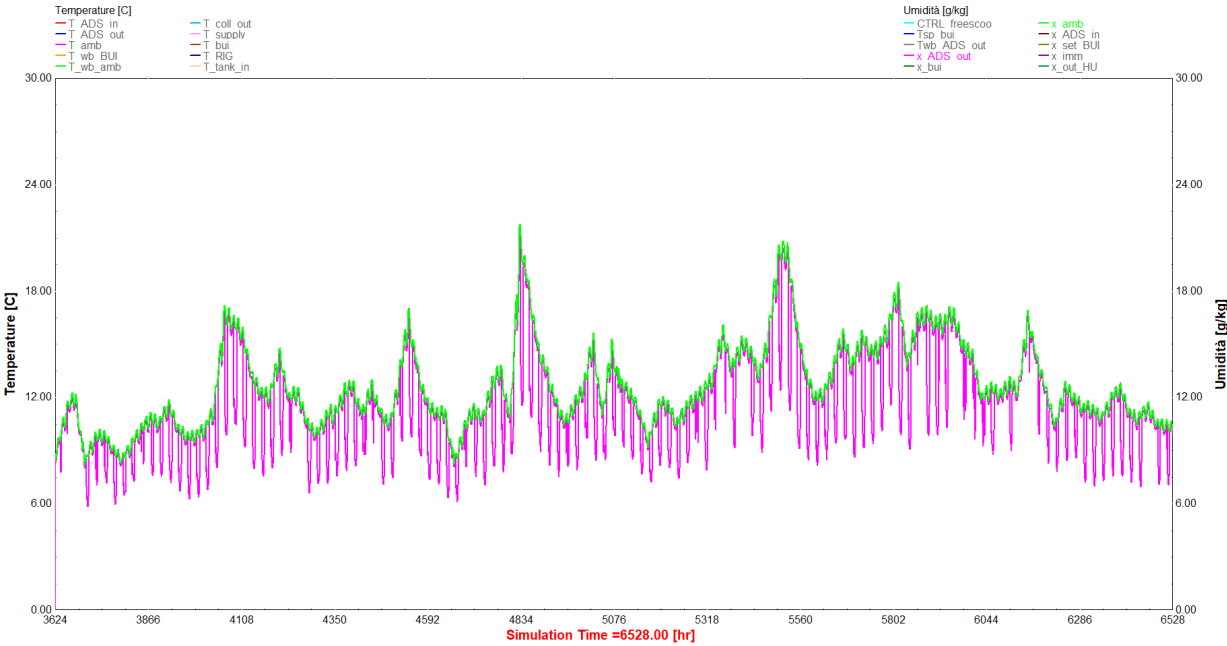


Figura 151. Andamento dell’umidità assoluta dell’aria esterna (verde) e dell’umidità in mandata (viola).

I valori mensili cumulati dell’energia frigorifera, dell’energia termica utilizzata per la rigenerazione e l’ACS, e l’energia elettrica utilizzata, sono mostrati in Figura 152.

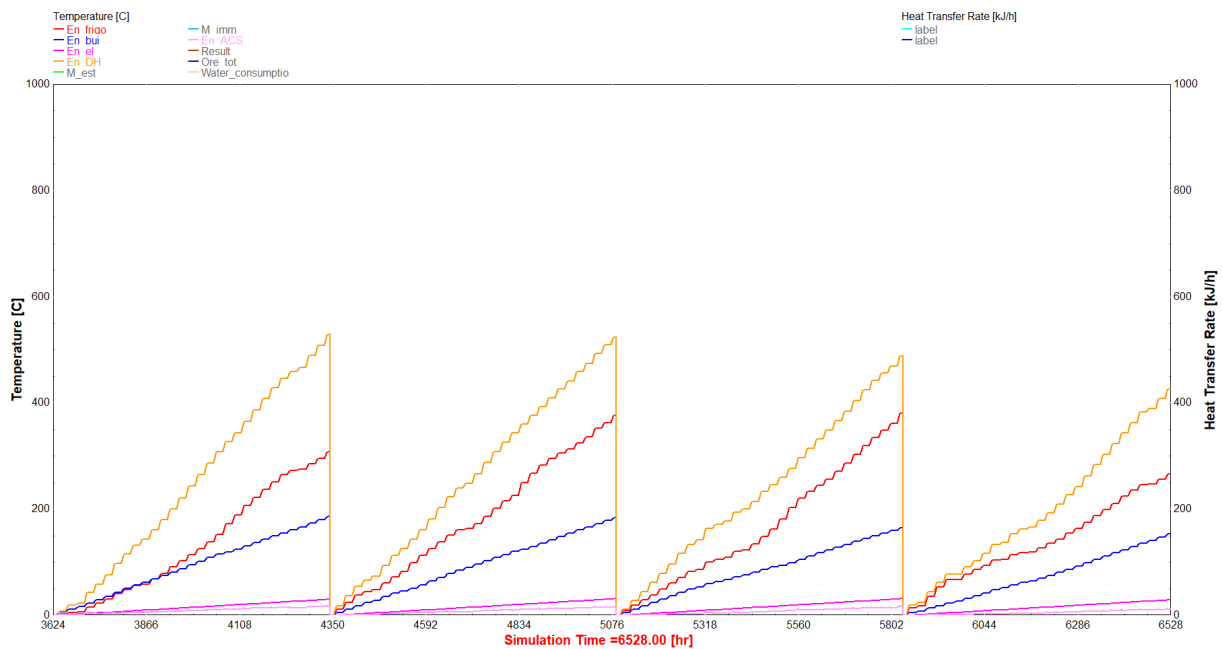


Figura 152. Andamento dei valori mensili cumulati dell'energia frigorifera (rosso), dell'energia termica utilizzata per la rigenerazione (arancio) e l'ACS (rosa), e l'energia elettrica utilizzata (lilla).

La tabella seguente riassume invece i principali indicatori per i quattro mesi estivi. Come si può vedere le efficienze elettriche e termiche globali sono maggiori a luglio e agosto, quando il carico termico è maggiore. Il COP termico risulta piuttosto modesti nei mesi di giugno e settembre quando l'energia frigorifera richiesta e i valori di temperatura media dell'aria si abbassano, a fronte di una elevata disponibilità di irraggiamento solare. Una più bassa temperatura dell'aria esterna fa sì che si consumi più calore per raggiungere la temperatura di rigenerazione dei letti adsorbenti.

Il consumo per ACS risulta molto modesto nel bilancio energetico complessivo. Si ricordi infatti che l'accumulo utilizzato è di soli 80 litri e che il consumo per ACS è piuttosto limitato dato il tipo di utilizzo.

Tabella 31. Risultati delle simulazioni TRNSYS delle prestazioni stagionali per i mesi da giugno a settembre.

		Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
En solare	kWh	529	524	488	426
En frigo	kWh	308	376	381	266
En elettrica	kWh	30.7	31.8	31.8	29.7
En ACS	kWh	17	16.4	17.2	12
EER	-	10.03	11.82	11.98	8.96
EER + ACS	-	10.6	12.3	12.5	9.4
COP th	-	0.58	0.72	0.78	0.62

7.2. Impianto Freescool Facade 400 installato presso il centro di ricerche ENEA a Lampedusa

7.2.1. Premessa all'analisi dei dati

Alla fine di maggio nel 2021 è stato aggiornato l'impianto di climatizzazione Freescool Facade 400 alimentato da collettori solari termici presso i laboratori ENEA al faro di Grecale a Lampedusa con l'obiettivo di migliorare le prestazioni del sistema. La campagna di raccolta dei dati di monitoraggio è iniziata subito dopo la fine dei lavori ed è proseguita essenzialmente sino alla fine dell'anno. Gli interventi eseguiti hanno riguardato i seguenti aspetti:

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

La figura seguente riporta lo schema di funzionamento della macchina prima delle modifiche apportate.

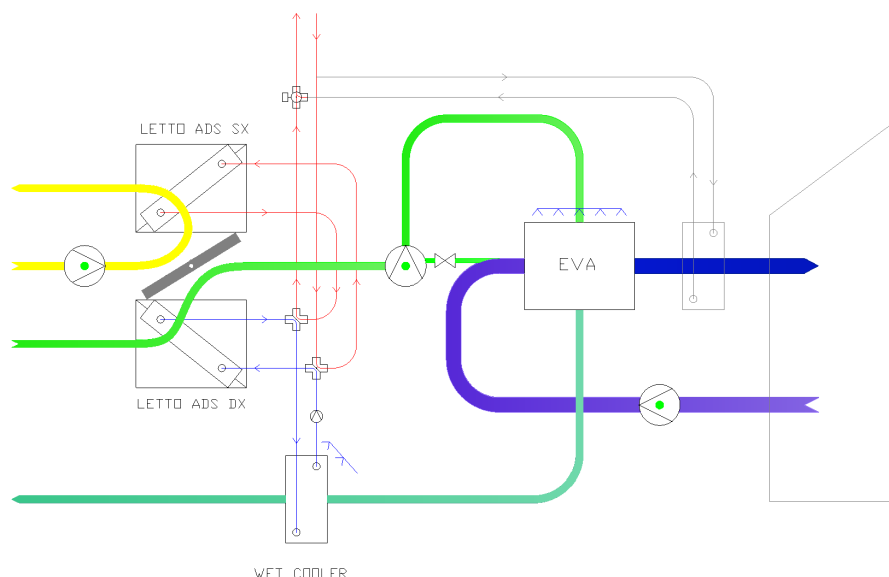


Figura 153. Schema di funzionamento della macchina prima delle ultime modifiche apportate ad aprile 2021 (in verde chiaro l'aria esterna che attraversa i letti adsorbenti, in verde scuro l'aria in uscita dai canali secondari dello scambiatore evaporativo, in viola l'aria di ritorno dal locale, in blu l'aria di mandata che attraversa i canali primari dello scambiatore evaporativo, in giallo l'aria di rigenerazione dei letti adsorbenti).

Nella figura seguente è riportato uno schema dell'attuale assetto dei letti adsorbenti. Il materiale adsorbente è in questo caso posto all'interno di uno scambiatore evaporativo aria – aria ed è raffreddato direttamente dall'evaporazione dell'acqua nel flusso d'aria di ripresa dall'ambiente. In tal modo si sfrutta al massimo il potenziale di raffreddamento evaporativo contenuto nel flusso d'aria di ripresa. Infatti, nella soluzione precedente il raffreddamento del materiale adsorbente avveniva tramite un circuito ad acqua che andava poi a rigettare il calore ad un ulteriore componente (dry/wet cooler) che doveva poi occuparsi di smaltirlo verso l'ambiente.

Inoltre, è stata aumentata notevolmente la superficie di scambio e migliorato il contatto tra il materiale adsorbente e la superficie di scambio (Figura 155). La Figura 156 rappresenta la macchina nella sua nuova configurazione.

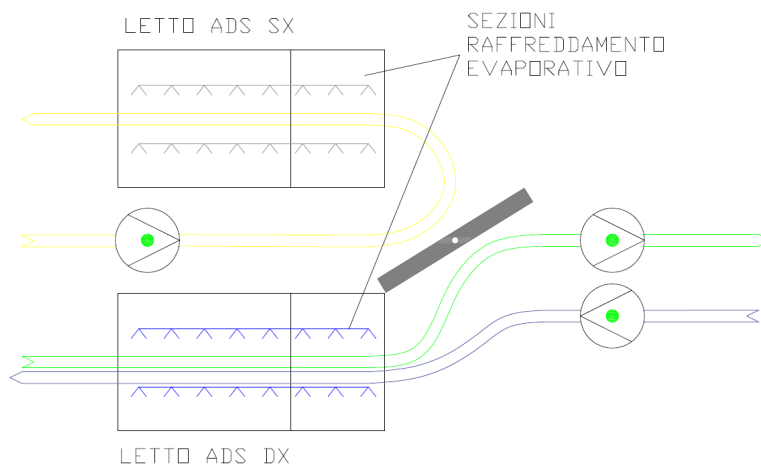


Figura 154. Schema di funzionamento della macchina freescio facade 400 a seguito delle modifiche apportate (in verde chiaro l'aria esterna che attraversa i letti adsorbenti, in viola scuro l'aria ripresa dall'ambiente e inviata ai canali secondari dello scambiatore evaporativo, in giallo l'aria di rigenerazione dei letti adsorbenti).

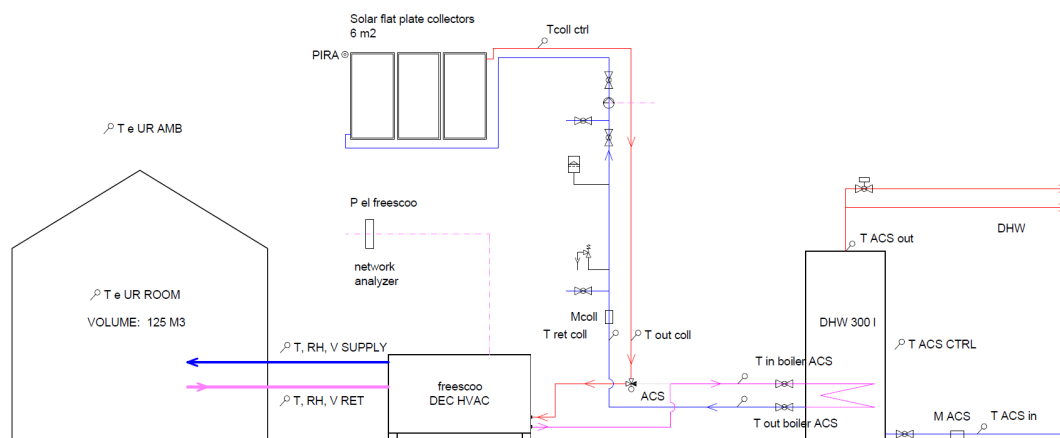


Figura 155. Schema attuale di impianto della macchina.



Figura 156. Foto dell'impianto nella configurazione attuale – 05.21.

7.2.2. Monitoraggio dell'impianto

L'impianto di monitoraggio è rimasto essenzialmente lo stesso rispetto a quello utilizzato negli anni precedenti. Le uniche modifiche hanno interessato la sostituzione ed il riposizionamento di alcuni sensori all'interno della macchina per la misura dei valori di temperatura ed umidità.

7.2.3. Analisi delle prestazioni energetiche giornaliere

A titolo di esempio si riportano di seguito i dati ottenuti dal monitoraggio del sistema per un giorno di luglio (09/07/21). La portata dell'aria è di circa 350 kg/h, e risulta essenzialmente costante durante le ore di funzionamento (Figura 157). Anche in questo caso, i grafici che seguono si riferiscono alla fascia oraria compresa tra le 6 del mattino e le 22.

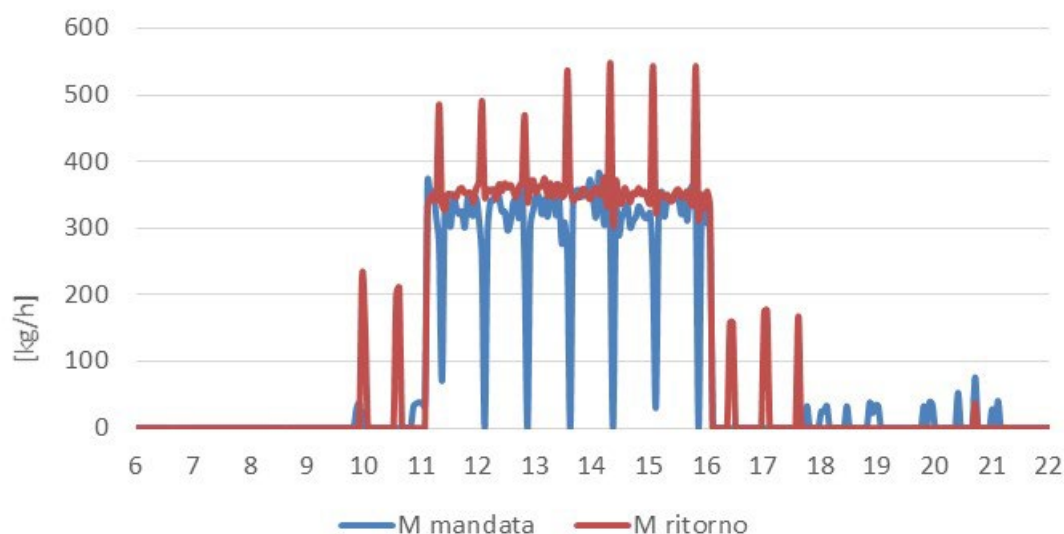


Figura 157. Portata d'aria di mandata e di ritorno dall'edificio – giorno tipo a luglio.

Nella figura seguente si vede come il sistema utilizzi calore per la rigenerazione dei letti adsorbenti anche al di fuori delle ore di funzionamento. La potenza frigorifera registrata è variabile da un minimo di 1,5 kW ad un massimo di circa 3 kW. Dall'esame dell'andamento della potenza frigorifera, si nota una certa disuniformità del comportamento tra i due letti adsorbenti. Sembra infatti che uno sia più performante dell'altro.

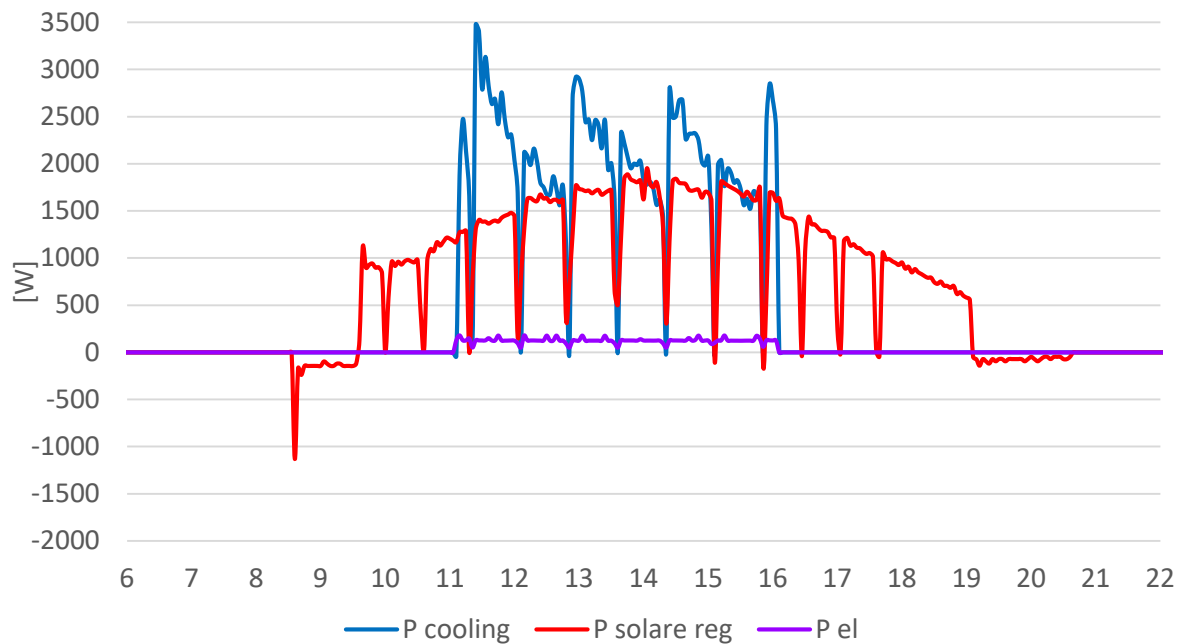


Figura 158. Potenza frigorifera, potenza solare impiegata per la rigenerazione e potenza elettrica assorbita - giorno tipo a luglio

Tale comportamento potrebbe anche o in parte determinato da un errore nella lettura del sensore di umidità all'uscita dal letto adsorbente ma sembra essere anche confermato dall'andamento delle curve che descrivono il totale del vapore adsorbito e desorbito in kg/h.

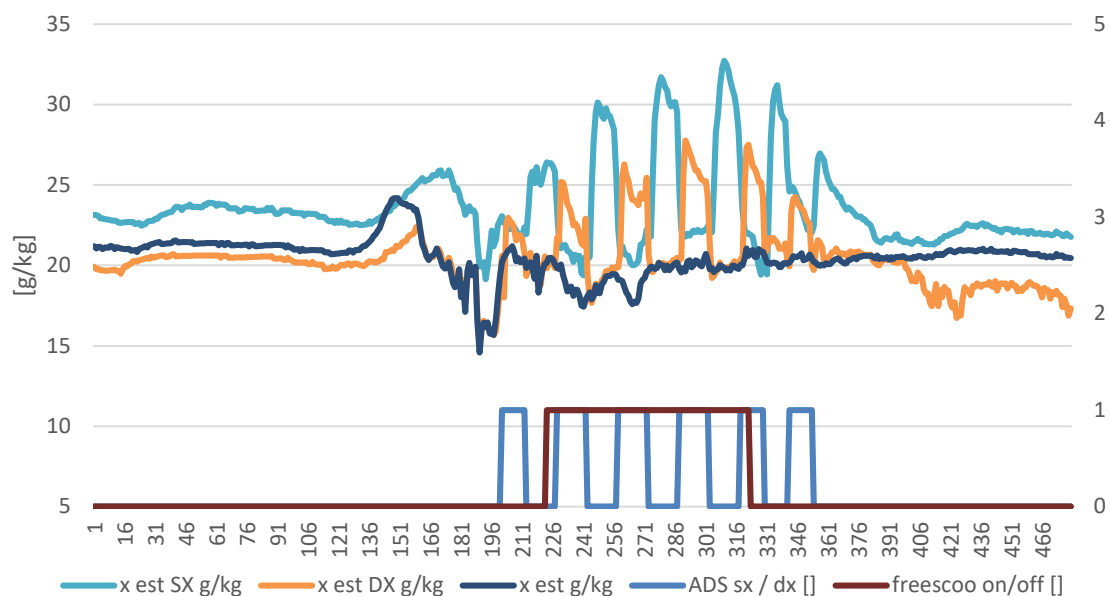


Figura 159. Andamento dell'umidità assoluta in ingresso/uscita dei letti adsorbenti - giorno tipo a luglio

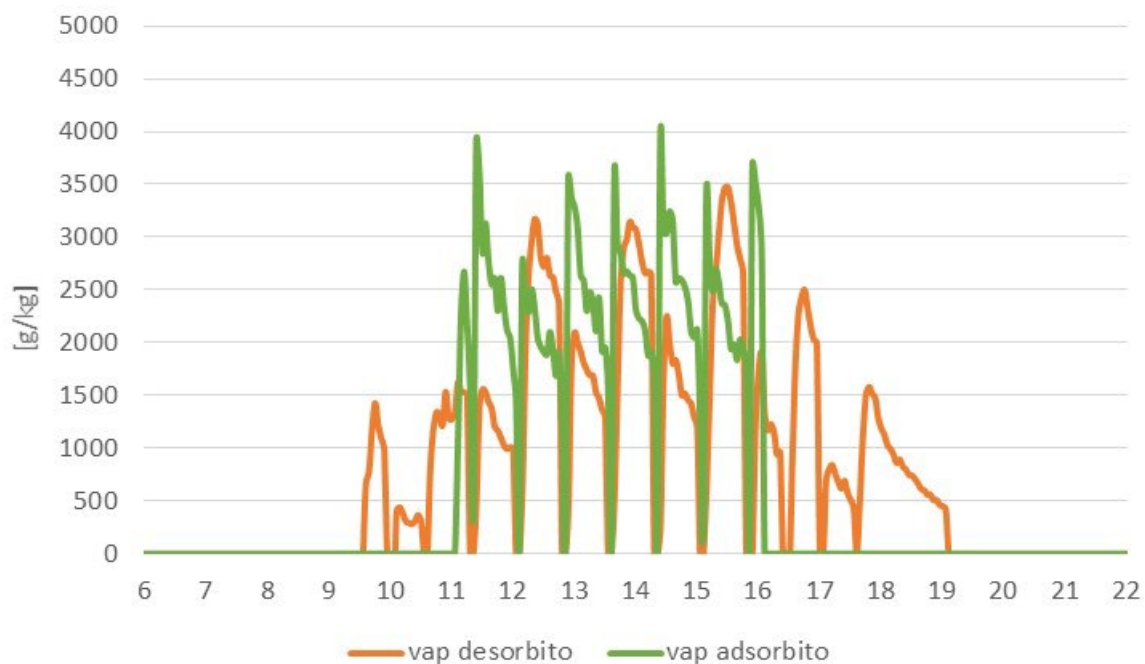


Figura 160. Vapore adsorbito e desorbito dai letti adsorbenti - giorno tipo a luglio

In termini di prestazioni elettriche il sistema risulta tuttavia sufficientemente performante con un valore medio di EER di 15,8. Ciò è dovuto alle basse perdite di carico negli scambiatori adsorbenti utilizzati ai valori portata registrati. Questo sono infatti circa il 73% del valore nominale.

Si noti inoltre che il COP termico è particolarmente elevato e quasi sempre maggiore di 1. È però da sottolineare che il COP istantaneo non tiene conto del calore fornito dall'impianto solare durante le ore in cui il sistema non fornisce potenza frigorifera. Se si tiene conto del calore globalmente fornito nella giornata dai collettori solari, il valore del COP termico scende infatti a 0,88.

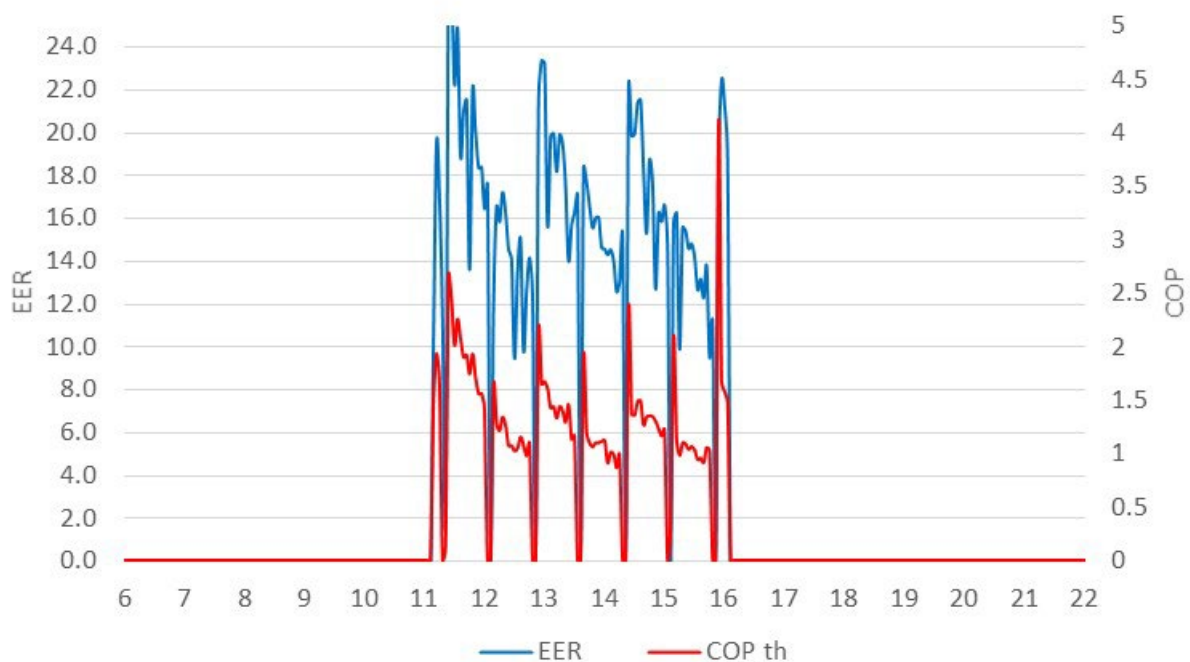


Figura 161. Andamento dell'EER e del COP termico - giorno tipo a luglio

7.2.4. Analisi delle prestazioni energetiche stagionali

Per le prestazioni energetiche si è scelto di presentare i dati relativi al mese di luglio 2021. I dati di monitoraggio sono infatti disponibili senza interruzioni per questo periodo. I dati relativi agli altri mesi estivi per essendo disponibili, non rilevano particolarità che non siano già state prese in esame nel set di dati scelto.

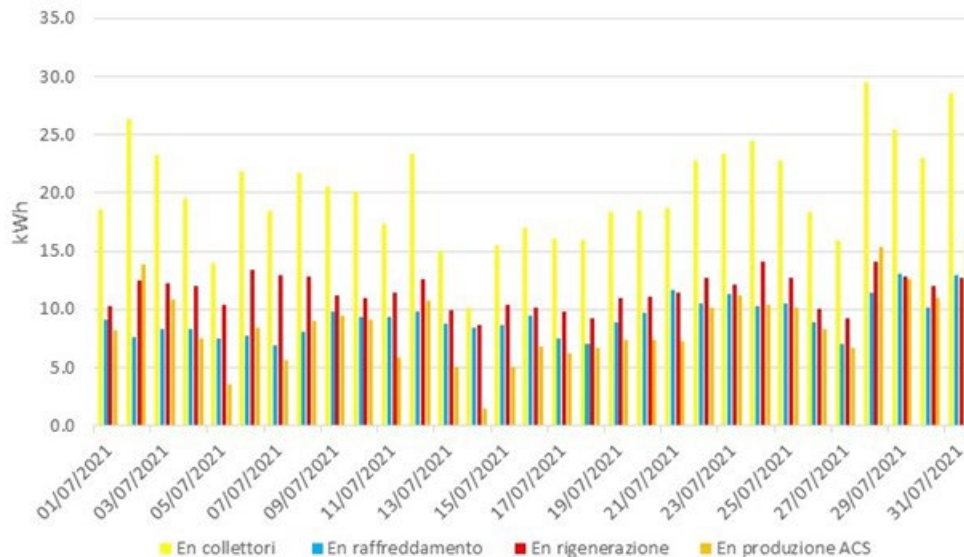


Figura 162. Andamento dei valori del calore solare prodotto dai collettori, dell'energia frigorifera, del calore per la rigenerazione e per la produzione di ACS - giorno tipo a luglio.

Nella figura seguente è possibile vedere che i valori di EER raggiunti sono mediamente elevati e in media superiori a quelli visti per la macchina Freescool VMC.

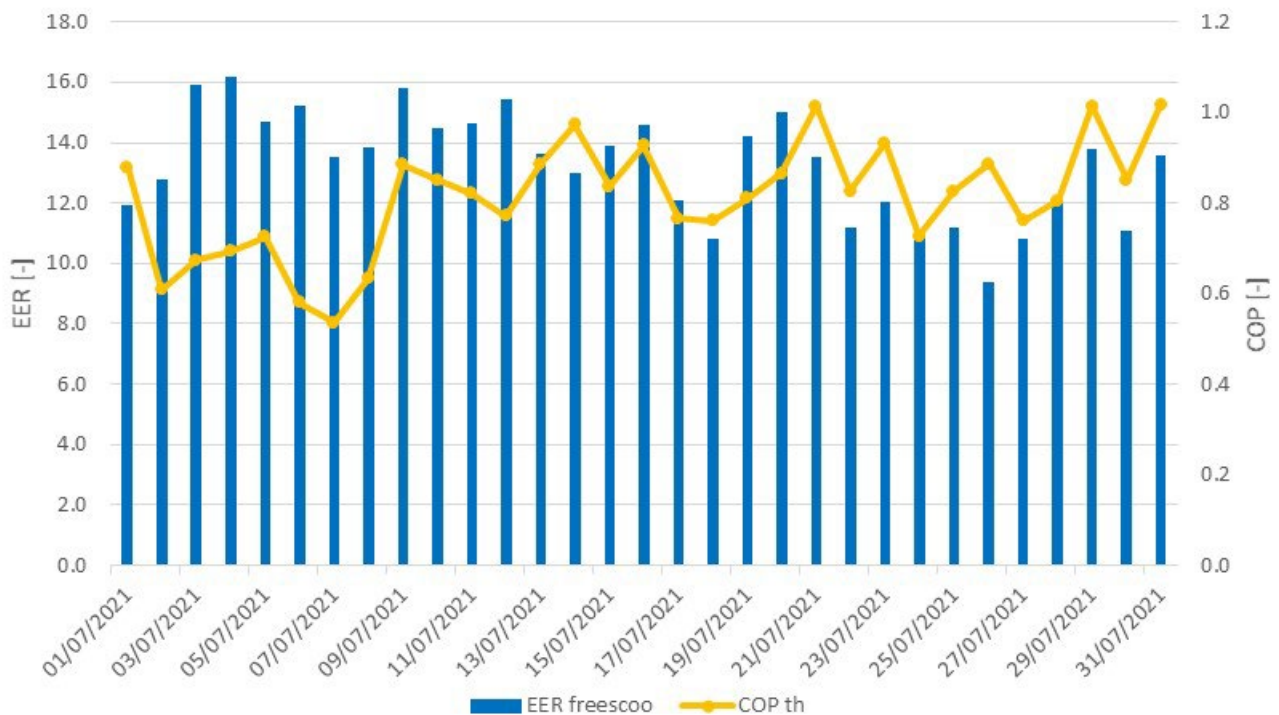


Figura 163. Andamento dell'EER e del COP termico per il mese di luglio.

Ciò è probabilmente dovuto ad un diverso dimensionamento degli scambiatori di calore adsorbenti e alle conseguenti minori perdite di carico. I valori complessivi per il mese esaminato sono riportati in Tabella 32.

Tabella 32. Valori relativi alle prestazioni globali per il mese di luglio.

En collettori	En raffreddamento	En rigenerazione	En produzione ACS	En el	EER freesco	COP th
kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	[]	[]
547.2	251.8	319.5	227.7	19.3	13.0	0.79

7.3. Confronto tra il sistema Freesco VMC 3.0 installato presso la mediateca di Pantelleria e Freesco 400 installato al faro di grecale a Lampedusa

Una delle differenze principali tra i due sistemi è legata alla diversa gestione dei flussi d'aria. Nella macchina Freesco VMC 3.0 installata a Pantelleria sono presenti delle valvole per la gestione dei flussi d'aria di rigenerazione e adsorbimento che permettono anche il funzionamento a letti paralleli. Ciò significa che i due letti adsorbenti possono anche essere utilizzati entrambi per la stessa funzione. Per esempio, entrambi possono lavorare in modalità adsorbimento oppure rigenerazione, aumentando chiaramente la superficie di scambio disponibile.

Chiaramente questa opzione non può essere utilizzata sempre, ma apre a delle possibilità di controllo interessanti in fase di parzializzazione. Inoltre, la macchina VMC 3.0 ha la possibilità di lavorare in modalità IEC ovvero Indirect Evaporative Cooling, cioè come semplice raffrescatore evaporativo.

Nel grafico seguente, si riportano i dati di funzionamento della unità VMC 3.0 per un intervallo di tempo (circa 70 min) caratterizzato da un funzionamento a letti paralleli. Come si può vedere la macchina riesce a raffreddare l'aria esterna da una temperatura media di circa 37°C ad una temperatura di circa 20°C.

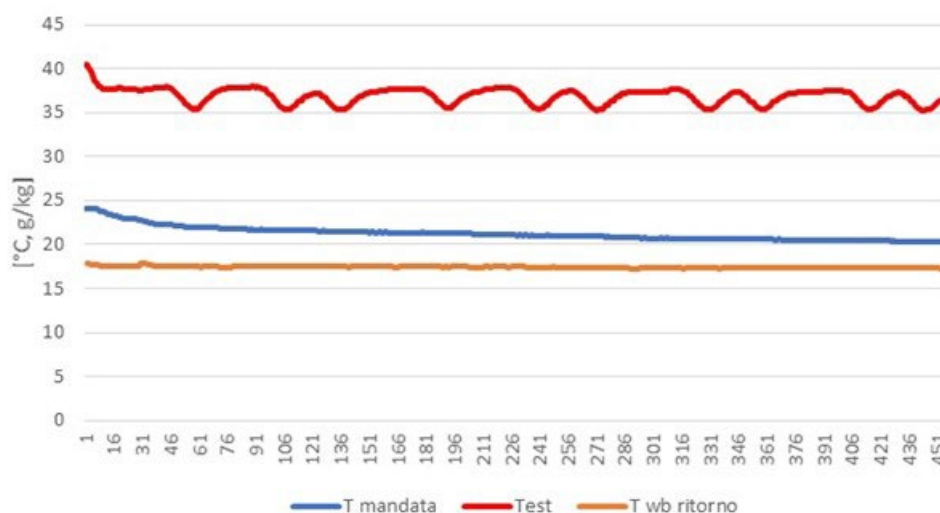


Figura 164. Temperatura dell'aria di mandata, esterna, e temperatura di bulbo umido dell'aria di ripresa.

Come si vede in Figura 165, la portata dell'aria risulta chiaramente maggiore (>500 m³/h) rispetto alla modalità di adsorbimento a letto singolo. L'efficienza elettrica media risulta circa 32, senza nessun consumo di calore. Questa modalità di funzionamento può risultare molto utile nelle mezze stagioni, o in generale ogni qualvolta la temperatura di bulbo umido dell'aria esterna si abbassa sotto i 20-21°C. Non può essere adottata in presenza di umidità tipiche di una giornata estiva per il sito in oggetto.

Un'altra differenza importante tra le sue unità è quella legata alla diversa geometria dei letti adsorbenti. Nella macchina VMC 3.0 il letto adsorbente è verticale e ha una superficie di scambio pari al 57% di quella presente nella macchina Frescoo facade 400. È da notare però che la configurazione dei letti adsorbenti per ciò che concerne le caratteristiche del materiale essiccante differiscono, facendo sì che la differenza in termini di capacità di deumidificazione totale sia marginale.

In termini di ingombri, i sistemi differiscono di poco avendo la macchina VMC 3.0 un volume solo del 3% minore rispetto alla Frescoo facade 400. Pur avendo degli scambiatori più piccoli, la macchina monta infatti un sistema di gestione delle valvole più complesso.

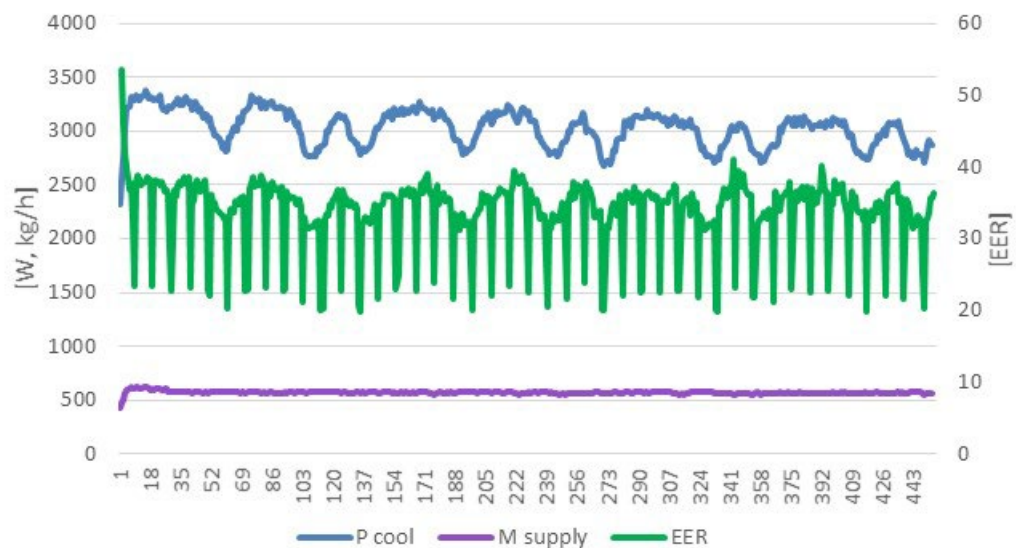


Figura 165. Funzionamento IEC a letti paralleli – unità VMC 3.0 installata a Pantelleria.

8 Conclusioni

Il presente documento descrive i risultati della ricerca condotta dall'Università di Palermo nell'ambito della Linea di attività: 4.5. "Test di laboratorio e valutazione degli impatti sulla rete" del Progetto: 1.5 Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti". Il lavoro di ricerca condotto nella LA4.5 ha consentito di raggiungere i risultati attesi riportati di seguito.

1. Determinazione delle potenziali diverse finalità e differenze implementative dell'aggregazione nelle piccole isole non alimentate dalla rete elettrica principale, rispetto a quelle della sperimentazione in corso nella penisola. L'analisi condotta mostra che nelle isole minori non alimentate dalla rete di trasmissione nazionale il problema principale che le utility saranno chiamate a risolvere è quello della modifica del profilo di generazione tradizionale in seguito all'installazione delle fonti rinnovabili. Dati gli elevati flussi di potenza che potrebbero generarsi in seguito all'installazione di impianti fotovoltaici in misura tale da soddisfare i requisiti previsti dal DM 14/02/2017, si potrebbero verificare inversioni dei flussi di potenza nelle cabine secondarie, con problemi di funzionamento delle protezioni contro le sovracorrenti nella rete di distribuzione, e una riduzione eccessiva del carico minimo giornaliero. A questa riduzione corrisponde una significativa riduzione dell'inerzia della rete isolata con maggiori possibilità che eventuali disturbi possano causare instabilità della rete e blackout. Tale problema è meno sentito nella rete continentale nella quale le centrali di generazione termoelettrica dell'area sincrona Continentale Europe mantengono sempre una riserva di regolazione primaria adeguata a contrastare disturbi dell'ordine del reference incident (perdita di 3 GW di generazione). Pertanto, le logiche per l'aggregazione del carico nelle piccole isole devono guardare ad un miglior bilanciamento tra produzione e domanda finalizzato all'incremento del carico minimo di rete e ad evitare fenomeni di inversione di flusso. Anche l'effetto di riduzione dell'importante picco serale nelle stagioni estive ha sicuramente un impatto benefico sulla rete in quanto consente di mantenere una più elevata riserva di regolazione primaria di frequenza da generatori rotanti, a parità di inerzia. Pertanto, risulta evidente come le finalità di aggregazione delle risorse flessibili nelle isole minori sono molto diverse da quelle delle UVAM, in corso di sperimentazione nella penisola e principalmente destinate alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento. Infine, è interessante notare come tali finalità si sposino bene con le usuali logiche di aggregazione dei carichi, generatori e sistemi di accumulo nelle comunità energetiche. Infatti, la massimizzazione dell'energia condivisa nelle EC consente di ridurre gli impatti della generazione FV sul profilo di potenza delle isole minori aumentando il carico minimo nelle ore di massima produzione. Tale effetto è tanto più marcato quanto maggiore è il numero di dispositivi flessibili degli utenti (carichi controllabili e sistemi di accumulo). Pertanto, nonostante le preoccupazioni sollevate dalle modifiche normative sulle comunità energetiche che ne hanno ampliato sia il perimetro che la potenza massima dei generatori installabili, introdotte dal recente D. Lgs. 199/2021, l'aggregazione di carichi e l'utilizzo di SdA e carichi controllabili ha sicuramente per le isole minori un doppio effetto benefico: l'incremento dell'energia condivisa nelle comunità energetiche e la risoluzione di alcuni importanti problemi di rete. Infine, si fa notare come la gestione delle risorse flessibili delle isole minori per i fini su elencati bene si sposa con una minore prontezza di risposta degli utenti coinvolti e permette di tollerare meglio le interruzioni delle telecomunicazioni che spesso si verificano nei costi isolani.

2. Definizione degli scenari di controllo dei carichi e dei generatori nelle piccole isole. Sono stati definiti ed analizzati diversi scenari, meglio descritti nel seguito, che hanno mostrato come: 1) in generale, l'installazione di impianti FV porti a benefici in termini di riduzione di perdite di energia nella rete ma possa causare un peggioramento del fattore di carico del profilo di potenza giornaliero e una riduzione del carico minimo e dell'inerzia; 2) in generale, le azioni di controllo finalizzate all'incremento dell'autosufficienza energetica delle comunità energetiche rinnovabili e a utilizzare l'accumulo termico degli scaldacqua elettrici hanno effetti contrapposti a quelli negativi dovuti all'installazione di impianti FV. Infine, sono state analizzate azioni di controllo dei carichi luce sia in ambiente residenziale che terziario finalizzate a ridurre i consumi energetici anche utilizzando al meglio il contributo della luce diurna.

3. Valutazione degli impatti di rete delle soluzioni tecnologiche messe a punto. Sono state definite diverse logiche di gestione di SdA, scaldacqua elettrici e pompe di calore per produzione di acqua calda sanitaria (ACS) da utilizzare in tale ambito ma adattabili anche agli utenti del terziario. Tali logiche di gestione sono state applicate al caso di una comunità energetica rinnovabile sull'isola di Pantelleria valutandone gli impatti in termini economici e le modifiche dei profili di carico. I profili di carico modificati sono stati utilizzati per effettuare uno studio di load flow in ambiente Neplan esteso all'intera isola di Pantelleria e verificando come le logiche di controllo messe a punto siano in grado di migliorare i profili di generazione complessivi della centrale elettrica dell'isola e favorire il raggiungimento degli obiettivi di installazione di impianti da fonti rinnovabili (in particolare di impianti FV) previsti dal DM 14/02/2017. In maggiore dettaglio, le azioni di Demand Side Management (DSM) messe a punto hanno guardato al controllo dei carichi interrompibili del prosumer (lavastoviglie e lavatrice) e al controllo dei sistemi di accumulo e scaldacqua elettrici, in quanto il controllo delle pompe di calore per la produzione di ACS, come già dimostrato in studi dello stesso gruppo di ricerca, non risulta particolarmente efficace nella riduzione di picchi di carico o nell'incremento della potenza minima giornaliera, a causa della minore potenza elettrica richiesta dalle pompe di calore rispetto agli scaldacqua elettrici. In particolare, si evidenzia che non è il controllo della pompa di calore quanto piuttosto il suo stesso utilizzo in sostituzione degli scaldacqua elettrici con accumulo a portare un beneficio agli utenti e alla rete in termini di minori consumi, minori perdite e minori picchi di carico. Pertanto, l'analisi dell'utilizzo delle pompe di calore abbinate a SdA e ad impianti solari si è limitata agli impatti sulle comunità energetiche rinnovabili e non agli impatti di rete (se non in uno scenario nel quale è stata analizzata la sostituzione degli scaldacqua con pompe di calore presso gli utenti domestici in presenza di impianti FV). Infine, sono stati valutati gli impatti di rete derivanti dal controllo dei carichi luce degli utenti domestici dell'isola. In questo caso, date le modeste variazioni misurate in laboratorio delle potenze assorbite dai carichi luce in diverse condizioni operative, non si sono riscontrati impatti significativi sulla rete rispetto ad altre azioni di controllo simulate.

4. Monitoraggio e confronto delle prestazioni del sistema Free solar cooling presso la mediateca di Pantelleria e presso il Faro di Capo Grecale. È stato effettuato il monitoraggio dei due sistemi Freesco. Una delle differenze principali tra i due sistemi è legata alla diversa gestione dei flussi d'aria. Nella macchina Freesco VMC 3.0 installata a Pantelleria sono presenti delle valvole per la gestione dei flussi d'aria di rigenerazione e adsorbimento che permettono anche il funzionamento a letti paralleli. Ciò significa che i due letti adsorbenti possono anche essere utilizzati entrambi per la stessa funzione. Per esempio, entrambi possono lavorare in modalità adsorbimento oppure rigenerazione, aumentando chiaramente la superficie di scambio disponibile. Analizzando i dati di funzionamento della unità VMC 3.0 per un intervallo di tempo (circa 70 minuti) caratterizzato da un funzionamento a letti paralleli, è stato possibile notare che la macchina riesce a raffreddare l'aria esterna da una temperatura media di circa 37°C ad una temperatura di circa 20°C. La portata dell'aria risulta chiaramente maggiore ($>500 \text{ m}^3/\text{h}$) rispetto alla modalità di adsorbimento a letto singolo. L'efficienza elettrica media risulta circa 32, senza nessun consumo di calore. Questa modalità di funzionamento può risultare molto utile nelle mezze stagioni, o in generale ogni qualvolta la temperatura di bulbo umido dell'aria esterna si abbassa sotto i 20-21°C. Non può essere adottata in presenza di umidità tipiche di una giornata estiva per il sito in oggetto. Un'altra differenza importante tra le sue unità è quella legata alla diversa geometria dei letti adsorbenti. Nella macchina VMC 3.0 il letto adsorbente è verticale e ha una superficie di scambio pari al 57% di quella presente nella macchina Freesco Facade 400 di Lampedusa. Le configurazioni dei letti adsorbenti, per ciò che concerne le caratteristiche del materiale essiccante, differiscono facendo sì che la differenza in termini di capacità di deumidificazione totale sia marginale. Per quanto riguarda l'installazione di Pantelleria, analizzando i dati relativi ad una giornata caratterizzata da condizioni dell'aria fresche e mediamente umide ($T 25^\circ\text{C}$, $UR 80\%$, $x 15,7 \text{ g/kg}$) e da irraggiamento elevato, è stata rilevata una potenza di rigenerazione solare relativamente bassa, con valori di poco superiori a 2kW, e una discreta potenza frigo, grazie all'elevato contenuto di umidità e alle buone condizioni di ritorno dell'aria dall'ambiente servito. Tuttavia la macchina ha abbassato lentamente l'umidità dell'aria nell'ambiente servito. I picchi dell'andamento dell'umidità assoluta di mandata evidenziano il funzionamento alternato tra i due letti adsorbenti. Tale comportamento si riscontra anche sul valore dell'aria di ripresa, con oscillazioni nell'ordine di 1 g/kg. La deumidificazione attuata, pur raggiungendo un valore medio di 4,6 g/kg nelle ore di

funzionamento, non risulta comunque sufficiente a raggiungere il target di 10 g/kg, probabilmente a causa dell'elevato valore dell'umidità assoluta di partenza e il basso calore a disposizione per la rigenerazione. Complessivamente l'efficienza elettrica e termica raggiunte nella giornata in oggetto sono rispettivamente di 12,8 e 1,06. Analizzando invece i dati monitorati in una giornata caratterizzata da condizioni dell'aria esterne caldo-umide ($T\ 35^{\circ}\text{C}$, $UR\ 50\%$, $x\ 19,5\ \text{g/kg}$) e irraggiamento elevato, con una conseguente produzione di calore da solare, sono state rilevate temperature maggiori (oltre i 60°C nella parte centrale della giornata). Il calore utilizzato per la rigenerazione è minore di quello prodotto dall'impianto solare, essendo questo in parte utilizzato per la produzione di ACS ed in parte perso a causa delle dispersioni termiche.

Presso il sistema Freesco di Capo Grecale sono stati effettuati degli interventi che hanno riguardato la modifica della struttura dei letti di silicagel, l'ampliamento della superficie dello scambiatore evaporativo, l'installazione di una nuova pompa del modulo evaporativo, la riconfigurazione del percorso delle condotte d'aria, la riconfigurazione della posizione dei singoli componenti per ottimizzare la resa della macchina a seguito dei suddetti ampliamenti e la riconfigurazione e calibrazione del sistema di controllo per adattarlo alle nuove prestazioni della macchina. Nella soluzione precedente il raffreddamento del materiale adsorbente avveniva tramite un circuito ad acqua che andava poi a rigettare il calore ad un ulteriore componente (dry/wet cooler) che doveva poi occuparsi di smaltirlo verso l'ambiente. Apportando le suddette modifiche si sfrutta al massimo il potenziale di raffreddamento evaporativo contenuto nel flusso d'aria di ripresa. La portata dell'aria è di circa 350 kg/h ed è risultata essenzialmente costante durante le ore di funzionamento (La campagna di raccolta dei dati presso il caso studio del faro di Grecale a Lampedusa è iniziata subito dopo la fine degli interventi ed è proseguita essenzialmente sino alla fine del 2021). La potenza frigorifera registrata è variabile da un minimo di 1,5 kW ad un massimo di circa 3 kW. Dall'esame dell'andamento della potenza frigorifera, si nota una certa disuniformità del comportamento tra i due letti adsorbenti. Sembra infatti che uno sia più performante dell'altro. In termini di prestazioni elettriche il sistema risulta sufficientemente performante con un valore medio di EER di 15,8 grazie alle basse perdite di carico negli scambiatori adsorbenti utilizzati ai valori di portata registrati. Questo sono infatti circa il 73% del valore nominale. Il COP termico è particolarmente elevato e quasi sempre maggiore di 1 (il COP istantaneo non tiene conto del calore fornito dall'impianto solare durante le ore in cui il sistema non fornisce potenza frigorifera).

5. Analisi in laboratorio delle prestazioni del sistema di illuminazione. Il sistema di illuminazione innovativo è stato progettato, dimensionato ed installato con l'obiettivo di valutare i consumi di un utente isolano controllabile da parte del gestore di rete o di un aggregatore. Le misure prelevate hanno inoltre fornito dati utili a valutare le reali performance del sistema di illuminazione e del Daylight-Linked Control system. Dal momento che il carico riferito all'impianto di illuminazione non può essere shiftato come accade per altri carichi che caratterizzano utente finali che siano esse domestiche o del settore terziario, per conseguire l'obiettivo, precedentemente citato, si è indagato sulla possibilità di modulare il carico dell'illuminazione artificiale interna per contribuire ulteriormente alla riduzione dei consumi. A questo fine sono state applicate diverse strategie basate sulla variazione della temperatura di colore correlata (favorendo una diminuzione della potenza assorbita nel caso in cui si intervenga variando la CCT da calda a fredda) e sul flusso luminoso del sistema di illuminazione installato. Il test è inoltre servito a valutare le reali performance del sistema di illuminazione e di controllo in termini di risparmio energetico e comfort visivo.

Gli scenari testati in laboratorio hanno tenuto in considerazione differenti fasce orarie di modulazione (scelte come fasce spesso adottate negli schemi tariffari temporali dai fornitori di energia elettrica), differenti usi finali (residenziale e terziario) considerando illuminamenti orizzontali diversi a seconda della tipologia di task e diverse strategie tra le quali:

- strategia A: è stata considerata una variazione dell'illuminamento orizzontale sul piano di lavoro;
- strategia B: è stata considerata una variazione della temperatura di colore (CCT);
- strategia C: è stata considerata una variazione della temperatura di colore e un abbassamento del flusso luminoso (FL) emesso dalle sorgenti e di conseguenza dell'illuminamento sul piano di lavoro;
- strategia D: è stata considerata una variazione della temperatura di colore e l'utilizzo di DLCs;

- strategia E: è stata considerata una variazione della temperatura di colore e un abbassamento del flusso luminoso (FL) emesso dalle sorgenti e di conseguenza dell'illuminamento sul piano di lavoro e l'utilizzo di Daylight-linked control system.

Le effettive variazioni di potenza assorbita associate alla variazione della temperatura di colore sono state studiate utilizzando i dati misurati durante la prima campagna. In particolare, sono state effettuate le misurazioni in laboratorio considerando nove diversi livelli di flusso luminoso, dal 20% al 100% con gradini del 10%. Utilizzando il misuratore di potenza elettronico prima citato, è stata misurata la potenza corrispondente a sei diverse temperature di colore. Ovvero: 2700 K; 3000 K; 4000 K; 5000 K; 6000 K; 6500 K. Da queste prime misure è stato riscontrato che la potenza assorbita varia soltanto di circa l'1% variando la CCT da 5000 K a 6000 K. Maggiormente trascurabili le differenze con le misure relative ad una temperatura di colore pari a 6500 K.

6. Test in laboratorio dello smart prosumer. Tutte le logiche di controllo dei carichi controllabili e dei sistemi di accumulo in presenza di impianti FV, messe a punto per utenti domestici, sono state emulate sperimentalmente utilizzando il banco prova nel laboratorio Smart & Microgrid Lab dell'Università di Palermo. L'attività sperimentale ha permesso di mostrare come è possibile implementare il controllo degli utenti domestici con materiale a basso costo e facilmente reperibili (Raspberry PI e contattori) e con semplici codici di controllo. L'attività sperimentale ha permesso anche di emulare il comportamento di scaldacqua elettrici di varie taglie e di pompe di calore per ACS utilizzando una metodologia che fa uso in parte di simulazioni (per simulare i profili di prelievo e il raffreddamento dell'acqua nei serbatoi) e in parte di resistenze e meter per emulare i consumi e misurarli.

Combinando opportunamente le resistenze del banco prova in laboratorio è stato emulato il profilo elettrico giornaliero di varie taglie di scaldacqua elettrico, di una pompa di calore domestica, di un aggregato di scaldacqua e di un utente in assenza e in presenza di diverse logiche di DR, anche basate sull'accumulo termico nei serbatoi di ACS. È stato inoltre implementato il controllo dell'inverter ibrido con batterie al litio. Infine, si è realizzata una piattaforma blockchain in grado di comunicare con gli EMS di utente e sono stati condotti diversi test di comunicazione tra la blockchain e l'EMS del banco prova e un client blockchain emulato con un PC in laboratorio, dimostrando come tale tecnologia possa facilmente essere applicata anche a utenti delle isole minori con basso costo.

7. Test di laboratorio della PdC aria/acqua del tipo all-in-one per produzione ACS. L'impianto per la produzione di ACS a pompa di calore con collettori solari ibridi è stato installato presso il centro ricerche ENEA di Casaccia. L'impianto realizzato è meglio descritto nel report di ricerca di sistema prodotto da ENEA sulle attività della terza annualità del progetto.

Per poter dialogare con l'inverter ibrido e con la PdC, ENEA ha realizzato un sistema di controllo con PLC con una WebApp. Attraverso tale pannello virtuale di controllo è possibile effettuare tutte le prove per la caratterizzazione dei collettori solari ibridi e per testare le logiche di controllo per l'ottimizzazione del funzionamento del sistema costituito da PdC ed inverter ibrido. Il sistema installato consente infatti anche di monitorare le tensioni e le correnti nel sistema e di valutare le potenze scambiate tra inverter, PdC e sistema di accumulo. I test sulla pompa di calore sono stati effettuati sia da ENEA che dall'Università di Palermo da remoto. In questo caso, è stato realizzato un codice per la lettura da remoto dei dati del sistema PdC con inverter solare ibrido.

Per effettuare le prove è stato impostato un profilo di prelievo di ACS in accordo alla probabilità di prelievo rilevata per gli utenti delle isole minori. Le prove possono essere effettuate anche con altri profili di prelievo come il tapping XL utilizzato negli studi teorici effettuati nelle precedenti annualità di progetto.

Sono stati definiti quattro set di prova per configurazione con e senza preaccumulo termico.

Attraverso il collegamento da remoto è stato possibile controllare l'inverter e la PdC in modo da implementare tutte le logiche di controllo definite per gli utenti dell'isola. Inoltre, tutti i dati provenienti dalla PdC possono essere trascritti nella Blockchain Unipa come nel caso del banco prova per la simulazione dello smart prosumer.

Infine, sono state effettuate le prove per caratterizzare il campo PVT nel suo insieme e i singoli collettori ibridi.

9 Riferimenti bibliografici

1. Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II). Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 11 dicembre 2018.
2. Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato dell'energia elettrica. Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 5 giugno 2019.
3. Decreto, individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili. Gazzetta Ufficiale Italiana, MiSE, 16 settembre 2020.
4. Testo del decreto-legge n.162 (coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020 n.8) recante le Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica. Gazzetta Ufficiale Italiana, 30 dicembre 2019.
5. D. Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
6. Delibera ARERA 318/2020/R/EEL, 4 agosto 2020. Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile e che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile.
7. GSE, 22 dicembre 2020. Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile, Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa.
8. ARERA, 19 dicembre 2019 Aggiornamento definizioni e trattamento tariffario TISSPC.
9. T. Weckesser, D. F. Dominković, E. M. V. Blomgren, A. Schledorn, H. Madsen, "Renewable Energy Communities: Optimal sizing and distribution grid impact of photo-voltaics and battery storage", Applied Energy, vol. 301, 2021, article 117408.
10. M. Beccali, M. Bonomolo, G. Ciulla, R. Colombarini, G. Leone, F. Martorana, L. Mineo, R. Musca, A. Piacentino, E. Telaretti, A. Vasile, G. Zizzo, "Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle Isole Minori", Report RdS PTR 2019-2021 Progetto 1.5 LA4.4, Aprile 2021.
11. P. Bosisio, A. Scognamiglio, V. Di Dio, "Fotovoltaico negli edifici", Edizioni Ambiente, 2009.
12. M. Beccali, M. Bonomolo, B. Di Pietra, M.G. Ippolito, D. La Cascia, G. Leone, V. Lo Brano, F. Monteleone, G. Zizzo. "Characterization of a small Mediterranean island end-users' electricity consumption: The case of Lampedusa", SUSTAINABLE CITIES AND SOCIETY, vol. 35, 2017, p. 1-12, ISSN: 2210-6707.
13. 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, p. 1-17, 2015, ISSN: 0378-7788.
14. M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo. "Impact of building automation control systems and technical building management systems on the energy performance class of residential buildings: An Italian case study", ENERGY AND BUILDINGS, vol. 69, p. 33-40, 2014, ISSN: 0378-7788.
15. PV-GIS: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
16. ISPRA. Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia. Serie Storiche Emissioni – EMISSIONI (isprambiente.it).
17. Pantelleria, disponibile a: <http://italia.indettaglio.it/ita/sicilia/pantelleria.html>.
18. D.M. 14/02/2017 "Isole minori".
19. Legge 29 giugno 1939, n. 1497 "Protezione delle bellezze naturali".
20. DECRETO DEL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA 28 luglio 2016, "Istituzione del Parco nazionale «Isola di Pantelleria» e dell'Ente Parco nazionale «Isola di Pantelleria»".
21. Legge 29 novembre 2007, n. 222, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale".
22. D. Moderini, G. Selano, "Isola di Pantelleria. Verso 100% rinnovabili – scenari per nuovi paesaggi dell'energia", Legambiente, 2019.

23. V. Cosentino, S. Favuzza, G. Graditi, M. G. Ippolito, F. Massaro, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo. "Smart renewable generation for an islanded system. Technical and economic issues of future scenarios", *ENERGY*, vol. 39, n. 1, 2012, pp. 196-204.
24. GSE, Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2020.
25. M. Bonomolo, M. G. Ippolito, G. Leone, R. Musca, V. Porgi, G. Zizzo, A. Cagnano, E. De Tuglie. "On the Impact of Heat Pumps Electric Load on the Power Consumption of Lampedusa", 2020 AEIT International Annual Conference (AEIT), 23-25 September 2020, Catania (Italy).
26. NEPLAN, <https://www.neplan.ch/>.
27. M. L. Di Silvestre, P. Gallo, M. G. Ippolito, R. Musca, E. Riva Sanseverino, Q.T.T. Tran, G. Zizzo. "Ancillary Services in the Energy Blockchain for Microgrids". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55(6), 2019, pp. 7310-7319.
28. M. L. Di Silvestre, P. Gallo, J.M. Guerrero, R. Musca, E. Riva Sanseverino, G. Sciumè, J. C. Vásquez, G. Zizzo. "Blockchain for power systems: Current trends and future applications", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 119, 2020, article number 109585.
29. Raspberry PI, <https://www.raspberrypi.com/products/raspberry-pi-4-model-b/>.
30. Pry-Cam Home, <https://www.prysmiangroup.com/it/mercati/asset-management-e-elettronica/ pry-cam-home>.
31. MQTT Vesion 3.1.1 Plus Errata 01, December 2015, <http://docs.oasis-open.org/mqtt/mqtt/v3.1.1/mqtt-v3.1.1.html>.
32. Regalgrid, <https://www.regalgrid.com/>
33. SEEDS srl, <https://seedsbit.com/>
34. C. Sebi, A. L. Vernay, "Community renewable energy in France: The state of development and the way forward", *Energy Policy*, vol. 147, 2020, article 111874.
35. F. Sarfarazi, M. Deissenroth-Uhrig, V. Bertsch, "Aggregation of Households in Community Energy Systems: An Analysis from Actors' and Market Perspectives", *Energies*, Vol. 13, 2020, article 5154.
36. Z. De Greve, J. Bottieau, D. Vangulick, A. Wautier, P. D. Dapoz, A. Arrigo, J. F. Toubeau, F. Vallee, "Machine Learning Techniques for Improving Self-Consumption in Renewable Energy Communities", *Energies*, vol. 13, 2020, article 4892.
37. A. Giordano, C. Mastroianni, L. Scarcello, "Optimization Model for IoT-Aware Energy Exchange in Energy Communities for Residential Users", *Electronics*, vol. 9, 2020, article 1003.
38. G. Barone, G. Brusco, D. Menniti, A. Pinnarelli, G. Polizzi, N. Sorrentino, P. Vizza, A. Burgio, "How smart Metering and Smart Charging may Help a Local Energy Community in Collective Self-Consumption in Presence of Electric Vehicles", *Energies*, vol. 13, 2020, article 4163.
39. V. Bukovszki, A. Magyari, M. Braun, K. Párdi, A. Reith, "Energy Modelling as a Trigger for Energy Communities: A Joint Socio-Technical Perspective", *Energies*, vol. 13, 2020, article 2274.
40. S. Torabi, M.V. Di Nicoli, S. Manzo, P. Lombardi, "Mainstreaming Energy Communities in the Transition to a Low-Carbon Future: A Methodological Approach", *Energies*, vol. 13, 2020, article 1597.
41. J. Lowitzsch, "Consumer Stock Ownership Plans (CSOPs)—The Prototype Business Model for Renewable Energy Communities", *Energies*, vol. 13, 2019, article 118.
42. M. L. Di Silvestre, M. G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, G. Sciumè, A. Vasile, "Energy self-consumers and renewable energy communities in Italy: New actors of the electric power systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 151, 2021, article 111565
43. Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea, "DIRETTIVA (UE) 2018/844 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO", 30 Maggio 2018
44. Labview, <https://www.ni.com/it-it/shop/labview.html>
45. Kruithof, A. A. (1941). Tubular luminescence lamps for general illumination. *Philips Technical Review*, 6, 65-96.
46. Sinoo, M. M., Van Hoof, J., & Kort, H. S. (2011). Light conditions for older adults in the nursing home: Assessment of environmental illuminances and colour temperature. *Building and Environment*, 46(10), 1917-1927.

47. Bonomolo, M., Beccali, M., Brano, V. L., & Zizzo, G. (2017). A set of indices to assess the real performance of daylight-linked control systems. *Energy and Buildings*, 149, 235-245.

10 Abbreviazioni ed acronimi

AC: Corrente Alternata
ACS: Acqua Calda Sanitaria
AEEG: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
API: Application Programming Interface
ARERA: Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
ASE: Altri Sistemi Esistenti
ASAP: Altri Sistemi di Auto-Produzione
ASSPC: Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
BESS: Battery Energy Storage System
BT: Bassa Tensione
BTAU: Componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione
CAC: Contributo energia elettrica condivisa
CCT: Temperatura del colore correlata
CCTV: Variazione CCT
CE: Comunità Energetica
CEC: Citizen Energy Community
CER: Comunità Energetica Rinnovabile
COP: Coefficient of Performance
DALI: Digital Addressable Lighting Interface
DC: Corrente Continua
DER: Distributed Energy Resources
DIM: Dimmer
DING: Dipartimento di Ingegneria
DLCs: Daylight-Linked Control System
DM: Decreto Ministeriale
DoD: Depth of Discharge
DR: Demand Response
DSM: Demand Side Management
DSO: Distribution System Operator
EC: Energy Community
EER: Energy Efficiency Rate
EMS: Energy Management System
FER: Fonti energetiche rinnovabili
FV: Fotovoltaico
FVT (o anche PVT): Fotovoltaico-Termico

GSE: Gestore dei Servizi Energetici
IEM: Internal Electricity Market
IEV: Indirect Evaporative Cooling
IoT: Internet of Things
ISPRA: Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale
LA: Linea di Attività
LAN: Local Area Network
M2M: Machine to Machine
MiSE: Ministero dello Sviluppo Economico
MPO: Micropiramidi pluristrato
MQTT: Message Queue Telemetry Transport
MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MT: Media Tensione
P2P: peer-to-peer
PC: Personal Computer
PdC: Pompa di Calore
PI: Profitability Index
POD: Point of Delivery
REC: Renewable Energy Community
RED: Renewable Energy Directive
RTN: Rete di Trasmissione Nazionale
SdA: Sistema di accumulo
SDC: Sistemi di Distribuzione Chiusi
SEU: Sistemi Efficienti di Utenza
SESEU: Sistemi Esistenti Equivalenti ai SEU
SIC: Siti di Interesse Comunitario
SOC: State of Charge
SSPC: Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
SSP: Scambio sul Posto
TISSPC: Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
TRASE: Componente variabile di trasmissione
TSO: Transmission System Operator
UE: Unione Europea
UGR: Unified Glare Rating
UVAM: Unità Virtuali Abilitate Miste
VAN: Valore Attuale Netto
ZPS: Zona di Protezione Speciale

11 Allegato 1

ZUMTO

riferiscono a una temperatura ambiente di 25°C salvo diversa specifica.

sono inizialmente passibili di tolleranze di $\pm 10\%$. I valori si

ECOOS II

ZUMTOBEL

ECOOS2 SUSP SET ASQ1 WH

22171137

Set di fissaggio

Set di fissaggio e alimentazione per apparecchi singoli ECOOS II / ECOOS II slim a sospensione oppure per il primo apparecchio di una fila continua. Il set comprende: 1 rosone bianco, 1 fissaggio a soffitto bianco, 1 cavo di alimentazione trasparente, 4 innesti, 2 funi d'acciaio di lunghezza 1m, 2 funi di giunzione a Y. Occorre 1 set per ogni apparecchio singolo o fila continua.



ZS_EC2_F_SUSP_SET.jpg

I valori contrassegnati con l'asterisco (*) sono valori di misurazione. I valori si riferiscono a una temperatura ambiente di 25°C salvo diversa specifica.
 Riservata la facoltà di apportare modifiche tecniche. 09.09.2021 © Zumtobel - 5 anni di garanzia alle condizioni previste su www.zumtobel.com/garanzia

ECOOS II



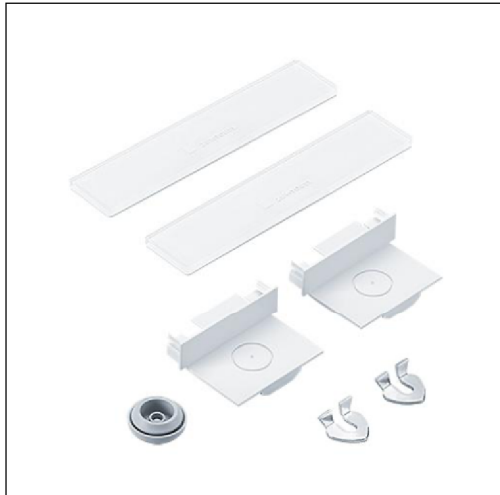
ZUMTOBEL

ECOOS2 SLIM ENDCAP SET WH

22171136

Set di testate

Set di testate per chiudere un apparecchio singolo o una fila continua. Il set comprende 2 testate in materiale sintetico bianco, 2 testate profilo di colore bianco. Occorre 1 set per ogni apparecchio singolo o fila continua. Peso: 0,12 kg



ZS_EC2_F_slim_ENDCAP_SET_WH.jpg

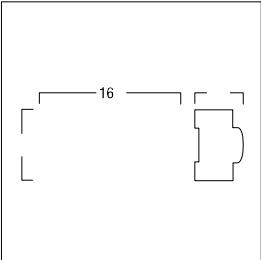
ZUMTO

alimentati da batterie singole)

Istruzioni di montaggio e installazione

- Montaggio solo in ambienti puliti e asciutti, accesso possibile solo con utensile; montare esclusivamente in un solido quadro elettrico o in una distribuzione chiusa, con protezione da incendio e da contatto a norma
- Cavo rete: non deve essere interrotto da unità di comando
- Cavo Ethernet: minimo CAT-5, schermato
- Cavo bus e cavo di comando DALI: utilizzare materiale standard per impianti a bassa tensione (< 1 000 V); i cavi vanno condotti solo a struttura ramificata, lineare o a stella
- Conduttori bus: è possibile l'inversione di polarità
- Cavo DALI:
 sezione conduttori e lunghezza massima cavo DALI
 2 x 0,50 mm² - 100 m
 2 x 0,75 mm² - 150 m
 2 x 1,50 mm² - 300 m

Misure



	su binario montato in posizione dritta
Umidità atmosferica relativa	20–90 %, non capacitivo
Peso	ca. 0.6 kg

ZUMTO

per locale/gruppo

o luminosità (in base alla luce diurna)

ZUMTO

per locale/gruppo
 o luminosità (in base alla luce diurna)

ZUMTO

tutto individuali. are e riutilizzare sequenze del

ZUMTO

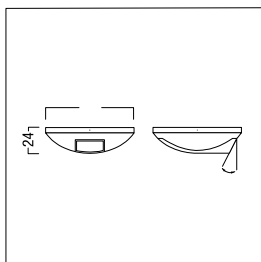
- Corrente assorbita: 2 carichi DALI (4mA)

tenza.

Istruzioni di montaggio e installazione

- Consigliamo di impiegare materiale da installazione standard (2 x 0,75mm² - 2 x 1,5mm², NYM)
- I due cavi di comando DALI sono a polarità invertibile.
- Nel fotosensore è integrato un LED che si accende quando il pulsante interno è premuto in modo che ci sia il collegamento con il cavo di comando DALI.

Misure



Peso	ca. 0.3 kg
Protezione	IP20
Altro	Sensibilità spettrale con filtro di correzione colori adattato all'occhio umano