



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



MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA



Ricerca di Sistema elettrico

Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle Isole Minori

Marco Beccali, Marina Bonomolo, Giuseppina Ciulla, Raffaele
Colombarini, Giuliana Leone, Francesca Martorana, Liliana Mineo,
Rossano Musca, Antonio Piacentino, Enrico Telaretti,
Antony Vasile, Gaetano Zizzo



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PALERMO

Report RdS/PTR2020/141

STUDIO DI FATTIBILITÀ DI SOLUZIONI PER L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DELLE ISOLE MINORI

Marco Beccali, Marina Bonomolo, Giuseppina Ciulla, Raffaele Colombarini, Giuliana Leone, Francesca Martorana, Liliana Mineo, Rossano Musca, Antonio Piacentino, Enrico Telaretti, Antony Vasile, Gaetano Zizzo (Università di Palermo, Dipartimento di Ingegneria)

Aprile 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

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

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

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

Work package: *4 - Reti energetiche integrate*

Linea di attività: *LA4.4 - Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle Isole Minori*

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 ENEA: Ing. Biagio Di Pietra



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

Indice

1 Sommario

SOMMARIO.....	5
2 INTRODUZIONE.....	6
3 ANALISI DEL CONTESTO DI RIFERIMENTO.....	8
2.1. ISOLE MINORI.....	8
2.2. EPBD E SMART READINESS INDICATOR.....	9
2.3. COMUNITÀ ENERGETICHE.....	12
2.3.1. <i>Contesto normativo ed esperienze in Europa</i>	14
2.3.2. <i>Focus sull'esperienza italiana</i>	17
3. STUDIO DI FATTIBILITÀ DI SOLUZIONI PER L'EFFICIENTAMENTO DEGLI UTENTI NELLE ISOLE MINORI.....	21
3.1. SISTEMA DI FREE SOLAR COOLING INNOVATIVO E SMART LIGHTING PRESSO LA MEDIATECA COMUNALE DELL'ISOLA DI PANTELLERIA 21	
3.1.1. <i>Premessa</i>	21
3.1.2. <i>Descrizione dell'edificio</i>	21
3.1.3. <i>Descrizione del sistema Freesco</i>	22
3.1.4. <i>Dimensionamento del sistema</i>	26
3.1.5. <i>Installazione</i>	28
3.1.6. <i>Smart Lighting</i>	29
3.2. SISTEMA DI ILLUMINAZIONE INNOVATIVO.....	31
3.3. POMPA DI CALORE PER ACQUA CALDA SANITARIA CON INTEGRAZIONE SOLARE.....	35
3.3.1. <i>Principali componenti impiantistiche impiegate e layout proposti</i>	35
3.3.2. <i>Indici di prestazione</i>	38
3.3.3. <i>Validazione dei modelli di simulazione delle principali componenti impiantistiche</i>	41
3.3.4. <i>Profili di carico ACS</i>	46
3.3.5. <i>Modelli di simulazione e risultati</i>	50
3.3.6. <i>Valutazione economica dei layout selezionati</i>	74
3.4. BANCO DI PROVA PER CARATTERIZZARE LE LOGICHE DI CONTROLLO DI TIPO DR PER UTENTI DOMESTICI E DEL TERZIARIO.....	75
4. ANALISI DEI CONSUMI DEGLI UTENTI DELLE ISOLE MINORI.....	85
4.1. METODOLOGIA.....	85
4.2. ANALISI DEI QUESTIONARI.....	85
4.2.1. <i>Premessa</i>	85
4.2.2. <i>Caratteristiche generali delle utenze</i>	86
4.2.3. <i>Individuazione delle caratteristiche elettriche delle utenze</i>	87
4.2.4. <i>Distribuzione territoriale delle utenze elettriche dell'isola di Pantelleria</i>	90
4.3. ANALISI DEI DIAGRAMMI DI CARICO DELL'ISOLA.....	90
5. COMUNITÀ ENERGETICHE NELLE ISOLE MINORI.....	92
5.1. ANALISI DEL CONTESTO URBANO.....	92
5.2. FINALITÀ DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE NELLE ISOLE MINORI.....	92
5.3. ESEMPIO DI COMUNITÀ ENERGETICA NELL'ISOLA DI PANTELLERIA.....	94
5.4. METODOLOGIA APPLICATA.....	99
5.4.1. <i>Analisi dei questionari e determinazione dei parametri della simulazione</i>	99
5.4.2. <i>Applicazione di una metodologia Montecarlo per la determinazione dei profili di carico elettrico delle utenze dell'area individuata nello scenario base</i>	99
5.4.3. <i>Analisi dei consumi elettrici degli utenti dell'area individuata</i>	104
5.4.4. <i>Dimensionamento di un sistema di produzione centralizzato di ACS sulla base delle necessità degli utenti domestici</i>	104

5.4.5.	<i>Dimensionamento di un impianto di generazione del tipo solare fotovoltaico a servizio della comunità energetica</i>	104
5.4.6.	<i>Analisi dei consumi elettrici degli utenti della comunità energetica individuata e calcolo dei costi complessivi per l'approvvigionamento di energia elettrica in un anno per gli utenti residenziali</i>	104
5.4.7.	<i>Confronto tra gli scenari</i>	104
5.5.	RISULTATI DELLO STUDIO	105
5.5.2.	<i>Scenario 1 – Installazione di impianti fotovoltaici</i>	108
5.5.3.	<i>Scenario 2 – Sostituzione degli scaldacqua elettrici con pompe di calore</i>	114
5.5.4.	<i>Scenario 3 – Sostituzione degli scaldacqua elettrici con pompe di calore e installazione di impianti FV</i>	115
5.5.5.	<i>Confronto tra gli scenari</i>	118
5.6.	VALUTAZIONE ECONOMICA SULLA COMUNITÀ ENERGETICA	118
5.7.	DEFINIZIONE DEGLI SCENARI DI GESTIONE DEI CARICHI ELETTRICI E TERMICI E DEI GENERATORI DEGLI UTENTI PER COSTITUIRE DELLE PICCOLE COMUNITÀ ENERGETICHE NELLE ISOLE MINORI	122
5.8.	CONCLUSIONI	123
5.8.1.	<i>Maggiori consumi domestici</i>	123
5.8.2.	<i>Elevati consumi per la produzione di ACS</i>	124
5.8.3.	<i>Buona disponibilità della fonte solare</i>	124
5.8.4.	<i>Necessità di riduzione dei picchi di carico estivo</i>	124
5.8.5.	<i>Rete elettrica debole che necessita di azioni di potenziamento o supporto</i>	124
5.8.6.	<i>Possibilità di realizzare servizi condivisi quali mobilità elettrica a favore del turismo</i>	124
5.8.7.	<i>Assenza di automazione</i>	125
5.8.8.	<i>Presenza di vincoli paesaggistici e ambientali</i>	125
5.8.9.	<i>Assenza di strutture condominiali vere e proprie</i>	125
6.	CONCLUSIONI	126
7.	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	127
8.	ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI	132
9.	APPENDICE: QUESTIONARIO	134

Sommario

Il presente documento descrive i risultati della ricerca condotta dal Dipartimento di Ingegneria dell'Università di Palermo nell'ambito della Linea di attività: 4.4. "Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle Isole Minori" 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 permesso di definire dei sistemi sperimentali per l'efficientamento di utenze residenziali e del terziario delle isole minori del Mediterraneo, basandosi sull'analisi dei consumi reali e delle caratteristiche peculiari degli utenti dell'isola di Pantelleria (e sui risultati dei precedenti studi), sulle caratteristiche del sistema elettroenergetico e delle condizioni ambientali delle isole minori e sulle sfide imposte dall'evoluzione normativa, che richiedono un incremento dell'efficienza degli edifici, l'introduzione del concetto dell'intelligenza degli edifici (valutata con lo SRI) e l'obbligo di introdurre fonti rinnovabili per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili.

Lo studio condotto ha permesso di definire e di acquistare dei sistemi che saranno utilizzati nel proseguo dello studio per una valutazione sperimentale dei reali rendimenti in campo.

È stato infine condotto uno studio in simulazione di una comunità energetica sull'isola di Pantelleria, partendo dai risultati dei questionari somministrati agli abitanti e applicando un approccio di tipo Montecarlo per valutare le modifiche dei profili di carico dell'aggregato di utenti. Lo studio ha permesso di mettere in evidenza le modalità implementative del modello di comunità energetiche nelle isole minori, di valutare i fattori che favoriscono o si oppongono all'affermarsi di tale modello in questo contesto e di definire gli scenari di gestione dei carichi elettrici e termici e dei generatori degli utenti.

2 Introduzione

Il presente rapporto tecnico costituisce il prodotto della LA4.4 “Studio di fattibilità di soluzioni per l’efficientamento energetico delle Isole Minori” 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 30 Aprile 2021.

La LA4.4 era suddivisa in tre fasi.

In una prima fase, DING ha effettuato uno studio di fattibilità di possibili soluzioni per l’efficientamento energetico degli utenti delle isole minori. Lo studio è stato condotto a valle di un’analisi del contesto regolatorio italiano e dello stato dell’arte sull’argomento, tenendo conto delle più recenti disposizioni normative sull’efficientamento delle piccole isole, nonché delle indicazioni della nuova direttiva europea EPBD, in particolare per quanto riguarda il concetto di edificio intelligente e lo Smart Readiness Indicator (SRI).

In particolare, lo studio ha permesso di definire i requisiti funzionali e prestazionali per:

- Un sistema del tipo Free Solar Cooling innovativo abbinato a sistemi per smart lighting presso un edificio del terziario dell’isola di Pantelleria;
- Un sistema composto da Pompa di Calore (PdC) abbinato a impianto fotovoltaico (FV), solare termico o ibrido per testare logiche di controllo miranti ad ottimizzare l’utilizzo del serbatoio di acqua calda sanitaria (ACS) come accumulo termico dell’energia prodotta dall’impianto a Fonti di Energia Rinnovabile (FER) e allo stesso tempo che consentano la partecipazione a programmi di aggregazione promossi dal gestore di rete o da un Aggregatore;
- Un banco prova per caratterizzare le logiche di controllo del tipo Demand Response (DR) applicate alle risorse flessibili degli utenti domestici e del terziario;
- Un sistema di illuminazione innovativo con controllo delle sorgenti luminose sia in termini di temperatura del colore correlata sia in termini di flusso luminoso, con l’obiettivo di valutare i consumi di un utente isolano controllabile da parte del gestore di rete o di un aggregatore.

Lo studio di fattibilità è stato propedeutico all’acquisto delle apparecchiature per la sperimentazione presso il laboratorio congiunto ENEA-UNIPA e l’isola di Pantelleria che, come previsto dal progetto, verrà effettuata nella LA4.5.

Nella seconda fase, si è affrontato il problema della creazione di Comunità Energetiche (CE) nelle isole minori, definendone le dotazioni, le dimensioni ottimali, i sistemi di supervisione e controllo da implementare, le condizioni tecniche ed economiche per la loro costituzione e la loro efficacia in relazione alle caratteristiche del contesto. L’analisi condotta riporta un esempio di costituzione di CE nell’isola di Pantelleria.

Infine, nella terza fase sono stati raccolti da DING i dati per l’analisi dei consumi degli utenti nelle isole di Pantelleria e Favignana. A tal fine si è interagito con le aziende elettriche locali che hanno fornito i dati di produzione e consumo delle due isole ed è stato definito e somministrato un questionario agli utenti delle isole al fine di caratterizzare quanto più possibile le utenze domestiche isolate in termini di dotazione impiantistica e di apparecchiature e in termini di utilizzo prevalente delle stesse.

È da rilevare come le attività, a causa del lockdown nei mesi primaverili e della successiva recrudescenza della pandemia di COVID-19 nei mesi autunnali siano state fortemente rallentate rispetto a quanto pianificato. In particolare, la somministrazione dei questionari agli utenti ha trovato non pochi ostacoli dovuti all’impossibilità di spostarsi agevolmente verso le isole e creare momenti di incontro con la comunità per esigenze di distanziamento fisico. Allo stesso modo, i sopralluoghi tecnici per la raccolta delle informazioni per l’installazione del sistema Freesco presso Pantelleria sono stati rimandati al mese di settembre, anche tenendo conto della disponibilità del Comune di Pantelleria a mettere a disposizione i locali individuati per la sperimentazione che non si è concretizzata prima del mese di agosto, quando,

temporaneamente, si è creduto che l'emergenza COVID-19 fosse ormai superata. Infine, tutto questo ha portato a dei ritardi anche negli acquisti dei materiali ed apparecchiature per i laboratori.

Il presente rapporto tecnico è suddiviso in 6 capitoli incluso questo:

- Il capitolo 2 analizza il contesto di riferimento attraverso una discussione sul contesto regolatorio e sullo stato dell'arte della ricerca;
- Il capitolo 3 presenta gli studi di fattibilità effettuati;
- Il capitolo 4 riporta l'analisi dei consumi degli utenti delle isole minori e dei diagrammi di produzione delle centrali elettriche;
- Il capitolo 5 analizza la possibilità di creazione di CE nelle isole minori e riporta un esempio di CE nell'isola di Pantelleria;
- Il capitolo 6, infine riporta le conclusioni dello studio.

3 Analisi del contesto di riferimento

2.1. Isole minori

Le piccole isole italiane non interconnesse alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) costituiscono dal punto di vista energetico uno scenario con specifiche peculiarità, così come già evidenziato nei precedenti studi [1 - 3]. Uno degli aspetti più peculiari riguarda il fatto che la maggior parte dei servizi energetici proprio di una semplice abitazione (climatizzazione estiva e invernale e produzione ACS) sono demandati al vettore elettrico, il cui approvvigionamento dipende dalle centrali termoelettriche locali basate su tecnologie spesso obsolete. Nel corso degli studi si è inoltre evidenziato come anche il sistema di distribuzione dell'energia elettrica sia spesso inefficiente e poco stabile.

Date le specificità del contesto, nel 2017 è stato emanato, in ambito normativo nazionale, un apposito Decreto del 14/02/2017 del Ministero dello Sviluppo Economico recante *“Disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili”* [4]. A questo ha fatto seguito il bando di finanziamento sui *“Progetti integrati innovativi per le isole minori non interconnesse”* del 28/05/2020. Il decreto e le successive evoluzioni hanno prevalentemente individuato, come potenziali beneficiari dei fondi stanziati, i Gestori del servizio elettrico locale, eventualmente in collaborazione con altri soggetti pubblici (ad esempio gli Comuni interessati) e/o con altri soggetti privati.

I principali interventi di efficientamento eleggibili si possono distinguere in:

- interventi di potenziamento della produzione termica da fonti rinnovabili volti a garantire il soddisfacimento dei fabbisogni termici (climatizzazione, incluso il solar cooling, e/o produzione ACS) e al contempo permettere di ridurre la domanda di energia elettrica;
- incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili volta a coprire la richiesta elettrica residua;
- interventi volti a garantire la stabilità e la sicurezza della rete anche in presenza di fonti di generazione rinnovabile intermittente, ancora più complesso in un sistema chiuso, come interventi di potenziamento della rete di distribuzione elettrica, dispositivi di accumulo propriamente dimensionati, sistemi di monitoraggio delle prestazioni elettro-energetiche degli interventi.

I decreti inoltre mettono in evidenza come, in un contesto energetico prevalentemente auto-referenziale, le tre componenti sopra elencate si interfaccino fortemente fra loro e come, in un tale contesto, debbano anche essere in equilibrio con l'insieme sistemi volti a:

- opere e interventi per garantire l'integrazione in rete della mobilità elettrica;
- sistemi di ottimizzazione delle prestazioni della rete e degli impianti basati su logiche “intelligenti”, volti a incrementare la percentuale di produzione da fonti rinnovabili accoglibile in sicurezza, anche attraverso la sperimentazione di sistemi di gestione di carichi e produzioni innovativi (DR).

A seguito di quanto detto, fra gli interventi agevolabili, trattati nel presente report, rientrano:

- l'installazione di Pompe di calore dedicate alla produzione di Acqua Calda Sanitaria (ACS);
- l'installazione di sistemi solar cooling;
- l'installazione di colonnine di ricarica elettriche servite da impianti fotovoltaici (FV);
- la realizzazione di sistemi intelligenti basati su logiche di DR.

Ad oggi, sulla base di quanto indicato nell'allegato 1 al Dm 14/02/2017, ci si pone l'obiettivo di raggiungere le seguenti riduzioni:

- 50% della produzione elettrica annua convenzionale per le isole caratterizzate da una produzione elettrica annua convenzionale fino a 3000 MWh;
- 40% della produzione elettrica annua convenzionale per le isole con produzione elettrica annua convenzionale compresa fra 3000 e 4000 MWh;

- 30% della produzione elettrica annua convenzionale per le isole con produzione elettrica annua convenzionale compresa fra 4000 e 5000 MWh;
- 20% della produzione elettrica annua convenzionale per le isole con produzione elettrica annua convenzionale superiore a 5000 MWh.

In base a quanto disposto dai legislatori, il presente report riguarderà tre principali linee di azione:

- riduzione della domanda elettrica, attraverso azione volte a ridurre i consumi per la produzione di ACS per mezzo di Pompe di Calore dedicate integrate a sistemi innovati costituiti da impianti fotovoltaici ibridi;
- riduzione della domanda elettrica, attraverso azione volte a ridurre i consumi per la climatizzazione estiva tramite l'applicazione di sistemi solar cooling, in grado di ridurre anche i fabbisogni per la produzione di ACS;
- realizzazione di reti diffuse di fotovoltaico in un'ottica di comunità energetica (si rimanda ai paragrafi a seguire per una definizione più dettagliata).

Con provvedimento in allegato al bando, vengono riconosciuti ai soggetti beneficiari le agevolazioni di cui alle seguenti Tabella 1 e Tabella 2.

Tabella 1. Incentivi sulla produzione elettrica.

Potenziale nominale impianto [kW]	Tariffe base [€/MWh]				
	Lampedusa Linosa Pantelleria	Alicudi Filicudi Marettimo Panarea Salina Stromboli	Levanzo Lipari Ustica Vulcano	Capraia Capri Giglio Ponza Tremiti Ventotene	Favignana
0,5<P≤6	166,8	192,5	171,7	188,0	155,1
6<P≤20	152,0	176,7	156,5	171,4	141,0
20<P≤200	141,0	162,6	145,2	159,0	131,3
P>200	129,9	148,0	133,7	146,4	122,7

Tabella 2. Incentivi sulla produzione termica.

Tipologia impianto con pannelli solari termici	Tariffa incentivante riconosciuta [€]
Circolazione naturale	262 * S
Circolazione forzata e altre tipologie	724 * S

2.2. EPBD e Smart Readiness Indicator

Il 19 giugno 2018 nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2018/844 [5] che modifica le Direttive:

- 2010/31/UE (EPBD) [6], riguardante la prestazione energetica nell'edilizia
- 2012/27/UE [7], riguardante l'efficienza energetica

Nella Direttiva 2018/844 viene introdotto per la prima volta l'indicatore di predisposizione degli edifici all'intelligenza o Smart Readiness Indicator (SRI), che serve a determinare la predisposizione degli edifici all'ICT (Information and Communication Technology), alla domotica e, più in generale, alla building automation e la capacità di migliorare l'efficienza energetica. Nella Direttiva 2018/844/UE si legge:

“L'indicatore di predisposizione degli edifici all'intelligenza dovrebbe misurare la capacità degli edifici di usare le tecnologie dell'informazione e della comunicazione e i sistemi elettronici per adeguarne il funzionamento alle esigenze degli occupanti e alla rete e migliorare l'efficienza energetica e la prestazione

complessiva degli edifici. L'indicatore della predisposizione degli edifici all'intelligenza dovrebbe sensibilizzare i proprietari e gli occupanti sul valore dell'automazione degli edifici e del monitoraggio elettronico dei sistemi tecnici per l'edilizia e dovrebbe assicurare gli occupanti circa i risparmi reali di tali nuove funzionalità migliorate. L'utilizzo del sistema per valutare la predisposizione degli edifici all'intelligenza dovrebbe essere facoltativo per gli Stati membri."

Lo scopo dello SRI è quello di:

- aumentare la consapevolezza dei vantaggi delle tecnologie intelligenti negli edifici dal punto di vista energetico e di comfort;
- motivare i consumatori ad accelerare gli investimenti in questa direzione;
- sostenere l'adozione dell'innovazione tecnologica nel settore dell'edilizia.

Per quanto concerne la metodologia di calcolo del SRI, nel 2017 la Direzione Generale per l'Energia della Commissione Europea ha avviato uno studio al quale hanno partecipato oltre 100 stakeholder tra cui:

- Università;
- Rappresentanti degli organi di governo;
- Centri di sviluppo economico;
- Aziende private che operano nel settore dell'edilizia, climatizzazione, automazione e controllo;
- Associazioni di professionisti dell'edilizia, climatizzazione, automazione e controllo.

Lo studio si è concluso nel settembre 2020 con la pubblicazione del report finale e dei relativi allegati [8].

Ad oggi, la metodologia di calcolo dello SRI si fonda su tre concetti fondamentali dell'edificio, ovvero:

- capacità di adattarsi ai bisogni degli occupanti e/o della rete;
- capacità di mantenere una elevata efficienza energetica;
- flessibilità della domanda complessiva di energia elettrica.

È chiaro quindi come questo indicatore rivesta un ruolo importante negli studi di fattibilità che riguardano l'efficientamento energetico e il controllo delle risorse flessibili degli edifici.

La procedura di calcolo dello Smart Readiness Indicator è basata su una lista di servizi intelligenti che possono essere presenti in un edificio e sulla stima dei benefici che essi comportano. Tali servizi sono raggruppati in nove domini di seguito elencati:

- riscaldamento;
- raffrescamento;
- acqua calda sanitaria (ACS);
- controllo della ventilazione;
- illuminazione;
- sistemi dinamici di involucro;
- elettricità;
- ricarica di veicoli elettrici;
- controllo e gestione.

I riferimenti tecnici principali su cui si basano i domini sono i seguenti:

- per i domini che prevedono un sistema di controllo BACS (Building Automation Control System), come ad esempio riscaldamento, controllo e monitoraggio, raffrescamento, Acqua Calda Sanitaria (ACS), il riferimento è stato la norma EN 15232-1 - "Prestazione energetica degli edifici - Parte 1: Impatto dell'automazione, del controllo e della gestione tecnica degli edifici" [9];
- per la generazione da rinnovabile in loco e il Demand Side Management (DSM) il riferimento è stata la "Smart Grid Standardization Roadmap" [10];
- per i sistemi di controllo dell'illuminazione il riferimento è stato "CEN/CENELEC Smart House Roadmap" [11].

Un servizio intelligente può avere diversi impatti sull'edificio, sull'utilizzatore e sulla rete elettrica, suddivisi in 7 categorie di impatto:

- risparmi energetici: non l'intera prestazione energetica degli edifici, ma solo l'apporto delle tecnologie smart all'efficienza complessiva;
- manutenzione e prevenzione: rilevamento e diagnosi automatizzata dei guasti, per migliorare significativamente la gestione di sistemi tecnici per l'edilizia;
- comfort: impatto dei servizi sul comfort degli occupanti, legato in particolare alla percezione del comfort termico, acustico e visivo;
- convenienza: capacità di rendere la vita più "facile" agli occupanti (es. servizi che permettono una minore interazione manuale);
- accesso alle informazioni per gli occupanti: impatto dei servizi digitali nella fornitura di dati sul funzionamento degli edifici;
- benessere e salute: servizi che riguardano soprattutto la salute degli occupanti, come i sistemi smart per la qualità dell'aria;
- flessibilità per la rete e accumulo elettrico: impatto della digitalizzazione sulla potenziale flessibilità energetica dell'edificio.

In accordo alla metodologia proposta, il punteggio espresso dallo SRI è un numero percentuale che esprime quanto vicino (o lontano) un dato edificio si trova dallo stato con a cui corrisponde la massima intelligenza. Più alto è il valore più intelligente è l'edificio.

Il punteggio è calcolato come somma pesata dei punteggi dei sette impatti su elencati. I fattori di pesatura possono essere attribuiti sia ai domini che agli impatti per riflettere i loro contributi al punteggio globale. Lo SRI indica il livello globale di intelligenza dell'edificio mentre i punteggi relativi permettono di valutare i singoli domini e i relativi impatti.

Possono essere utilizzati tre diversi criteri per la determinazione dei fattori di pesatura:

- attribuzione di uno stesso valore a tutti i fattori;
- approccio basato sull'impatto previsto;
- approccio basato sul bilancio energetico (preferibile quanto possibile).

Nell'ultimo caso è importante tenere conto delle differenze regionali. Pertanto, l'impianto di riscaldamento avrà un peso maggiore nei Paesi del nord Europa mentre il raffrescamento in quelli del sud Europa. Per quei domini che non presentano un collegamento diretto con il consumo energetico (monitoraggio e controllo, etc.), il peso può essere definito in base all'impatto stimato di quel dominio. La metodologia prevede anche dei fattori di pesatura per gli impatti proponendo dei valori differenziati per tipologia di edificio e zona climatica. La Figura 1 e la Figura 2 mostrano rispettivamente l'attribuzione dei coefficienti di pesatura ai domini e agli impatti e il processo di aggregazione dei punteggi [12].

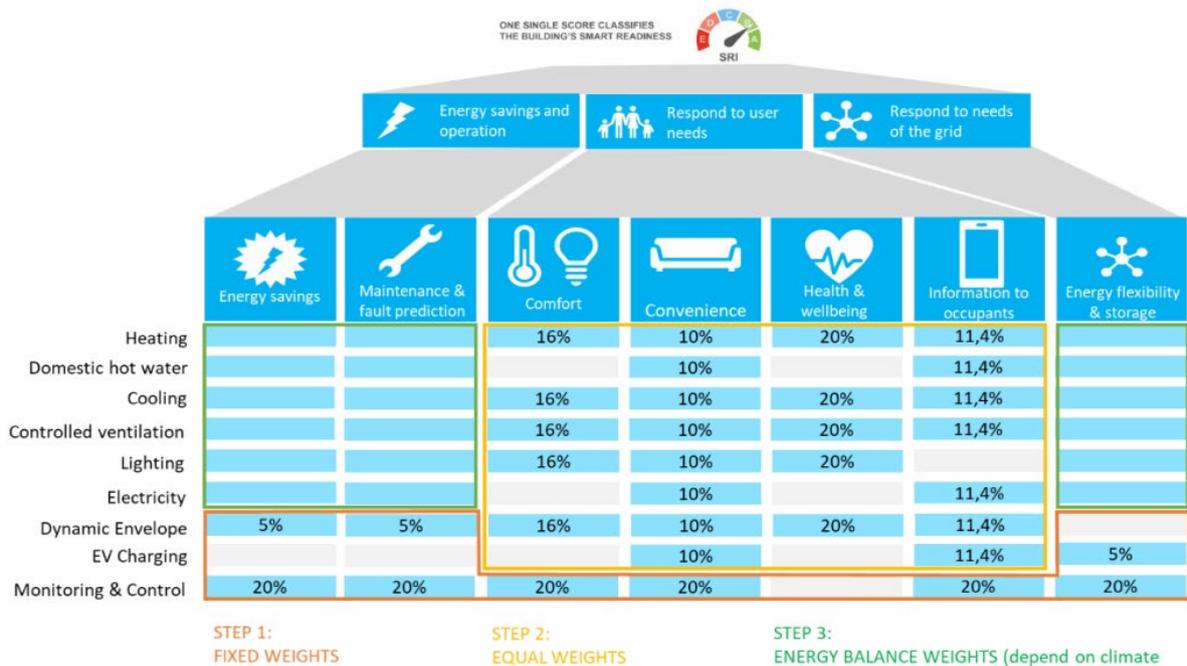


Figura 1. Criteri di attribuzione dei fattori di pesatura.

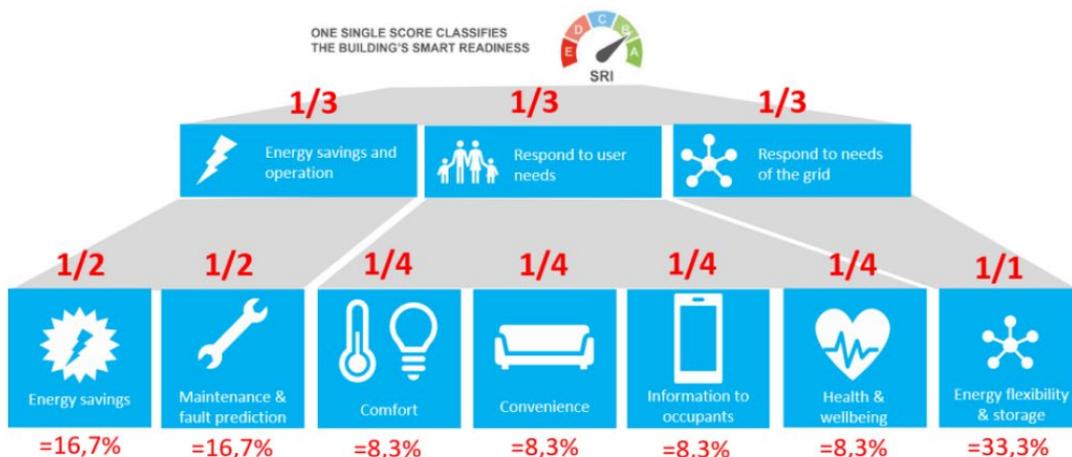


Figura 2. Criteri di composizione dei punteggi.

In questo studio, lo SRI sarà utilizzato per caratterizzare i servizi degli edifici residenziali nelle isole minori.

2.3. Comunità energetiche

La continua crescita della produzione distribuita di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) ha portato un cambiamento significativo nella struttura del sistema energetico, influenzando anche i modelli di business legati al mondo dell'energia. La decarbonizzazione del sistema energetico nazionale ed il conseguente passaggio a un mix in larga misura caratterizzato dal contributo delle rinnovabili è un importante obiettivo dal punto di vista ambientale ed economico, ed è sostanzialmente sostenuto, ed imposto, dalle direttive europee. Tuttavia, una trasformazione di tale entità ha significative conseguenze per il sistema energetico ed il mercato dell'elettricità, ponendo la necessità di regole che lo governino al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. L'aumento della produzione di energia da FER riduce inevitabilmente il contributo del mix energetico dovuto alla produzione di energia da centrali elettriche di tipo convenzionale. Infatti, negli ultimi anni, esse sono diminuite in termini di numero o in termini di fattore di

carico. Inoltre, il sistema elettrico nazionale, inizialmente progettato come centralizzato con flussi di potenza unidirezionali, ospita ora flussi energetici di tipo bidirezionale a tutti i livelli di tensione: dalla Bassa Tensione (più vicina all'utente) alla Media ed Alta Tensione (vicino a grandi centri di produzione). Pertanto, è stata proposta una nuova architettura di sistema elettrico in cui anche i piccoli surplus di produzione da fonte domestica potrebbero soddisfare le esigenze di un carico vicino. L'avvento dei sistemi di stoccaggio ha contribuito a migliorare la possibilità di integrazione delle rinnovabili nella rete elettrica nazionale, prolungando il tempo disponibile per l'utilizzo dell'energia elettrica immagazzinata.

La necessità di un auto-consumo di prossimità è evidente in presenza di una produzione da FER non programmabile che rende difficile la corrispondenza tra elettricità consumata e prodotta in ogni istante.

Tale problematica è ancora più sentita nelle piccole isole non connesse alla rete elettrica principale che, di fatto, da un punto di vista elettrico sono microreti isolate prive di cosiddetti nodi di saldo e, pertanto, più esposte a rischio di curtailment di rinnovabile in scenari futuri di elevate penetrazioni di FER.

Per affrontare tali questioni, il Consiglio europeo ha adottato due direttive nell'ambito del "Pacchetto energia pulita", presentato dalla Commissione europea nel 2016, sulla promozione dell'uso dell'energia da parte delle FER (2018/2001/UE, RED-II) e sull'aumento dell'efficienza energetica (2018/2002/UE), fissando come obiettivo una quota di produzione pari al 32% da FER e un aumento dell'efficienza energetica del 32,5% entro il 2030 [13].

Con queste direttive, in particolare con la RED-II, viene sostenuto il ruolo emergente dei "prosumer" e delle "Comunità delle energie rinnovabili", indicando la volontà di dare ai cittadini un ruolo guida nell'ambizioso processo di transizione energetica per il raggiungimento dell'obiettivo di neutralità climatica entro il 2050. Nel settore della produzione di energia, il "prosumer" rappresenta il protagonista della rivoluzione energetica poiché esso è non solo un utente consumatore ma anche un attivo partecipante alle diverse fasi del processo di produzione dell'elettricità.

La direttiva RED-II specifica che la crescente incidenza dell'auto-consumo di energia rinnovabile ha reso necessario introdurre il concetto di auto-consumo di energia rinnovabile e anche di auto-consumo collettivo. Questa direttiva è stata recepita in modo diverso dai vari paesi europei, portando allo sviluppo di progetti pilota sulle CE in tutta Europa. I Paesi più avanzati in questo contesto sono Germania, Danimarca e Paesi Bassi. Secondo il rapporto [14], nel 2019 sono state attive più di 1750 iniziative REC in Germania, più di 700 in Danimarca e 500 nei Paesi Bassi.

In letteratura, l'argomento CE è ampiamente discusso. Diversi articoli parlano di esperienze internazionali sul campo e soprattutto delle barriere che impediscono l'adozione diffusa del modello. Ad esempio, lo studio in [15] mostra come le CE vengono implementate in Francia, ma a causa di restrizioni istituzionali, di mercato, organizzative e comportamentali, la loro crescita è rapida e contestualmente fragile. Gli autori di [16] sostengono che le comunità energetiche, a causa delle diverse barriere siano individualmente fragili e necessitano di condividere le risorse e di coordinare le loro azioni per diventare collettivamente solide. Il documento confronta il modello di implementazione delle comunità energetiche in Francia, dove il fenomeno sta emergendo, e nei Paesi Bassi, dove il concetto è più maturo e le comunità energetiche stanno diventando riconosciuti attori chiave nella transizione energetica. Anche in Inghilterra [17], a causa delle lacune nella normazione tecnica e politica, l'attuazione delle CE rimane limitata.

Oltre alle esperienze internazionali e agli ostacoli allo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili, la maggior parte degli studi analizza l'integrazione e gli effetti delle REC nei mercati energetici [18]-[20] ovvero modelli di ottimizzazione dell'auto consumo di energia [21]-[23].

Altri studi analizzano come la modellazione energetica degli edifici urbani possa contribuire allo sviluppo delle CE [24], gli approcci metodologici alla loro attuazione [25] e il modello di business ottimale [26].

In generale, in letteratura manca l'attenzione sul sistema di incentivi alla base dello sviluppo di una comunità energetica rinnovabile. Allo stesso modo, anche l'interazione che le CE hanno con il sistema elettrico sembra non essere ben coperta dalla letteratura esistente. Solo il lavoro di [27] fornisce una breve descrizione dell'impatto sulla rete. Questo argomento è molto importante in quanto l'emergere delle comunità energetiche presenta nuove sfide in termini di requisiti tecnici per il sistema elettrico e la sua gestione.

2.3.1. Contesto normativo ed esperienze in Europa

Due sono le direttive europee che riguardano l'auto-consumo e le comunità energetiche: la direttiva 2018/2001/UE [28] e la direttiva 2019/994/UE [29]. La prima direttiva è dedicata alla promozione delle FER, la seconda direttiva è, invece, incentrata sulle questioni relative al mercato dell'elettricità.

La direttiva 2018/2001/UE (nel breve direttiva) distingue tra auto consumatori di energia rinnovabile e comunità energetiche rinnovabili.

Al fine di facilitare regolamentazione e diffusione di "auto consumatori" e di "comunità energetiche" sono state redatte guide e prescrizioni che definiscono caratteristiche, diritti ed obblighi dei partecipanti e che delineano, altresì, le iniziative e gli obblighi per gli Stati membri.

Secondo la definizione fornita dalla direttiva, un auto consumatore di energia rinnovabile è definibile come *"un cliente finale che, operando in propri 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"*.

Un primo importante concetto innovativo introdotto dalla direttiva è il cosiddetto "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente" ovvero un *"gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente... omissis... e si trovano nello stesso edificio o condominio"*. L'articolo 21 della direttiva riguarda interamente gli autoconsumatori di energia rinnovabile. Gli Stati membri provvedono affinché gli autoconsumatori rinnovabili:

- producano per il proprio consumo, immagazzinando e vendendo il surplus di produzione;
- installino e gestiscano i sistemi di stoccaggio combinati con impianti di generazione senza essere soggetti ad alcun doppio costo;
- mantengano i loro diritti e doveri di consumatori finali;
- ricevano una remunerazione per l'energia immessa nella rete.

Il sistema di produzione dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà dell'utente stesso o gestito da terzi, sino a quando il "terzo" sia asservito all'autoconsumatore di energia rinnovabile. La terza parte non è considerata un autoconsumatore di energia rinnovabile. È solo un attore che supporta l'implementazione di un determinato programma. Anche gli autoconsumatori di energia rinnovabile nello stesso edificio, compresi i condomini, sono autorizzati a organizzare internamente lo scambio di energia rinnovabile prodotta nei loro siti.

Conformemente alla definizione prevista dalla direttiva, una comunità di energie rinnovabili è un 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 di 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.

L'articolo 22 della direttiva riguarda le CE e statuisce che:

- i clienti hanno il diritto di partecipare alle CE senza alcun pregiudizio dei loro diritti/dovere e, nei confronti delle società, tale partecipazione non costituisce la principale attività professionale;
- le comunità energetiche hanno il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere elettricità, scambiare energia all'interno della stessa comunità e accedere ai mercati dell'energia in modo non discriminatorio.

Gli Stati membri sono tenuti ad istituire un quadro di sostegno per lo sviluppo delle REC che promuova la cooperazione tra gli operatori di rete e le comunità, garantisca la trasparenza e l'equità procedurale delle CE e dei loro membri in materia di diritti, tasse, licenze e concessioni nonché che consenta una partecipazione paritaria di tutti gli attori del mercato all'ottenimento di regimi di sostegno.

La Figura 3 rappresenta in modo schematico le differenze tra gli autoconsumatori di energia rinnovabile e le REC.

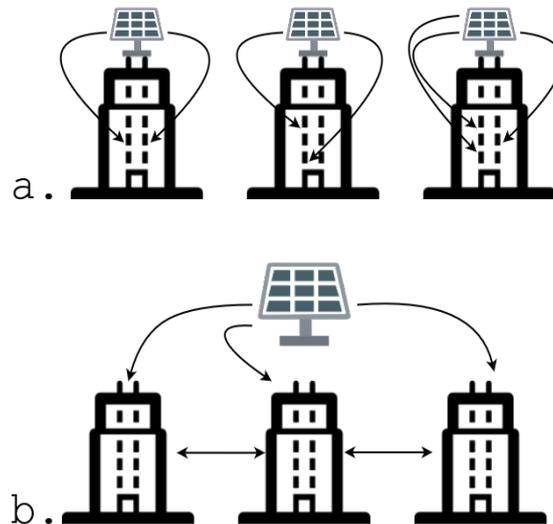


Figura 3. Visione schematica dei nuovi attori: a) autoconsumatori; b) REC.

Sebbene la direttiva RED-II debba essere recepita nella legislazione nazionale entro il mese giugno 2021, molti Stati membri dell'UE hanno già adottato le disposizioni contenute nella suddetta direttiva. Di seguito sono elencate le azioni normative più significative e le prime esperienze di alcuni Paesi membri che, quasi autonomamente, hanno adottato misure per rendere possibili configurazioni di auto-consumo e di comunità di energie rinnovabili che agiscono congiuntamente sul loro territorio.

La Figura 4 rappresenta la tempistica delle principali azioni normative per le comunità collettive di auto-consumo e di energie rinnovabili attuate ad oggi in Europa.

L'auto-consumo collettivo è stato introdotto in Francia nel luglio 2016 dall'ordinanza 1019/2016 [30], molto prima che venisse emanata la direttiva RED-II. L'Ordinanza consente l'autoconsumo collettivo con un limite di potenza imposto pari a 100 kW, limitando la condivisione di energia alla stessa cabina elettrica di distribuzione MT/BT. Il posizionamento dell'impianto di produzione non presenta, invece, alcun vincolo: potrebbe essere installato sia sul tetto dell'edificio che nelle zone limitrofe. Nonostante lo spirito d'avanguardia dimostrato dall'ordinanza, sono sorte diverse questioni in relazione alla costituzione dell'autoconsumo collettivo.

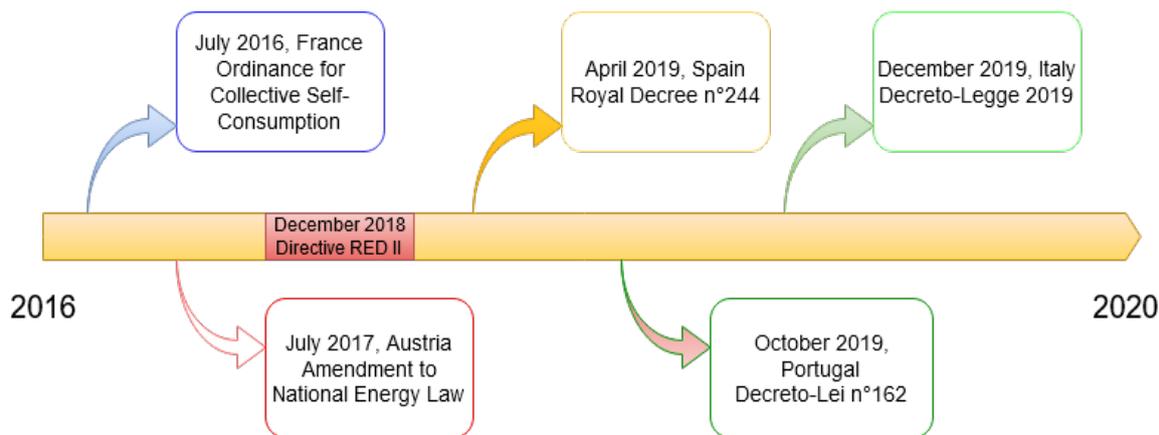


Figura 4. Cronologia delle principali prime azioni normative per l’auto-consumo collettivo e le comunità di energia rinnovabile.

Gli autoconsumatori, ad esempio, per l’energia prelevata dalla rete pagano oneri più elevati del 15% rispetto ai normali consumatori; si tratta di una tassazione aggiuntiva che non per nulla “riflettente dei costi”, come esplicitamente richiesto dalla legislazione europea.

L’auto generazione collettiva è stata introdotta dalla Legge Austriaca sull’elettricità verde [31] nel 2017. Con una modifica della legge nazionale sull’energia, le reti elettriche nei condomini sono state definite di proprietà degli utenti aprendo la possibilità di produrre energia fotovoltaica per distribuirla agli utenti del condominio stesso. Uno dei primi esempi di questa soluzione è l’edificio di “Lavaterstrasse 5” a Vienna, in cui l’elettricità generata dai moduli fotovoltaici installati in copertura viene utilizzata istantaneamente dai vari utenti in base alle esigenze specifiche di ciascuno di essi. La distribuzione dell’energia prodotta avviene secondo un modello dinamico, dove la produzione istantanea viene convogliata agli utenti che ne hanno bisogno in quel momento, consentendo così elevate frazioni di autoconsumo [32]

Con il “Regio Decreto” 244 dell’aprile 2019 [33], la Spagna ha anticipatamente attuato la nuova direttiva europea sulle energie rinnovabili, introducendo le configurazioni delle comunità collettive di autoconsumo di energia. Questo processo è stato poi finalizzato al termine del 2019, quando la Segreteria di Stato dell’Energia ha pubblicato un documento che contiene tutti i dettagli amministrativi, tecnici ed economici per l’applicazione del Decreto. Benché da un lato l’emissione del decreto abbia suscitato grande entusiasmo ed una forte spinta nel mercato fotovoltaico, dall’altro gli operatori del settore hanno evidenziato diverse limitazioni legate agli schemi di regolazione e alla redditività. Tali limitazioni porterebbero ad un minore impatto economico legato all’auto-consumo con una conseguente riduzione di interesse relativamente le nuove configurazioni [34].

Il Portogallo ha introdotto i concetti di autoconsumo collettivo e comunità di energie rinnovabili con il “Decreto-Lei 162/2019” [35]. L’articolo 6 del Decreto apre alla possibilità per un unico impianto di generazione da FER di alimentare più consumatori, introducendo senza ambiguità il concetto di auto consumo collettivo, mentre l’articolo 19 descrive le CE come soggetti con grande flessibilità in grado di produrre, immagazzinare, consumare o vendere energia rinnovabile. Diversi dettagli devono ancora essere chiariti, come il processo decisionale per la creazione e la gestione della comunità o la loro estensione territoriale.

In Italia, la direttiva RED-II è stata parzialmente recepita con il Decreto-legge n. 162/19, noto come “Decreto Milleproroghe” [36]. L’articolo 42-bis del decreto definisce i termini e le condizioni in base ai quali possono essere attivate comunità di auto-consumo ed energia che agiscono congiuntamente. L’obiettivo della misura è quello di acquisire elementi utili alla completa attuazione degli articoli 21 e 22 della direttiva europea, motivo per cui le indicazioni contenute nel decreto sono di tipo sostanzialmente transitorio. È infatti specificato che le disposizioni del provvedimento sono rivolte ai produttori di energia elettrica per l’autoconsumo (agenti individualmente o congiuntamente) con impianti alimentati da FER di potenza massima pari a 200 kW ed entrati in attività con la legge di conversione del Decreto (1 marzo 2020) ed entro 60 giorni dalla piena attuazione della direttiva, prevista entro il 30 giugno 2021.

Oltre alle iniziative intraprese dai cittadini nei singoli paesi dell'UE, alcuni progetti europei stanno valutando come strutturare meglio le CE. Tra i più importanti, il progetto di ricerca e sviluppo Renaissance [37], finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del Programma Horizon 2020 con l'obiettivo di progettare e implementare nuove tecnologie e modelli di business per produrre e scambiare energia da fonti rinnovabili in modo condiviso all'interno delle comunità energetiche. Il progetto Renaissance mira a mettere gli utenti al centro del suo processo di ricerca e sviluppo. Le tecnologie adottate da Renaissance, tutte già presenti nel mercato, saranno integrate in una piattaforma focalizzata sull'interoperabilità. Ciò consentirà di interconnettere diversi vettori energetici in un unico sistema dinamico e decentralizzato, garantendo trasparenza e sicurezza delle transazioni con una solida rete blockchain. Per dimostrare l'efficienza e i benefici di un mercato dell'energia aperto ai piccoli produttori di energia e agli scambi di energia peer-to-peer, Renaissance ha avviato prove a maggio 2020 in quattro siti pilota in Europa: in Belgio, Grecia, Paesi Bassi e Spagna. Questi siti pilota consentiranno di applicare e convalidare le tecnologie e i modelli di business proposti dal progetto in condizioni reali.

2.3.2. Focus sull'esperienza italiana

Tra i Paesi europei, l'Italia è certamente uno di quelli che nell'ultimo decennio si è maggiormente impegnato a promuovere l'installazione di generatori FER con grande attenzione all'autoconsumo. Ad esempio, la quinta edizione del "Conto Energia" per il fotovoltaico in Italia (il cosiddetto "Quinto Conto Energia") comprendeva una tariffa premio per l'autoconsumo e maggiori tariffe per la costruzione di sistemi fotovoltaici integrati [38].

Secondo questa politica, negli ultimi due anni, l'Italia ha pubblicato vari documenti per promuovere REC e l'autoconsumo.

Come introdotto nella sezione precedente, il Decreto-legge n.162/19 stabilisce le caratteristiche degli autoconsumatori e delle CE.

Gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente devono trovarsi nello stesso edificio o blocco di appartamenti, mentre, in caso di CE, i punti di prelievo o di immissione dei membri devono trovarsi nella rete di bassa tensione sotto la stessa cabina di trasformazione MT/BT. Sia gli autoconsumatori che i membri di una CE conservano il diritto di scegliere il proprio venditore di energia elettrica e hanno il diritto di uscire dalla configurazione in qualsiasi momento. L'energia elettrica è condivisa attraverso la rete di distribuzione esistente (modello virtuale) e l'energia condivisa per l'autoconsumo istantaneo è uguale al minimo rapporto orario tra l'energia immessa nella rete e l'energia ritirata dagli utenti associati.

Il Decreto prevede anche l'istituzione di una tariffa incentivante specifica che premi l'autoconsumo in alternativa agli altri incentivi attualmente in vigore. In particolare, la tariffa è concessa dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici) e premia l'autoconsumo e l'accumulo istantanei. Il meccanismo è destinato ad acquisire elementi utili al superamento dello scambio sul posto [39] ed è concesso per un periodo massimo e modulato per garantire la redditività dell'investimento.

Infine, il decreto assegna all'ARERA l'obbligo di adottare misure per la sua immediata attuazione. Pertanto, in data 1° aprile 2020, ARERA ha pubblicato un documento di consultazione contenente le linee guida per la regolamentazione delle transazioni economiche relative all'energia elettrica coinvolta nell'autoconsumo collettivo o nelle comunità di energia rinnovabile [40]. Con il documento, l'Autorità definisce i suoi orientamenti sulle CE ed invita le parti interessate a presentare osservazioni e proposte. Nell'adempimento dei doveri imposti dal Governo, nello stesso documento vengono fatte osservazioni al fine di identificare meglio i nuovi soggetti (autoconsumatori e CE) sia dal punto di vista giuridico che normativo-economico. Le consultazioni sono state aperte fino al 9 maggio del 2020.

Con la Delibera 318/2020/R/EEL [41], l'Autorità ha approvato la regolamentazione delle operazioni economiche relative all'energia elettrica coinvolta nell'autoconsumo collettivo negli stessi edifici e blocchi di appartamenti o condivisa nelle comunità delle energie rinnovabili. Il regolamento definisce principalmente le procedure di accesso ai regimi in linea con la Direttiva 2018/2001 e l'articolo 42-bis del Decreto Milleproroghe, mentre dal punto di vista delle definizioni e dei requisiti conferma sostanzialmente

quanto proposto nel documento di consultazione. Un'importante innovazione introdotta dalla risoluzione riguarda le seguenti nuove definizioni, introdotte per quantificare i vantaggi del nuovo approccio:

- energia elettrica effettivamente immessa: l'energia elettrica immessa nella rete al netto dei coefficienti di perdita convenzionali
- energia elettrica prelevata: è l'energia prelevata dalla rete;
- energia elettrica condivisa: in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile, al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione.

ARERA ha individuato un contributo da restituire ai partecipanti agli schemi di autoconsumo legato al ridotto utilizzo della rete elettrica secondo una logica di riflessione dei costi. Per l'autoconsumo collettivo, la valutazione di questo contributo viene effettuata aggiungendo due termini: il primo è il prodotto tra il Prezzo Unitario dell'autoconsumo mensile / elettricità condivisa e la quantità di energia condivisa stessa, il secondo è il prodotto tra la stessa energia e un coefficiente che tiene conto delle perdite di rete evitate. La valorizzazione dell'energia condivisa nelle CE considera solo il primo dei termini di cui sopra. Secondo le stime del gruppo RSE [42], questi valori corrispondono a circa 10 €/MWh per l'autoconsumo ad azione congiunta e 8 €/MWh per l'energia condivisa all'interno dei REC.

Il 16 settembre 2020, il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha firmato il Decreto Esecutivo che stabilisce le tariffe di incentivazione per la valorizzazione dell'energia autoconsumata in schemi di autoconsumo collettivo e CE [43]. La componente energetica che riceve l'incentivo è l'energia condivisa per l'autoconsumo. La tariffa incentivante è feed-in-premium, cioè una tariffa che si aggiunge al prezzo di mercato dell'energia nell'ora in questione. Il Decreto distingue tra energia condivisa nell'autoconsumo collettivo e nelle CE: nel primo caso l'incentivo vale 100 €/MWh, nel secondo vale 110€/MWh, in entrambi i casi, l'incentivo è concesso per 20 anni. Lo scopo dell'incentivo è quello di favorire la diffusione di nuovi metodi di autoconsumo evitando al contempo eventuali aumenti dei costi rispetto a quelli degli attuali meccanismi. Infine, per quanto riguarda l'accesso ad altre forme di incentivi per CE e autoconsumo collettivo, in caso di riqualificazione complessa è possibile accedere al Superbonus 110% [44] per l'installazione di impianti fotovoltaici o di accumulo elettrico con l'unica clausola di dover trasferire energia non autoconsumata/condivisa al GSE. Per avere accesso al Superbonus, tuttavia, è necessario rinunciare alla tariffa incentivante come da DM 16/09/2020, mentre è sempre possibile avere accesso a detrazioni fiscali del 50% in 10 anni del costo di installazione [45]. Nella Tabella 3 viene mostrata una panoramica del sistema condiviso di valorizzazione dell'energia in Italia.

L'ultima misura sulle CE è stata pubblicata dal GSE il 22 dicembre 2020 [46]. La misura individua le regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione per le CE e l'autoconsumo collettivo, e fornisce anche importanti informazioni riguardanti i ruoli e le responsabilità degli attori delle configurazioni di autoconsumo e CE.

Alcune regioni italiane hanno già incluso nel proprio sistema normativo i regimi di autoconsumo di cui alla Direttiva 2001/2018, mentre in altre sono attualmente in discussione i progetti di legge a loro dedicati. La prima regione italiana a prevedere la diffusione delle comunità di energie rinnovabili è stata il Piemonte. Con la Legge Regionale n. 12 del 3 agosto 2018 [47], la Regione promuove la creazione di comunità energetiche come enti no profit, istituite al fine di superare l'uso del petrolio e dei suoi derivati e facilitare la produzione e lo scambio di energia generata principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficienza e riduzione dei consumi energetici. La legge prevede inoltre l'istituzione di un tavolo tecnico permanente tra le comunità energetiche e la Regione al fine di acquisire dati sulla riduzione dei consumi energetici e individuare le modalità per una gestione più efficiente delle reti.

Seconda in ordine cronologico è la Puglia che, con la Legge Regionale n°45 del 9 agosto 2019 [48], promuove l'istituzione delle comunità energetiche. La creazione di una comunità energetica deve essere subordinata alla firma di un protocollo d'intesa tra la comunità e la regione. Anche in questo caso è stato istituito un tavolo tecnico permanente per la valutazione dei risultati della CE e per la fornitura di sostegno tecnico ed economico da parte delle autorità.

Tabella 3. Panoramica della valorizzazione energetica condivisa

Valorizzazione dell'energia condivisa	Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente	Comunità delle energie rinnovabili
Contributo ARERA	10 €/MWh	8 €/MWh
Incentivo MISE	100 €/MWh	110 €/MWh
Prezzo orario dell'energia	45 ÷ 55 €/MWh	45 ÷ 55 €/MWh
Altri incentivi	Superbonus 110 % Sconto ¹ fiscale sull'installazione 50 % ²	

La Liguria, anche se dopo l'emissione del decreto Milleproroghe, è la terza regione d'Italia ad avere una legge che prevede la promozione delle comunità energetiche con la legge regionale n. 13 del 6 luglio 2020 [49]. La struttura della legge è quasi identica alle altre misure regionali, anche in questo caso si prevede di aderire al protocollo d'intesa e all'istituzione di un tavolo tecnico permanente.

Infine, la pronta risposta dell'Italia alla direttiva RED-II ha portato a un fiorire di esperienze nelle comunità energetiche. Lo stato attuale dei progressi italiani in termini di autoconsumo e comunità energetiche viene analizzato da Legambiente [49] e riportato nel rapporto "Comunità Rinnovabili 2020" [50]. In particolare, attualmente sono 32 i progetti in tutta Italia, almeno uno per regione. Tra questi, ci sono 11 singoli progetti di auto-consumo, 9 progetti collettivi di auto-consumo e 12 progetti comunitari di energia rinnovabile, come mostrato nella Tabella 4.

Tabella 4. Progetto auto-consumo e REC in Italia

Autoconsumo singolo	Costantino, Agriturismo, Calabria Village Paradise, Agriturismo, Valle d'Aosta Megabox, Azienda, Puglia C&F, Società Agricola, Campania Le Cimate, Cantina, Umbria MoliseGoloso, Cannery, Molise ecOstello, Hotel, Lazio Solis GreenLog, Centro Logistico, Abruzzo Stazione Verde, Stazione, Basilicata WE(Y) Welfare Efficiency, Centro fisioterapico, Piemonte Val Paradiso, Farm, Sicilia
Autoconsumo collettivo	Condominio Torino, Condominio, Piemonte Donatello, Condominio, Piemonte H-Farm, Campus, Veneto La Casa dell'Energia, Buildings, Sardegna NZEB Edilizia Edilizia Sociale, Edifici, Toscana Progetto autoutere, Condominio, Emilia Romagna RE(Y) Efficienza retail, Centro Commerciale, Veneto Qui Abito, Social Housing, Veneto Università degli Studi di Genova, Campus, Liguria

¹ Disponibile solo rinunciando a MISE Incentive

² Disponibile fino al 31/12/2020

Comunità delle energie rinnovabili	Pinerolese, Piemonte Primerò-Vanoi, Trentino Alto Adige Roseto Valfortore, Puglia Alpina di Tirano, Lombardia Valle Susa, Piemonte Energia agricola al km 0, Veneto Comunità dell'Energia Verde, Emilia Romagna Rete Attiva Puglia, Puglia Smartgrid di Berchidda, Sardegna BloRin, Sicilia Prato allo Stelvio, Bolzano Società Elettrica Cooperativa dell'Alto But, Friuli Venezia Giulia
---	---

3. Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento degli utenti nelle isole minori

Uno degli scopi della LA4.4 è la realizzazione di uno studio di fattibilità per alcune soluzioni per l'efficientamento energetico degli utenti delle isole minori. In particolare, lo studio serve a definire i requisiti funzionali e prestazionali per:

- Un sistema di free solar cooling innovativo abbinato a sistemi di smart lightning presso un edificio del terziario delle isole;
- Un sistema composto da pompa di calore (PdC) o scaldacqua smart, abbinato a impianto fotovoltaico, solare termico o ibrido per testare logiche di controllo che mirino ad ottimizzare l'utilizzo dell'ACS con accumulo termico dell'energia prodotta dall'impianto da FER e allo stesso tempo consentano la partecipazione a programmi di aggregazione;
- Un banco prova per caratterizzare le logiche di controllo del tipo DR applicate alle risorse flessibili degli utenti domestici e del terziario, tenendo conto delle dotazioni impiantistiche e delle abitudini degli utenti isolani;
- Un sistema di illuminazione innovativo con controllo delle sorgenti luminose sia in termini di temperatura del colore correlata sia in termini di flusso luminoso, con l'obiettivo di valutare i consumi di un utente isolano controllabile da parte del gestore di rete o di un aggregatore. Il test servirà a valutare le reali performance del sistema di illuminazione e del daylight-linked control system.

A valle dello studio di fattibilità sono state avviate, e in alcuni casi finalizzate, le procedure per l'acquisto dei sistemi da installare presso il laboratorio congiunto ENEA-DING per l'emulazione degli utenti isolani del sistema di solar cooling innovativo.

Il presente capitolo descrive nel dettaglio l'attività svolta.

3.1. *Sistema di free solar cooling innovativo e smart lighting presso la mediateca comunale dell'isola di Pantelleria*

3.1.1. *Premessa*

Sulla base della precedenti esperienze di ricerca del Dipartimento di Ingegneria, si è individuato il sistema di free solar cooling innovativo Frescoo, che sarà meglio descritto nel seguito. Al fine di testare il sistema Frescoo nelle condizioni di lavoro tipiche di un'isola minore del Mediterraneo, il Dipartimento di Ingegneria ha avviato delle consultazioni con le amministrazioni comunali delle isole minori.

In particolare, il Dipartimento ha contattato il Comune di Pantelleria chiedendo la disponibilità da parte dell'Amministrazione Comunale a partecipare alla ricerca, fornendo ai fini della sperimentazione uno o più locali di un edificio del terziario nel quale installare il sistema innovativo Frescoo.

Il Comune di Pantelleria ha individuato come edificio idoneo all'installazione la Mediateca Comunale e, in data 23/10/2020 il Consiglio Comunale ha deliberato l'approvazione della Convenzione con il Dipartimento di Ingegneria per avviare l'iter di installazione e monitoraggio del sistema Frescoo. In seguito a tale deliberazione, e una volta concluso lo studio di fattibilità che ha portato alla definizione delle caratteristiche del sistema da installare, in data 14/12/2020, il Consiglio di Dipartimento ha approvato a sua volta la Convenzione con il Comune di Pantelleria, e le due Organizzazioni hanno proceduto alla firma della stessa in data 18/01/2021. L'acquisto del sistema Frescoo è stato finalizzato a marzo 2021 ma, a causa dell'istituzione di nuove zone rosse e di problemi legati al trasporto via mare dei componenti per il mal tempo, l'installazione è stata completata a fine aprile 2021.

3.1.2. *Descrizione dell'edificio*

L'edificio selezionato per l'installazione del setup sperimentale è attualmente adibito a mediateca comunale. Sito in località San Leonardo, ha un'area di pertinenza di circa 1400 m², in leggero declivio rispetto la via principale di attraversamento sulla quale si innestano le vie di distribuzione e di servizio

(Figura 5). Il piano di accesso è composto da un vano di accesso, un ampio spazio centrale destinato a molteplici attività ludico/ricreative (74.25 m²), due uffici (9.5 m²), una sala riunioni (13.36 m²) che si affaccia su uno spazio a cielo aperto (15 m²), uno spogliatoio/ripostiglio (2.5 m²), un wc (2.5 m²) e uno spazio soppalcato (30.5 m²). Lo spazio adibito a sala riunioni è caratterizzato da una copertura a volta a botte e ha due aperture esposte a SUD-EST; anche le due aperture di diverse dimensioni degli uffici sono esposte a SUD-EST.

L'edificio è oggetto di una progettazione che prevede altri interventi di efficientamento energetico tra i quali la coibentazione dell'edificio, che prevederà l'utilizzo di materiali eco-compatibili, e interventi finalizzati a rendere autonomo l'edificio scolastico riguardo i fabbisogni energetici, tramite l'utilizzo della fonte rinnovabile solare. Ulteriori interventi riguarderanno le finestre e le porte-finestre in alluminio esistenti che saranno sostituiti con nuovi infissi del tipo monoblocco, realizzati con profili estrusi in PVC rigido modificato proveniente dal sistema del riciclo, ad alta resistenza all'urto, costruiti con sezione interna pluricamera e controtelaio in acciaio zincato. Secondo il suddetto progetto, l'edificio sarà inoltre dotato di un impianto fotovoltaico della potenza di 10,26 kWp da collocarsi sulla porzione piana del tetto.

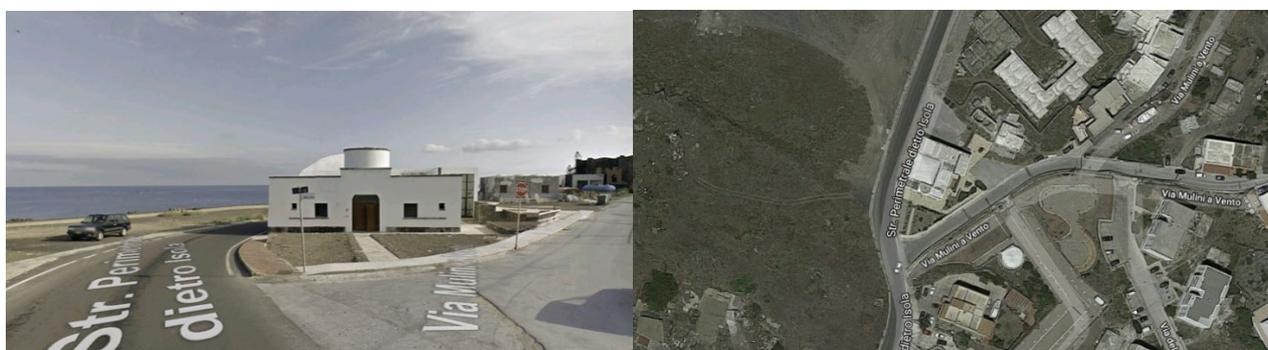


Figura 5. Immagini dell'edificio tratte da Google Maps dall'alto e in "street view".

3.1.3. Descrizione del sistema Frescoo

Frescoo 3.0 VMC è un sistema innovativo di climatizzazione funzionante con calore a bassa temperatura (energia solare, PdC, teleriscaldamento, o calore di scarto) progettato per applicazioni di ventilazione meccanica controllata (VMC) nel settore residenziale e terziario. Il sistema si basa su un originale ciclo di trattamento dell'aria in grado di assicurare il controllo della temperatura e dell'umidità dell'aria, e di garantire un adeguato ricambio dell'aria nell'edificio. I principali vantaggi sono:

- funzionamento basato sull'utilizzo di calore a bassa entalpia ($T > 60$ °C). Per questo motivo, Frescoo può essere integrato con qualsiasi tipo di sistema di distribuzione del riscaldamento;
- i bassi consumi elettrici sono solo dovuti alla movimentazione dell'aria e dell'acqua in circolo (possono essere coperti opzionalmente da un pannello fotovoltaico);
- semplicità di installazione che consiste nel collegamento dei canali dell'aria di mandata e ripresa, l'allaccio alla rete idrica, ai tubi dell'acqua di riscaldamento e alla rete elettrica di bassa potenza;
- possibilità di utilizzare il sistema anche solo come deumidificatore d'aria, per effettuare il semplice ricambio d'aria nelle stagioni intermedie e per attuare il recupero di calore nella stagione invernale;
- elevata purezza dell'aria grazie alla presenza del materiale adsorbente e di efficienti filtri classe F7;
- possibilità di realizzazione di sistemi modulari e per applicazioni su scala diversa.
- Efficienza energetica nominale (Energy Efficiency Rate - EER) > 12 (EER ovvero il rapporto tra l'energia di raffreddamento fornita dal sistema e l'elettricità necessaria per il suo funzionamento quando il sistema funziona a pieno carico e in condizioni nominali);
- Risparmio energetico e riduzione delle emissioni di CO₂ fino all'80% rispetto ad un sistema tradizionale a compressione di vapore;
- Potenza modulabile grazie alla velocità dei ventilatori variabile;

- Totale assenza di fluidi refrigeranti nocivi: il sistema utilizza solo acqua come fluido refrigerante.

La Tabella 5 riporta i principali dati tecnici di Freesco.

La Figura 6 mostra la pianta della mediateca con la posizione della macchina Freesco.

L'ambiente servito da Freesco è quello della sala riunioni adiacente alla parete SUD-EST della mediateca avente un volume di circa 100 m³, da cui risulta un ricambio dell'aria di circa 3 vol/h alla portata massima. Il campo solare è costituito da n. 3 collettori solari piani orientati a SUD-OVEST con superficie totale lorda di 7,1 m² (angolo di azimut di circa 10°). Il calore prodotto dai collettori solari verrà utilizzato per l'alimentazione della macchina Freesco e per la produzione di ACS in un boiler che verrà posizionato nei servizi igienici adiacenti alla sala riunioni. I collettori solari sono installati sulla copertura a botte sovrastante al locale servito.

La macchina è installata a ridosso del muro del prospetto SUD-EST in posizione simmetrica rispetto alle due finestre, come mostrato in Figura 6.

Tabella 5. Dati tecnici principali di Freesco.

Servizi offerti	
Raffreddamento	Il sistema raffredda l'aria prelevata dall'esterno
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 m ³ /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%

I collegamenti idraulici ed elettrici ed aeraulici sono realizzati con tubazioni flessibili o comunque facilmente smontabili in modo da rendere semplice l'operazione di smontaggio e allontanamento della macchina durante i lavori che interesseranno la facciata.

Al fine di mascherare le tubazioni di mandata e ritorno dell'impianto solare, queste sono inserite all'interno di un finto pluviale che verrà staffato all'angolo tra la parete e la grande vetrata di ingresso.

La macchina è riparata dagli agenti atmosferici con una struttura di rivestimento in laminato HPL o altro materiale idoneo. Questa è dotata di aperture per l'ingresso e l'uscita dell'aria, ed è apribile o comunque facilmente smontabile per permettere la manutenzione della macchina.

L'installazione all'interno del locale, seppure più conveniente dal punto di vista delle possibili interferenze e/o incompatibilità con le tempistiche relative agli interventi da realizzare sull'involucro dell'edificio, è stata invece scartata, in quanto meno consigliabile per quanto riguarda l'ingombro e l'emissione sonora causata dai ventilatori della macchina.

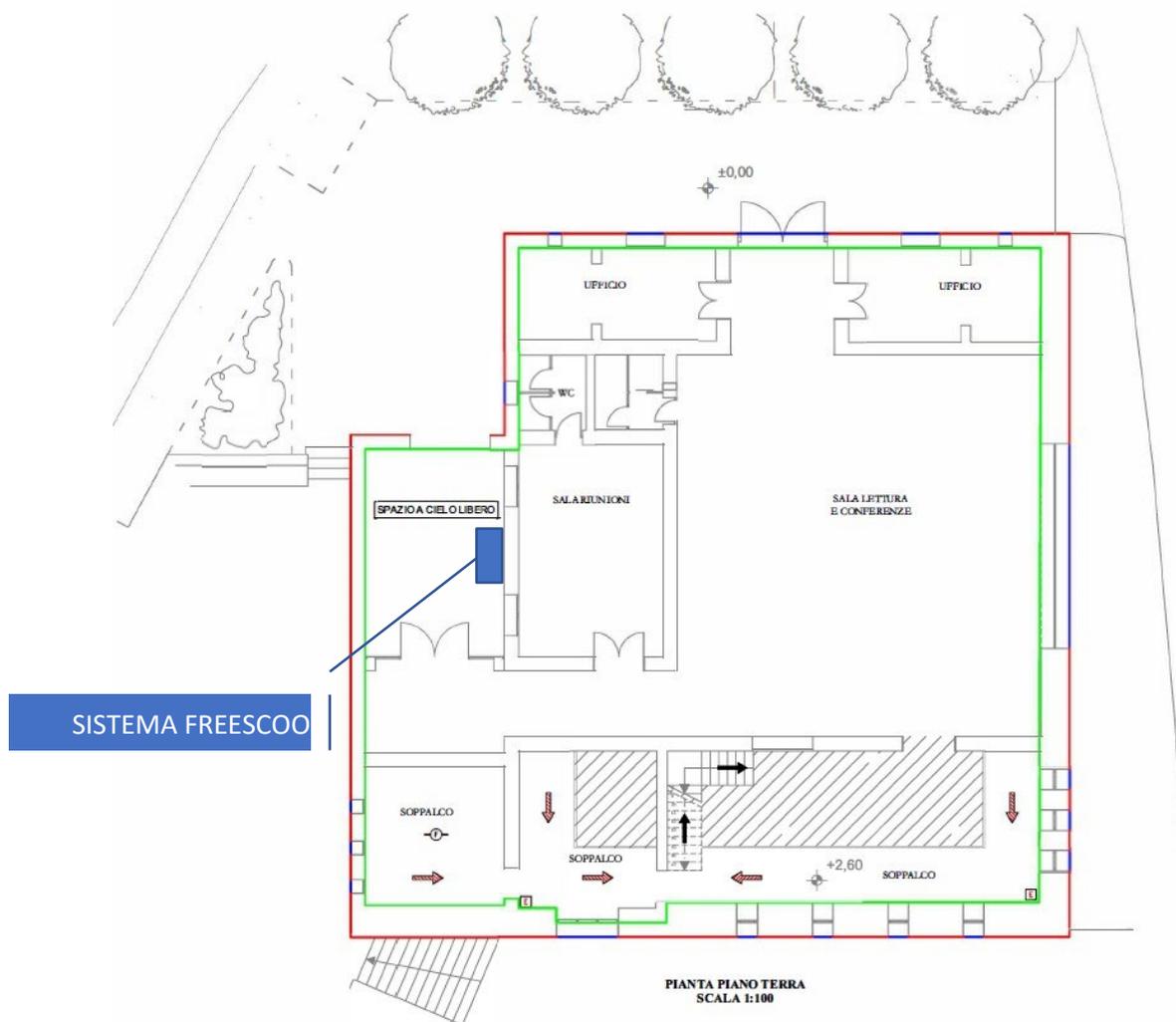


Figura 6. Pianta della mediateca con la posizione della macchina Freesco.

In Figura 8 è riportata una ricostruzione 3D dell'installazione.

Le predisposizioni che sono state richieste prima dei lavori di installazione della macchina Freesco presso la mediateca del Comune di Pantelleria sono:

- fori nella muratura per il passaggio dei canali dell'aria;
- predisposizione per il passaggio della tubazione dell'acqua di rete proveniente dal servizio igienico;
- predisposizione per il passaggio dei cavi elettrici di alimentazione e di controllo.

Al fine di coprire alla vista laterale i collettori solari, si è ipotizzato di poter elevare il muretto d'attico con la forma tratteggiata nella Figura 9.

La Figura 9 mostra in particolare le predisposizioni per il montaggio della macchina Freesco e gli ingombri del sistema. La Figura 10 mostra lo schema idraulico dell'impianto da realizzare.



Figura 7. Parete SUD-EST della mediateca.



Figura 8. Ricostruzione 3D del sistema Freesco alimentato dai collettori solari.

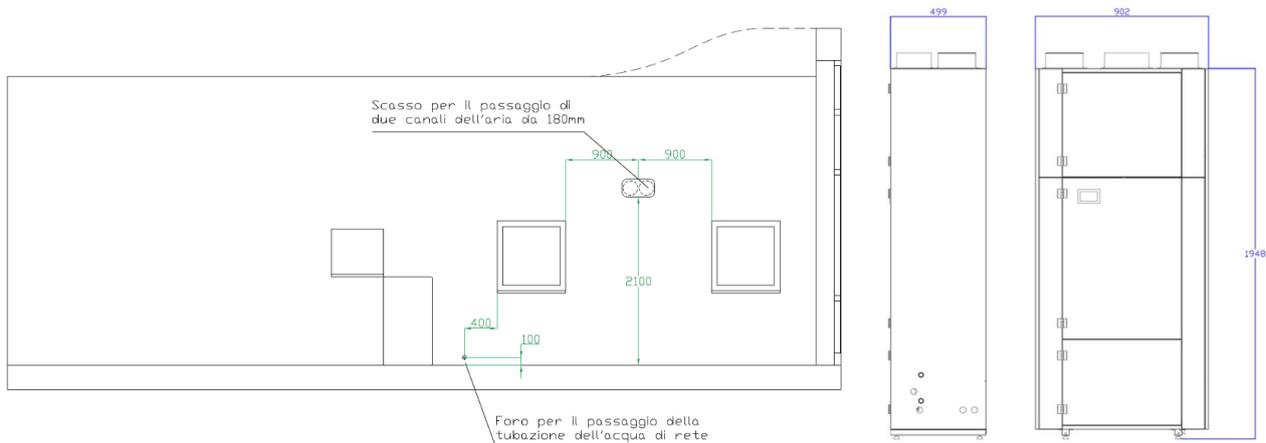


Figura 9. Predisposizioni per il montaggio della macchina Freesco (a sinistra) e ingombri del sistema in mm (a destra).

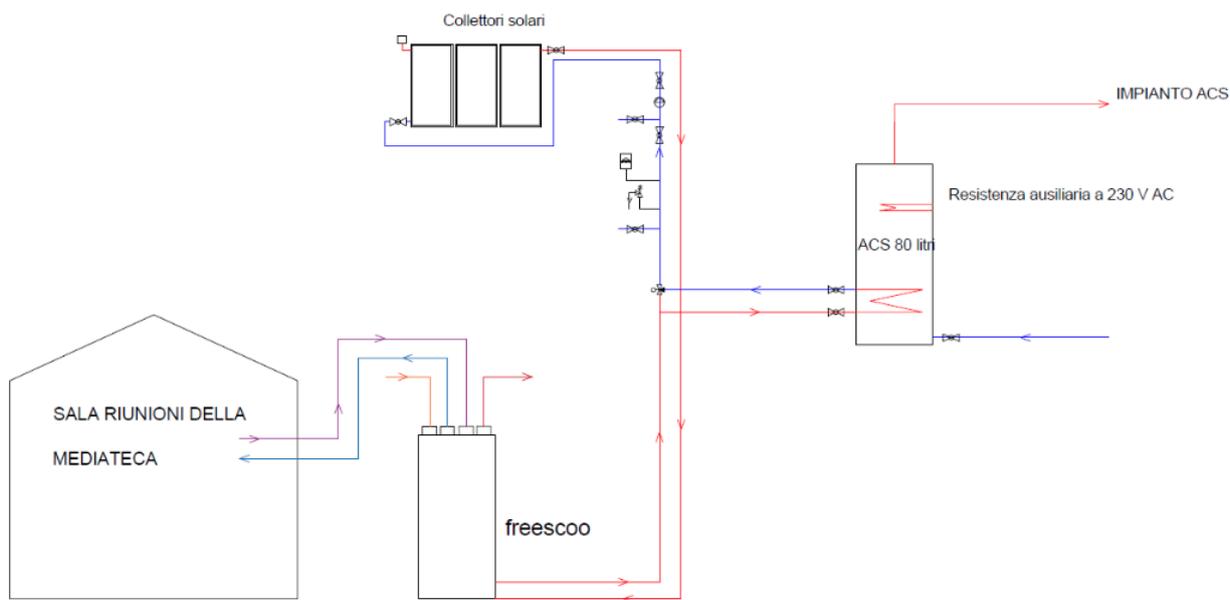


Figura 10. Schema di impianto del sistema Freesco alimentato da solare termico per la VMC e la produzione di ACS.

3.1.4. Dimensionamento del sistema

Il dimensionamento dei componenti di Freesco è effettuato sulla base delle caratteristiche dell’ambiente servito e a partire dalle norme tecniche applicabili, che consentono di definire le caratteristiche funzionali e prestazionali del sistema. L’ambiente servito è quello della sala riunioni adiacente alla parete SUD-EST della mediateca avente una superficie di circa 26 m² ed un volume di circa 100 m³ (Figura 6).

La scelta è ricaduta su questo ambiente per il tipo di destinazione d’uso e per la maggiore semplicità nel posizionamento della macchina Freesco e la minore spesa per i lavori di installazione.

Secondo la Norma UNI 10339 [51] l’indice di affollamento massimo per la tipologia di locale è di 0,6 persone per metro quadro, corrispondente ad un totale di 14 persone. Tale valore di affollamento viene considerato il Worst Case scenario assunto per il dimensionamento del sistema. Si fa notare che tale valore non tiene conto della normativa generale COVID sull’affollamento nei luoghi pubblici in quanto si

presuppone che questa avrà valore temporaneo. Tale norma indicherebbe infatti un valore di affollamento massimo minore e corrispondente in questo caso a circa il 67% di quello derivante dalla norma UNI 10339, e risultante pari a 9 persone.

Facendo riferimento ai valori della norma UNI 10339, considerata una portata d'aria per persona di 25 m³/h, risulta una portata d'aria di rinnovo di 350 m³/h in condizioni di massimo affollamento.

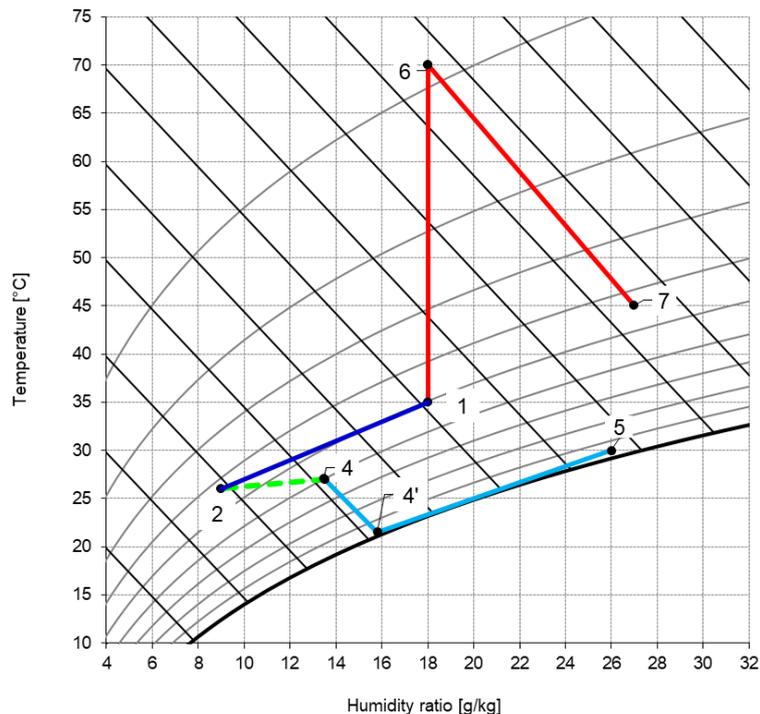
Assumendo 55 W come valore di calore latente prodotto da una persona, il carico latente risultante dalla presenza di persone risulta essere 770 W, corrispondente ad una produzione di vapore di circa 1,1 kg/h. Considerando una umidità di progetto di 11 g/kg, il titolo di immissione richiesto è 8,5 g/kg per una portata di 350 m³/h.

Il processo di deumidificazione dell'aria è rappresentato nella Figura 11 dalla trasformazione termodinamica 1-2, dove 1 rappresenta le condizioni dell'aria esterna e 2 quelle dell'aria di immissione.

In termini di temperatura, in condizioni di progetto la macchina dovrebbe immettere a temperatura neutra ovvero attorno ai 26 °C.

Assumendo delle condizioni igrometriche dell'aria tipiche di una giornata estiva, ovvero 35 °C e 50%, la deumidificazione totale richiesta per il trattamento della portata d'aria immessa nell'ambiente servito è di circa 10 g/kg, corrispondente a circa 4 litri/ora.

Per il desorbimento di tale portata di vapore adsorbita dal materiale essiccante, sarà necessaria una potenza termica pari a circa 4,4 kW che dovrà essere fornita dai collettori solari.



x g/kg	T °C	h kJ/kg	Descrizione	
18.0	35.0	81.3	Aria esterna	1
9.0	26.0	49.0	Adsorbimento e raffr	2
9.0	26.0	49.0	post raffreddamento	3=2
13.5	27.0	61.5	Edificio	4
15.8	21.5	61.7	sec in	4'
26	30	96.6	sec out	5
13.5	27.0	61.5	Edificio	4
9.0	26.0	49.0	immissione	5
18.0	35.0	81.3	Aria esterna	1
18.0	70.0	117.6	Pre-riscaldamento	1
18.0	70.0	117.6	BC Rigenerazione	6
27.0	45.0	115.0	Desorbimento	7

Figura 11. Diagramma di Mollier relativo al ciclo di trattamento aria realizzato dalla macchina Fresco e tabella con valori di riferimento.

3.1.5. Installazione

Nel mese di Aprile 2021 è stato installato il dispositivo presso la mediateca comunale. Le foto che seguono (Figura 12) documentano lo stato di fatto.





Figura 12. Immagini del sistema Freesco installato

3.1.6. Smart Lighting

In abbinamento al sistema Freesco, al fine di migliorare l'efficienza del medesimo edificio, saranno sostituiti i corpi illuminanti con lampade fluorescenti esistenti con nuove plafoniere a LED e sarà installato un sistema per il controllo del Daylight-linked Control System (DLCS). Il nuovo setup verrà installato in uno dei locali dell'edificio scelto come caso studio e sarà costituito da:

- n.2 plafoniere LED rettangolari (1200x300 mm ca.) a sospensione dimmerabili con sistema DALI;
- n.1 sensore di luminosità.

Il dimensionamento dell'impianto di illuminazione è effettuato sulla base delle caratteristiche dell'ambiente da illuminare e a partire dalle norme tecniche applicabili, che consentono di definire le caratteristiche funzionali e prestazionali del sistema. In particolare, l'impianto di illuminazione è stato dimensionato al fine di raggiungere i livelli di illuminamento suggeriti dalla normativa per svolgere attività riferibili a due usi finali: ufficio e residenza.

Sono state selezionate delle lampade a sospensione con flusso luminoso massimo di circa 4630 lm e temperatura di colore (CCT) di 4000 K. Gli apparecchi scelti sono dotati di un grado di protezione IP40 e un fattore di abbagliamento $UGR > 19$ secondo la norma EN 12464. I pannelli sono inoltre caratterizzati da una potenza assorbita di 51 W e da un CRI di 93, secondo quanto dichiarato dal fornitore. L'apparecchio scelto ha una struttura in alluminio e una lastra interna in PMMA; mentre il diffusore è in tecnopolimero prismatico ad alta trasmittanza.

Ai fini del dimensionamento, il caso d'uso "ufficio" è stato considerato in worst case, in quanto è, tra i due casi d'uso scelti, quello che richiede all'impianto di illuminazioni più elevate prestazioni, secondo la norma EN 12464-1 [52],

Tuttavia, essendo gli apparecchi dimmerabili, saranno utilizzati, come detto, per simulare anche il caso studio residenziale per il quale la normativa suggerisce valori inferiori di illuminamento, ottenibili attraverso la riduzione del flusso luminoso.

La Figura 13 mostra la plafoniera LED e la relativa curva fotometrica.

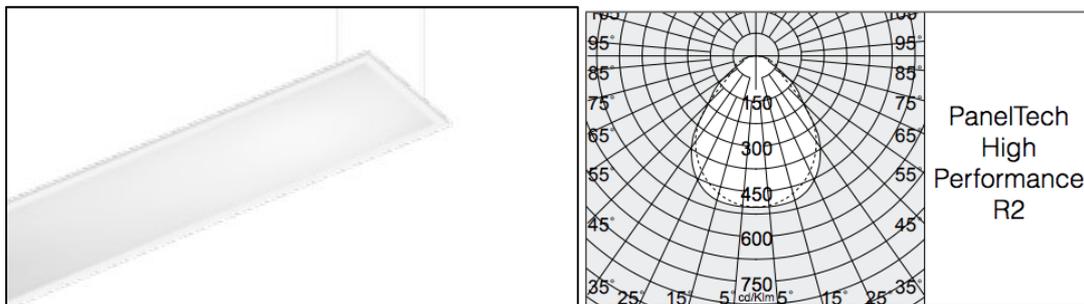


Figura 13. Foto del pannello LED e curva fotometrica.

La scelta dell’impianto di illuminazione da installare è stata supportata da simulazione illuminotecnica effettuata con il software Dialux con il quale è stato modellato virtualmente l’ambiente all’interno del quale è stato considerato un piano di lavoro sul quale sono stati calcolati i valori di illuminamento suggeriti per svolgere azioni quali scrittura e lettura secondo la normativa EN 12464-1. Il software ha permesso di determinare che, per il worst case, sono sufficienti due corpi illuminanti. In Figura 14 sono riportate alcune immagini riguardanti le simulazioni effettuate.

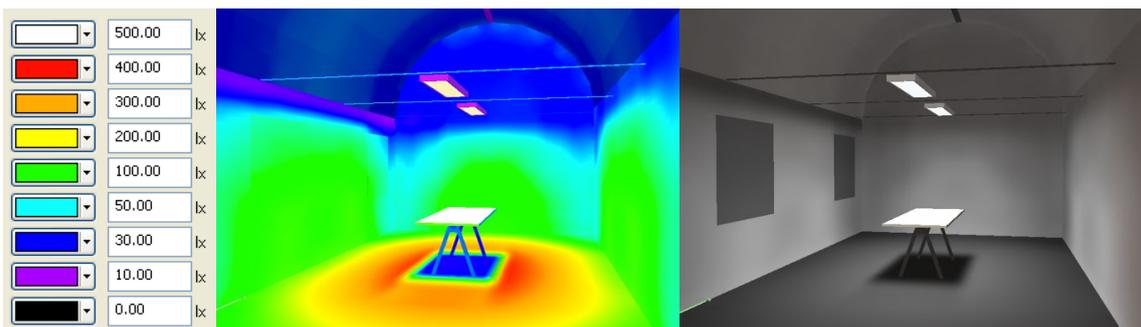


Figura 14. Render a colori sfalsati e reali della mediateca.

Come detto sopra, le lampade saranno programmate per essere controllate da un fotosensore che rileverà la presenza di utenti (a seconda degli scenari che potranno essere testati) e, attraverso il sistema di regolazione DIMM DALI, il flusso luminoso sarà regolato sulla base della quantità di luce naturale. Trattandosi di ambiente con soffitti molto alti, sarà utilizzata una delle barre adoperata come tiranti della struttura già presenti come supporto per il suddetto sensore. La potenza assorbita è di 0,9 W. Il sensore (Figura 15) è dotato di interfaccia DALI per comando digitale dimmerabile come gruppo e ha la possibilità di commutazione tra il programma DALI mediante telecomando. Al fine di effettuare le analisi oggetto del presente progetto, l’impianto sarà valutato principalmente in funzione automatica, ma ulteriori analisi riguardanti il comportamento dell’utente potranno essere effettuate programmando l’attivazione e il dimmeraggio manuale tramite pulsante.



Figura 15. Immagine del fotosensore e schema del campo di azione.

3.2. Sistema di illuminazione innovativo

Il sistema di illuminazione innovativo sarà installato nel Laboratorio solare del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università degli Studi di Palermo.

L'impianto ha come finalità quello di emulare il comportamento di un utente isolano (domestico o del terziario) che riceve segnali di controllo da parte del gestore di rete o di un aggregatore. A tal proposito, non essendo idonea la possibilità di shiftare il carico dato dall'impianto di illuminazione per ovvie ragioni pratiche, si indagherà sulla possibilità di modulare il carico dell'illuminazione artificiale interna per contribuire ulteriormente alla riduzione dei consumi. A questo fine verranno applicate diverse strategie: la 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 del flusso luminoso del sistema di illuminazione installato. Contemporaneamente verrà valutato l'impatto di un DLCS. Inoltre, il test servirà a valutare le reali performance del sistema di illuminazione e di controllo in termini di risparmio energetico e comfort visivo.

Il sistema sarà composto da:

- n.4 Plafone/sospensione LED con ottica microprismatica;
- Set di testate per chiudere un apparecchio singolo o una fila continua per n.4 apparecchi;
- n.1 Controller centrale per automazione;
- APP per dosare 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.

Il laboratorio verrà allestito al fine di simulare sia un ufficio che un'abitazione che saranno utilizzati come casi di studio. Per ciascuno dei due casi di studio, nel laboratorio sarà analizzato 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, saranno considerati due casi base del sistema di illuminazione. Il primo sarà un sistema tradizionale senza controllo legati alla luce diurna il secondo sarà un sistema DLCS, il cui controllo è quindi collegato alla luce diurna. Il sensore sarà installato a soffitto per rilevare la luce diurna incidente dalle finestre.

Gli apparecchi a sospensione LED 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 DALI. Gli apparecchi sono caratterizzati da un flusso luminoso massimo di 5500 lm ed una efficienza luminosa di >110 lm/W. La resa cromatica è >90 e la temperatura di colore (tunable) può variare in un range che va da 2700 K a 6500 K. L'ottica MPO-plus a micropiramidi pluristrato permette di avere anche in questo caso un indice UGR <19. Il controller centrale può essere programmato per controllare il sistema di illuminazione sulla base di orari, intervalli, presenze o luce diurna o tramite comando manuale. La Figura 16 riporta la fotometria degli apparecchi selezionati. In Figura 17 le immagini del fotosensore e del controller centrale.

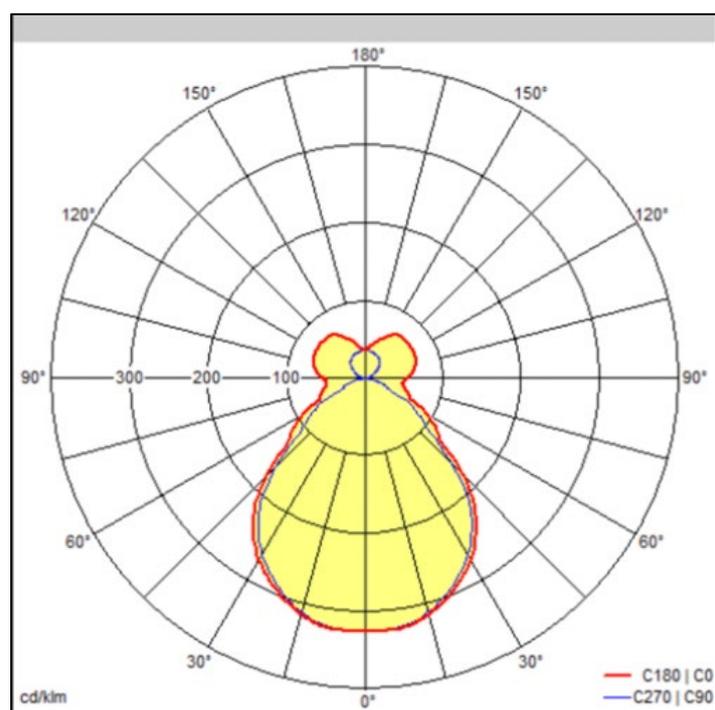


Figura 16. Fotometria degli apparecchi che saranno installati nel laboratorio del Dipartimento di Ingegneria presso l'edificio 9 di Viale delle Scienze.

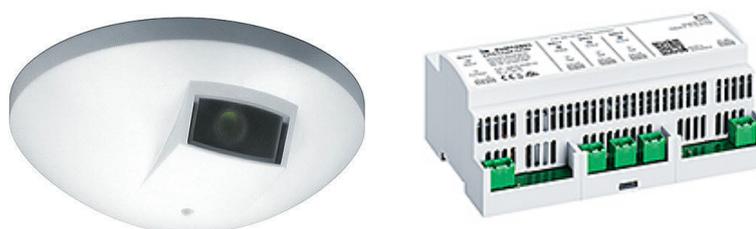


Figura 17. Immagine del fotosensore e del controller centrale.

La planimetria del laboratorio con il posizionamento dei corpi illuminanti è riportata in Figura 18.

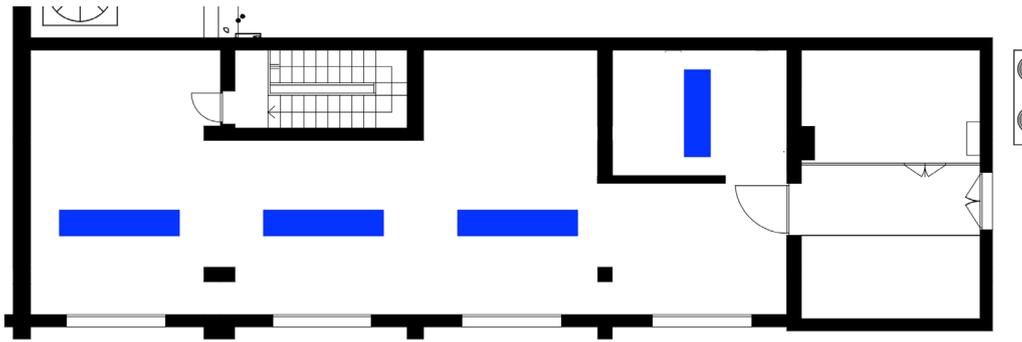


Figura 18. Planimetria del laboratorio con il posizionamento dei corpi illuminanti.

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%. Gli apparecchi saranno collegati ad una centralina DALI (touch panel), che permette non solo di variare il CCT ma anche 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%) anche tramite app.

Le prime misurazioni in laboratorio saranno effettuate considerando cinque diversi livelli di flusso luminoso (LFL) per eseguire le misurazioni: 100%, 75%, 50%, 25% e 1%. Per ogni livello, il CCT sarà variato da 2700K a 6500 K. Per ogni combinazione di variazione di flusso luminoso e di CCT, la potenza assorbita sarà stata misurata utilizzando un misuratore di potenza elettronico.

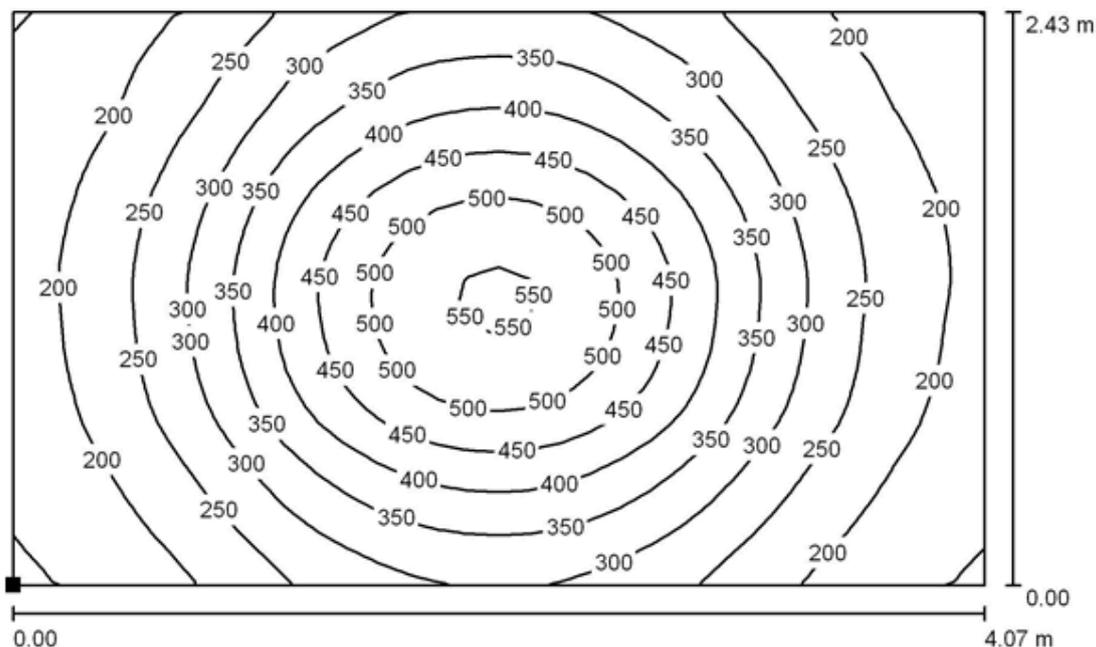
Il sistema verrà monitorato al fine di studiare le performance a livello energetico e di comfort visivo.

L'impianto di illuminazione verrà controllato tramite fotosensore installato a soffitto. Questo misurerà l'illuminamento dovuto al contributo di illuminazione naturale e manderà il dato al sistema al ballast che regolerà il flusso luminoso delle lampade sulla base di esso.

Anche in questo caso, l'impianto di illuminazione è stato dimensionato al fine di raggiungere i livelli di illuminamento suggeriti dalla normativa per svolgere attività riferiti a due usi finali: ufficio (worst case) e residenza. Essendo gli apparecchi dimmerabili, saranno utilizzati, come detto, per simulare anche il caso studio residenziale per la quale la normativa suggerisce valori inferiori di illuminamento, ottenibili attraverso la riduzione del flusso luminoso.

Il progetto illuminotecnico, in base al quale sono state selezionate le lampade (i cui dati sono stati riportati nella sezione precedente), è stato supportato da simulazioni effettuate utilizzando il software DIALux, utilizzando gli apparecchi precedentemente scelti.

Si riportano in Figura 19 i risultati delle simulazioni effettuate.



Posizione della superficie nel locale:
 Punto contrassegnato: (57.767 m, 2.834 m,
 0.760 m)

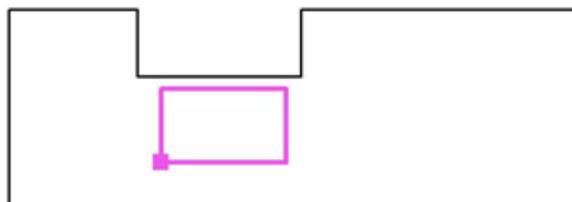


Figura 19. In alto, isolinee con i valori di illuminamento su una superficie posizionata ad una altezza di 0.75 m da terra, calcolate tramite simulazione illuminotecnica sul piano di lavoro posizionato in planimetria come illustrato nella figura in basso.

In fase di sperimentazione saranno applicate le seguenti strategie di gestione:

- Riduzione del flusso luminoso, considerando che è possibile regolare l'illuminamento del piano di lavoro da un valore minimo ad un valore massimo (DIM);
- Variazione CCT (CCTV);
- Combinazione di dimmer (DIM) e CCTV (DIM + CCTV).

Le strategie saranno applicate in specifici intervalli di tempo giornalieri che saranno scelti come fasce spesso adottate negli schemi tariffari temporali dai fornitori di energia elettrica. In particolare, verranno definiti per ciascun intervallo di tempo diversi programmi giornalieri corrispondenti alle diverse strategie di controllo. Il fine sarà verificare come le variazioni del CCT e l'illuminamento del task influiscono sul consumo energetico giornaliero e quantificare la riduzione energetica illuminotecnica in specifici momenti della giornata e di conseguenza verificare la fattibilità di tali strategie nella riduzione del picco di potenza. Riguardo gli intervalli temporali, saranno 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.

Il consumo energetico dell'impianto di illuminazione per tutte le fasce orarie potrà essere calcolato in due casi base (senza automazione e con DLCS) e, considerando tutte le strategie di controllo sopra elencate. Saranno quindi confrontati e analizzati i consumi ottenuti per i casi base e in presenza delle strategie di controllo.

A questo proposito, lo studio sarà organizzato in diverse fasi. Una prima fase prevedrà il test in laboratorio delle caratteristiche delle sorgenti LED tunable white, per quantificare le variazioni di potenza assorbita dovute sia alla regolazione CCT che alla variazione del flusso luminoso. Inoltre, saranno effettuate misurazioni della luce diurna nell'ufficio utilizzato come caso di studio per ottenere dati utili all'analisi delle performance del DLCS.

3.3. *Pompa di Calore per Acqua Calda Sanitaria con integrazione solare*

Da quanto emerso negli studi precedenti [53], i sistemi basati sull'utilizzo di tecnologia a PdC dedicata alla sola produzione di acqua calda sanitaria per le singole utenze domestiche e abbinata a impianti solari (termici e/o fotovoltaici), si sono dimostrati una valida alternativa all'utilizzo degli scaldacqua elettrici soprattutto nel contesto delle piccole isole italiane. Un sistema impiantistico così realizzato presuppone però la disponibilità di una superficie in copertura tale da potere installare un sufficiente numero di pannelli fotovoltaici e/o collettori solari, superfici non sempre disponibili.

A partire da quest'ultima considerazione, il presente lavoro propone il ricorso alla tecnologia solare ibrida (FVT) che può consentire di ottimizzare l'uso degli spazi.

Nel corso della presente attività di ricerca, e a seguito dei risultati già raggiunti nelle ricerche precedenti, si propone lo studio di un sistema impiantistico basato sull'integrazione di un impianto solare del tipo ibrido alla PdC dedicata alla produzione ACS.

Obiettivo principale dello studio di fattibilità qui presentato è la progettazione di un layout impiantistico da installare presso il Laboratorio congiunto ENEA/DING. Nello specifico, il presente paragrafo presenta il pre-dimensionamento dell'impianto sperimentale attraverso simulazioni in regime dinamico volte a definire il set-up ottimale

3.3.1. *Principali componenti impiantistiche impiegate e layout proposti*

In linea generale, l'impianto proposto consta di due elementi principali:

- la PdC dedicata alla produzione di ACS (PdC-ACS);
- il sistema di produzione da Fonti di Energia Rinnovabili (FER).

Per quanto riguarda la prima, si è scelto di utilizzare una PdC aria/acqua di tipo split composta da una unità esterna e da una interna. Quest'ultima è costituita da un serbatoio di acqua tecnica contenente tre scambiatori di calore (Figura 20). Il primo di questi è dedicato alla produzione istantanea di ACS, il secondo è il condensatore del ciclo della PdC, il terzo è uno scambiatore aggiuntivo che consente la connessione a sistemi di riscaldamento ausiliari. Nel progetto proposto, questo scambiatore di calore è utilizzato per accoppiare l'accumulo della PdC con il circuito solare termico.

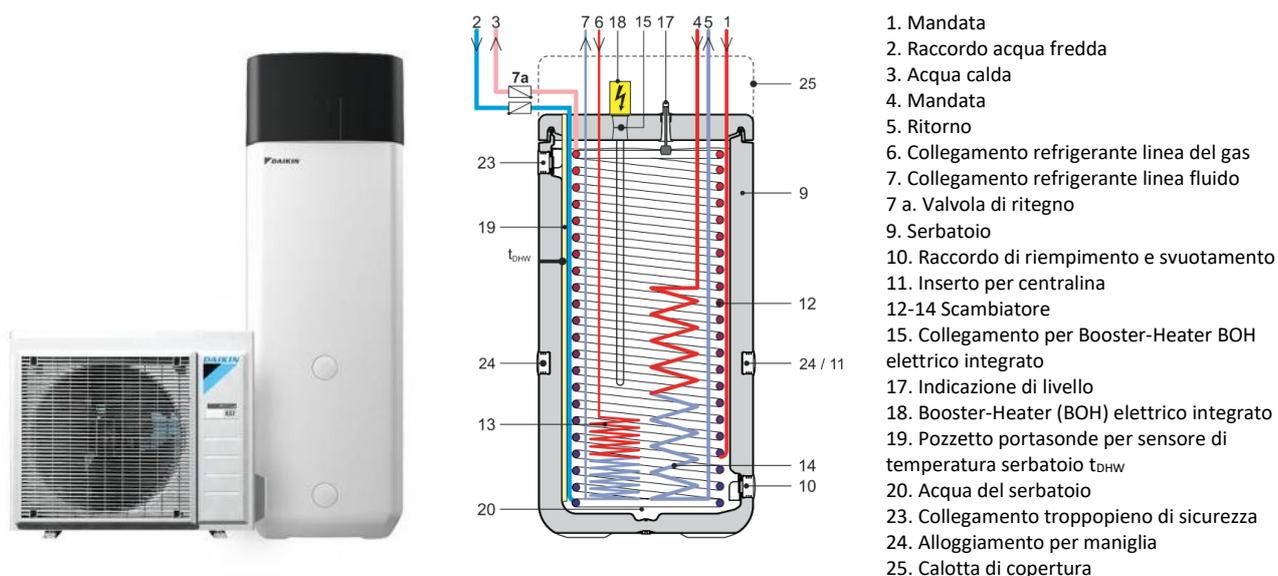


Figura 20 Immagine e schema della PdC

Il sistema, così come descritto, consente la produzione istantanea di acqua calda sanitaria per mezzo dello scambiatore di calore dedicato con temperature massime del serbatoio di accumulo, nel caso di funzionamento in PdC, pari a 55 °C e pari a 65 °C con l’ausilio del back-up elettrico. La Tabella 6 riporta le principali caratteristiche tecniche della PdC-ACS in condizioni di esercizio di riferimento [54]. La PdC opera con COP nominale pari 3.06 ed è in grado di soddisfare prelievi di ACS a 40 °C conformi al profilo XL, così come introdotto dal Regolamento Europeo n. 814/2013 [55]. Questo prevede un fabbisogno termico giornaliero pari a 19.07 kWh con picco di consumo nelle ore serali pari a 1.4 kWt.

Tabella 6. Scheda tecnica della PdC

PARAMETRI	Valore	Unità
Profilo di tapping dichiarato	XL	-
COP	3.06	-
Parametri Unità interna	Valore	Unità
Volume serbatoio acqua	477	l
Temperatura massima dell’acqua (serbatoio)	85	°C
Range temperature operativa Min.~Max.		
Temperatura esterna	2~35	°CDB
Temperatura dell’acqua	5~55	°C
Tipologia di refrigerante	R-410A	-
Parametri unità esterna	Valore	Unità
Range temperature operativa (ACS) Min.~Max.	-15~35	°CDB
Potenza nominale del compressore	700	W
Consumi energetici annuali (condizioni climatiche medie)	1368	kWh
Consumi energetici annuali (condizioni climatiche invernali)	1626	kWh
Consumi energetici annuali (condizioni climatiche invernali)	1247	kWh

Per quanto riguarda i sistemi di produzione da fonte solare, come evidenziato in premessa, si è scelto di analizzare ai fini della realizzazione dell’impianto pannelli del tipo ibrido. Nello specifico si è optato per la tecnologia FVT Fototherm della serie FT300AL (Figura 21).



Figura 21. Immagine del pannello FVT Fototherm [56].

Si tratta di un pannello FVT “uncovered” con un assorbitore termico “sheet-and-tube” che utilizza l’acqua come fluido termovettore. Esso rientra nella categoria di collettori ibridi ottenuti da moduli fotovoltaici dotati di uno scambiatore di calore per lo sfruttamento dell’energia termica. Il pannello ha una potenza nominale di 300 W_p ed è formato da 60 celle FV in silicio monocristallino, connesse alla base con un assorbitore realizzato in rame attraverso una schiuma isolante in poliuretano. L’intero pannello è sigillato con un foglio di alluminio pre-verniciato [56]. La sua potenza termica nominale è di 921 W.

Tabella 7. Caratteristiche tecniche del pannello FVT.

Parametri	Valore	Unità di misura
Dimensioni	1660x990x51	mm
Area	1.58	m ²
Numero di celle	60	-
Potenza nominale	300	W _p
Efficienza elettrica η	18.3	%
Efficienza termica η_0	58.3	%
Potenza termica nominale	921	W
Volume del fluido	0.96	l
Coefficiente α_1	6.08	W(m ² K) ⁻¹
Coefficiente α_2	0	W(m ² K ²) ⁻¹
IAM K0 a 50° C	96.0	%

Il presente report riporta i risultati di simulazione effettuati per due differenti layout-impiantistici basati sull’interazione fra la PdC descritta e un impianto FVT. I componenti descritti sono stati utilizzati come base per la progettazione dell’impianto dedicato alla produzione di ACS. Obiettivo principale è stato quello di ridurre il consumo termico del sistema sfruttando la produzione solare riducendo di conseguenza i consumi elettrici della PdC e al contempo assicurare una copertura di questi ultimi per mezzo della produzione elettrica dell’impianto FVT.

Nello specifico sono state ipotizzate due principali soluzioni impiantistiche, con l'obiettivo di pre-dimensionare le principali componenti e verificare vantaggi e svantaggi di ciascuna di esse per mezzo dell'introduzione di opportuni indici (paragrafo seguente).

Al di là delle soluzioni di dettaglio (presentate nei successivi paragrafi), in una prima fase si è ipotizzato che il circuito dell'impianto solare termico fosse direttamente connesso alla PdC; mentre, in una successiva fase, si è ipotizzata la presenza di serbatoio di pre-accumulo termico (Figura 22).

Principale oggetto di studio della prima fase è stato il dimensionamento dell'impianto solare ibrido e nello specifico del numero di pannelli che consentano di ottimizzare i consumi di energia del sistema e la conseguente scelta dei componenti ausiliari (inverter, accumulo, etc.). In questa sede si è, inoltre, voluto fare un raffronto fra la tecnologia proposta e impianti tradizionali in cui la PdC è abbinata ad un sistema solare fotovoltaico o solare termico. Stabilita la taglia dell'impianto FVT, si è ipotizzato di introdurre un serbatoio di accumulo termico che è stato utilizzato come sistema di pre-riscaldamento dell'acqua sanitaria proveniente dall'acquedotto per mezzo dell'energia termica prodotta dall'impianto FER. In quest'ultimo caso, oggetto di analisi è stata la dimensione del suddetto accumulo.

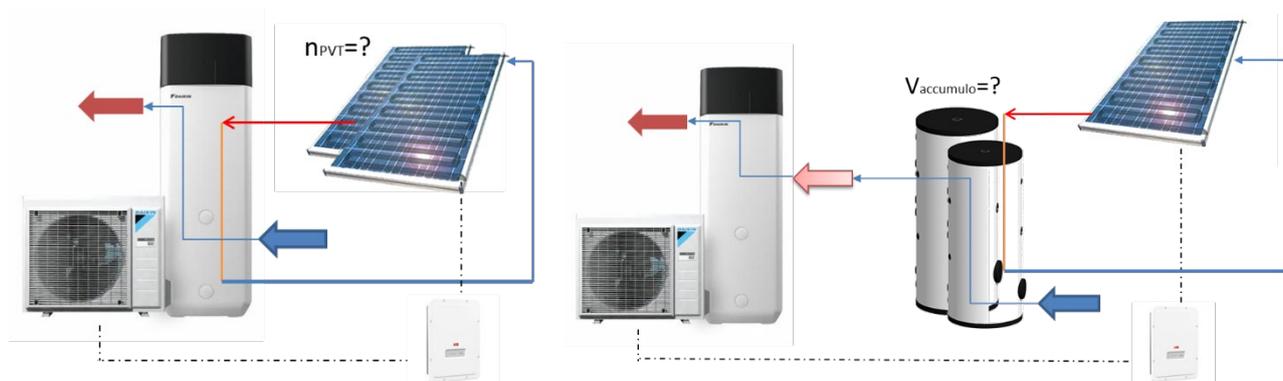


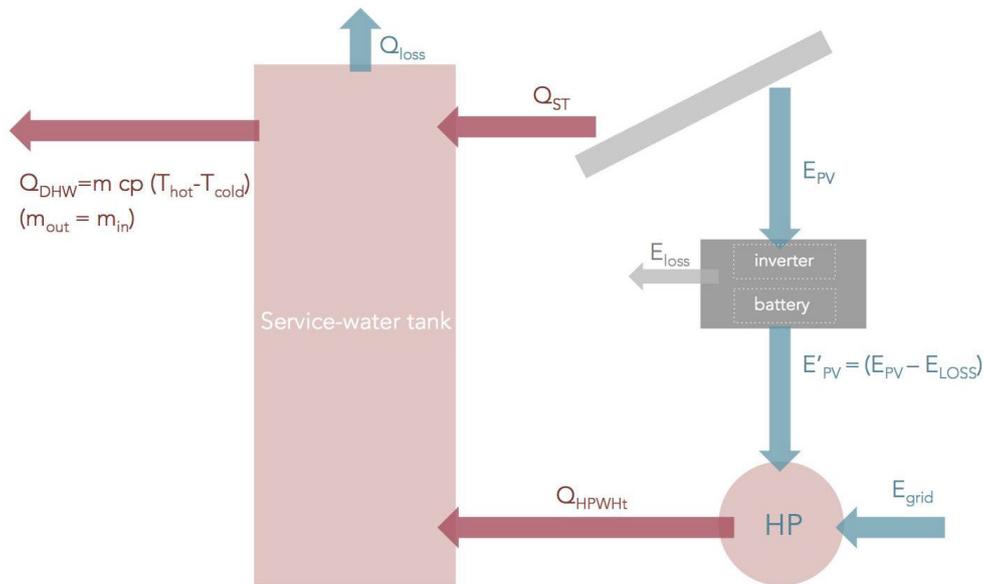
Figura 22. Schemi funzionali di massima delle soluzioni impiantistiche analizzate (a sinistra layout impiantistico studiato nella prima fase, a destra layout impiantistico studiato nella seconda fase).

3.3.2. Indici di prestazione

Al fine di rendere paragonabili fra loro le soluzioni impiantistiche proposte, alcuni indici di prestazione sono stati introdotti a partire dal bilancio elettrico e termico (Figura 23) del generico impianto di produzione di ACS con PdC dedicata:

$$E_{tot} = E_{PdC} + E_{ST} = (E_{FV} - E_{loss}) + E_{grid}$$

$$Q_{ACS} = m c_p (T_2 - T_1) = Q_{PdC} + Q_{ST/FVT} - Q_{loss}$$



La prima equazione riporta il bilancio elettrico in cui l'energia totale consumata E_{tot} è composta da due contributi: il consumo della PdC (E_{PdC}) e quello della pompa solare termica (E_{ST}). Considerando il bilancio elettrico del sistema, i termini del lato destro della prima equazione indicano rispettivamente, l'energia elettrica fornita dal sistema FV incluso l'accumulo elettrico (E_{FV}), l'energia fornita dalla rete (E_{grid}), le perdite di energia dovute all'efficienza dell'inverter e le efficienze di carica e scarica della batteria (E_{loss}).

La seconda equazione riporta invece il bilancio termico in cui l'output richiesto (Q_{ACS}) è definito come il prodotto tra la portata di ACS (m), il contenuto di calore specifico dell'acqua (c_p) e la differenza di temperatura tra ingresso (T_1) e uscita (T_2) dello scambiatore di calore dell'ACS. Questo prodotto deve essere uguale all'input fornito dall'impianto inclusi sia l'energia termica fornita dal ciclo della PdC (Q_{PdC}) che quella dal circuito dell'impianto solare ($Q_{ST/FVT}$), al netto delle perdite termiche al mantello (Q_{loss}).

Durante una prima fase, si sono introdotti gli indici di copertura del fabbisogno termico o elettrico da parte dell'impianto FER. Si tratta della frazione solare termica (SF_{th}) ed elettrica (SF_{el}), valutate come segue:

$$SF_{th} = \frac{Q_{ST/FVT}}{Q_{ST/PVT} + Q_{PdC}}$$

$$SF_{el} = \frac{E_{FV/FVT}}{E_{FV/FVT} + E_{grid}}$$

dove $Q_{ST/FVT}$ e $E_{FV/FVT}$ rappresentano rispettivamente il contributo di energia termica ed elettrica dagli impianti FER.

Gli indici introdotti, seppure utili a valutare il contributo FER alla produzione di ACS consentono però una stima separata dei contributi poco utile nel caso di un impianto FVT in cui sussistono contemporaneamente sia la produzione termica che influenza la domanda di ACS a T_{tank} innalzando la temperatura del serbatoio e quindi i consumi della PdC sia la produzione elettrica che permette di coprire tali consumi con la fonte rinnovabile.

Dunque, sono stati introdotti ulteriori indici sintetici basati sul consumo elettrico da rete e sul consumo in energia primaria non rinnovabile. Il primo indice è l'indice di risparmio di energia elettrica (Electric Energy

Saving, EES). Esso è dato dal rapporto tra l'energia consumata dalla rete della sola PdC (E_{PdC}) e l'energia consumata da rete della PdC alimentata da fonti di energia rinnovabili ($E_{FER,PdC}$):

$$EES = 1 - \frac{E_{PdC}}{E_{FER,PdC}}$$

Inoltre, sono inoltre introdotti due ulteriori indici basati sui valori di energia primaria consumata al fine di valutare l'incidenza degli apporti elettrici e termici da fonte rinnovabile: i Fattori di Energia Primaria (Primary Energy Ratio, PER) e il fattore di risparmio di energia non rinnovabile ($f_{sav.NREN}$).

Il primo è definito come il rapporto fra l'energia primaria per il soddisfacimento di un determinato servizio (nel caso in esame la produzione ACS, Q_{ACS}) e il consumo di energia primaria (non rinnovabile) per vettore energetico impiegato (E) al fine di soddisfare il suddetto fabbisogno, valutati entrambi attraverso opportuni fattori di conversione (ε) a seconda del vettore energetico analizzato così come stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente:

$$PER_{NREN} = \frac{Q_{ACS} \varepsilon_t}{\sum E_i \varepsilon_i} = \frac{Q_{ACS} \varepsilon_t}{E_{grid} \varepsilon_{grid}}$$

Pertanto, a parità di consumo di ACS, minore è la quota di energia da fonte non rinnovabile consumata maggiore è il valore dell'indice introdotto, migliore la sua efficienza in termini generali.

Infine, per valutare l'impatto delle FER sulla produzione di ACS, è stato introdotto uno scenario di riferimento in cui è uno scaldacqua elettrico a produrre ACS. Il Rapporto di Energia Primaria per questo sistema di riferimento $PER_{NREN,ref}$ è stato calcolato assumendo la sua efficienza "electricity-to-heat efficiency" η_{ef} uguale a 0.9 (volendo considerare gli effetti dell'usura sullo scambio termico alla resistenza):

$$PER_{NREN,ref} = \frac{Q_{ACS} \varepsilon_t}{\eta_{ef} E_{grid,ref} \varepsilon_{NREN,grid}}$$

Di conseguenza si è quindi introdotto il fattore di risparmio di energia non rinnovabile ($f_{sav.NREN}$), rispetto al sistema di riferimento, valutato come segue:

$$f_{sav.NREN} = \left(1 - \frac{PER_{NREN,ref}}{PER_{NREN}}\right) \cdot 100$$

Ne consegue che al diminuire del consumo di energia primaria non rinnovabile da parte del sistema di riferimento maggiore sarà il rapporto $f_{sav.NREN}$.

Infine, per valutare il modo in cui i sistemi interagiscono con ipotetiche aggregazioni di rete in scenari di DR, sono stati introdotti ulteriori tre indici che tengano in considerazione la distribuzione dei consumi su base oraria in determinate fasce temporali:

$$\tau_a = \frac{\sum_{i=1}^{365} \sum_{n=1}^5 \sum_{h=14:00}^{20:00} E_{HPWH,h,n,i}}{E_{HPWH-grid}}$$

$$\tau_b = \frac{\sum_{i=1}^{365} E_{HPWH_{PV},i}}{E_{HPWH}}$$

$$\tau_c = \frac{\sum_{i=1}^{365} E_{HPWH_{PV,b},i}}{E_{HPWH}}$$

dove:

- h è l'ora del giorno, n il giorno della settimana e i il giorno dell'anno;
- E_{EHPWH_PV} è l'energia direttamente fornita al carico dall'inverter dalla stringa PV;
- $E_{HPWH_PV.b}$ è E_{EHPWH_PV} più l'energia presa dall'accumulo elettrico;
- $E_{HWPWh, h, n, i}$ è il consumo orario di energia della PdC durante l'anno;
- E_{HWPWh} è il consumo elettrico annuale della PdC;
- $E_{HWPWh-grid}$ è il consumo elettrico annuale della PdC dalla rete.

Nel primo caso (τ_a), si prendono in considerazione i consumi da rete della PdC e si estende all'intero anno nelle fasce orarie comprese fra le 14:00 e le 20:00 dal lunedì al venerdì. Tale intervallo è stato scelto sulla base dell'attuale sperimentazione italiana sulla DR per utenti finali aggregati al fine di fornire servizi ancillari al mercato elettrico. In particolare, l'intervallo di tempo considerato corrisponde alle ore del giorno in cui la probabilità che siano richieste azioni di DR è più alta, in accordo con la risoluzione ARERA n. 422/2018 riguardante le Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM).

L'indice τ_a fornisce una misura della disponibilità di energia del dispositivo per la partecipazione a programmi di DR. Maggiore è τ_a , maggiore è la capacità di decremento del consumo di energia nell'intervallo di tempo selezionato per risolvere congestioni di rete. Secondo altre esperienze nei programmi DR, valori al di sopra del 30% indicano una buona capacità di partecipare ai programmi di DR.

L'indice τ_b valuta la contemporaneità tra la produzione fotovoltaica e il consumo elettrico della HPWH considerando condizioni di funzionamento reali. Per quanto riguarda la possibilità di partecipare a programmi di DR, τ_b dà un'indicazione utile sul carico residuo dalla rete della HPWH (che è il carico totale al netto del contributo PV). Maggiore è τ_b , minore è il carico residuo e minore la capacità dell'utente di intervenire in un programma di DR.

Infine, τ_c tiene conto della frazione di carico elettrico coperto dall'impianto fotovoltaico incluso l'effetto dell'energia disponibile in batteria. La differenza tra τ_c e τ_b fornisce una misura della capacità del sistema batteria di iniettare potenza in rete per risolvere congestioni di rete. I tre indici sono definiti in modo da considerare la possibilità che la PdC possa partecipare a programmi di DR in intervalli di tempo in cui è richiesta elettricità dalla rete, preservando in questo modo l'autoconsumo. Tutti gli indici sono valutati su base annuale, ma possono essere valutati anche mese per mese.

3.3.3. Validazione dei modelli di simulazione delle principali componenti impiantistiche

Preliminarmente alla definizione del modello di simulazione dell'intero impianto, si è resa necessaria una validazione/calibrazione dei modelli di simulazione dei componenti impiantistici introdotti nel paragrafo precedente (PdC e pannello FVT) rispetto a condizioni di riferimento note (Figura 24). Le simulazioni sono state effettuate in ambiente TRNSYS utilizzando i types disponibili in combinazione fra di loro. In entrambi i casi gli input utilizzati sono quelli che derivano dalle norme UNI relative ai test di laboratorio per il *labelling* del prodotto. Gli output derivanti dal modello di simulazione sono stati quindi paragonati alle principali caratteristiche dei prodotti riportate nelle schede tecniche sino ad ottenere errori percentuali inferiori al 10%.

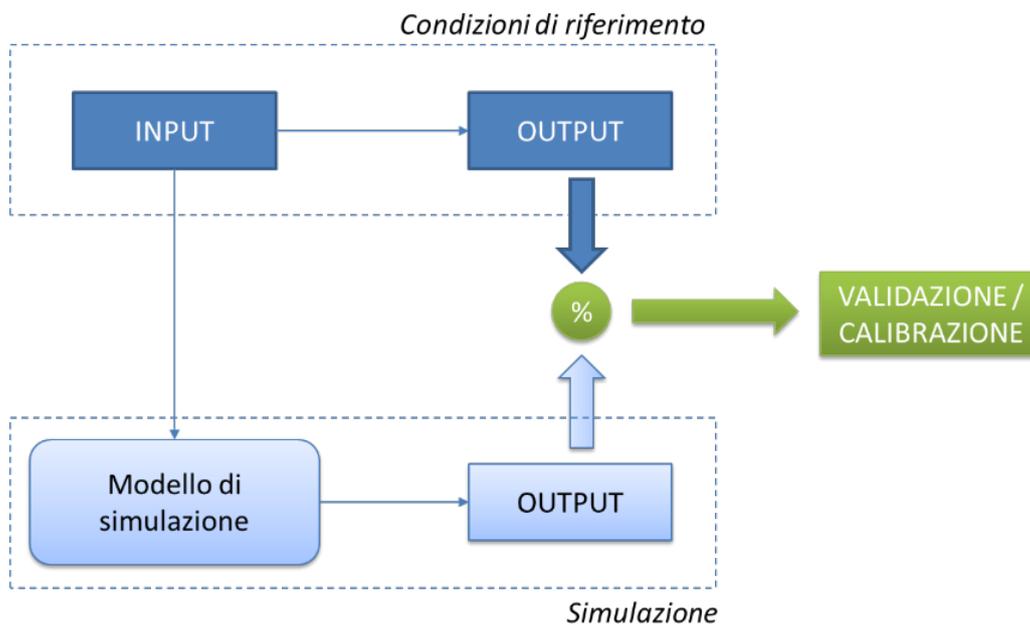


Figura 24. Schema del processo di validazione.

Dopo aver individuato il type TRNSYS più adeguato alla modellizzazione del modulo FVT Fototherm selezionato, è stata eseguita una procedura di calibrazione del modello per l’aggiustamento dei parametri principali. Successivamente, è stata effettuata la validazione del modello calibrato sulla base delle indicazioni fornite dalla normativa vigente per verificarne l’affidabilità nel riprodurre il funzionamento reale del sistema. Questa analisi è stata basata in particolare sui valori indicati dalla norma UNI EN ISO 9806 [57] riguardante i metodi di prova necessari per testare le prestazioni termiche dei collettori solari a riscaldamento di fluido.

Per simulare il funzionamento del collettore solare ibrido, è stato selezionato il type 560, che riproduce il comportamento di un collettore solare FVT ad acqua non vetrato e con scambiatore “sheet and tube”.

Il calcolo della produzione di energia FV si basa sul modello di Hottel/Whillier modificato da Florschuetz [58] e prevede un ciclo di 10 equazioni analitiche risolte iterativamente.

$$S = G_T \tau \alpha_{eff} (1 - \eta_{PV})$$

dove, G_T è la radiazione solare incidente sulla superficie del collettore, $\tau \alpha_{eff}$ rappresenta il prodotto trasmittanza-assorbanza effettivo del collettore e η_{PV} l’efficienza fotovoltaica del collettore.

Per il calcolo dell’efficienza elettrica, il type 560 [59] utilizza la seguente equazione in cui l’efficienza delle celle FV è stata valutata a partire dall’efficienza nominale $\eta_{nominal}$ considerando due parametri riduttivi:

$$\eta_{PV} = \eta_{nominal} X_{CellTemp} X_{Radiation}$$

$X_{CellTemp}$ tiene conto della dipendenza dalla temperatura delle celle FV, mentre $X_{Radiation}$ considera la radiazione totale incidente sulla superficie del collettore.

Il modello termico del type 560 è costituito essenzialmente da tre equazioni che descrivono il comportamento termico dei tre strati del collettore FVT: lo strato fotovoltaico, lo strato assorbente e lo

strato fluido. L'efficienza termica istantanea è stata analizzata con il software TRNSYS come funzione della temperatura di ingresso del fluido T_{in} , utilizzando l'equazione proposta da [60]:

$$\eta = \frac{Q_u}{A_c I_{sun}} = \frac{m c_p (T_{out} - T_{in})}{A_c I_{sun}} = F_R (\tau \alpha) - \frac{F_R U_L (T_{in} - T_{amb})}{I_{sun}}$$

In tale espressione, Q_u rappresenta il guadagno di energia utile, A_c la superficie del collettore, m la massa del fluido, T_{out} la temperatura del fluido all'uscita del collettore, T_{in} la temperatura del fluido all'ingresso del collettore, I_{sun} l'irraggiamento solare, F_R il fattore di rimozione del calore, $\tau \alpha$ il prodotto fra il coefficiente di trasmissione e assorbimento della superficie di captazione, U_L la trasmittanza termica del collettore solare e T_{amb} la temperatura ambiente. Osservando l'equazione sopra riportata, si può notare la dipendenza dell'efficienza termica da $F_R(\tau \alpha)$ e dal prodotto $F_R U_L$, parametri che descrivono la capacità del collettore di sfruttare l'energia solare. In particolare, il prodotto $F_R(\tau \alpha)$ indica in che modo l'energia viene assorbita mentre $F_R U_L$ indica come viene dissipata [60].

La procedura di validazione e calibrazione del modello relativo al collettore FVT è stata eseguita a partire dall'espressione utilizzata per il calcolo di η e, come già accennato, facendo riferimento alla norma UNI EN ISO 9806.

Il test delle prestazioni riportato in tale riferimento normativo include la valutazione dell'efficienza termica del collettore, ovvero dell'efficienza di conversione della radiazione solare incidente in calore utile, al variare delle condizioni operative. Il primo test di validazione è stato effettuato analizzando i risultati delle simulazioni TRNSYS e i dati riportati nella scheda tecnica del pannello FVT Fototherm nelle condizioni standard definite dalla UNI EN ISO 9806. Per calibrare il modello è stata condotta un'analisi di sensitività sui parametri che influenzano maggiormente l'efficienza del collettore solare termico. Ne è risultato che il modello è influenzato sensibilmente dal coefficiente di scambio termico convettivo relativo al fluido termovettore (h_{fluid}) e da quello relativo allo strato di aria a contatto con la superficie del collettore (h_{outer}). Tuttavia, come riportato in diversi lavori di ricerca [61], le prestazioni del collettore sono state dedotte a partire da questi parametri, il più delle volte valutati empiricamente. Di conseguenza, per calibrare il modello TRNSYS del sistema FVT, sono state eseguite diverse simulazioni parametriche per valutare l'influenza che questi coefficienti hanno sull'efficienza termica del collettore e individuare i valori più attendibili di questi parametri. Successivamente, le simulazioni TRNSYS sono state eseguite utilizzando come valori di riferimento sia dati sperimentali disponibili in letteratura che valori riportati nella scheda tecnica del prodotto. Nel primo caso, i dati sono stati ottenuti da misure condotte in precedenti studi sperimentali riportati in [62] (simulazione indicata come mode 1), nel secondo sono stati considerati i dati forniti nella scheda tecnica (simulazione indicata come mode 2). I dati di riferimento indicati sopra sono stati confrontati con i risultati delle simulazioni ottenuti. Nello specifico, i risultati della procedura di validazione per l'efficienza termica del collettore FVT sono stati rappresentati graficamente tramite curve caratteristiche dell'efficienza termica in funzione della temperatura ridotta T_m^* definita come segue:

$$T_m^* = \frac{t_m - t_{amb}}{I_{sun}}$$

dove, t_m è la temperatura media del fluido, t_{amb} è la temperatura ambiente e I_{sun} è l'irraggiamento solare. I risultati della procedura di validazione per l'efficienza termica del collettore FVT sono riportati in Figura 25. Come descritto, le rispettive curve caratteristiche vengono confrontate come funzione della temperatura ridotta T_m^* .

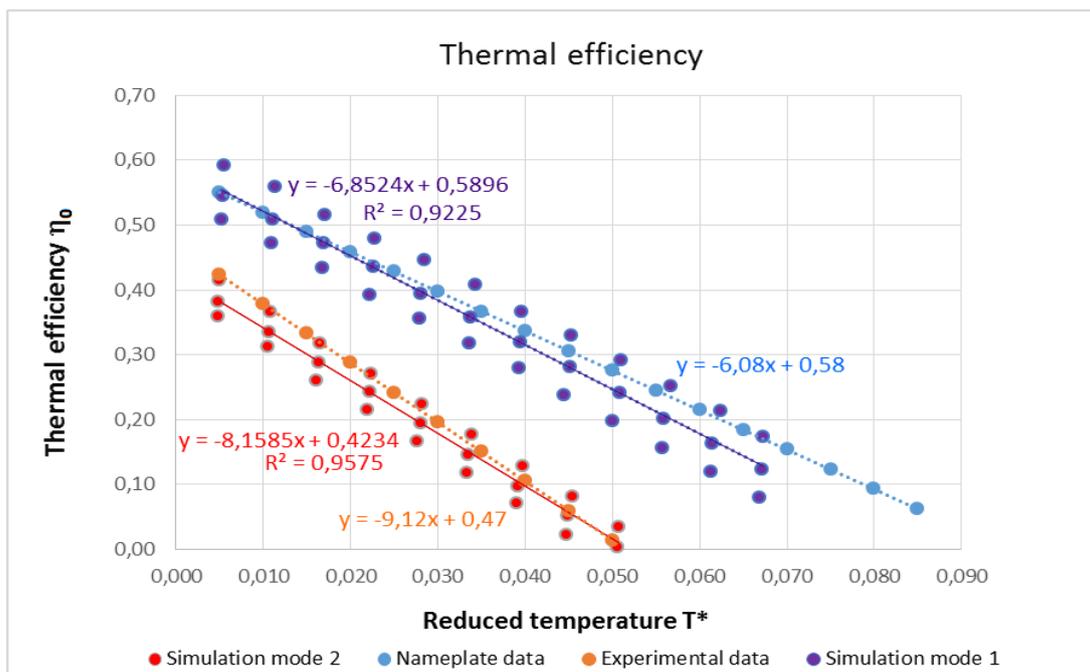


Figura 25. Curva caratteristica dell'efficienza termica.

Gli scenari in “mode 1” e in “mode 2” sono stati simulati in modalità parametrica per differenti temperature medie mensili (temperatura ambiente, sky, e media dell’acqua), facendo variare il valore di h_{fluid} da 100 a 2000 e il valore di h_{outer} da 0.1 a 20.

Come detto, la validazione dei risultati è stata condotta confrontando i valori η_0 e a_1 ottenuti dalla simulazione con i valori riportati nella scheda tecnica e valutando l’errore relativo tra i valori η_0 e a_1 ottenuti dalla simulazione e i valori sperimentali da [62]. Assumendo $h_{fluid} = 100$ e $h_{outer} = 20$ i risultati mostrano che l’errore relativo risulta inferiore al 10%.

La PdC aria-acqua è stata simulata utilizzando una combinazione di types Trnsys già in parte testata e validata nelle precedenti ricerche [63]. Nello specifico, al fine di simulare la PdC sono stati utilizzati in combinazione fra loro il type 938 (HPWH: Heat Pump Water Heater) e il type 1237 (solar tank). Analogamente al modello di simulazione citato, il prelievo di ACS a 40 °C è stato simulato per mezzo della combinazione dei types “tee-piece” e “tempering valve” che permettono di restituire il comportamento di una valvola di miscelazione in grado di erogare acqua a 40 °C miscelando l’acqua proveniente dall’acquedotto con quella in uscita dal serbatoio.

Figura 26).

È stato pertanto necessario proporre una nuova validazione che tenesse in considerazione le specifiche caratteristiche e curve di performance della macchina in questa sede analizzata. Al fine di ottenere una risoluzione di calcolo appropriata il time-step di simulazione è stato imposto pari a 5 min.

La normativa di riferimento per quanto attiene i test effettuati sulla PdC simulata è la UNI EN 16147:2017 [64]. Nello specifico sono stati presi in considerazione i test relativi ai seguenti dati tecnici:

- Coefficiente di dispersione termica (k boll - [W/K]);
- Volume acqua calda sanitaria disponibile a 40 °C (V_{40} – [litri]);

- Tempo di riscaldamento [min];
- COP alle differenti condizioni di esercizio.

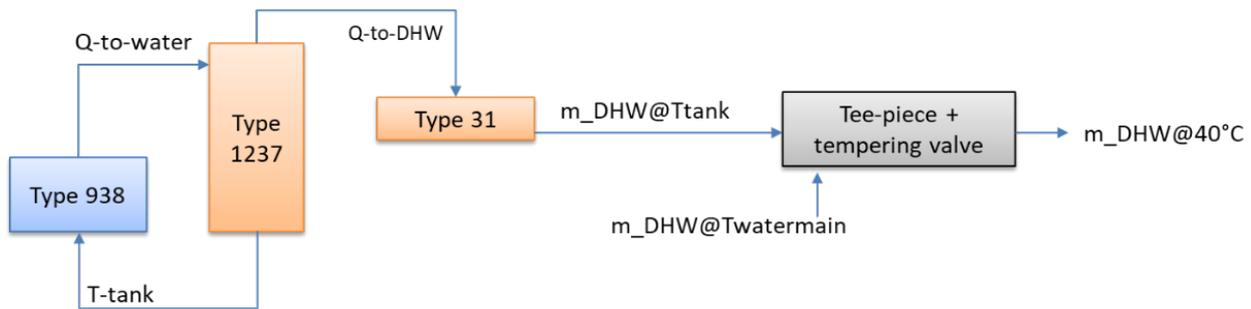


Figura 26. Schema funzionale di massima del modello di simulazione della PdC.

Secondo quanto prescritto dalla normativa, i primi due test sono stati condotti in condizioni di input stazionari e in assenza di prelievo di ACS e sono stati volti a verificare il comportamento termico del modello di simulazione del serbatoio di accumulo termico e dello scambiatore di calore dedicato alla produzione ACS con l'obiettivo di individuare i principali parametri da inserire negli appositi type:

1. spessore e conducibilità dello strato isolante a protezione del serbatoio (type 1237);
2. lunghezza e caratteristiche termofisiche dello scambiatore termico (type 31).

Il secondo test è stato condotto per selezionare i dati di input appropriati per il type 31 (lunghezza del tubo e coefficiente di perdita) così da simulare la capacità dello scambiatore di calore di ACS in un dato intervallo di tempo, valutato secondo la seguente formula:

$$V_{40} = \left(\frac{1}{\Delta T}\right) \int_0^{t_{40}} f_{max}(t) [T_{WH}(t) - T_{WC}(t)] dt$$

dove t_{40} è il tempo dall'inizio del prelievo fino a quando la temperatura (T_{WH}) scende al di sotto di 40 °C. ΔT è la differenza tra la temperatura del prelievo di riferimento (40 °C) e la temperatura dell'acqua fredda (T_{WC}) dall'acquedotto, fissata a 10 °C.

Secondo la norma EN 16147:2017, la temperatura iniziale del serbatoio è pari 55 °C e lo stesso serbatoio è soggetto ad un prelievo costante con una portata di 0.2 kg/s. Analogamente a quanto effettuato durante il primo test, i valori oggetto di calibrazione sono stati fatti variare sino ad ottenere un discostamento degli output rispetto ai dati della scheda tecnica inferiori al 5% (corrispondenti ad una lunghezza dello scambiatore pari a 19m e una conducibilità pari a 400 W(mK)⁻¹.

I risultati delle validazioni descritte sono riportati in Tabella 8.

Tabella 8. Risultati della validazione della HPWH (perdite di calore del serbatoio e lunghezza dello HX).

	Scheda tecnica	Simulazioni	ERR%
k boll [W/°C]	1.60	1.58	2%

V ₄₀	[litri]	300	300	0%
-----------------	---------	-----	-----	----

Stabiliti quindi i principali parametri da inserire nel modello di simulazione, si è proceduto alla validazione del modello di simulazione in condizioni di ambiente di riferimento (Tabella 9) ed input di prelievo dinamici (Figura 27), secondo quanto prescritto dalla UNI EN 16147:2017.

Tabella 9. Condizioni di test ambiente di riferimento e valori di COP secondo scheda tecnica

Temperatura aria a bulbo secco [°C]	Temperatura aria a bulbo umido [°C]	Temperatura acqua [°C]	
		45	55
2	1	3.3	3.1
7	6	4.7	4.1
14	13	6.1	5.2

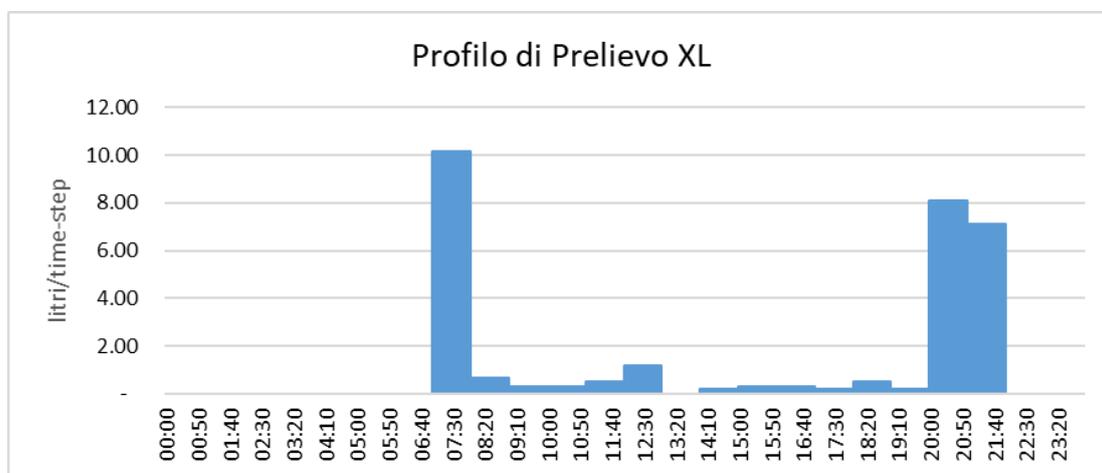


Figura 27. Input di prelievo giornaliero utilizzato nella simulazione.

Tali simulazioni sono state volte a individuare i corretti parametri da inserire nel file dati da cui dipende il funzionamento del type 938 in relazione al funzionamento della PdC dipendente da temperatura e umidità dell’aria (pozzo freddo) e da temperatura dell’acqua nel serbatoio (pozzo caldo). Si riportano i risultati della validazione nella seguente Tabella 10.

Tabella 10. Risultati della validazione del COP per condizioni di test standard.

Tempratura dell’acqua	Tw=45 °C			Tw=55 °C		
	Scheda tecnica	Simulazioni	ERR%	Scheda tecnica	Simulazioni	ERR%
T _{env} =2 °C - (T _{wet, bulb} = 1 °C)	3.3	3.27	-1%	3.1	3.14	+1%
T _{env} =7 °C - (T _{wet, bulb} = 6 °C)	4.7	4.65	-1%	4.1	4.22	+3%
T _{env} =14 °C - (T _{wet, bulb} = 13 °C)	6.1	6.00	-2%	5.2	5.36	+3%

3.3.4. Profili di carico ACS

Nell’ottica di definire un sistema di produzione ACS nelle piccole isole che possa essere una valida alternativa all’utilizzo di scaldacqua elettrici, si vuole proporre una soluzione che possa ottimizzare i consumi per un’aggregazione di utenti. Focalizzando l’attenzione sulla tecnologia a PdC integrata con FVT, una prima valutazione va condotta sulla possibilità che questa ha di coprire il fabbisogno di ACS in condizioni di esercizio reali.

Considerato che le condizioni per i test standard (precedentemente descritte) sono differenti dalle reali condizioni di funzionamento in un clima temperato come quelle del sud Italia (e in particolare delle piccole isole), sono state necessarie alcune correzioni al modello proposto. Così, è stata introdotta una legge di regressione quadratica tra la temperatura dell'aria ambiente e il COP (per le tre condizioni di test assegnate). In questo modo la temperatura dell'aria di esercizio è stata estesa a 25 °C, che meglio si adatta alle reali condizioni di funzionamento nel sud Italia nei mesi estivi (Figura 28).

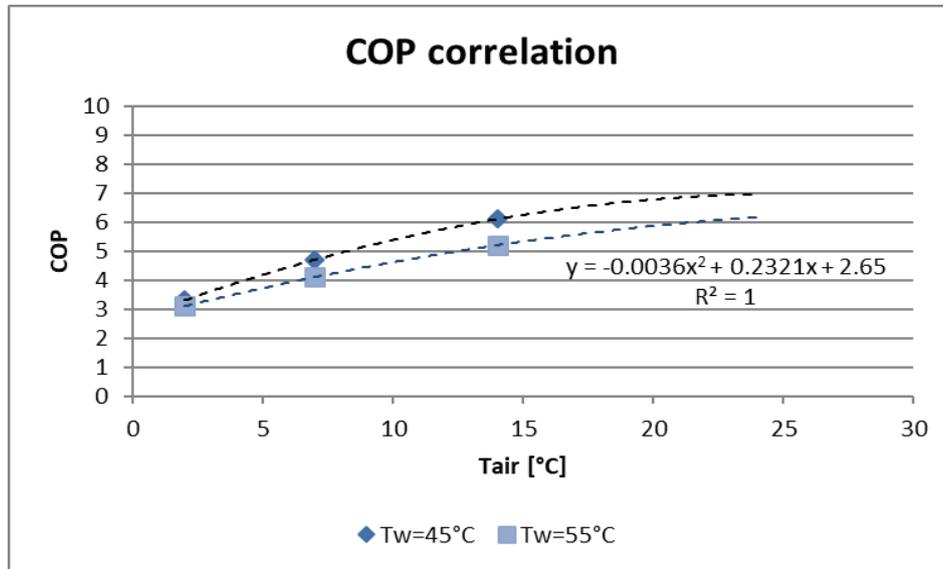


Figura 28. Dipendenza lineare del COP rispetto alla temperatura dell'aria.

Il modello validato, come descritto nel paragrafo precedente, è stato quindi testato nelle condizioni di esercizio per il clima di Palermo ottenendo valori medi mensili di COP sufficientemente attendibili, in accordo con la temperatura media dell'aria nel mese. Bisogna notare che i valori medi mensili del COP variano da 4.4 a gennaio-febbraio a 5.8 nei mesi estivi. Questo corrisponde rispettivamente alla temperatura media dell'aria (T_{air_av}) di 12 °C e 25 °C, perfettamente confrontabile ai valori di COP riportati nella scheda tecnica del costruttore.

Considerato il modello della PdC-ACS validato, è stato valutato il consumo elettrico della HPWH nelle reali condizioni di funzionamento a Palermo, scelta come clima di riferimento. I dati in input nelle simulazioni corrispondono al profilo di prelievo orario XL e a 360 litri di ACS a 40 °C di prelievo giornaliero ad una temperatura fissata di setpoint del serbatoio di 55 °C (Figura 29). Il consumo elettrico giornaliero è risultato inferiore rispetto a quello dichiarato nella scheda tecnica. Il dato di consumo annuale è stato fissato a 690 kWh, mentre il consumo medio giornaliero è variato da 1.5 a 2.4 kWh.

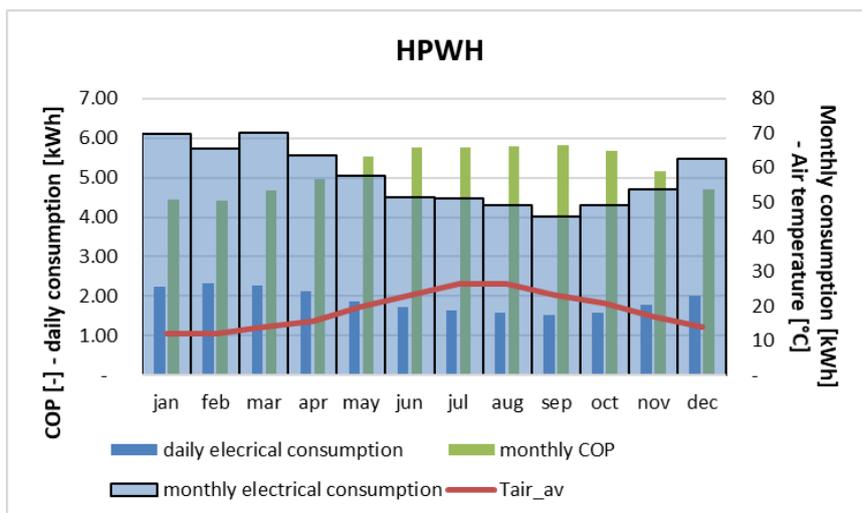


Figura 29. Consumo elettrico mensile della HPWH e valori di COP in condizioni reali di funzionamento.

Pertanto, considerato l’ipotesi di volere utilizzare la stessa PdC integrata con impianto solare (così come descritto nel seguente paragrafo) a servizio di una aggregazione di utenti (micro-comunità energetica), si è voluto valutare in via preliminare il massimo volume di acqua calda sanitaria erogabile a 40 °C senza ovviamente compromettere le condizioni di comfort (temperatura dell’accumulo insufficiente ad erogare ACS a 40 °C all’utente finale). Sono state pertanto eseguite delle simulazioni sul modello “base” validato incrementando il volume giornaliero di ACS, fino a quando la temperatura di erogazione di ACS non è risultata minore di un valore critico ($T_{tap} < 40\text{ °C}$). Così facendo, è stato ottenuto un volume massimo giornaliero di ACS a 40 °C pari a 720 litri al giorno, secondo il profilo di prelievo XL dichiarato per la PdC in esame.

Al fine di studiare la gestione di una piccola aggregazione di utenti nelle reali condizioni di esercizio dell’impianto proposto, è stato definito un set di profili di prelievo orari per utenze multiple per simulare la domanda di micro-comunità energetiche. La domanda oraria di acqua calda è stata quindi calcolata moltiplicando questi fattori per il volume erogabile giornalmente. Sono state studiate sette combinazioni (Figura 30 e Tabella 11) di tre profili standard (M, L, XL) definiti dal Regolamento UE No 814/2013 e di quello definito dalla UNI EN 12831 (UNI-A).

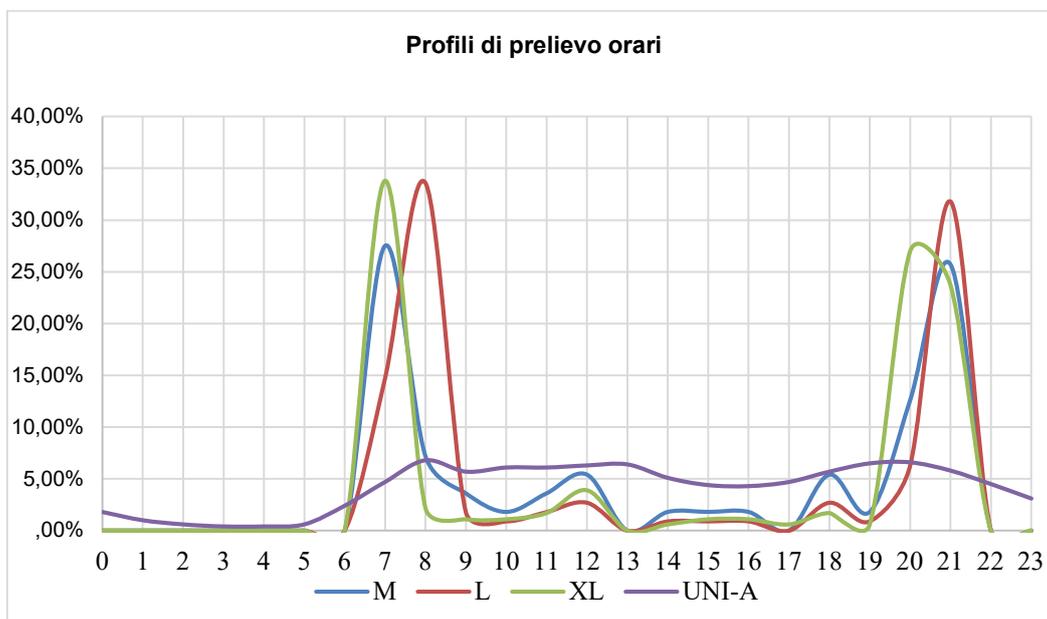


Figura 30. Differenti profili orari di prelievo secondo il Regolamento UE No 814/2013 e la UNI EN 12831.

Tabella 11. Combinazione dei profili di prelievo orari per gli scenari analizzati.

Tapping #1	Tapping #2	Tapping #3	Tapping #4	Tapping #5	Tapping #6	Tapping #7
2XL	3L	6M	1M+ 1L + 1XL	2L + 1XL	3M + 1XL	UNI-A

I risultati delle simulazioni effettuate hanno evidenziato un consumo elettrico pari a circa 1080 kWh/anno, indifferentemente dal profilo orario applicato e dipendente invece dal prelievo giornaliero imposto pari a 720 litri/giorno. Lievi differenze sui dati giornalieri si riscontrano valutando i risultati riguardanti il tapping #7 (-2% - Figura 31).

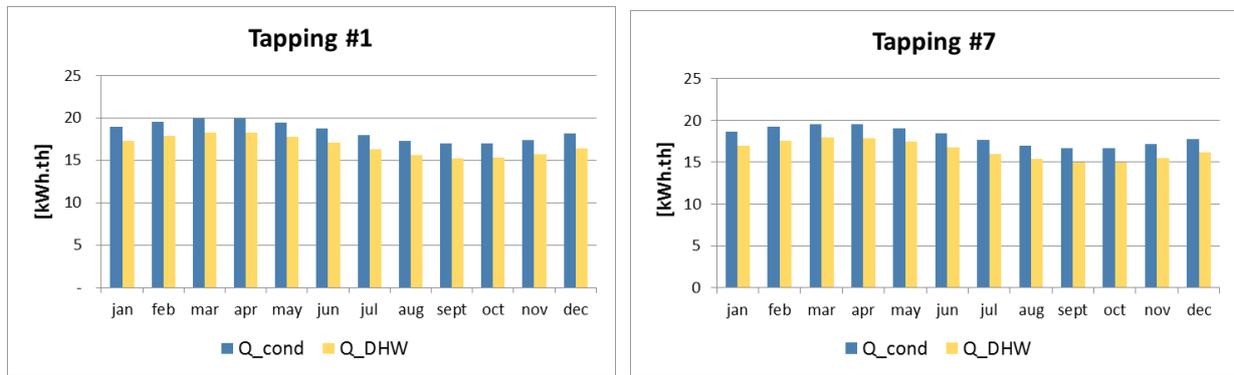


Figura 31. Dati medi giornalieri su base mensile di calore fornito della HPWH (Q_cond) e della domanda termica per l'ACS.

Analizzando l'andamento orario dei consumi, sono invece state notate delle differenze nella distribuzione temporale dei cicli on/off della HPWH (Figura 32). In questo caso, in un giorno tipo, tutti i profili della normativa europea (profili da #1 a #6) inducono a cicli di accensione simili. La PdC si accende principalmente la mattina presto e la sera. Quando, invece, si considerano i risultati relativi al profilo #7 (UNI EN 12831 (UNI-A) il ciclo on/off della HPWH è distribuito più omogeneamente durante l'intera giornata, con accensioni che si verificano all'incirca ogni 3 ore.

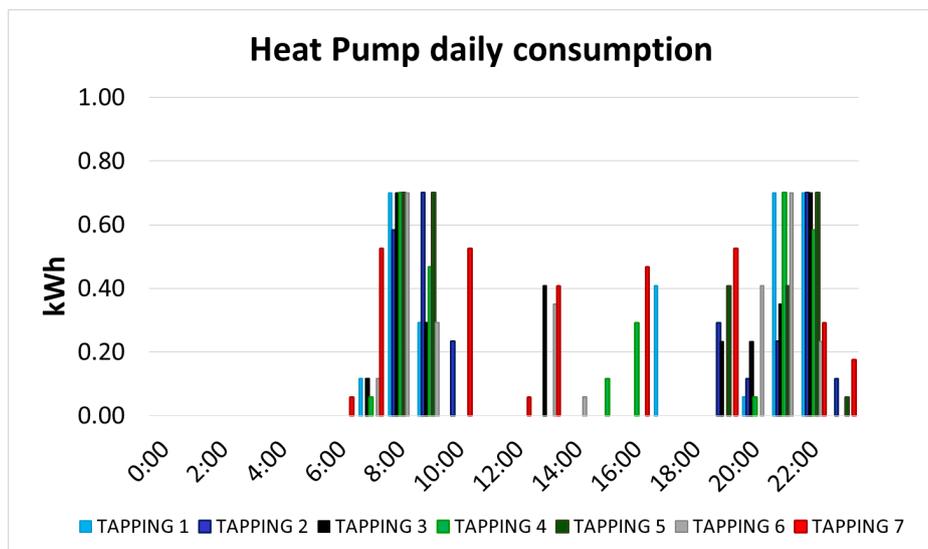


Figura 32. Consumo di elettricità orario della HPWH durante un giorno tipo.

Partendo da queste considerazioni, per ragioni di semplicità, i paragrafi seguenti presentano e discutono gli indici di energia calcolati per il caso del profilo #1; mentre, per quanto riguarda gli indici di funzionamento dipendenti dall'andamento orario dei consumi, vengono confrontati i profili #1 e #7.

3.3.5. Modelli di simulazione e risultati

Come introdotto nel paragrafo precedente, oggetto di studio del presente report sono due ipotesi di impianto sviluppate nel corso dell'annualità di ricerca.

Elemento comune ad entrambe è l'utilizzo della PdC e dei pannelli FVT già descritti nel paragrafo 3.3.1. In particolare, nella prima fase del lavoro è stato sviluppato il progetto di un set-up impiantistico. In particolare, è stato dimensionato l'impianto FVT e sono state paragonate le prestazioni della PdC ad esso integrata con quelle che si otterrebbero nel caso di installazione di un impianto FER tradizionale (FV oppure ST). In questa prima fase, il circuito dell'impianto solare termico è stato ipotizzato essere direttamente collegato al serbatoio di acqua tecnica della PdC. Inoltre, le valutazioni sono state effettuate considerando i dati climatici relativi alla città di Palermo. In un primo tempo si era infatti ipotizzato di installare l'impianto nella suddetta città.

Nella seconda fase dello studio, a partire dai dati ottenuti per l'impianto prima descritto, si è ipotizzato di introdurre un serbatoio di pre-riscaldamento dell'acqua sanitaria dedicato allo scambio con il circuito solare termico con l'obiettivo principale di ottimizzare le prestazioni dell'impianto FVT. In questa seconda fase le valutazioni sono state effettuate considerando anche i dati climatici della città di Roma in cui sarà realmente installato l'impianto.

	SOLARE IBRIDO	SOLARE FV	SOLARE TERMICO	OBIETTIVO
LAYOUT 1.	X	X	X	<ol style="list-style-type: none"> 1. dimensionamento dell'impianto solare 2. Confronto fra la tecnologia ibrida e le tecnologie tradizionali a parità di potenza dell'impianto
LAYOUT 2.	X			<ol style="list-style-type: none"> 1. Valutazione degli effetti della capacità termica del serbatoio di pre-accumulo termico e suo dimensionamento 2. Confronto con layout 1

Layout 1: simulazioni e risultati

Come detto, l'obiettivo principale di questa prima fase di studio è stato quello di dimensionare l'impianto FER in modo da garantire le migliori prestazioni in termini di risparmio energetico. Al contempo si è scelto di effettuare un confronto con le tecnologie solari tradizionali (solare fotovoltaico e solare termico).

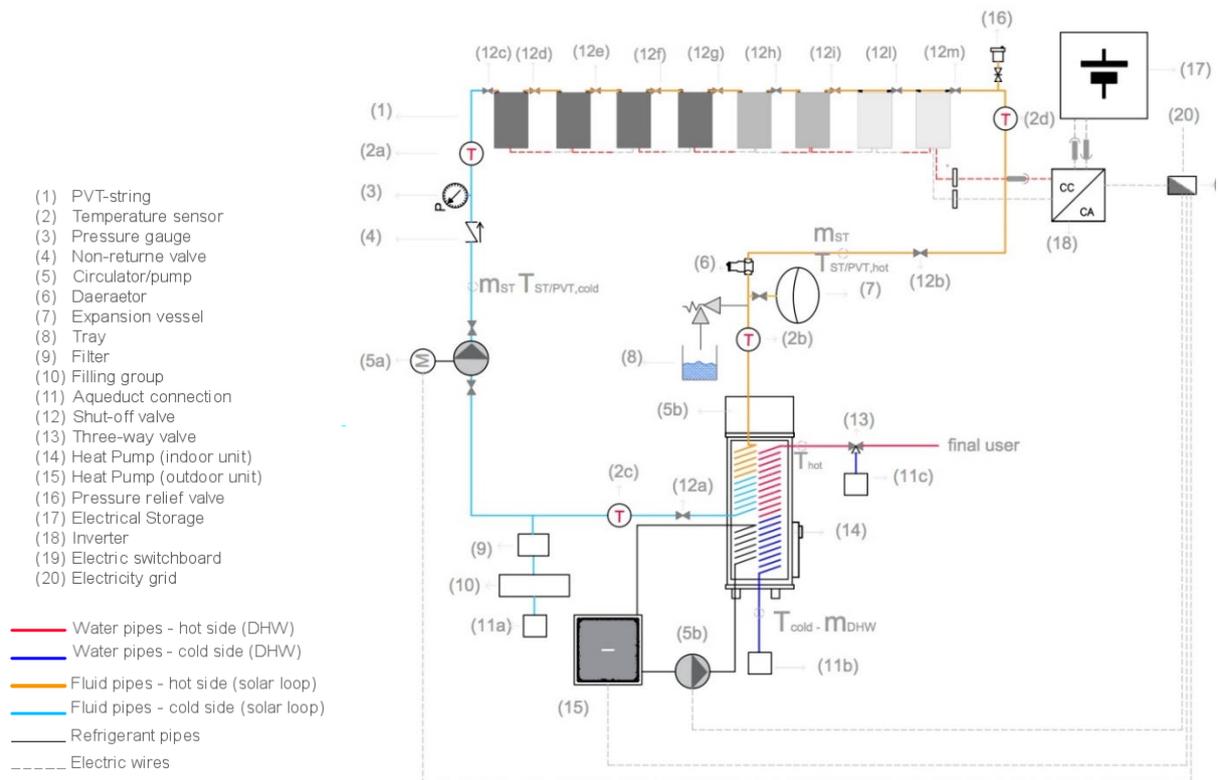


Figura 33. Schema generale dell'impianto di produzione di ACS.

Si sono quindi ipotizzate tre diverse taglie di impianto al variare del numero di pannelli utilizzati sia per l'impianto FVT, sia per l'impianto FV sia per l'impianto solare termico (Figura 34). In tutti i casi descritti, sono stati applicati i profili di carico come da Tabella 11 del paragrafo precedente.

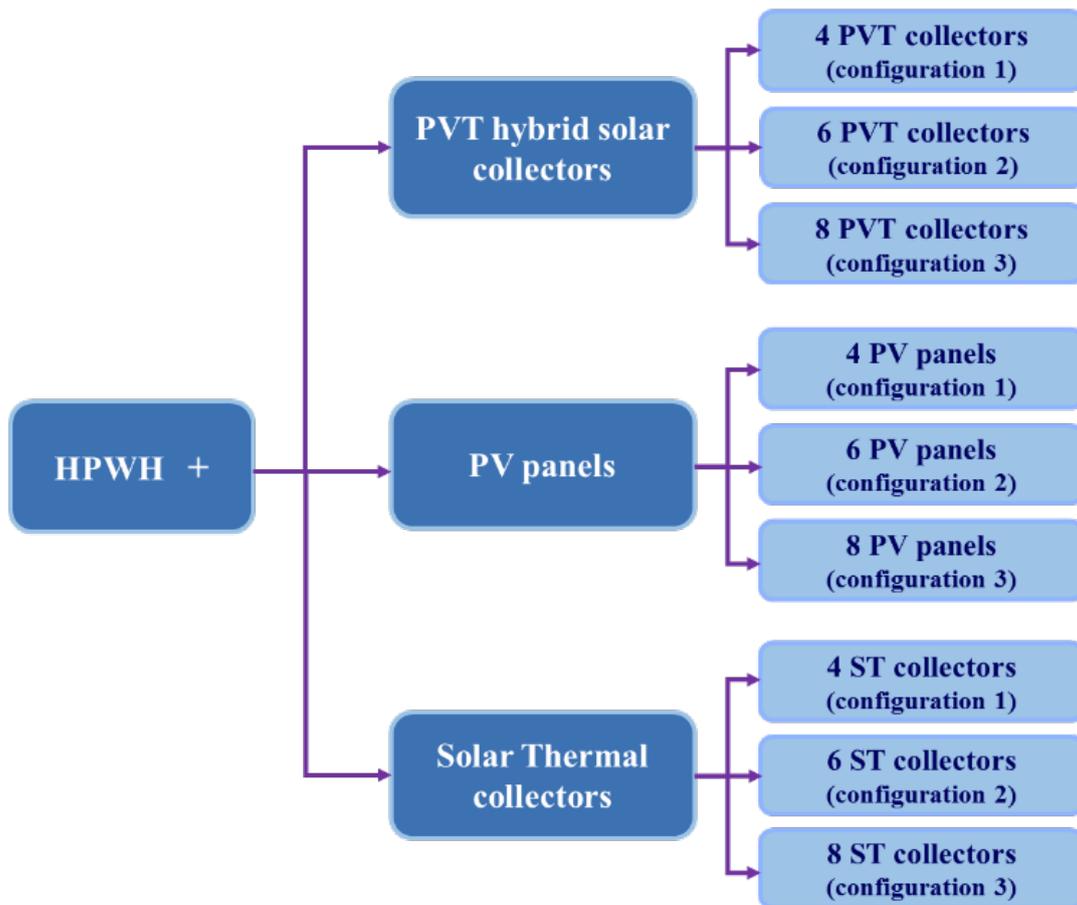


Figura 34. Sistemi simulati con il software TRNSYS.

Riguardo alla fase del dimensionamento dei componenti dell'impianto sono state imposte alcune particolari condizioni. In particolare, in funzione dei consumi elettrici della PdC così come valutati nel paragrafo 3.3.4 (Figura 29), si è scelto:

- di dimensionare la taglia dell'accumulo elettrico in modo da assicurare un giorno di autonomia utilizzando come riferimento il consumo giornaliero medio mensile più critico (2.4 kWh/giorno);
- di collegare in serie i pannelli FV e FVT sul fronte del circuito elettrico per costituire una singola stringa;
- di dare priorità al carico (PdC) per l'energia prodotta dal sistema FV che solo in caso di sovrapproduzione sarà inviata alla batteria;
- di collegare i pannelli FVT in serie anche sul circuito idraulico, al fine di ottimizzarne il comportamento (garantendo a ciascun pannello un salto termico prevedibilmente inferiore ai 10 °C);
- di collegare i collettori ST in serie di due e poi in parallelo;
- di garantire, attraverso l'uso dell'impianto solare termico, a prescindere dal numero di pannelli impiegati, almeno il 50% di copertura della domanda annuale di ACS.

Inoltre, tutti i sistemi sono stati simulati per diversi profili di prelievo secondo la sezione 2.2. Le caratteristiche tecniche dei collettori solari, dell'inverter e del sistema di accumulo elettrico sono state individuate in base ai più comuni prodotti presenti nel mercato.

Rispetto a quanto precedentemente elencato, si precisa che il dimensionamento dell'accumulo elettrico è stato effettuato secondo la seguente formula:

$$C_{bat} = \frac{E_{PdC.giorno}}{\eta} N_{aut}$$

dove, $E_{PdC.giorno}$ è la media giornaliera del consumo della PdC durante il mese più critico, N_{aut} è il numero di giorni di autonomia garantiti dalla batteria (assunto uguale a uno η è l'efficienza elettrica generale del sistema incluso l'inverter, l'efficienza di carica della batteria e del controller ($\eta=0.85$) e C_{bat} è la capacità della batteria richiesta. Inoltre, la copertura del fabbisogno termico da parte dell'impianto solare in questa fase preliminare è stata verificata secondo il metodo introdotto dalla UNI TS 11300-4:2016, Annex C considerando il massimo volume giornaliero di ACS erogabile a 40 °C dalla PdC in condizioni standard.

Per quanto riguarda le caratteristiche tecniche dei componenti dell'impianto qui introdotti, si è scelto di utilizzare come riferimento i prodotti comunemente disponibili nel mercato:

- batteria al litio (Tabella 12);

inverter MPPT (

- Tabella 13);
- collettori solari piani vetrati (Tabella 14);
- pannelli fotovoltaici impiegati con analoghe caratteristiche dal punto di vista elettrico rispetto ai pannelli ibridi scelti, al fine di garantire la confrontabilità dei risultati.

Tabella 12. Caratteristiche tecniche della batteria di accumulo.

Parametri	Valori	Unità
Tipo di batteria	Li-on	-
Tensione nominale	48	V
Capacità nominale	4.95	kWh
Efficienza di ricarica	0.95	-
Corrente di carica suggerita	60-70	A

Tabella 13. Caratteristiche tecniche dell'inverter.

Parametri	Valore	Unità
Potenza nominale	3000	W
Corrente massima di voltaggio	600	V
Tensione di alimentazione	120	V
AC Range di tensione nominale	180-276	V
Efficienza dell'inverter	0.97	-
Efficienza del regolatore	0.84	-
Tipologia	MPPT	
Connessione	grid-on	
Tensione di output	230	V
Frequenza di output	50	Hz

Tabella 14 Caratteristiche tecniche dei collettori ST

Parametro	Valore	Unità
Area	1.8	m ²
Efficienza η_0	0.78	-
Coefficiente a_1	3.5	W(m ² K) ⁻¹
Coefficiente a_2	0.015	W(m ² K ²) ⁻¹
Modifica angolo di incidenza (IAM)	0.94	-

Modello di simulazione

In base alle caratteristiche dell'impianto FVT descritto e in forza delle validazione/calibrazioni effettuate per le principali componenti impiantistiche (PdC e pannelli FVT, paragrafo 3.3.3), si è proceduto all'elaborazione del modello di simulazione, utilizzando i types indicati in Tabella 15.

Tabella 15. Type Trnsys utilizzati nel modello.

Componenti	Type TRNSYS
Pompa di calore	938 (TESS)
Accumulo termico	1237 (TESS)
Scalda acqua	1226 (TESS)
Pannelli PVT/PV	560 (TESS)
Collettore Solare Termico	1b
Circolatore	3
Regolatore di carica/inverter	48b
Batteria di storage elettrico	47a
Processore dei dati climatici	15

Al di là dei parametri specifici richiesti dai types in esame e derivati dalle schede tecniche (come riportate nelle precedenti Tabella 6, Tabella 7, Tabella 12,

Tabella 13, Tabella 14), il modello di simulazione proposto (schematizzato in Figura 35) si basa su una serie di input esterni (in grassetto nella figura) e su una serie di interazioni dinamiche fra i vari types.

- che, sul fronte elettrico, la produzione del campo fotovoltaico alimentasse in prima istanza la PdC e solo se la produzione FV fosse eccedente la Batteria di accumulo o (se anche quest'ultima risultasse al piano della carica) immettesse in rete (RTN).

Il modello di simulazione proposto per l'integrazione fra PdC e FVT è stato riadattato nel caso di simulazioni per gli impianti basati sul solo apporto fotovoltaico (Figura 36, a sinistra) e sul solo solare termico (Figura 36, a destra).

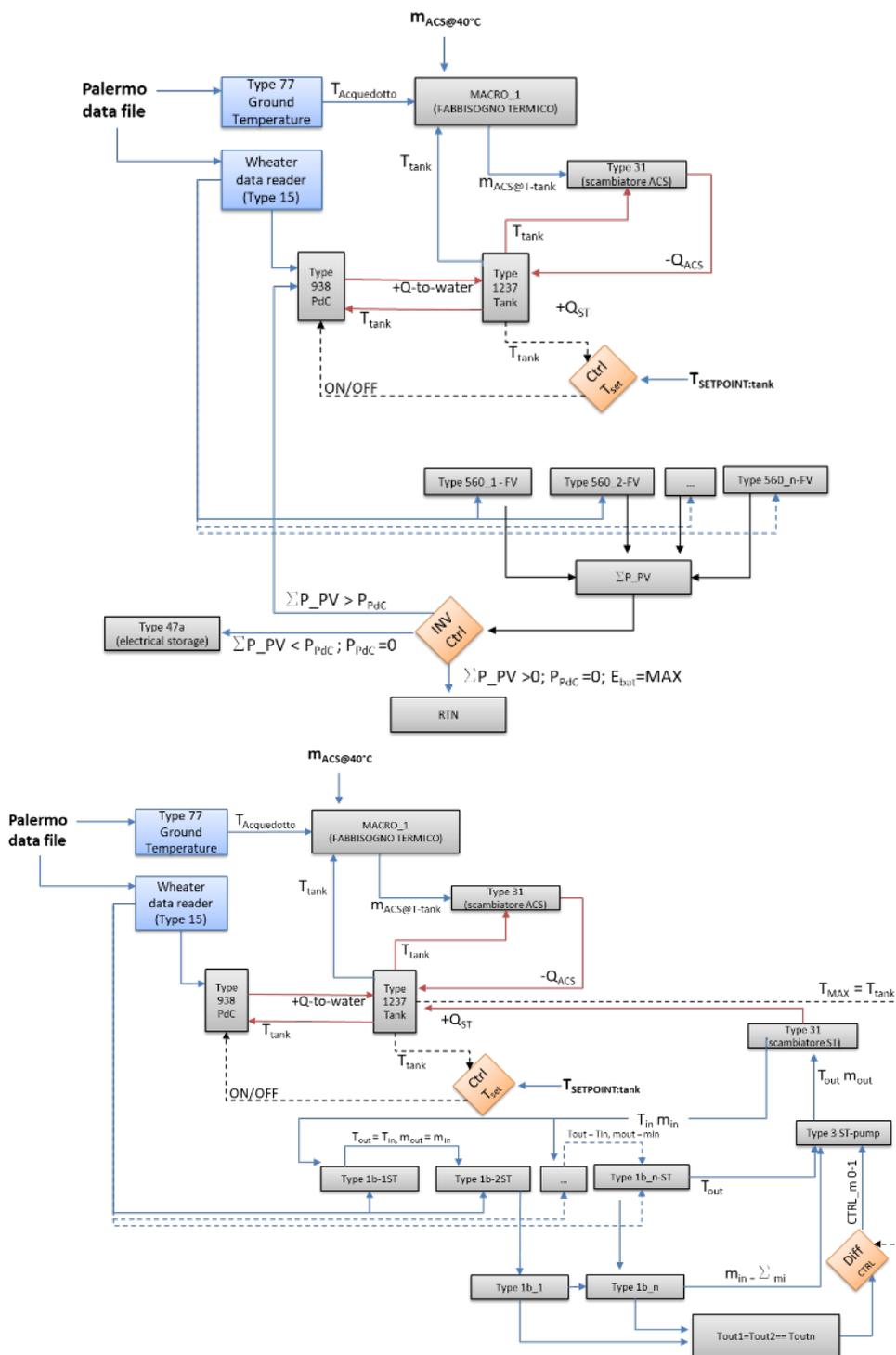


Figura 36. Schema di funzionamento del modello di simulazione solo fotovoltaico (a sinistra) solo solare termico (a destra)

Così come già anticipato al paragrafo 3.3.4, il presente paragrafo presenterà i risultati riguardanti gli indici energetici per il solo caso del Tapping#1, essendosi preventivamente verificato come il comportamento della PdC rimanga sostanzialmente invariato al variare del profilo di prelievo applicato.

Dai risultati ottenuti per le differenti configurazioni, una prima considerazione ha riguardato il confronto fra le prestazioni degli impianti FV e gli omologhi impianti FVT.

In particolare, si è voluta stimare la produzione elettrica del FVT sia nel caso in cui la parte solare termica è attiva sia nel caso in cui non lo sia.

Preventivamente è stata quindi eseguita una simulazione in condizioni di input stazionarie (irraggiamento solare pari a 1000 W/m^2 e la temperatura dell'aria esterna pari a $25 \text{ }^\circ\text{C}$) ai sensi della EN ISO 9806 [57], della IEC/EN 61215-2005 [65] e della IEC/EN 61730-2005 [66]:

- caso 1, produzione elettrica FVT con $m_{ST} = 0$;
- caso 2, produzione elettrica FVT con $m_{ST} = 0.03 \text{ kg/m}^2\text{s}$ e $T_{in} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Le simulazioni in condizioni stazionarie hanno dato un incremento nella produzione elettrica di circa il 9% per il caso 2 ($m_{ST} \neq 0$) rispetto al caso 1. Considerando che la corrispondente differenza di temperatura delle celle FV nelle due differenti condizioni di funzionamento è di circa $18 \text{ }^\circ\text{C}$, c'è un incremento specifico nell'efficienza dello $0.5\%/^\circ\text{C}$, valore compatibile con i dati riportati nella scheda tecnica.

Inoltre, confrontando i risultati in condizioni reali di esercizio, la produzione elettrica per il FV e per il FVT, si è verificato che tale incremento di efficienza fra il caso 2 e il caso 1 rimane inferiore al 5% ed è concentrato nei soli mesi estivi (Figura 37). Nei fatti, durante i mesi invernali, non si verificano condizioni favorevoli al funzionamento della parte solare termico non raggiungendo la temperatura in uscita dai collettori temperature utili.

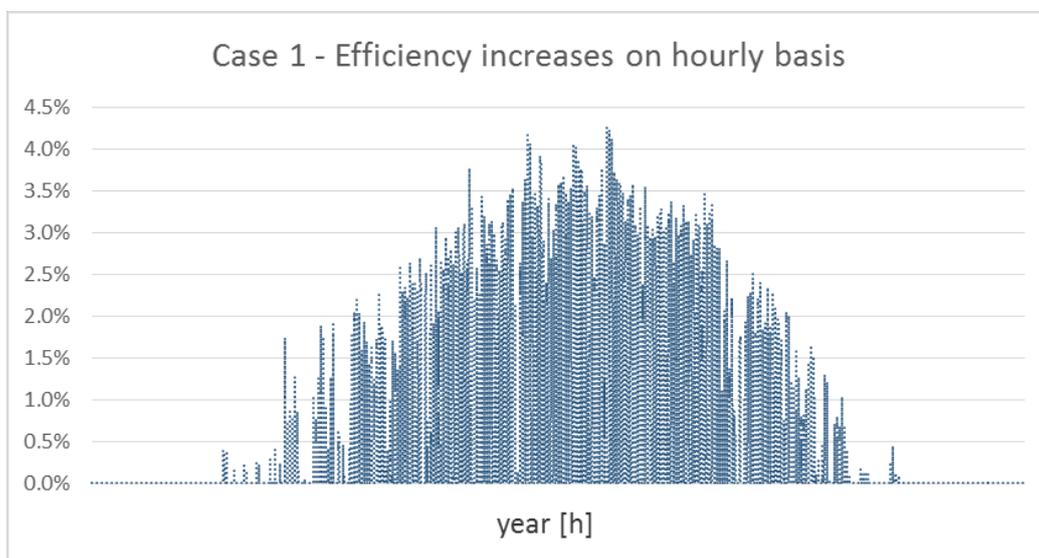


Figura 37. Aumento di efficienza nelle configurazioni FVT rispetto a quelle FV.

Tale comportamento in termini percentuali si riflette anche nei risultati in termini assoluti di produzione elettrica e termica (Figura 38).

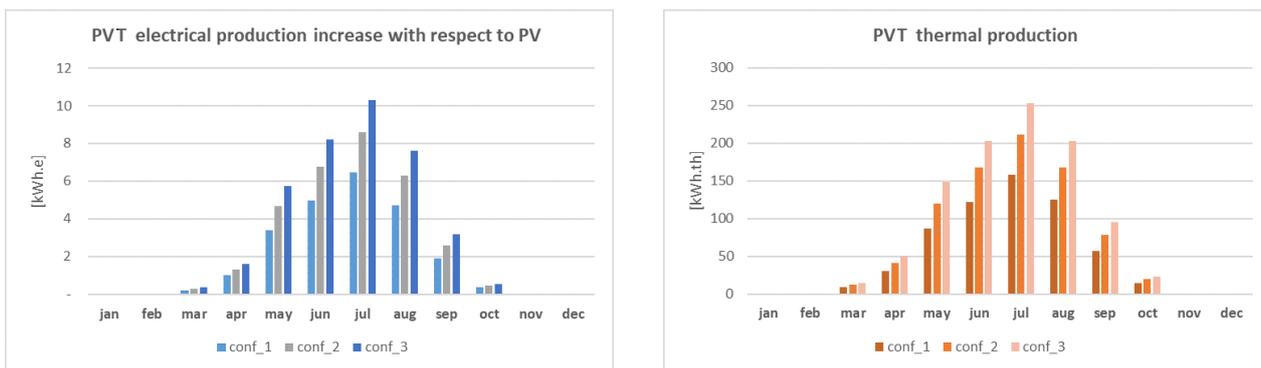


Figura 38. Produzione FVT elettrica e termica per le tre configurazioni.

Per quanto sopra esposto, l'indice di copertura del carico elettrico SF_{el} rimane invariato al variare della tecnologia impiegata mentre incrementa il suo valore all'aumentare del numero di pannelli nella stringa con valori prossimi al 10% passando da 4 a 6 unità e prossimi al 7% passando da 6 a 8 unità (per un massimo di copertura del 96.6%).

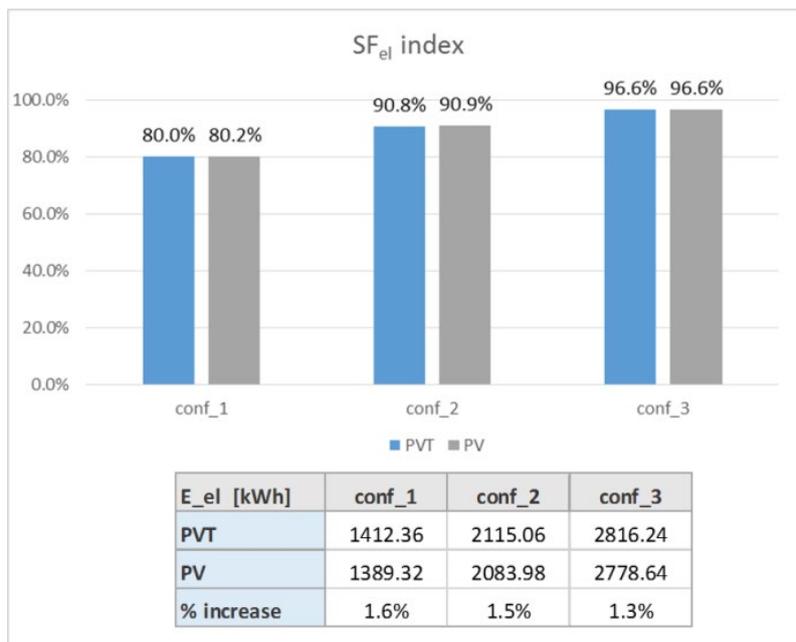


Figura 39. Frazioni solari elettriche su base annuale e produzione di potenza per PV e PVT per il profilo #1 e le tre configurazioni possibili.

Riguardo la produzione termica, la frazione solare SF_{th} compatibilmente con i risultati esposti in Figura 38, si assesta su valori inferiori al 15% nel caso di sistemi FVT mentre risulta sempre maggiore del 75%, nel caso dell'impiego della tecnologia solare tradizionale.

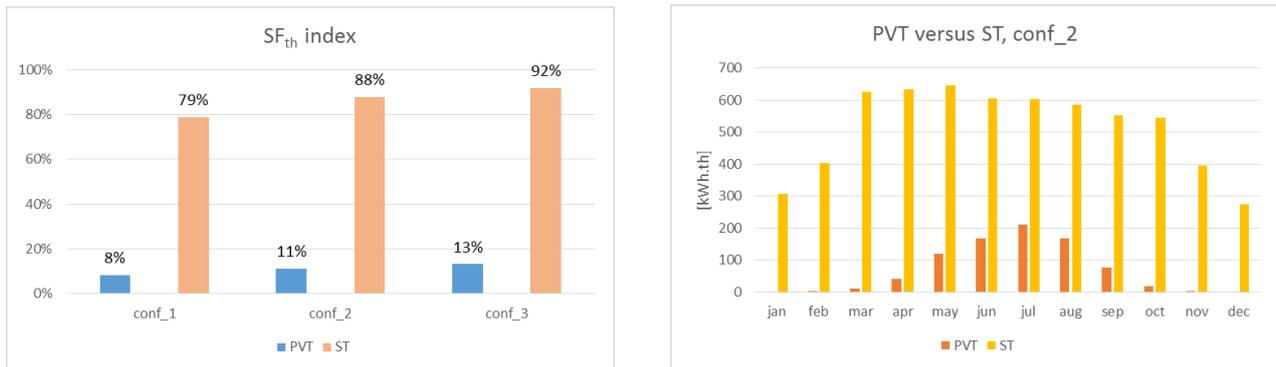


Figura 40. Frazione solare termica di PVT ed ST and resa termica utile mensile dai collettori.

Sebbene la tecnologia solare tradizione consenta di coprire la domanda termica in maniera più efficiente, dal punto di vista del risparmio di consumi di energia elettrica, il sistema più performante è quello basato sulla tecnologia fotovoltaica. I sistemi ST, infatti, non ottengono valori superiori al 54% (Figura 41).

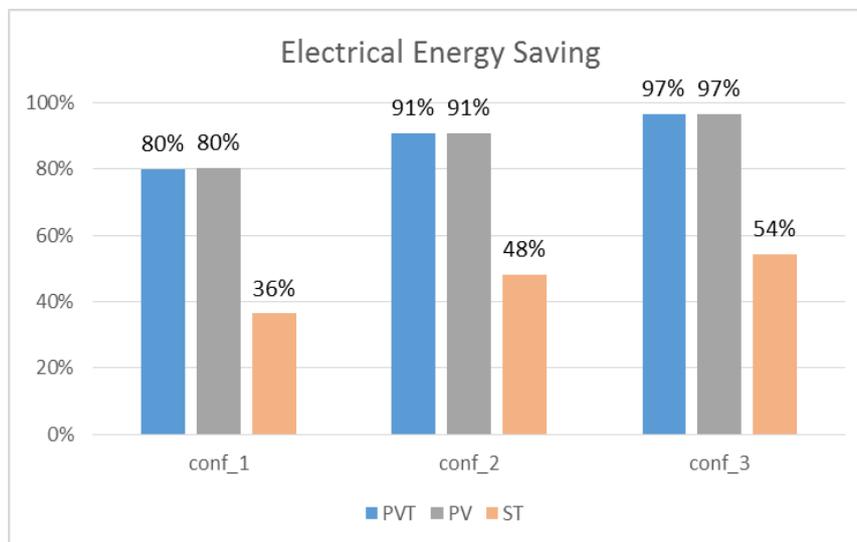


Figura 41. Confronto dell'indice di risparmio di energia elettrica (EES).

Al fine di rendere paragonabili fra di loro le soluzioni impiantistiche proposte, è stato introdotto l'indice PER_{NREN} espresso in termini di energia primaria non rinnovabile valutato a parità di domanda di ACS a 40 °C. Su base annuale gli impianti FV e FVT sono stati caratterizzati da valori molto simili. In particolare, i valori di PER_{NREN} crescono linearmente all'aumentare del numero di pannelli considerati nel sistema. Maggiore è l'energia rinnovabile disponibile utilizzata per la produzione ACS, minore il consumo di energia non rinnovabile (elettrico, nel caso specifico), maggiore il valore PER_{NREN} (Figura 42). Va notato che diversi ordini di grandezza si riscontrano fra le tecnologie solari fotovoltaiche e la tecnologia solare termico tradizionale. Tale diverso ordine di grandezza deriva dai maggiori consumi da rete verificati nel caso del solare termico e dovuti alla pompa di circolazione del circuito alimentata da rete (Figura 42 a sinistra), mentre nel caso dell'impianto fotovoltaico si registrano consumi residui da rete nettamente inferiori assicurando l'impianto FV una copertura dei carichi di circa il 90% nella Configurazione 2.

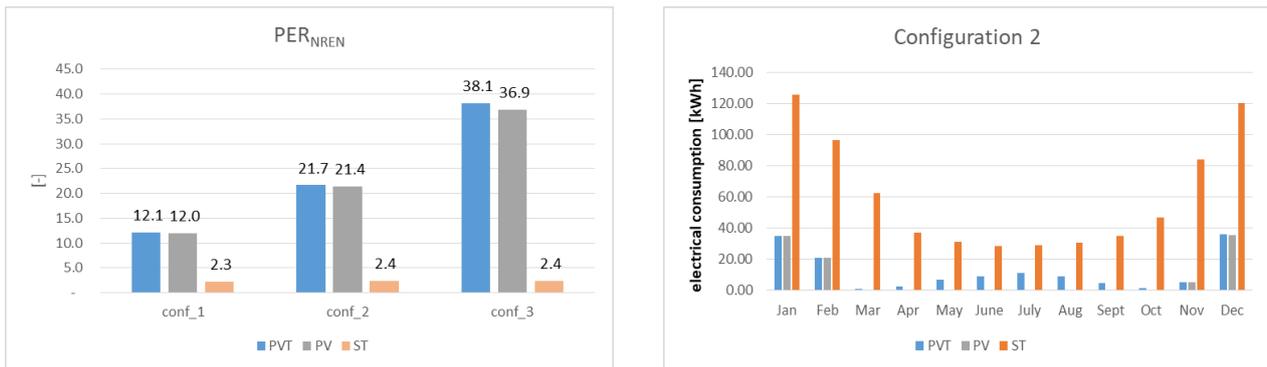


Figura 42. Confronto del Rapporto di Energia primaria tra gli impianti in configurazioni differenti (a sinistra); consumo elettrico mensile da rete della HPWH nella configurazione 2 (a destra).

Tutti i sistemi proposti erano stati quindi confrontati con le tecnologie ACS alimentate dalla rete elettrica attraverso il calcolo del fattore di risparmio di energia non-rinnovabile ($f_{sav,NREN}$). Come dichiarato nel paragrafo relativo alla metodologia, come benchmark è stata scelta una tipica HPWH. $f_{sav,NREN}$ varia dal 96% al 99% all’aumentare dei pannelli rispettivamente di FV o FVT. A causa delle precedenti considerazioni riguardanti il consumo di elettricità dei sistemi ausiliari, i sistemi basati sul ST ottengono valori più bassi (circa l’80%) (Figura 43).

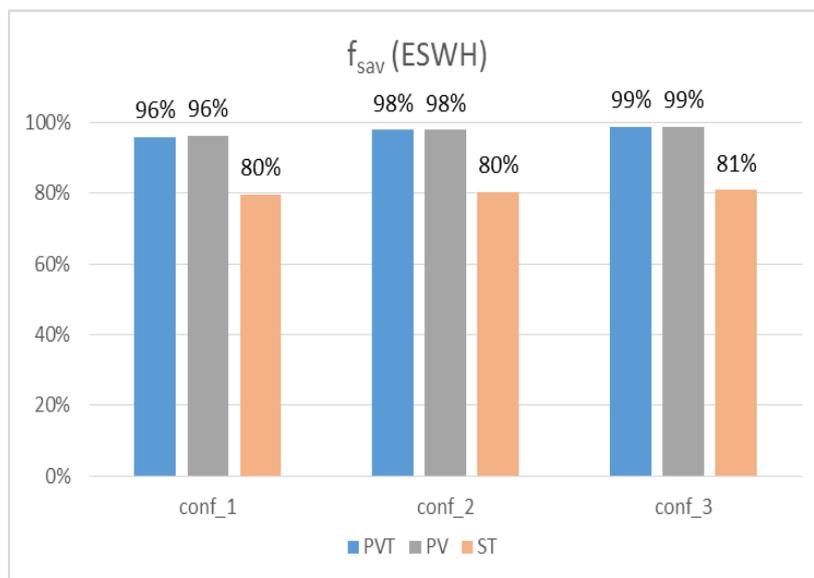


Figura 43. Fattore di risparmio di energia non-rinnovabile calcolato per i sistemi analizzati.

Come introdotto nel paragrafo 3.3.2, sono stati infine considerati gli indici di consumo della PdC su base oraria (τ) per analizzare la distribuzione dell’elettricità scambiata con la rete e la frazione del consumo della PdC coperta dall’autoproduzione durante l’anno.

Una prima valutazione è stata effettuata secondo il solo consumo della PdC (senza integrazione FER) riscontrando i risultati in Figura 44 e Figura 45.

La Figura 44 mostra i valori mensili di E_{HPWH} nella fascia di prelievo dell’indici τ_α calcolati per il profilo #1 e per il profilo #7 per la sola HPWH senza alcuna integrazione con impianti solari. I due profili differiscono totalmente tra loro in termini di valore dell’indice calcolato, cioè in funzione della diversa distribuzione oraria dei prelievi di acqua, il consumo di ACS nell’arco temporale analizzato è circa il 6% del volume giornaliero per il profilo #1 e di circa il 37% per il profilo #7. Questo porta ad avere, per il profilo #1, valori nulli di τ_α durante tutto l’anno per gli impianti solari a prescindere della tecnologia solare e della configurazione considerata.

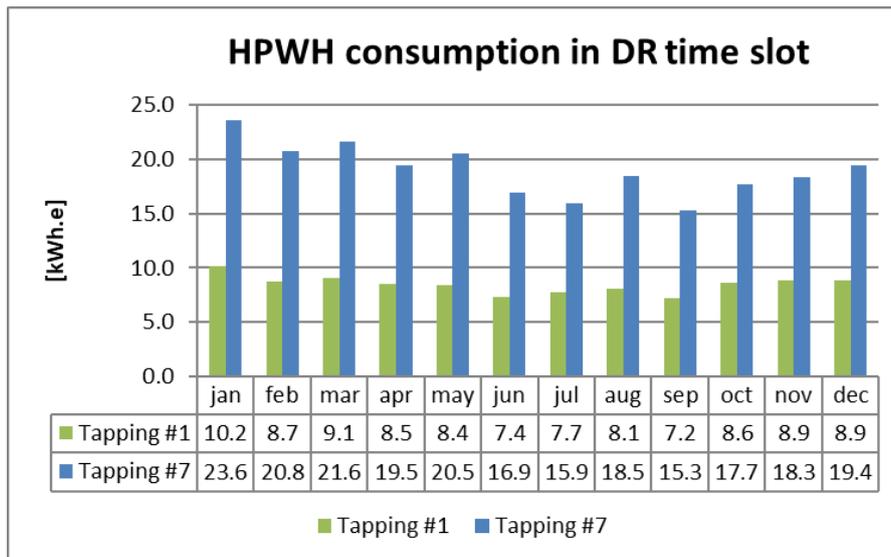


Figura 44. Consumo della HPWH nel range temporale senza integrazione solare.

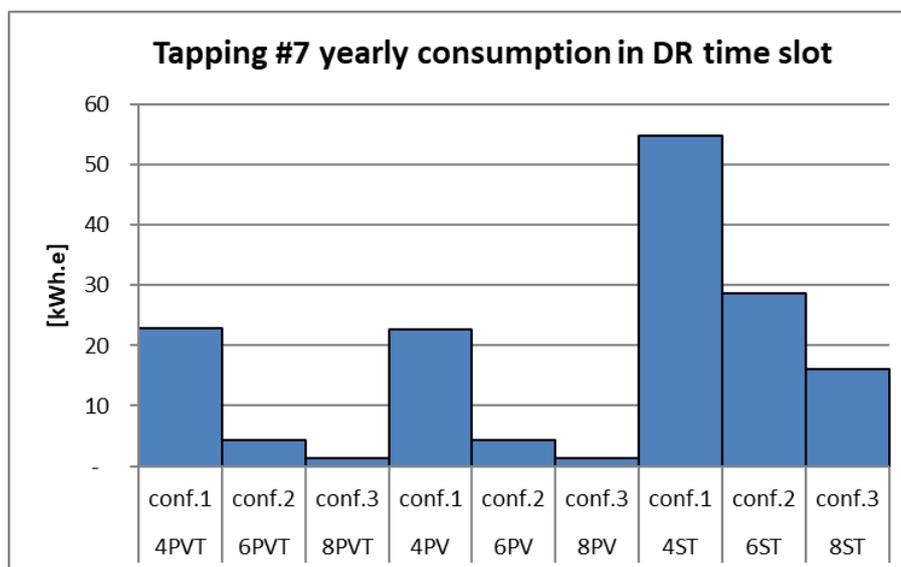


Figura 45. Consumo annuale della HPWH nell'intervallo temporale DR per il profilo #7 per tutte le configurazioni solari.

Per quanto riguarda il calcolo dell'indice τ_b , sono state riscontrate alcune differenze tra le configurazioni analizzate. In genere, più alto è il numero di pannelli FV o FVT, maggiore è la potenza prodotta, maggiore è la possibilità che l'autoconsumo possa soddisfare la potenza richiesta per alimentare la PdC. Anche in questo caso, sono emerse delle differenze dovute al diverso profilo di prelievo in accordo con la loro distribuzione oraria specifica. Durante i mesi estivi, quando si verifica il massimo contributo termico dal FVT, la domanda di energia elettrica è inferiore. I risultati dalla Figura 46 alla Figura 49 mostrano che l'autoconsumo è maggiore nel caso del sistema FV che per le configurazioni con il FVT sia per il profilo di prelievo #1 sia per il profilo di prelievo #7. Inoltre, quando viene adottato il profilo #7, l'autoconsumo dall'impianto solare aumenta rispetto al caso del profilo #1.

Se nel sistema viene inclusa una batteria di accumulo elettrico, si trovano risultati simili per entrambi i profili di prelievo. Ciò nonostante, vengono evidenziate alcune differenze all'aumentare del numero di pannelli nella stringa. Su base annuale, l'autoconsumo aumenta di circa il 19% nella configurazione 2 e del

29% nella configurazione 3 rispetto alla configurazione 1. La Figura 47 mostra i risultati per la configurazione 2.

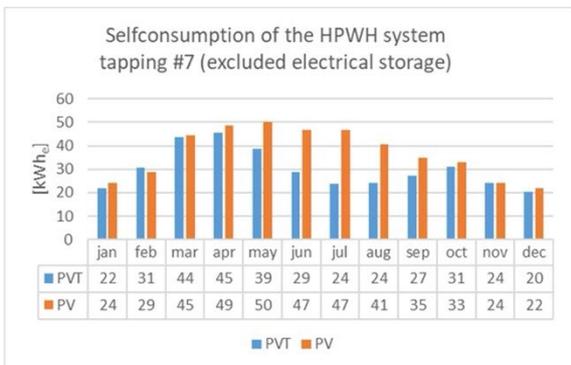
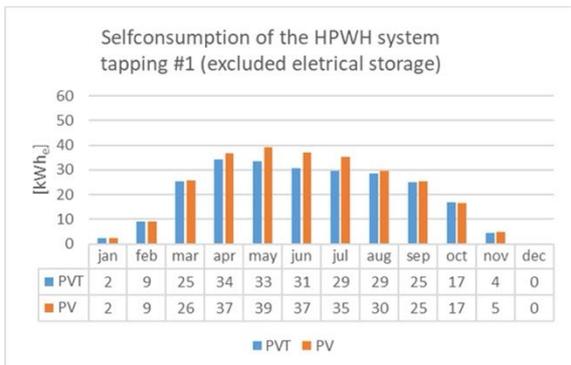


Figura 46. L'elettricità fornita alla HPWH dal sistema PV per ogni mese per la configurazione 1 e per il profilo di prelievo #1 e il profilo #7.

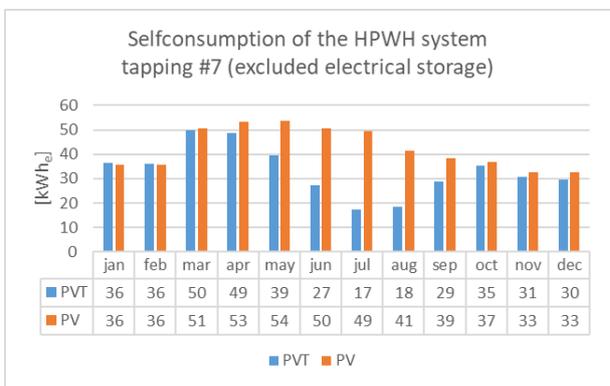
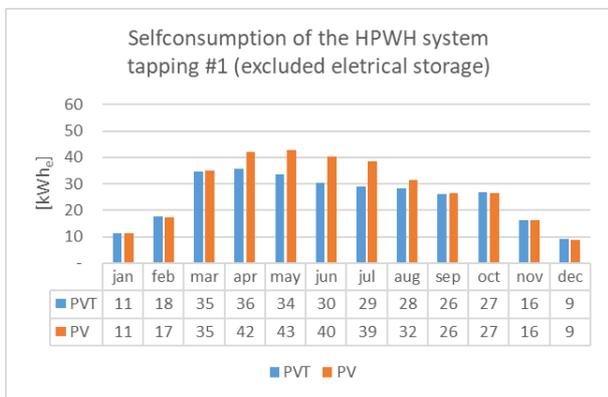


Figura 47. Energia elettrica fornita alla HPWH dal sistema PV per ogni mese per la configurazione 2 e per il profilo di prelievo #1 e il profilo #7.

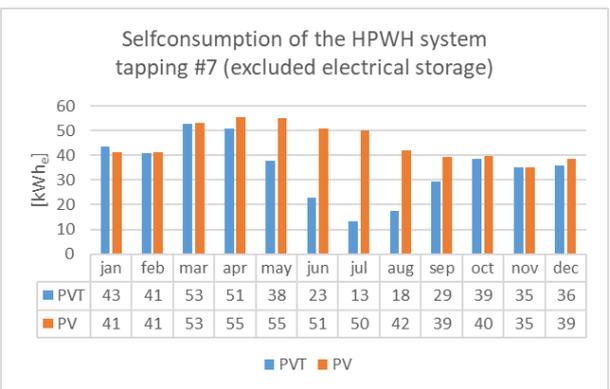
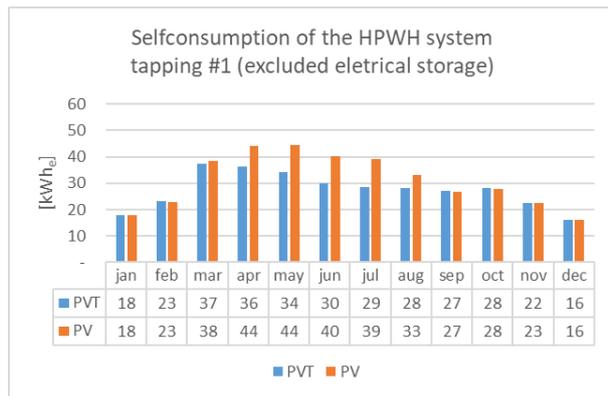


Figura 48. L'elettricità fornita alla HPWH dal sistema PV per ogni mese per la configurazione 3 e per il profilo di prelievo #1 e il profilo #7.

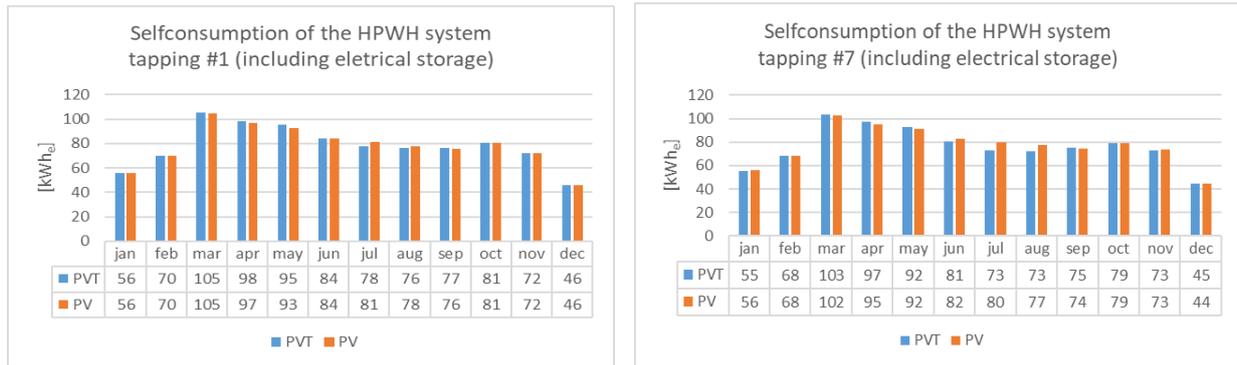


Figura 49. L'elettricità fornita alla HPWH dal sistema PV con le batterie per ogni mese e per la configurazione 3 e per il profilo di prelievo #1 e il profilo #7.

Le Tabella 16 e Tabella 17 mostrano in dettaglio i risultati per gli indici τ_a , τ_b e τ_c su base annuale. τ_a assume valori estremamente bassi in tutte le configurazioni analizzate. Ciò significa che il consumo di energia della PdC è totalmente o quasi totalmente coperto dalla produzione PV nella fascia oraria stabilita e che il dispositivo non è in grado di supportare aggregazioni per programmi di DR. Osservando i risultati per τ_b , si possono osservare delle differenze tra i due profili di prelievo. Al contrario, i risultati per τ_c sono identici per entrambi i profili grazie alla disponibilità di elettricità dall'intero sistema FV/FVT (inclusa la batteria). τ_b è tra il 24% e il 35% considerando il profilo di prelievo Tapping #1 e tra il 34% e il 51% considerando il profilo #7. Questi risultati confermano che la PdC non presenta un buon grado di contemporaneità tra consumo e produzione e che il carico residuo è, in generale, abbastanza significativo per essere utilizzato in programmi di DR, anche se i risultati ottenuti per τ_a dimostrano che il carico residuo si distribuisce principalmente al di fuori dell'intervallo di tempo analizzato quando è più alta la probabilità che si verifichi una congestione della rete. Allo stesso tempo, bisogna notare il modo in cui il profilo di prelievo influenza l'indice. I profili di prelievo come #1 riducono la quota di autoconsumo generando carichi residui più alti, mentre il profilo #7 permette una migliore corrispondenza tra il consumo e la produzione ma riduce il carico residuo utile per programmi di DR. Lo stesso effetto è visibile anche per τ_c . La differenza tra τ_c e τ_b è tra il 31% e il 54% per il profilo #1 e tra il 49% e il 64% per il profilo #7. Questi valori forniscono una misura della disponibilità dell'energia dal serbatoio per supportare programmi di DR a discapito della massimizzazione dell'autoconsumo. Senza dubbio l'energia immagazzinata nelle batterie e utilizzata per incrementare la quota di autoconsumo del sistema, in situazioni particolari, se economicamente vantaggiosa per il proprietario del sistema, può essere utilizzata per risolvere congestioni di rete.

Tabella 16. Valori degli indici τ_a , τ_b e τ_c (profilo #1).

	PdC		PdC+FVT			PdC+FV	
		conf. 1	conf. 2	conf. 3	conf.1	conf. 2	conf. 3
τ_a	9.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
τ_b	-	22%	28%	30%	24%	31%	35%
τ_c	-	73%	87%	94%	73%	87%	94%
Consumi annuali PdC [kWh]	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080
Consumi annuali PdC (dalla rete elettrica) [kWh]	1080	227	107	46	227	107	46

Tabella 17 Valori degli indici τ_a , τ_b e τ_c (profilo #7).

	PdC	PdC+PVT			PdC+PV		
		conf.1	conf.2	conf.3	conf.1	conf.2	conf.3
τ_a	21.6%	11.0%	4.0%	4.0%	11.0%	4.0%	4.0%
τ_b	-	34%	38%	40%	42%	48%	51%
τ_c	-	73%	87%	94%	73%	87%	95%
Consumi annuali PdC [kWh]	1057	1057	1057	1057	1057	1057	1057
Consumi annuali PdC (dalla rete elettrica) [kWh]	1057	210	96	35	210	96	35

Analizzando gli indici sin qui descritti si è potuto verificare come:

- l'apporto termico del FVT nello schema di impianto proposto contribuisce in modo marginale alla riduzione della domanda termica per la produzione ACS;
- sul fronte dei consumi elettrici gli impianti basati sulla tecnologia solare fotovoltaica consentono maggiori risparmi sia in termini di energia elettrica rispetto alla sola Pompa di Calore (EES) sia in termini di energia primaria non rinnovabile rispetto al sistema di riferimento costituito da uno scaldacqua elettrico (tipico delle piccole isole, fsave);
- l'indice EES è maggiore nel caso di impianti basati su tecnologia fotovoltaica con un incremento graduale di circa il 10% al variare della configurazione;
- l'indice fsave è più elevato nel caso di impianti basati su tecnologia fotovoltaica ma non subisce variazioni sostanziali all'aumentare del numero di pannelli costituenti la stringa.

Preso in considerazione quanto elencato, nell'ipotesi di realizzare un impianto FER con pannelli ibridi si è scelto di utilizzare la configurazione 2 (6 pannelli FVT) che consente una riduzione dei consumi elettrici superiore al 90% garantendo rispetto all'attuale sistema di produzione ACS un risparmio in termini di energia primaria non rinnovabile prossimo comunque al 100%.

A partire dalla configurazione impiantistica scelta, si è voluto valutare l'andamento orario dei consumi della PdC con particolare riferimento ai giorni più rappresentativi: giorno con minimo irraggiamento solare registrato sul file climatico (07 febbraio, 604 Wh/m² e temperatura medie dell'aria ambiente 11,9 °C) e giorno con massimo irraggiamento solare registrato sul file climatico (08 Luglio, 8761 Wh/m² e temperatura medie dell'aria ambiente 26.3 °C).

Considerato che nel paragrafo 3.3.4 si è constatato come rispetto alla variazione del profilo di consumo orario della PdC dipendessero prevalentemente (a parità di domanda giornaliera di ACS, 720 litri/giorno) dall'applicazione del Tapping #1 e Tapping #7, sono state valutate le seguenti grandezze (riportate nei grafici a seguire) nei due casi di prelievo:

- E_FVT (stringa), l'energia elettrica prodotta dalla stringa FVT;
- E_PdC (E_HPWH), la domanda di energia della PdC;

- E_to/from_battery, il flusso in ingresso alla batteria dalla stringa FVT (valore positivo) o in uscita dalla batteria per alimentare il carico (valore negativo);
- E_to/from_grid, il surplus di energia prodotta dalla stringa FVT che è rilasciata alla rete (valore positivo) o l'energia in ingresso dalla rete che viene rilasciata al carico (valore negativo);
- Q_ST, l'energia termica prodotta dalla stringa PVT;
- FSOC, lo stato di carica frazionario della batteria;
- m_DHW, la domanda di acqua calda sanitaria.

Con riferimento alle Figura 50 e Figura 51, si nota come in condizioni reali di esercizio rispetto alle condizioni climatiche di Palermo, si verifica come:

- in un giorno invernale di riferimento, la PdC è alimentata principalmente dall'elettricità prelevata dalla rete e l'elettricità prodotta durante il mezzogiorno (in assenza di richiesta da parte del carico) è utilizzata per caricare la batteria. La batteria è in grado di supportare il funzionamento della PdC solo nel tardo pomeriggio fino alla prima sera. Inoltre, si rileva come (compatibilmente con i risultati precedenti) la produzione solare termica è trascurabile sia per il Tapping #1 sia per il tapping #7.
- durante il giorno estivo di riferimento per entrambi i profili di prelievo applicati (profilo #1 e profilo #7), il consumo della PdC è coperto dal sistema PV consentendo inoltre per l'energia non consumata direttamente di potere caricare la batteria e assicurare lo FSOC massimo consentito, che assicura l'elettricità per la sera e il mattino successivo. Il surplus di energia è inviato alla rete durante il mezzogiorno con lievi differenze tra i due casi.

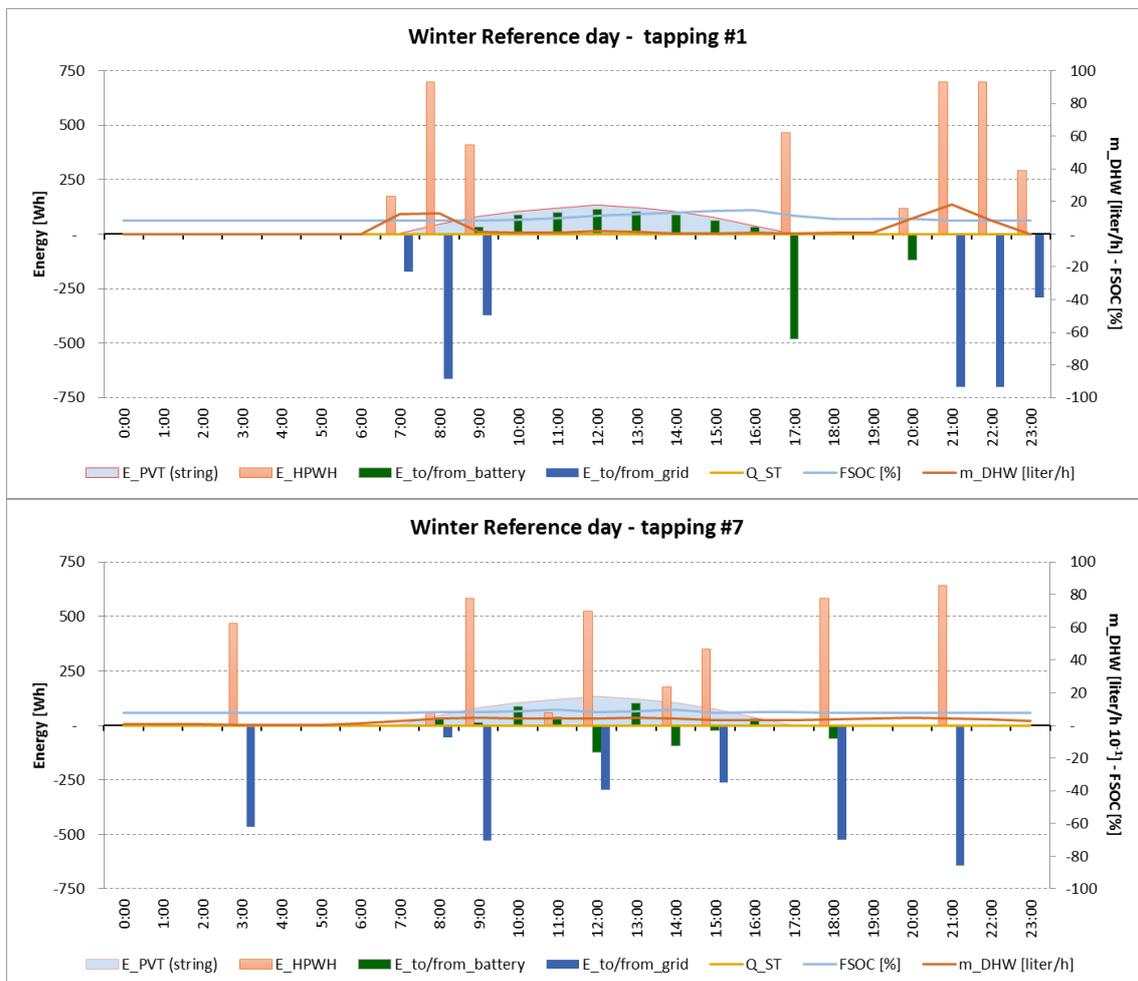


Figura 50. Flussi di energia oraria e domanda di ACS in corrispondenza dell'7 febbraio per i profili #1 (in alto) e #7 (in basso).

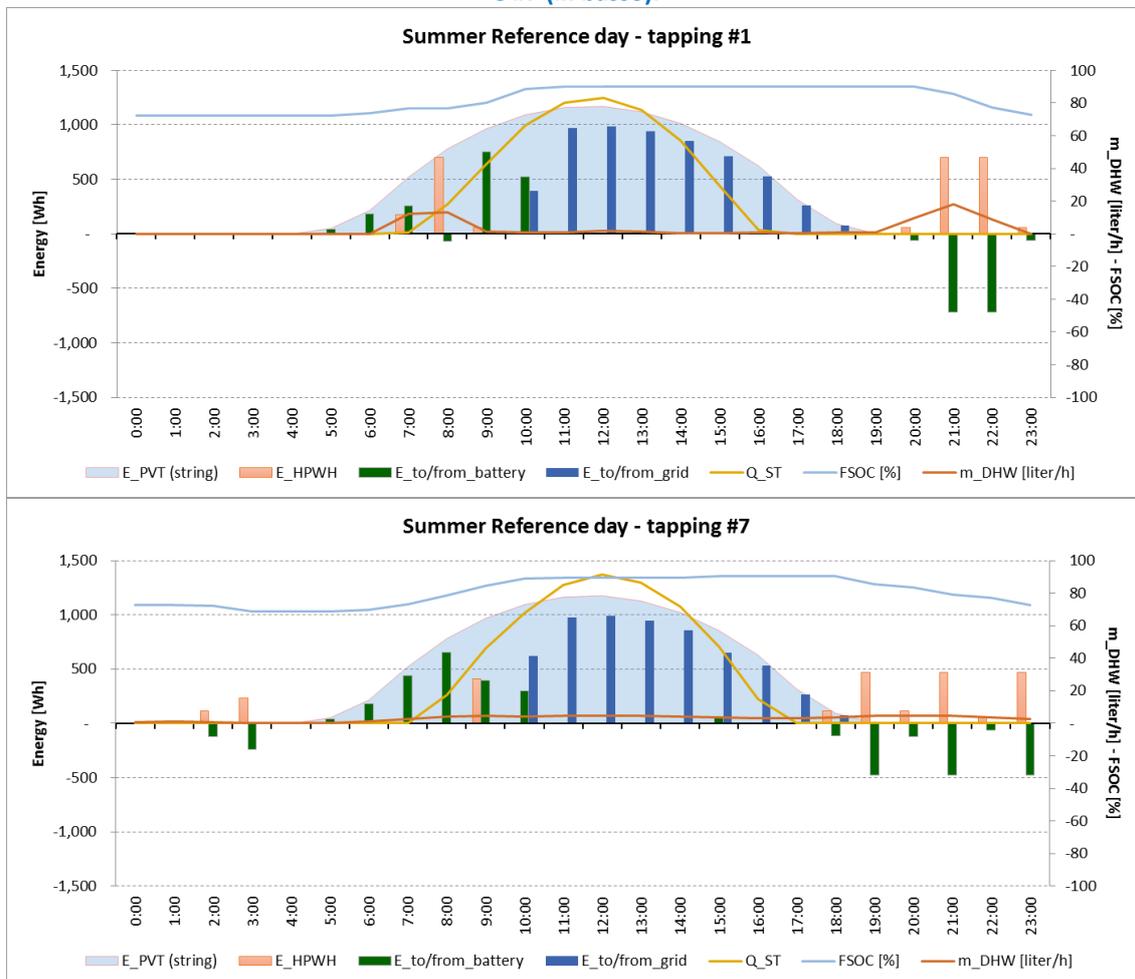


Figura 51. Flussi di energia oraria e domanda di ACS in corrispondenza dell'8 luglio per i profili #1 (in alto) e #7 (in basso).

Layout 2: simulazioni e risultati

Da quanto emerso nei paragrafi precedenti, il sistema impiantistico costituito dalla PdC integrata con pannelli solari ibridi consente limitati vantaggi sul fronte termico.

Fermo restando il pre-dimensionamento sul lato elettrico, per cui si è scelto di realizzare una stringa da 6 pannelli, si è ritenuto opportuno introdurre una modifica allo schema di impianto al fine di verificare la possibilità di migliorare la produzione termica riducendo contestualmente il fabbisogno della PdC e di conseguenza i suoi consumi elettrici. A questo scopo, si è ipotizzato di introdurre un ulteriore serbatoio di accumulo con la funzione di preriscaldare l'acqua proveniente dall'acquedotto per mezzo del sistema solare termico. In generale, ai fini della produzione di ACS, nel sistema impiantistico proposto si possono distinguere (Figura 52):

- Temperatura fluido freddo (Tf) in ingresso allo scambiatore presente nella PdC (proveniente dall'acquedotto o dal pre-riscaldamento solare);
- Temperatura fluido caldo (Tc), ossia la temperatura del sistema di generazione (proveniente dal circuito solare oppure dalla PdC con/senza preriscaldamento).

Volendo in questa sede valutare preliminarmente l'efficacia della variazione impiantistica proposta ai fini della progettazione dell'impianto sperimentale, sono state applicate le seguenti ipotesi:

- al fine di rendere paragonabili i risultati del presente paragrafo con quelli dei precedenti, si è imposto $T_{ACS}=40\text{ °C}$ e $T_{PdC.set}= 45\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$;
- il profilo di prelievo è stato ipotizzato come percentuale di prelievo oraria pari al già citato XL con un prelievo giornaliero pari a 720 litri/g.

Nello stesso tempo volendo valutare le migliori strategie da attuare durante i test sperimentali (da effettuarsi nel proseguimento delle ricerche), sono state ipotizzate le seguenti condizioni in fase di simulazione:

- il volume del serbatoio solare è stato variato ipotizzando i seguenti dati un accumulo da 500 e uno da 1000 litri, rispettivamente uguale e pari al doppio del serbatoio della PdC scelta;
- la temperatura di setpoint per il serbatoio solare ($T_{set.ST}$) è stata impostata a 35 °C e a 55 °C .

Nello specifico la scelta delle temperature di setpoint per il serbatoio solare è stata effettuata in modo da garantire che l'una fosse sempre inferiore alla temperatura del serbatoio di accumulo della PdC (favorendo la modalità di funzionamento in pre-heating, $T_{serbatoio.solare}=35\text{ °C}$) e l'altra prevalentemente superiore (favorendo la modalità di funzionamento in solare termico $T_{serbatoio.solare}=55\text{ °C}$).

In base a quanto esposto e in relazione alle variazioni impiantistiche proposte, si è quindi modificato il modello di simulazione avendo cura di non alterarne l'impostazione generale in modo da rendere i risultati precedenti e gli attuali confrontabili fra di loro.

Ai fini delle valutazioni preliminari, oltre il nuovo accumulo, sono stati introdotti nel modello di simulazione una serie di elementi di controllo che permettessero di implementare il funzionamento del layout proposto (Figura 53).

In generale i due accumuli termici sono mantenuti alla temperatura desiderata da due termostati indipendenti; l'uno garantisce che la temperatura dell'accumulo PdC sia in qualsiasi caso compresa fra i 43 e 47 °C , l'altro aziona il circuito solare ogni qual volta la temperatura del fluido in uscita dalla stringa sia superiore alla temperatura del serbatoio solare. Infine, ogni qualvolta la temperatura di quest'ultimo è superiore alla temperatura raggiunta dall'acqua nella serpentina di scambio all'interno della PdC (dedicata alla produzione istantanea di ACS) interviene la modalità di funzionamento in ST-standard. In caso contrario, si distinguono tre alternative:

- la temperatura di set point del serbatoio solare è inferiore a quella di erogazione all'utente (sempre nel caso $T_{set.ST}=35\pm 2\text{ °C}$): l'acqua calda del suddetto serbatoio è utilizzata come sorgente del fluido freddo del sistema di produzione ACS, in alternativa all'approvvigionamento dall'acquedotto; conseguentemente dal serbatoio solare viene prelevato il quantitativo di acqua alla temperatura del serbatoio e ad integrazione di quella prelevata dalla PdC, al fine di erogare all'utente finale il prelievo a 40 °C desiderato (in questo caso il serbatoio solare viene reintegrato con prelievo di acqua dall'acquedotto, abbassando la sua temperatura);
- la temperatura raggiunta nel serbatoio solare è superiore a quella di erogazione all'utente e allo stesso tempo superiore a quella erogata dalla PdC (ipotizzabile nel caso $T_{set.ST}=55\text{ °C}$ e con $40\text{ °C} > T_{serbatoio.solare} > 45\text{ °C}$): il sistema funziona in modalità ST-standard;
- la temperatura raggiunta nel serbatoio solare è superiore a quella di erogazione all'utente e allo stesso tempo inferiore a quella erogata dalla PdC (ipotizzabile nel caso $T_{set.ST}=55\text{ °C}$ e $T_{serbatoio.solare} > 45\text{ °C}$): il serbatoio solare funziona durante il giorno come sistema di stoccaggio dell'energia solare termica prodotta.

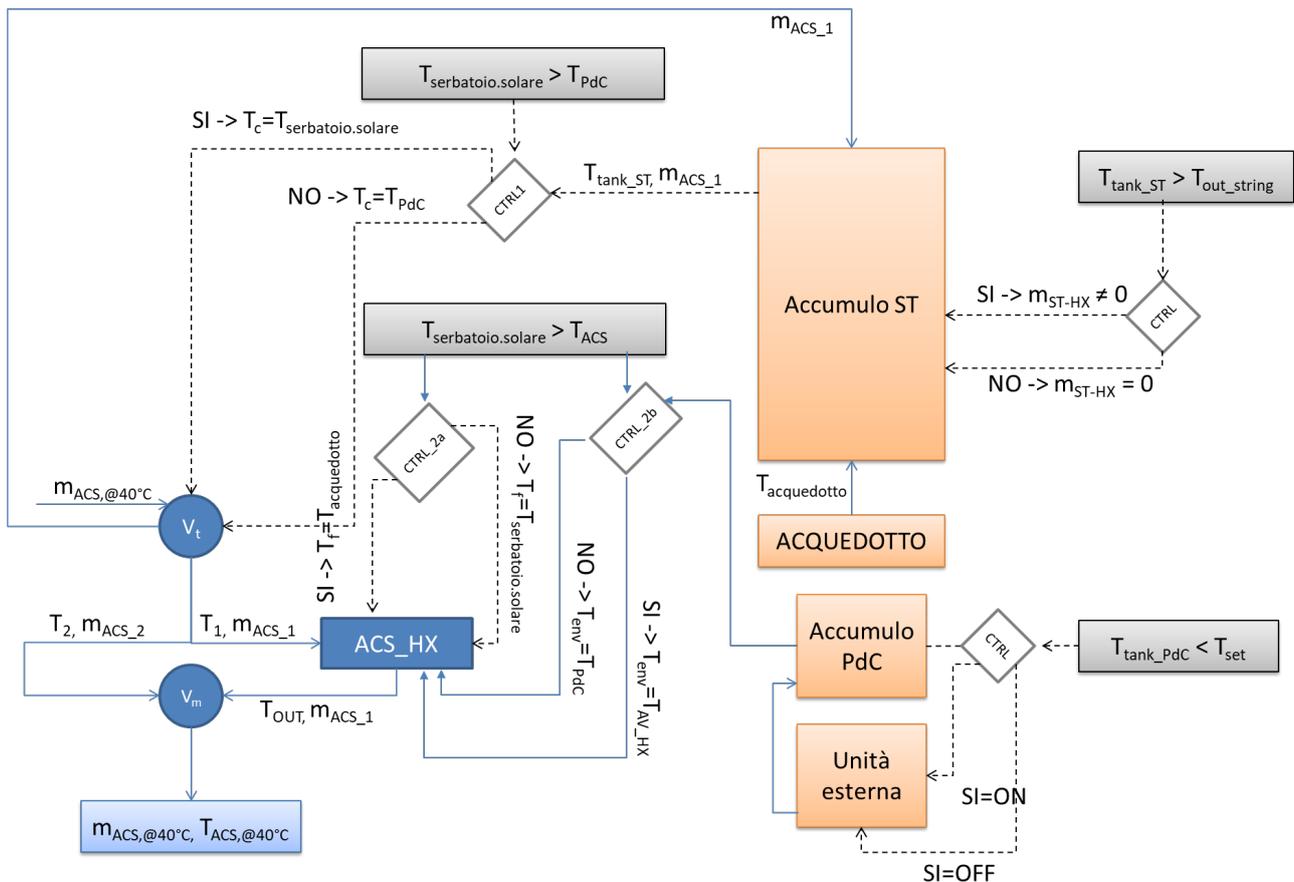


Figura 53. Schema funzionamento modello TRNSYS.

Trattandosi del set-up impiantistico per il Laboratorio congiunto ENEA/UNIPA da installarsi nella sede ENEA di Casaccia, il presente paragrafo riporta i risultati per il funzionamento dell'impianto nella capitale. Allo stesso modo essendo argomento del report il contesto delle piccole isole, si è selezionata l'Isola di Pantelleria e svolto le simulazioni anche per questo specifico contesto climatico.

Si distinguono quindi 3 scenari principali valutati nelle due condizioni climatiche indicate:

- SCENARIO DI BASE, ossia il sistema impiantistico senza pre-accumulo così come dedotto dal paragrafo 2.1 e utilizzato nel presente paragrafo come principale scenario di confronto;
- SCENARIO A, costituito dal sistema PdC/FVT con pre-accumulo sul lato solare termico da 500 litri:
 - Scenario A.1, temperatura di set point del pre-accumulo fissata a 35 ± 2 °C;
 - Scenario A.2, temperatura di set point del pre-accumulo fissata a 55 ± 2 °C;
- SCENARIO B, costituito dal sistema PdC/FVT con pre-accumulo sul lato solare termico da 1000 litri:
 - Scenario B.1, temperatura di set point del pre-accumulo fissata a 35 ± 2 °C;
 - Scenario B.2, temperatura di set point del pre-accumulo fissata a 55 ± 2 °C.

Si ritiene opportuno in questa sede proporre un preliminare confronto fra gli scenari base nelle due località prescelte (Figura 54) al fine di valutare come le differenti condizioni climatiche influiscono sulla performance della PdC e dell'impianto FVT. Si premette che sul fronte dei valori di irraggiamento i due siti mostrano un discostamento dei valori mensili pressoché costante durante l'anno per una media del 15% su base annuale. Diversamente, se si osservano gli andamenti dei valori medi mensili di temperatura si

riscontrano valori di temperatura nei mesi invernali sino al 40% in meno per la città di Roma, discostamenti che tendono a ridursi nei mesi estivi. Quanto evidenziato comporta da un consumo della PdC superiore per la località di Roma (1120 kWh/anno) di circa il 12 % su base annuale con un massimo del +20% nei mesi invernali, durante i quali la PdC opera con un COP valutato su base mensile di 4.5 nel contesto climatico di Roma e di circa 5.5 a Pantelleria.

Allo stesso tempo, in virtù dei maggiori consumi registrati e della minore producibilità dell’impianto FV, i consumi da rete (il 12% dei consumi della PdC a Pantelleria e il 25% a Roma) si assestano a 280 kWh/a nella capitale e a circa 120 kWh/a nell’isola. Per quanto sinora esposto si reputa quindi che i test da realizzarsi sull’impianto sperimentale, anche se effettuate nel contesto climatico di Roma, possano restituire valori attendibili di consumi per le piccole isole a meno di correzioni da potersi valutare tramite confronto con i risultati di simulazione su modelli appositamente validati.

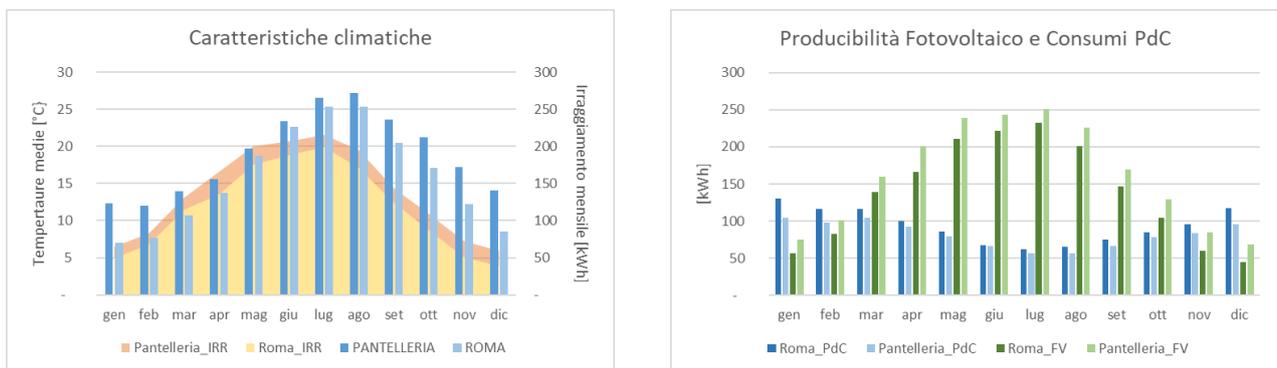


Figura 54. Confronto fra scenari base nelle diverse località.

Fatto salvo le analisi sullo scenario di base, si propone adesso il confronto fra gli scenari proposti a parità di condizioni climatiche. Da un primo confronto sugli scenari analizzati, effettuato su base annuale, si è voluto evidenziare come il sistema impiantistico proposto volto a massimizzare l’apporto della produzione solare termica interagisse con la riduzione dei consumi della PdC nello Scenario base, a parità di profilo di prelievo.

Dai risultati esposti in Figura 55, si è riscontrato che:

- in tutti i casi considerati, l’incremento della produzione solare termica rispetto agli scenari di base in cui non è presente il serbatoio di pre-accumulo termico è superiore al 70%;
- a parità di temperatura di setpoint al variare del volume di accumulo si ha un incremento della produzione solare di circa il 20% nel caso A.1-B.1 (35 °C) e del 10% nel caso A.2-B.2 (55 °C), indifferentemente dal contesto climatico analizzato;
- differenze di poco rilievo si riscontrano fra lo Scenario A.2 e lo Scenario B1.

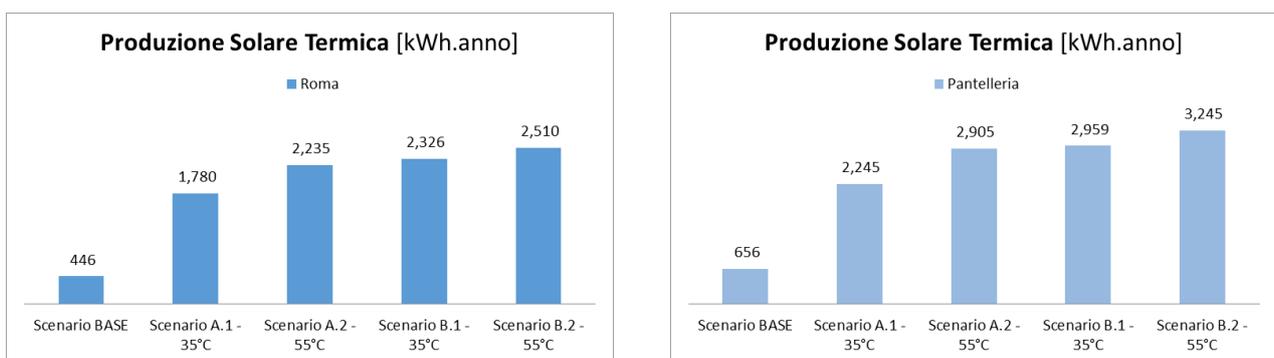


Figura 55. Produzione solare termica, confronto fra gli scenari analizzati.

Quanto evidenziato su base annuale trova riscontro negli andamenti mensili (Figura 56 e Figura 57), dove si può notare come le maggiori differenze sono dovute al comportamento del sistema nei mesi estivi e trend simili si riscontrano paragonando gli Scenari A e B al variare del contesto climatico.

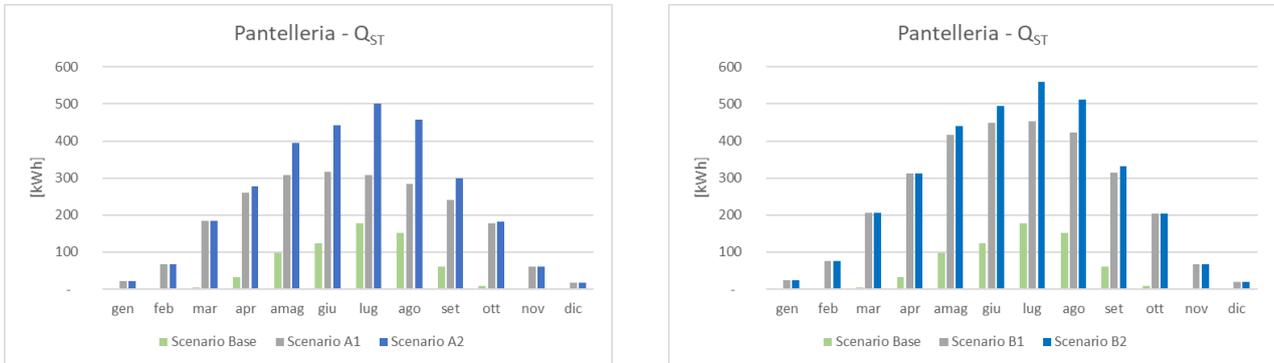


Figura 56. Confronto Scenario base e Scenari- Pantelleria.

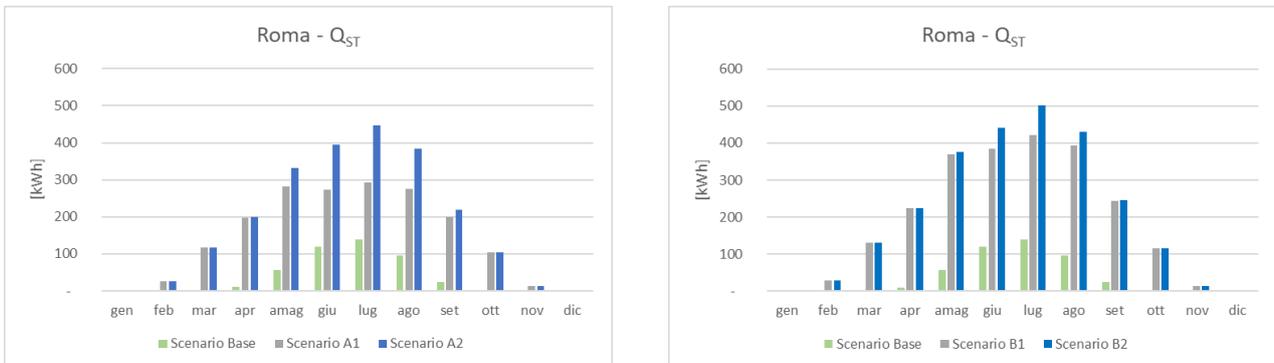


Figura 57. Confronto Scenario base e Scenari - Roma.

Si è finora evidenziato come il serbatoio di pre-accumulo termico ha consentito un incremento della produzione solare termica. È necessario evidenziare che l'energia solare termica immagazzinata non necessariamente è utilizzata per la produzione di ACS, dal momento che questo evento dipende dalla contemporaneità di carico e dalle perdite per trasmissione attraverso il mantello del serbatoio stesso. È quindi utile evidenziare come al variare delle configurazioni proposte e al variare delle condizioni climatiche, varino i consumi della PdC in relazione non solo al maggior contributo dovuto al solare termico, ma anche all'effettivo utilizzo dell'energia termica prodotta/stoccata che si riesce a garantire.

La Figura 58 e la Figura 59 riportano i risultati per ciascuno Scenario analizzato rispetto ai valori di consumo della PdC e ai valori di produzione solare nello scenario di Base. Si nota come:

- con riferimento alla produzione solare nello Scenario di Base, la scelta di un accumulo da 500 litri consente di ottenere sino all'80% di incremento di produzione solare termica mentre l'utilizzo di un serbatoio da 1000 litri comporta rispetto allo Scenario A un ulteriore incremento dell'ordine del 2%;
- di contro la riduzione dei consumi della PdC è proporzionale all'aumento della capacità termica del sistema di pre-accumulo ottenendo valori sino a -34% per un serbatoio da 1000 litri nel caso di Pantelleria e -25% nel caso di Roma;
- sul fronte della produzione elettrica dovuta all'incremento della produzione solare termica e quindi della diminuzione di temperatura superficiale delle celle FV, coerentemente con quanto

già assunto nei precedenti paragrafi, l'incremento della produzione si assesta nell'ordine del 3% rispetto ad un pannello fotovoltaico analogo, ma non raffreddato.

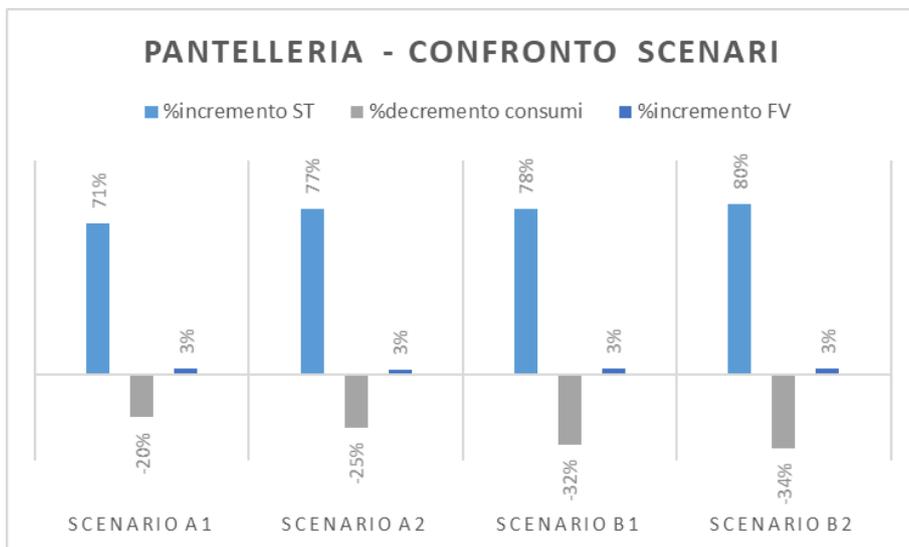


Figura 58. Confronto Consumi PdC e produzione solare rispetto a Scenario base – Pantelleria.

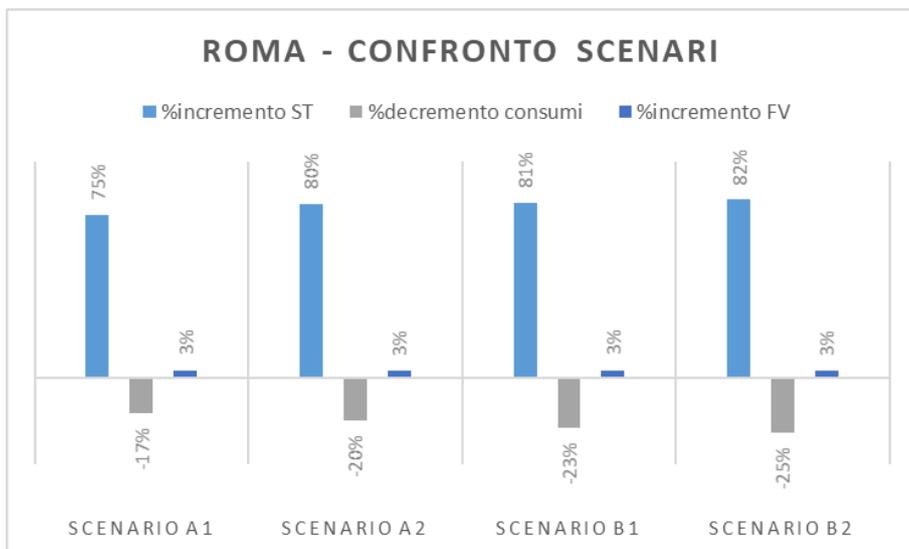


Figura 59. Confronto Consumi PdC e produzione solare rispetto a Scenario base – Pantelleria.

Prendendo a riferimento il contesto climatico dell'Isola di Pantelleria, è utile infine notare come il sistema nel caso di temperatura di setpoint pari a 55 °C in relazione al profilo di prelievo applicato ha prevalentemente lavorato in modalità pre-heating verificandosi solo nei mesi estivi e per l'accumulo da 500 litri la condizione $T_{\text{serbatoio.solare}} > T_{\text{ACS}} > T_{\text{serbatoio.PdC}}$ durante i prelievi di ACS e solo marginalmente nelle ore serali (mediamente il 17% delle volte nei mesi di Luglio e Agosto).

La Figura 60 riporta i risultati ottenuti in un tipico giorno estivo per lo Scenario A.2 e B.2. È possibile notare come, nelle ore centrali della giornata e in assenza di prelievi significativi, l'energia solare termica prodotta è prevalentemente accumulata nel serbatoio dedicato generando un innalzamento di temperatura dello stesso, utile nelle ore serali a coprire il fabbisogno termico per la produzione di ACS (totalmente nel caso del volume maggiore e solo parzialmente per lo Scenario A.2). Si nota inoltre come nelle prime ore del

giorno in presenza del primo prelievo significativo il serbatoio solare termico garantisce un apporto al sistema riducendo i consumi della PdC nel caso dello Scenario B.2).

Infine, a parità di indice di copertura del sistema FV dei consumi elettrici (pari a circa il 90% e al 70% rispettivamente per l'isola di Pantelleria e per Roma), si assiste ad un incremento dell'energia esportata in rete (Figura 61). Questo comportamento trova la sua motivazione nel fatto che seppure si assista ad una riduzione dei consumi della PdC su base annuale, gli effetti sul sistema della presenza del pre-accumulo termico sono evidenti prevalentemente nei mesi estivi quando a prescindere dal sistema analizzato l'indice SF_el mensile è 100%. Pertanto, al diminuire dei consumi della PdC negli Scenari analizzati rispetto allo Scenario base (interamente coperti dalla produzione FV in tutti i casi), il surplus di energia elettrica prodotta è ceduto in rete.

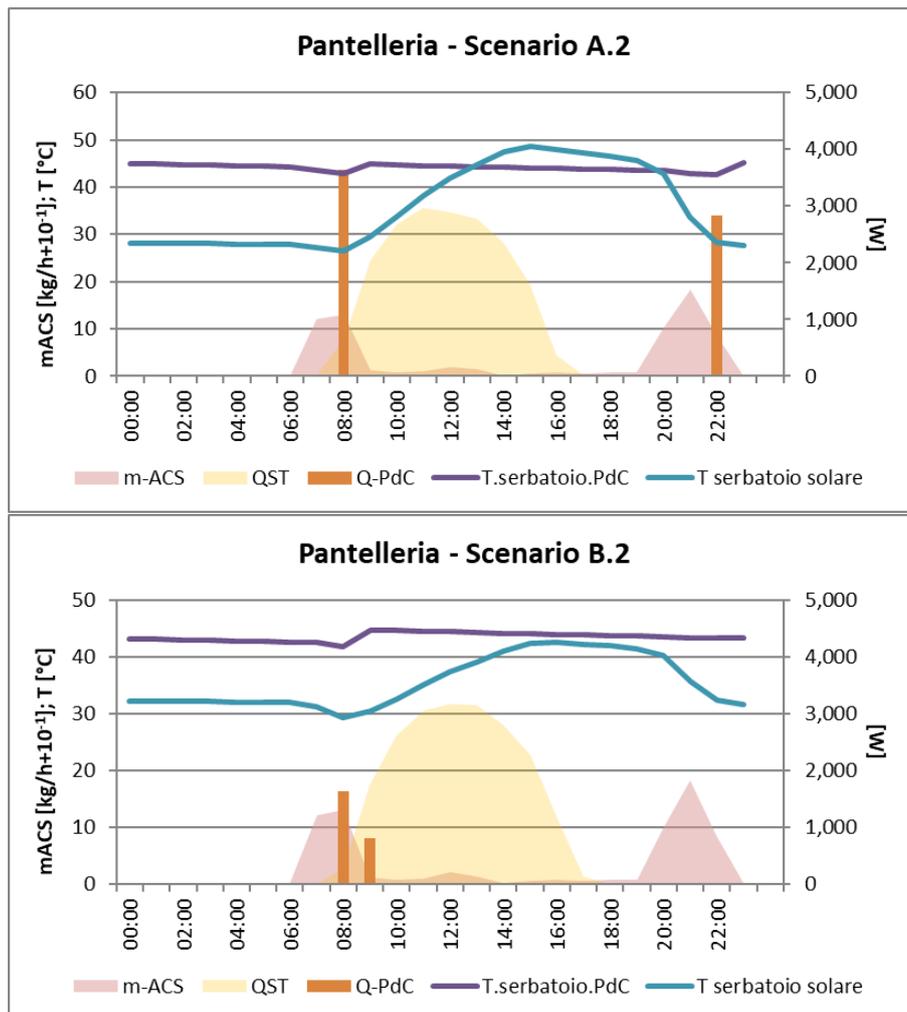


Figura 60. Profilo orario dei contributi termici al sistema in un tipico giorno estivo al variare dello Scenario – Pantelleria.

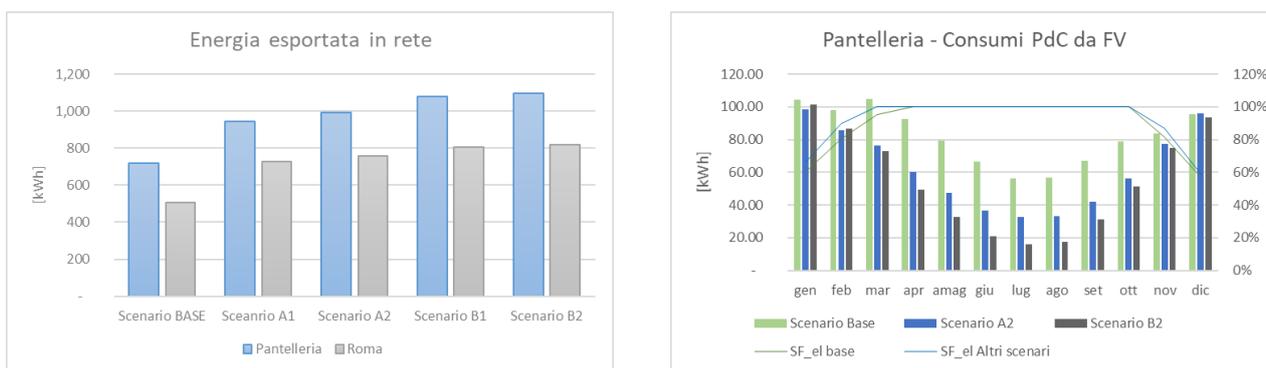


Figura 61. Energia esportata in rete su base annuale e consumi PdC.

Da quanto esposto si deduce che l'introduzione di un serbatoio di pre-accumulo contribuisce ad ottimizzare la produzione solare termica e che la scelta di utilizzare un serbatoio da 1000 litri non comporta sostanziali variazioni consentendo solo limitati vantaggi sul lato della produzione/consumo elettrici sul fronte dell'incremento di producibilità del sistema solare termico.

3.3.6. Valutazione economica dei layout selezionati

Nel presente paragrafo sono presentate le proposte impiantistiche per la produzione di ACS basate sull'utilizzo della tecnologia a PdC integrate con un impianto da fonti rinnovabili composta da pannelli del tipo ibrido.

In una prima fase si è potuto appurare come l'utilizzo della tecnologia ibrida abbia permesso di ridurre i consumi da rete della PdC e come la soluzione impiantistica comprendente una stringa FVT da 6 pannelli consentisse di ottimizzare le prestazioni del sistema. Si è però riscontrato che nella configurazione proposta, l'apporto del solare termico sul sistema poco contribuisce a migliorare le prestazioni del sistema, per cui fatta salva la soluzione impiantistica di base, si è introdotto un serbatoio di pre-accumulo termico dedicato al circuito solare termico (il cui volume ottimale è 500 litri). Si è verificato quindi come l'utilizzo di tale serbatoio come sistema di pre-riscaldamento dell'acqua calda sanitaria possa consentire di ridurre ulteriormente i consumi della PdC.

La seconda soluzione comporta di contro un aumento dei costi iniziali dell'impianto, pertanto sembra utile proporre un confronto finale fra le due soluzioni in termini di investimento complessivo utilizzando il Valore Attuale Netto come riferimento e individuando a partire dai risultati il tempo di ritorno semplice dell'impianto.

Tale analisi è stata effettuata tenendo in considerazione i reali costi di mercato delle componenti impiantistiche acquistate al fine di identificare il costo iniziale degli Scenari selezionati nelle analisi precedenti e posti a confronto in questa sede:

- Solo PdC, presenza della sola pompa di calore (scenario di riferimento per le valutazioni sui risparmi economici conseguibili con le proposte impiantistiche);
- PdC + 6FVT, presenza della pompa di calore con impianto FVT integrato;
- PdC + 6FVT + preaccumulo termico da 500 litri.

Tabella 19 Costo degli interventi per componente impiantistica

	n	€/cad	COSTO TOT [€]
Pompa di Calore - u.e	1	577	577
Pompe di Calore - u.i.	1	1700	1700
Pannelli FVT	6	450	2700
Inverter	1	1440	1440
Accumulo elettrico 5 kWh	2	1800	3600

Serbatoio preaccumulo - 500 litri	1	625	625
-----------------------------------	---	-----	-----

Per ciascuno scenario si è quindi valutato il risparmio in termini di consumi da rete rispetto al solo utilizzo della PdC, considerato un costo di acquisto dell'energia elettrica da rete nelle piccole isole pari a 0.25 €/kWh e un valore dell'energia prodotta e ceduta in rete pari a 0.10 €/kWh. Inoltre si è tenuto in considerazione l'accesso all'attuale sistema incentivante "Ecobonus" estendendo l'aliquota di detrazione del 65% anche alle componenti del sistema ibrido (non esplicitamente previste).

Tutti i flussi di cassa elencati sono stati attualizzati con un tasso di interesse pari a 3%, l'analisi è stata estesa sino ad ottenere un VAN nullo.

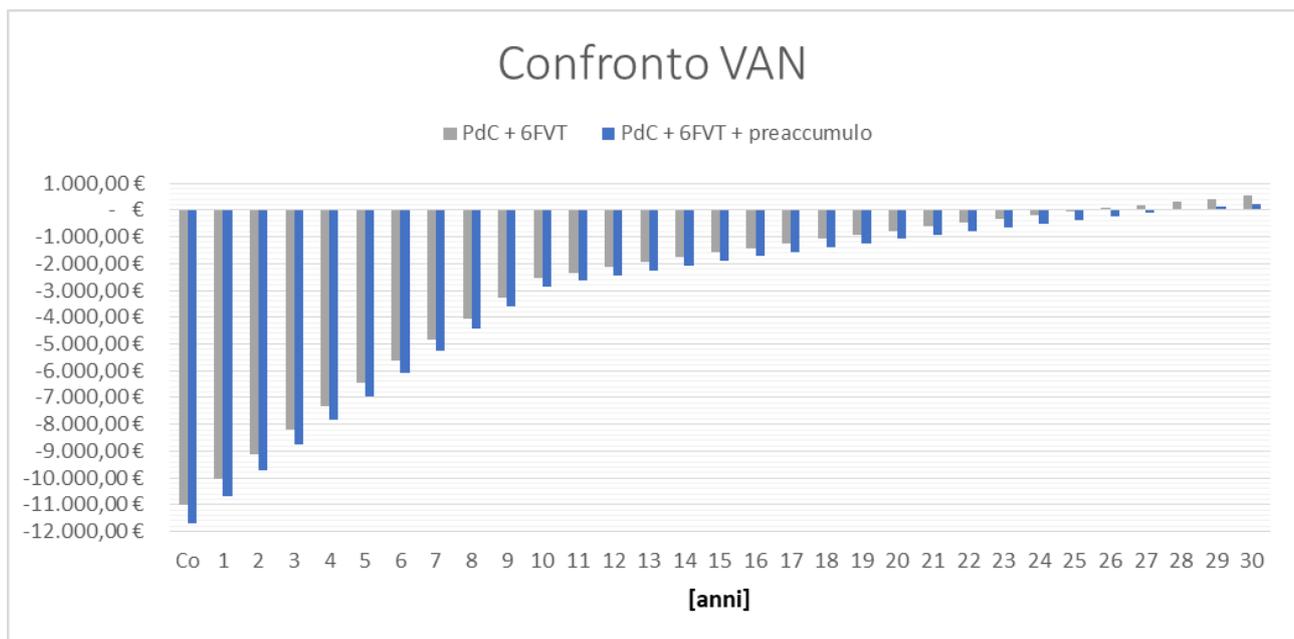


Figura 62. Confronto dei VAN per le diverse soluzioni impiantistiche.

Si è potuto verificare come a fronte di un investimento iniziale di poco superiore per il sistema impiantistico comprendente il serbatoio di pre-accumulo, il tempo di ritorno per entrambe le soluzioni si assesta oltre il 25° anno. Se quindi da un punto di vista energetico/ambientale, si sono potute evidenziare sostanziali risparmi dal punto di vista economico sembra essere utile individuare forme di incentivazione più remunerative.

3.4. Banco di prova per caratterizzare le logiche di controllo di tipo DR per utenti domestici e del terziario

Di seguito viene descritto il banco di prova per caratterizzare le logiche di controllo di tipo DR per utenti domestici e del terziario classificabili come smart prosumer. Il banco di prova è realizzato con l'obiettivo di emulare un utente smart, cioè di gestire in modo ottimale produzione e consumo per la fornitura di servizi ancillari alla rete o per la partecipazione all'autoconsumo di una comunità energetica.

Esso consente di emulare in laboratorio sia utenti alimentati in monofase che in trifase e, eventualmente, tre diversi utenti collegati a valle di uno stesso nodo di una rete a Bassa Tensione (BT).

La potenza massima di ciascun utente monofase è stata calcolata sulla base delle caratteristiche tipiche degli utenti domestici. In particolare, ci si è basati sui risultati dei questionari somministrati agli utenti isolani da cui è risultato che, nella maggior parte dei casi, tali utenti impegnano una potenza di 3 kW.

Per quanto riguarda il dimensionamento della configurazione utilizzata per emulare un utente trifase (worst case scenario), si è fatto riferimento ad una potenza impegnata di 15 kW, tipica di utenze del terziario e piccole utenze commerciali (bar, negozi di alimentari, etc.) largamente presenti nelle isole minori.

Il banco prova è installato all'interno dello Smart and Microgrids Lab ubicato al Piano Terra dell'Edificio 9 del Dipartimento di Ingegneria dell'Università di Palermo ed è alimentato dall'impianto del locale attraverso una presa IEC 32A 400V pentapolare presente nel laboratorio. L'installazione comprende:

- Un quadro elettrico contenente tutti i dispositivi di protezione, manovra, e misura;
- Un trasformatore di isolamento (installato per aumentare il livello di sicurezza per l'operatore);
- Sei resistenze variabili, per la simulazione di carichi passivi di diversa entità;
- Un motore elettrico asincrono monofase controllabile, per la simulazione di carichi attivi;
- Un inverter fotovoltaico collegato ad un generatore in corrente continua in grado di emulare il comportamento di un campo FV;
- Un sistema di accumulo elettrico al Litio;
- Un sistema di controllo dei componenti per la gestione degli scambi energetici;
- Un sistema di monitoraggio intelligente in grado di comunicare con degli Energy Management System (EMS) remoti anche attraverso piattaforme Blockchain.

La Figura 63 mostra il progetto del layout del banco di prova.

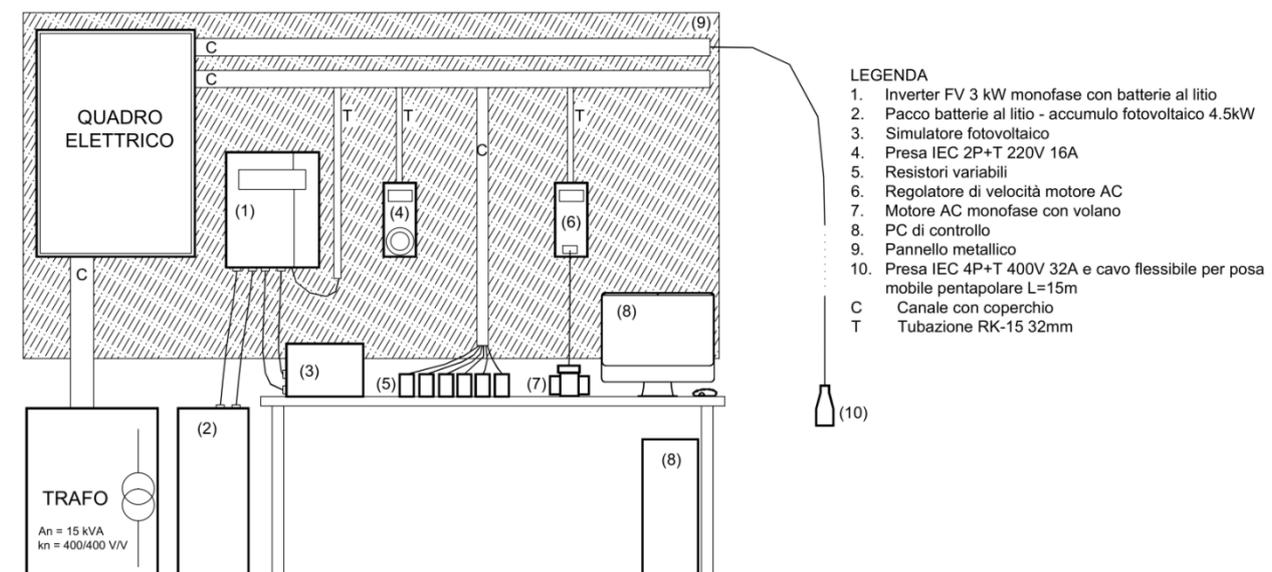


Figura 63. Schema dei componenti del banco di prova.

La Figura 64 mostra la foto di insieme del banco di prova installato all'interno del laboratorio, dalla quale si possono vedere tutti i componenti che costituiscono il sistema.

La Figura 65 mostra il dettaglio del quadro elettrico realizzato e che contiene tutte le protezioni, i sistemi di monitoraggio e controllo e i dispositivi di manovra.

Lo schema del quadro elettrico è stato ideato tenendo conto dei risultati dei precedenti studi condotti in seguito agli Accordi di Collaborazione tra ENEA e UNIPA nell'ambito della Ricerca di Sistema. In particolare, si è adottato uno schema di controllo dei carichi con contattori simile a quello descritto in [53] e indicato come "Solution D.3".

La Figura 66 mostra lo schema elettrico unifilare del banco di prova che è stato dimensionato elettricamente utilizzando il software I-project [67].

Il quadro elettrico contiene al suo interno un sistema di controllo realizzato con Arduino e interfacciabile ad una workstation attraverso la rete LAN del dipartimento.

Nello schema sono visibili gli smart meter presenti su ogni circuito e a monte dell'intero banco di prova. Gli smart meter utilizzati sono collegati attraverso interfaccia Modbus RS485 con quattro dispositivi SNOCU, prodotti da Regalgrid® [68]. Lo SNOCU, interfacciandosi con l'Arduino, consente il controllo del sistema di accumulo elettrico e il collegamento a una blockchain per la gestione dei dati del banco di prova.

Il trasformatore di isolamento, visibile nello schema, realizza un sistema elettrico di tipo IT, con lo scopo di isolare l'intero banco di prova dalla rete elettrica dell'edificio, limitando le correnti di guasto e le sovratensioni pericolose sui componenti alimentati dal banco di prova. Inoltre, un pulsante di sgancio è stato inserito sull'interruttore generale del quadro a monte del trasformatore di isolamento con lo scopo di interrompere tempestivamente l'alimentazione in caso di pericolo per l'operatore al banco di prova.

Il trasformatore di isolamento è un trasformatore trifase a secco con isolamento in resina epossidica, ha una taglia di $A_n=15$ kVA, un rapporto di trasformazione $k_n=400/400$ V/V e gruppo Dy11. Il componente è dotato inoltre di una centralina per il controllo della temperatura degli avvolgimenti come mostrato in Figura 67.



Figura 64. Vista del banco di prova realizzato.



Figura 65. Quadro elettrico di alimentazione, gestione e monitoraggio smart prosumer.

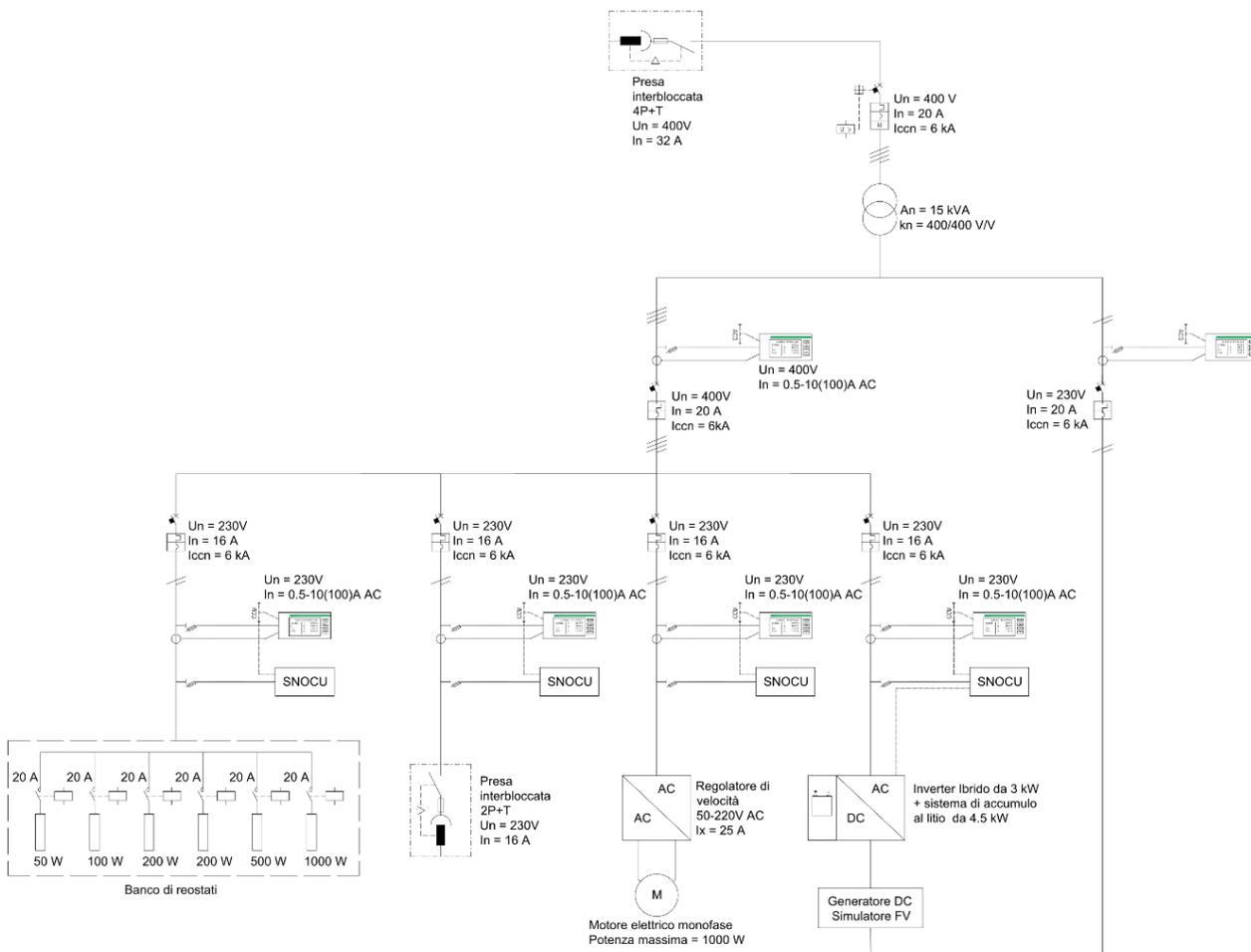


Figura 66. Schema elettrico unifilare del banco di prova.



a)



b)

Figura 67. Trasformatore di isolamento (a) e centralina di controllo della temperatura (b).

Di seguito è riportata una descrizione dettagliata dei componenti utilizzati.

Per simulare la presenza di un generatore FV si utilizza un inverter alimentato da un generatore DC programmabile (Figura 68). Il generatore può emulare il comportamento tipico di un campo FV ed è stato dimensionato in modo che i suoi parametri di uscita rispettino le condizioni di accoppiamento con l'inverter a monte [69].

Il generatore DC programmabile può essere utilizzato come fonte di tensione costante con limitazione di corrente o come fonte di corrente costante con limitazione di tensione. La scheda di controllo integrata permette di variare i valori di tensione nel range 0-330V, e di corrente nel range 0-22A, come rappresentato in Figura 69. La potenza massima assorbita in AC è pari a 3.1kW.



Figura 68. Simulatore fotovoltaico.

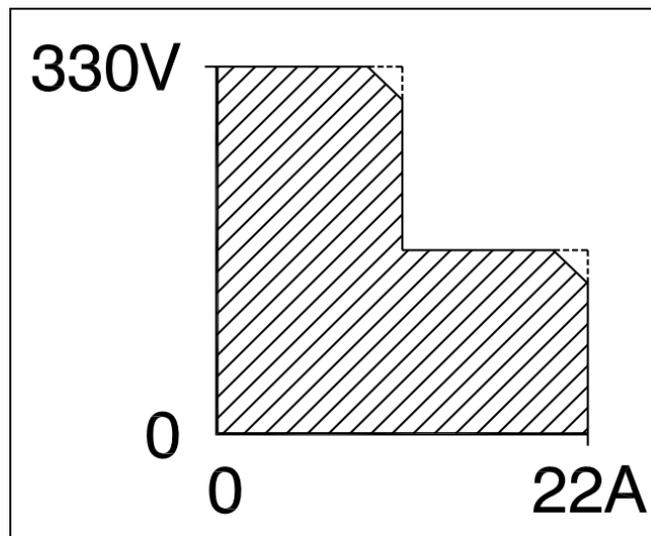


Figura 69. Capability del generatore in DC.

Il dispositivo dispone anche di una funzione AUTO-RANGE che determina la commutazione automatica tra due valori di corrente.

Per simulare una curva fotovoltaica sono necessari alcuni parametri di riferimento specificati dai produttori di pannelli fotovoltaici e solitamente riferiti alle condizioni standard (temperatura di 25 °C e un irraggiamento di 1000 W/m²). Per cui il primo passo per la simulazione della curva fotovoltaica è scegliere il pannello fotovoltaico da simulare e inserirne i dati specifici nel simulatore.

L'interfaccia di simulazione supporta anche una modalità tabella con la quale è possibile simulare una curva personalizzata oppure simulare una curva fotovoltaica esistente di più pannelli in serie dove alcuni pannelli sono ombreggiati.

Tutti i parametri necessari per la simulazione fotovoltaica possono essere configurati utilizzando l'applicazione desktop attraverso la quale è possibile visualizzare la curva fotovoltaica calcolata con i valori inseriti e le misure di tensione e corrente dell'alimentatore.

L'inverter utilizzato è un dispositivo ibrido HYD 3000 ES di ZCS, a cui è abbinato un sistema di accumulo al litio da 5 kWh (Figura 70).

L'inverter consente di gestire la modalità di carica/scarica delle batterie secondo programmi personalizzabili dall'utente e impostabili da remoto, garantendo una buona flessibilità sia per applicazioni domestiche che non.

L'inverter è progettato per lavorare in presenza della rete (modalità On Grid) ma anche per alimentare dei carichi privilegiati in assenza di quest'ultima (modalità EPS: Emergency Power Supply).

La Tabella 20 riporta le caratteristiche principali dell'inverter.

Inverter

HYD 3000 ES



a)



b)

Figura 70. Inverter ibrido HYD 6000 ES di ZCS (a) e sistema di accumulo da 5kWh (b).

Tabella 20. Dati tecnici dell'inverter.

Input DC	
Max potenza DC	3500 W
Max tensione di ingresso	600 V
Tensione nominale di ingresso	360 V
Numero MPPT/stringhe per MPPT	2/1
Intervallo tensione MPPT	90 V / 580 V
Max corrente per MPPT	12 A / 12 A
Output AC	
Potenza nominale	3000 W
Max corrente	13.7 A
Tipologia connessione	Monofase 230 V
Frequenza nominale	50 Hz / 60 Hz
Fattore di potenza	1 (regolabile ± 0.8)
Collegamento batterie	
Tensione nominale	48 V
Max potenza carica/scarica	3000 W
Range temperatura ammessa	-10 °C / 50 °C
Max corrente carica/scarica	65 A (programmabile)
Profondità di scarica DoD	0% / 90 % (programmabile)

I carichi passivi sono simulati con dei reostati variabili del tipo lineare con cursore della ItalOhm, costituiti da tubi cilindrici di porcellana sul quale viene realizzato un avvolgimento resistivo in alluminio. Muovendo il cursore lungo l'apposita guida, è possibile regolare il valore di resistenza dei reostati e, di conseguenza, la potenza assorbita dagli stessi, simulando diverse entità di carico. La scelta di questi componenti è stata effettuata in risposta alle esigenze di semplicità e immediatezza nella simulazione di un carico domestico nonché alle necessità di componenti resistenti e duraturi che possano sopportare lo stress delle prove di laboratorio. Inoltre, il componente rappresenta bene il comportamento della maggior parte dei carichi collegati agli impianti BT di piccole e medie dimensioni che hanno fattore di potenza compreso tra 0.95 e 1.

In totale sono stati acquistati sei reostati da 200 Ω capaci di impegnare ognuno una potenza massima di 1200 W con una corrente massima di 2,4 A. I reostati vengono collegati al banco di prova a mezzo di connettori a puntale e collegati/scollegati comandando la chiusura/apertura dei contattori installati nel quadro elettrico (Figura 83).

Infine, è presente anche un motore asincrono monofase per simulare i carichi ohmico-induttivi. L'entità del carico viene regolata agendo su un apposito regolatore di velocità. La taglia del motore è stata scelta pari a 0,5 kW, compatibile con quella dei carichi presenti presso le comuni utenze domestiche.



Figura 71. Reostati monofase ItalOhm a cursore (a) e pannello per alimentazione reostati (b).



Figura 72. Motore asincrono monofase.

La presenza di una presa per usi civili di tipo UNEL 10/16A e una presa di tipo industriale 230V 2P 16A completano il banco di prova e forniscono la possibilità di collegare altri carichi alle uscite del quadro elettrico di protezione.

4. Analisi dei consumi degli utenti delle isole minori

4.1. Metodologia

Per la determinazione delle caratteristiche dei consumi degli utenti delle isole minori è stato effettuato un'indagine sulla base di un questionario appositamente strutturato per il presente progetto. L'idea è stata quella di individuare un campione di utenti da analizzare al fine di caratterizzare i consumi sulla base dei seguenti elementi:

- Numero di occupanti dell'edificio;
- Numero di camere;
- Caratteristiche della tensione di alimentazione (livello di tensione BT o MT, potenza contrattuale);
- Caratteristiche dell'impianto di produzione dell'ACS;
- Caratteristiche dell'impianto di ventilazione, riscaldamento e condizionamento (HVAC);
- Tipologia di carichi elettrici e numerosità;
- Presenza e caratteristiche dei generatori da fonte rinnovabile;
- Sistemi domotici.

Il questionario è stato diffuso nell'isola di Pantelleria ed è stato compilato da 13 utenti.

Il questionario, realizzato in forma anonima tramite Google form è accessibile tramite il seguente link:

https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLSf2KHeFxI5ikBCCxmax8maFAOcSCXzC - g37KG4Gy7 RAuqPg/viewform?usp=sf_link

Questo è composto da cinque pagine, con un tempo di compilazione di circa 10 minuti:

- nella prima pagina vengono chiesti i dati generali per caratterizzare la tipologia dell'abitazione e la numerosità degli occupanti;
- nella seconda pagina sono presenti domande relative agli impianti tecnologici, presenti o meno nell'abitazione, per la produzione di energia elettrica e acqua calda sanitaria e per il condizionamento degli ambienti;
- nella terza pagina si richiedono informazioni sulla tipologia di fornitura elettrica e sul consumo energetico annuo e la specificazione dei carichi maggiormente rilevanti presenti nell'abitazione quali elettrodomestici;
- nella quarta pagina sono poste delle domande sui sistemi automatici per la Smart Home (presenza nell'abitazione e livello di conoscenza da parte dell'utente);
- nella quinta pagina vengono poste domande sulla conoscenza di alcune nuove tecnologie sostenibili e sulla disponibilità all'installazione di queste nella propria abitazione.

La struttura del questionario è riportata in Allegato 2.

Di seguito sono riportati i risultati del sondaggio.

4.2. Analisi dei questionari

4.2.1. Premessa

Nel presente paragrafo vengono descritte le caratteristiche elettriche delle utenze presenti nell'isola di Pantelleria. Lo studio ha permesso di determinare, per ciascuna tipologia di utenza esaminata:

- 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 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;
- il range di potenza contrattuale;
- i consumi elettrici medi e massimi annui.

Le informazioni ricavate dall'analisi dei questionari e delle bollette degli utenti che hanno aderito al censimento sono di fondamentale importanza per stabilire quali interventi di efficientamento sono più adatti per ciascuna tipologia di utenza, per la caratterizzazione del modello di comunità energetica rinnovabile e per la futura definizione di algoritmi di DR.

Nei paragrafi seguenti sono esaminate le utenze che hanno aderito al censimento, identificate con i codici da R1 a R13.

4.2.2. Caratteristiche generali delle utenze

I questionari sono stati forniti a utenti domestici di vario genere, con numero variabile di persone, domiciliate in edifici siti in contesti diversi e risalenti ad epoche diverse. In Tabella 21 sono riportati i risultati del sondaggio.

Tabella 21. Caratteristiche generali delle 13 utenze elettriche.

Utente	Piani	Stanze	Superficie [m ²]	Magazzini [m ²]	Contesto urbano	Anno di costruzione	Occupanti periodo invernale	Occupanti periodo estivo
R1	2	5	75	20	Centro	1976-1991	1 M - 3 P - 3 S	2 M - 3 P - 3 S
R2	2	8	200	20	Periferia	1976-1991	3 M - 4 P - 4 S	4 M - 4 P - 4 S
R3	1	8	80	60	Periferia	Prima del 1976	1 M - 2 P - 2 S	1 M - 1 P - 1 S
R4	1	3	60	0	Periferia	Dopo il 2005	1 M - 2 P - 2 S	1 M - 2 P - 2 S
R5	2	7	75	0	Centro	Prima del 1976	1 M - 1 P - 1 S	1 M - 1 P - 1 S
R6	1	3	56	30	Periferia	Prima del 1976	2 M - 2 P - 2 S	2 M - 2 P - 2 S
R7	1	7	90	0	Periferia	Prima del 1976	1 M - 2 P - 2 S	1 M - 2 P - 2 S
R8	1	8	97	25	Periferia	Dopo il 2005	0 M - 2 P - 2 S	3 M - 4 P - 4 S
R9	2	7	170	80	Centro	Prima del 1976	1 M - 4 P - 5 S	1 M - 4 P - 5 S
R10	1	3	50	0	Centro	Prima del 1976	0 M - 0 P - 2 S	0 M - 0 P - 2 S
R11	2	10	140	20	Centro	Dopo il 2005	1 M - 2 P - 2 S	1 M - 2 P - 2 S
R12	1	4	120	50	Periferia	Prima del 1976	2 M - 2 P - 2 S	4 M - 4 P - 4 S
R13	1	11	100	43	Centro	Prima del 1976	1 M - 3 P - 4 S	3 M - 3 P - 4 S

M: mattina (dalle 6:00 fino alle 12:00); P: pomeriggio (dalle 12:00 fino alle 18:00); S: sera (dalle 18:00).

Circa il 62% degli edifici è antecedente al 1976, il 15% risale al periodo compreso tra il 1976 e il 1991 e il restante 23% è stato realizzato successivamente al 2005. Il 46% circa è collocato in periferia e il restante 54% in centro.

La superficie media delle abitazioni è di 100 m² (Figura 73) al netto della superficie dei magazzini, presenti nel 69% dei casi. Il numero medio di stanze per appartamento è 6,5 (Figura 74). L'occupazione delle abitazioni nei periodi mattina, pomeriggio e sera, sembra essere poco influenzata dalla stagione. Tuttavia, si noti come il tasso di occupazione delle abitazioni sia maggiore al pomeriggio e alla sera. Questa

condizione giustifica maggiori consumi serali, come rilevato anche dai diagrammi di carico complessivi dell'isola che saranno descritti nel seguito.

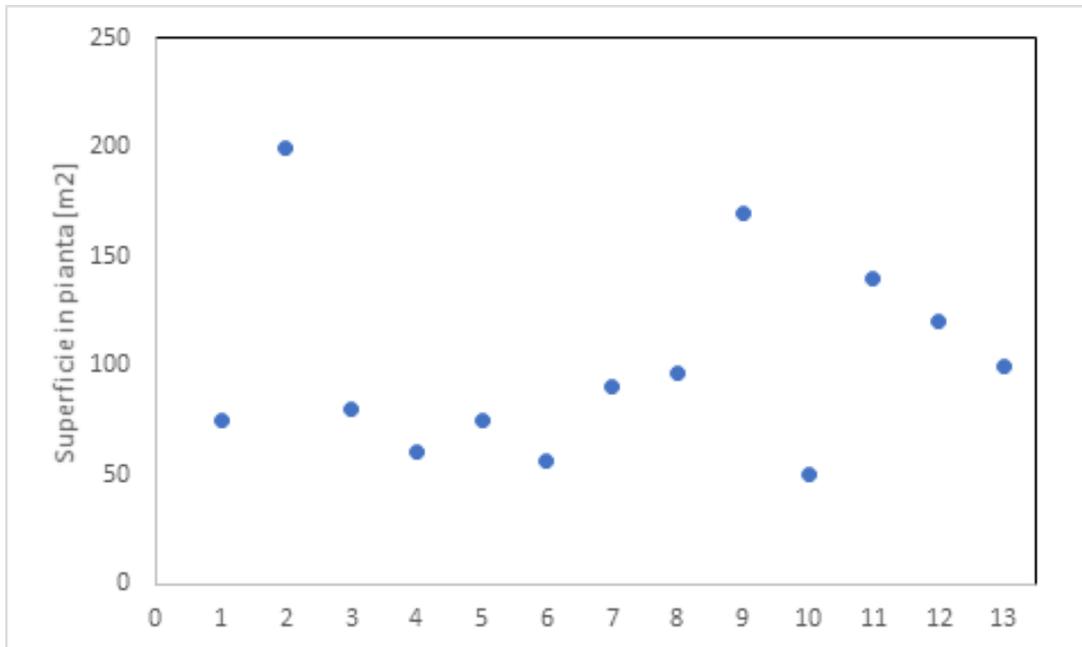


Figura 73. Distribuzione della superficie in pianta tra i 13 appartamenti.

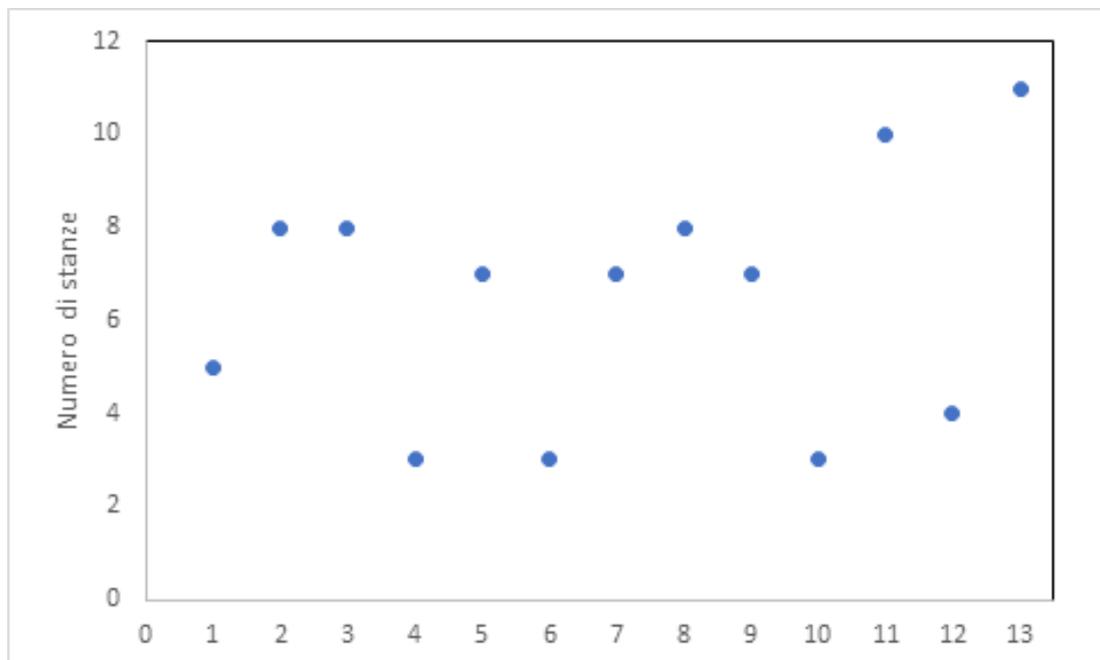


Figura 74. Distribuzione del numero di stanze tra i 13 appartamenti.

4.2.3. Individuazione delle caratteristiche elettriche delle utenze

Le utenze domestiche, indicate con la sigla R1, ..., R13, hanno potenza contrattuale compresa tra 3 kW (54%) e 6 kW (38%), alimentate dalla rete BT monofase, con consumi annuali di energia variabili, con media pari a circa 3342 kWh (Tabella 22 e Figura 75).

Tabella 22. Potenze contrattuali e consumi annui delle utenze domestiche.

Utenza	P [kW]	Consumi [kWh]
R1	3	5000
R2	3	4449
R3	6	5494
R4	3	700
R5	3	2300
R6	3	1895
R7	6	1800
R8	3	2017
R9	6	/
R10	3	2000
R11	4,5	4854
R12	6	6000
R13	6	3594

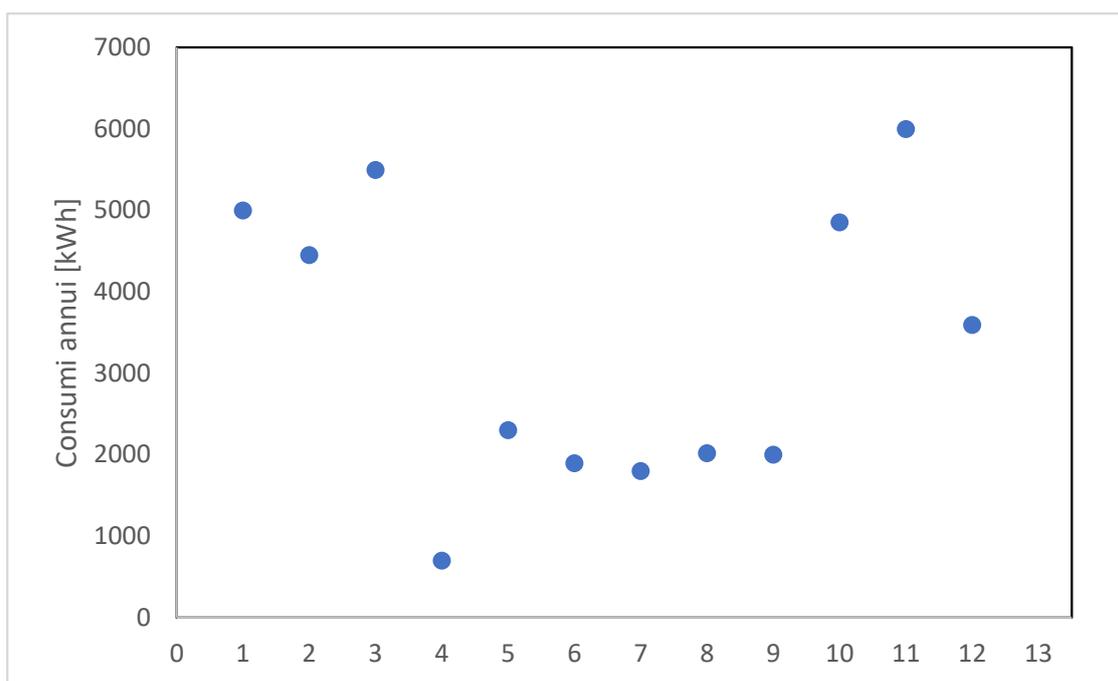


Figura 75. Distribuzione dei consumi annui dei 13 appartamenti.

Nessuna utenza ha impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, né destinati alla vendita né per autoconsumo. Allo stesso modo non sono presenti sistemi di accumulo di energia elettrica di alcun tipo. Pertanto, ai sensi della Norma CEI 0-21, tutte le utenze sono classificabili come “passive”.

Solamente 3 utenze, R7, R9 e R12, presentano un impianto di produzione di ACS tramite pannelli solari e 2 tramite scaldacqua a GPL, R8 e R13, i restanti utilizzano scaldacqua elettrici con capacità che vanno da 30 a 80 litri.

Le tipologie di lampade possedute dagli utenti sono varie, con casi in cui si ha la totale assenza di sorgenti a LED e casi in cui è presente soltanto questa tipologia di lampade. Le tipologie di lampade indicate da ogni utente sono riportate in Tabella 23.

Tabella 23. Tipologie di lampade indicate e utilizzate dagli utenti (I=Incandescenza; L=LED; N=Neon; Alo=Alogena; Alt=Altro).

Utenza	Lampade*
R1	5 I - 4 L
R2	9 I - 4 L - 13 N
R3	26 L
R4	11 L
R5	16 L - 2 N
R6	6 N - 3 Alt
R7	22 L
R8	3 I - 22 L
R9	20 L
R10	6 I - 1 L - 1 N
R11	6 L - 8 N
R12	/
R13	3 I - 18 L - 1 N - 2 Alo - 3 Alt

Solo tre utenti hanno impianti di automazione per il controllo delle luci esterne (R8, R9 e R12).

A parte questa eccezione, che non influenza le conclusioni della presente analisi, gli impianti elettrici possono definirsi “tradizionali” o, più precisamente, di classe D “NON ENERGY EFFICIENT” ai sensi della norma UNI EN 15232 [9].

Infine, per quanto riguarda i sistemi di condizionamento, sia per il raffrescamento che il riscaldamento degli ambienti, si osserva una forte presenza di condizionatori/pompa di calore a split, i quali costituiscono un importante carico elettrico. Di seguito sono riportati i sistemi di condizionamento posseduti dalle utenze (Tabella 24).

Tabella 24. Tipologie di sistemi di condizionamento utilizzati dagli utenti (S=Summer; W=Winter).

Utenza	Riscaldamento
R1	Condizionatore S/W
R2	Condizionatore S/W
R3	Condizionatore S/W
R4	Stufa pellet
R5	Condizionatore S/W
R6	Stufa elettrica
R7	Stufa pellet + condizionatore S
R8	Caldaia pellet
R9	Condizionatore S/W
R10	Condizionatore S
R11	Condizionatore S/W
R12	Condizionatore S/W
R13	Impianto centralizzato S/W

Riassumendo i risultati ottenuti tramite i questionari si evidenzia che:

- il consumo medio degli utenti domestici analizzati è quasi pari a 3500 kWh/anno;
- il consumo massimo è pari a circa 6000 kWh/anno;

- uno dei carichi elettrici più significativi per gli utenti è lo scaldabagno elettrico. Quasi la totalità degli utenti domestici indica il possesso di almeno uno scaldabagno elettrico da 80 litri con assorbimenti tra 1500W e 1800W;
- alcuni utenti utilizzano ancora lampade a incandescenza;
- più della metà degli utenti utilizza, per il condizionamento degli ambienti (riscaldamento e raffrescamento), impianti alimentati tramite energia elettrica;
- costituiscono parte del carico elettrico autoclavi, elettropompe e pompe sommerse.

Si evidenzia come gli utenti domestici aderenti al servizio di maggiore tutela lamentino costi eccessivi dell'energia elettrica sebbene, come rilevato dall'analisi delle bollette, ad essi siano applicate le normali condizioni contrattuali previste dalle leggi nazionali.

In realtà, tali utenze presentano consumi superiori a quelli della media nazionale (2700 kWh/anno) [70]. Ciò è dovuto, prevalentemente:

- all'utilizzo di scaldabagni elettrici, spesso obsoleti, per la produzione di ACS;
- all'utilizzo di condizionatori/pompe di calore a split, anch'essi il più delle volte datati e quindi a basso rendimento, per il riscaldamento invernale e soprattutto per il raffrescamento estivo (complici le più elevate temperature dovute alla latitudine del sito);
- alla bassa classe energetica degli edifici, costruiti prevalentemente in tempi non recenti e senza alcuna attenzione al contenimento dei consumi energetici;
- alla presenza di lampade a incandescenza e alla scarsa diffusione della tecnologia al LED;
- alla presenza di elettropompe per gli impianti idro-sanitari alimentate dagli stessi contatori degli appartamenti;
- alla mancanza di sistemi di automazione e controllo dei carichi elettrici.

4.2.4. Distribuzione territoriale delle utenze elettriche dell'isola di Pantelleria

Con riferimento alla distribuzione delle utenze elettriche dell'isola rispetto alla centrale S.MED.E. si evidenzia che:

- la maggior parte delle utenze domestiche (circa 50% del totale) si trova all'interno del centro urbano principale dell'isola, quindi in vicinanza della stessa centrale di produzione. Tale situazione è molto favorevole dal punto di vista elettrotecnico data la vicinanza tra il baricentro della produzione e il baricentro dei consumi;
- il 15% delle abitazioni costituisce "case sparse", ossia costruzioni disseminate nel territorio comunale a distanza tra loro tale da non poter costituire un nucleo abitato;
- la maggiore quota del carico elettrico si trova nell'area NORD dell'isola, un'altra parte si trova nell'area OVEST e nell'area SUD-EST, mentre le aree centrale e SUD-OVEST sono quelle più scariche.

4.3. Analisi dei diagrammi di carico dell'isola

Il gestore del sistema di generazione e distribuzione dell'energia elettrica dell'isola di Pantelleria, S.MED.E. Pantelleria S.p.A., ha fornito per lo studio alcuni diagrammi di produzione giornalieri la cui analisi è risultata utile al fine di determinare come variano gli assorbimenti elettrici complessivi durante l'anno solare.

I risultati dell'analisi effettuata sono riportati nel grafico di Figura 76 che rappresenta i diagrammi di carico di un giorno tipo dei mesi di gennaio, aprile, agosto, novembre e dicembre (anno di riferimento 2020).

Il picco annuale di potenza generata si ha nel mese di agosto (9,4 MW) mentre il minimo si ha nei mesi di aprile e novembre (3,5 MW). Tra il picco del mese di agosto e quello di novembre c'è un rapporto pari a 2,69. In particolare, si fa notare come nei mesi di aprile e novembre i generatori installati, la cui taglia complessiva è pari a 30 MW, sono sfruttati soltanto al 9%.

Questo da un lato consente di avere una considerevole riserva di potenza, ma dall'altro è indice di uno sfruttamento non ottimale del parco macchine di generazione.

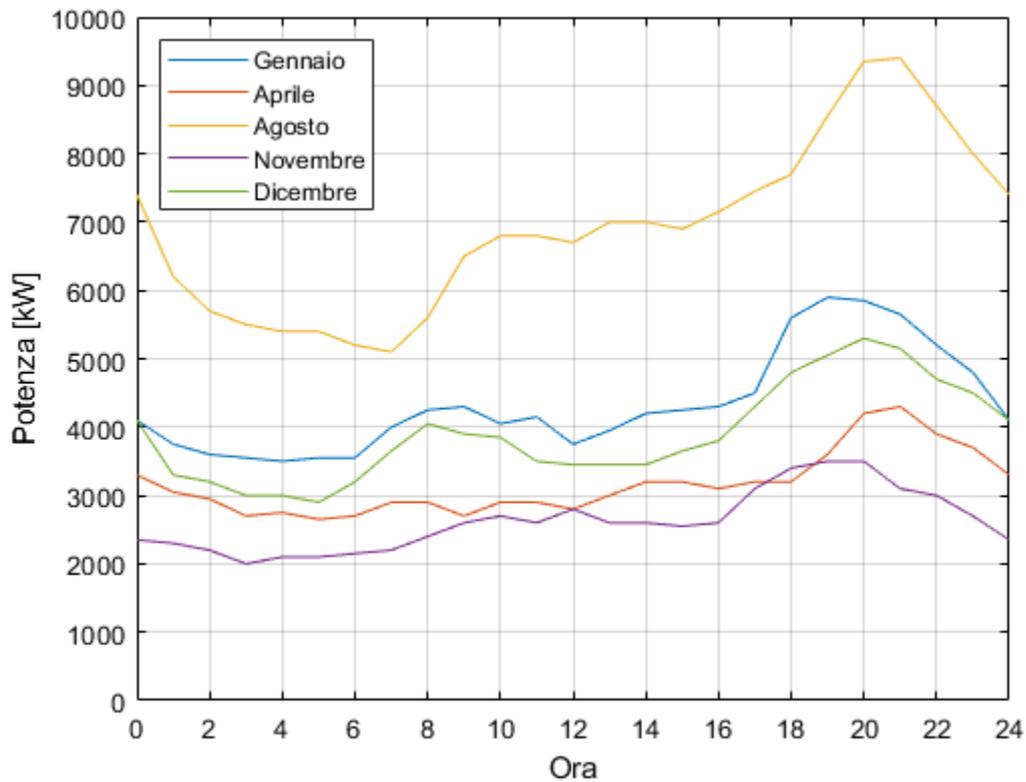


Figura 76. Diagrammi di carico isola di Pantelleria.

Dall'esame degli andamenti riportati in figura si nota che:

- il picco di consumo giornaliero si ha sempre tra le 19:00 e le 21:00, orario in cui si ha il massimo carico per illuminazione, condizionamento, intrattenimento e ristorazione;
- il picco di consumo giornaliero è in media 5,7 MW con massimi di 9,4 MW e un valore minimo di 3,5 MW;
- il consumo va gradualmente diminuendo dalle 22:00 alle 2:00 del mattino, man mano che i pubblici esercizi chiudono;
- nella fascia tra le 10:00 e le 18:00 si ha un assorbimento quasi costante e pari in media a 3 MW nei mesi di gennaio, aprile, novembre e dicembre;
- la presenza di turisti influenza sicuramente i consumi dell'isola, come si vede dal confronto tra i diagrammi estivi e quelli invernali;
- la permanenza serale e pomeridiana degli isolani nelle abitazioni fa crescere i consumi a partire dalle 16:00.

5. Comunità energetiche nelle isole minori

Il presente capitolo si propone di esplorare l'applicabilità del concetto di comunità energetica alle isole minori.

Lo studio è effettuato tenendo conto sia dei dati rilevati dai questionari somministrati (capitolo 4) che dell'analisi dei consumi dell'Isola di Lampedusa effettuati nel precedente triennio, e tenendo conto, ove possibile, delle soluzioni tecniche analizzate nel capitolo 3 per massimizzare i vantaggi economici per i membri e nel contempo minimizzando i consumi energetici.

Definiti gli scenari utili per lo studio, si terrà conto della possibilità di dotare le comunità di sistemi di storage centralizzati per massimizzare l'autoconsumo o di utilizzare l'energia per favorire la mobilità elettrica nell'isola, dato che gli attuali scenari energetici al 2030 prevedono una significativa diffusione di veicoli elettrici nel territorio italiano.

Il capitolo affronta il problema delle CE in un contesto isolano prendendo spunto dalla possibilità di creazione di una comunità energetica nell'isola di Pantelleria ed analizzando i risultati delle analisi energetiche condotte su tale comunità.

A valle dello studio, saranno definiti degli scenari di gestione dei carichi elettrici e termici e dei generatori degli utenti per costituire delle piccole comunità energetiche nelle isole minori.

5.1. *Analisi del contesto urbano*

L'isola di Pantelleria, situata a circa 100 km a sud-ovest dalle coste siciliane e 70 km a est della Tunisia, presenta un'estensione di poco più di 80 km² e ha una popolazione di 7683 abitanti (al 1° gennaio 2020, dati ISTAT [71]). L'isola è suddivisa in numerose frazioni (localmente dette "contrade"), diffuse su tutto il territorio, delle quali le più importanti per numero di abitanti sono:

- Pantelleria centro;
- Scauri;
- Rekhale;
- Khamma;
- Tracino.

Da queste cinque frazioni principali è possibile individuare tre centri abitati, individuati nella Figura 77. È all'interno dei centri urbani che si ipotizzerà la creazione di una comunità energetica. In particolare, nel seguito, si prenderà in esame la frazione di Pantelleria centro.

5.2. *Finalità delle comunità energetiche nelle isole minori*

Le isole minori sono un contesto ideale per lo sviluppo di comunità energetiche per vari motivi. Prima di tutto, la produzione di energia elettrica delle isole minori è interamente (o quasi) basata sull'utilizzo di gasolio, altamente inquinante e, a causa dei costi di trasporto dalla terra ferma, normalmente più costoso che nel resto della penisola.

In secondo luogo, il sistema di produzione prevalente dell'acqua calda sanitaria degli utenti residenziali è lo scaldacqua elettrico, nella maggior parte dei casi di vecchia generazione, che incide per circa il 30% [72] dei consumi elettrici di una famiglia a causa della bassa efficienza e della mancanza di un sistema di regolazione e controllo automatico destinato alla sua gestione.

Ancora, gli edifici, di vecchia costruzione, hanno prestazione energetica molto bassa dovuta a coefficienti di trasmittanza termica elevati e ciò determina un aggravio dei consumi per il riscaldamento e il raffrescamento ambiente.

Un'altra causa di maggiori consumi sia per il riscaldamento/raffrescamento ambiente che per la produzione di acqua calda sanitaria è l'utilizzo poco accorto che spesso, purtroppo, i turisti fanno dei servizi offerti dalle strutture residenziali di tipo B&B.

Tutti questi fattori insieme determinano consumi pro-capite superiori a quelli della media nazionale con picchi estivi considerevoli. In questo contesto, la creazione di una comunità energetica, o di schemi di autoconsumo collettivo, può contribuire notevolmente a ridurre i consumi elettrici e la correlata spesa annuale del nucleo familiare per l'approvvigionamento energetico, favorire la riduzione della produzione

delle centrali a gasolio, consentire una loro gestione ottimizzata e, conseguentemente, ridurre le emissioni di gas climalteranti.



Figura 77. Individuazione dei tre centri abitati di Pantelleria.

Infatti, la comunità energetica, attraverso l'uso più razionale delle risorse energetiche distribuite, il ricorso ad impianti per la produzione di acqua calda sanitaria o condizionamento più efficienti e di minore taglia complessiva (attraverso la centralizzazione dei servizi), il controllo dei carichi e dei sistemi di accumulo elettrico, la creazione di investimenti collettivi per la realizzazione di impianti di generazione distribuita o sistemi di ricarica di veicoli elettrici e l'ottimizzazione del profilo di potenza di un aggregato sufficientemente grande di utenze a valle di una cabina MT/BT, presenta tutte le caratteristiche per operare una trasformazione radicale delle abitudini di consumo e degli schemi di produzione delle isole minori.

Tuttavia, affinché la formazione di una comunità energetica in un'isola minore contribuisca efficacemente al perseguimento degli obiettivi del DM 14/02/2017, consentendo contemporaneamente agli utenti di recuperare gli investimenti per il revamping degli impianti e l'installazione di generatori rinnovabili e sistemi di accumulo, è necessario uno studio di fattibilità preliminare basato sulle peculiari caratteristiche delle utenze elettriche isolate.

Pertanto, nel seguito, individuata una possibile area per la formazione di comunità energetica nell'isola di Pantelleria e partendo dai dati forniti dal gestore di rete S.MED.E e da quelli raccolti attraverso i questionari

somministrati agli abitanti dell'isola, viene messa a confronto la situazione attuale con una situazione ideale in cui tutti gli utenti dell'area individuata partecipano alla formazione della comunità energetica.

Le valutazioni energetiche riportate nel seguito si basano sui reali dati climatici e di consumo elettrico dell'isola di Pantelleria e sulle attuali tariffe elettriche applicate. Laddove i dati relativi all'isola di Pantelleria non sono stati reperiti, si è fatto ricorso ai dati precedentemente raccolti per l'isola di Lampedusa, dato che l'esito del sondaggio effettuato attraverso la somministrazione dei questionari e l'analisi dei profili complessivi delle due isole mostrano forti somiglianze tra i due sistemi energetici.

5.3. Esempio di comunità energetica nell'isola di Pantelleria

Data l'assenza di condomini di dimensioni significative ai fini del presente studio, si è optato per un modello di consumo condiviso comprendente diversi utenti alimentati in bassa tensione e sottostanti la stessa cabina MT/BT.

Viste anche le finalità sociali delle comunità energetiche, il modello proposto per le CE nelle isole minori si basa su una visione di comunità che vive intorno ad uno stesso luogo: una piazza, una via, etc.

Pertanto, si è esaminato il centro di Pantelleria alla ricerca di un'area con queste caratteristiche.

L'area individuata e presa in esame per la simulazione di una CE 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 78).

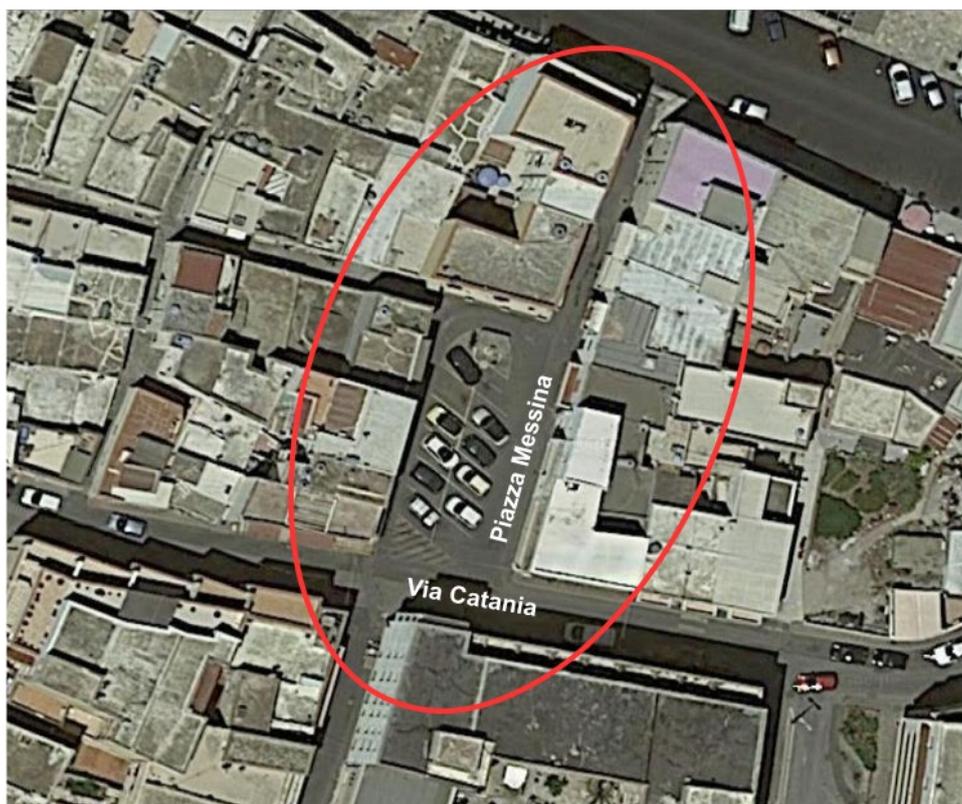


Figura 78. Individuazione dell'area.

Il parcheggio, centro di aggregazione della CE, può contenere all'incirca dodici automobili e potrebbe ospitare dei punti di ricarica di auto elettriche da integrare nella CE (Figura 79).



Figura 79. Parcheggio per le auto.

Secondo le informazioni fornite da S.MED.E, la zona considerata è totalmente alimentata dalla cabina elettrica MT/BT prefabbricata n° 131, sita in Via Napoli (Figura 80). La cabina è alimentata a sua volta dalla linea MT n. 3 dell'isola.



Figura 80. Cabina elettrica n. 131 che alimenta l'area individuata.



Figura 81. Individuazione della cabina.

Gli edifici sono costituiti da palazzine (Figura 82); ne sono state individuate dieci:

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

Gli edifici sono adibiti, per lo più, ad uso abitativo con alcune attività commerciali al piano terra.

In totale sono presenti venti ingressi indipendenti, dei quali due in Via Catania e i restanti in Piazza Messina.

Tra questi è possibile individuare:

- N. 1 gelateria;
- N. 1 centro scommesse;
- N. 1 agenzia immobiliare;
- N. 1 distributore di acqua potabile self service;
- N. 1 magazzino (attualmente non utilizzato);
- N. 1 negozio di abbigliamento;
- N. 1 parrucchiere;
- N. 26 abitazioni private.

Dall'esame dei luoghi si evince l'utilizzo di impianti di condizionamento: due unità di condizionamento sono a servizio della gelateria, una del distributore di acqua potabile, una del negozio di abbigliamento e le restanti quattro al servizio di abitazioni private (Figura 83).

Tali rilievi sono utili alla simulazione del carico elettrico della comunità.



Figura 82. Alcuni edifici dell'area individuata.



Figura 83. Alcuni esempi di unità esterne per impianti di condizionamento.

5.4. Metodologia applicata

La metodologia applicata si basa sui seguenti passi:

- Analisi dei questionari e determinazione dei parametri della simulazione;
- Applicazione di una metodologia Montecarlo per la determinazione dei profili di carico elettrico delle utenze dell'area individuata nello scenario base;
- Analisi dei consumi elettrici degli utenti dell'area individuata;
- Dimensionamento di un sistema di produzione centralizzato di ACS sulla base delle necessità degli utenti domestici;
- Dimensionamento di un impianto di generazione del tipo solare fotovoltaico a servizio della comunità energetica;
- Analisi dei consumi elettrici degli utenti della comunità energetica individuata e calcolo degli incentivi ottenibili per l'energia condivisa;
- Confronto tra gli scenari.
- Definizione degli scenari di gestione dei carichi elettrici e termici e dei generatori degli utenti per costituire delle piccole comunità energetiche nelle isole minori.

5.4.1. Analisi dei questionari e determinazione dei parametri della simulazione

Per quanto riguarda l'analisi dei questionari si rimanda al capitolo 4. I dati raccolti sono utilizzati come dati di input per le simulazioni.

5.4.2. Applicazione di una metodologia Montecarlo per la determinazione dei profili di carico elettrico delle utenze dell'area individuata nello scenario base

La fase iniziale dello studio vede la costruzione del profilo di potenza di ogni singolo utente domestico dell'area individuata.

Il profilo del generico utente domestico viene calcolato applicando una metodologia Montecarlo sulla base dei dati rilevati dai questionari. I questionari hanno infatti permesso di rilevare i carichi elettrici presenti presso le abitazioni degli utenti di Pantelleria e i consumi medi annuali. Ad ognuna delle 26 abitazioni vengono attribuite le caratteristiche presenti in uno dei questionari sia in termini di consumo medio annuo, che di potenza installata, che di utilizzatori elettrici presenti.

A partire da questi dati e utilizzando delle probabilità medie estive ed invernali di utilizzo di ciascun carico elettrico [73] – [75] vengono calcolati i profili di potenza giornalieri per ogni mese dell'anno e per ognuno degli utenti domestici.

Per quanto riguarda gli utenti commerciali e gli altri utenti presenti nell'area, il profilo di carico viene ipotizzato sulla base di profili di assorbimento tipici presenti in letteratura e di misure effettuate dall'Università di Palermo su utenze simili.

La metodologia Montecarlo è utilizzata anche per il calcolo dei consumi elettrici degli scaldacqua.

Ogni utente domestico è caratterizzato da una precisa curva di prelievo di acqua calda sanitaria e da uno scaldacqua elettrico con una data capacità e una corrispondente potenza elettrica. In questo studio, capacità e potenze sono associate in base a valori medi di mercato secondo quanto riportato in Tabella 25.

Tabella 25. Capacità in litri e potenza di taglia degli scaldacqua considerati nell'analisi.

Capacità [l]	Potenza nominale [W]
30	1200
50	1500
80	1500
100	1800

In mancanza di dati specifici per l'isola di Pantelleria, il profilo di prelievo giornaliero di ACS viene determinato sulla base dei rilievi sperimentali effettuati da ENEA per l'isola di Lampedusa durante i

precedenti progetti di Ricerca di Sistema [72]. Come precedentemente accennato, le due isole, infatti, hanno caratteristiche molto simili sia per abitudini degli abitanti, che per dati climatici, che per quanto riguarda l'andamento orario dei consumi elettrici.

Per fare ciò viene implementato in ambiente Matlab il modello termico dello scaldacqua elettrico partendo dalle equazioni che esprimono il bilancio termico del dispositivo. In particolare, il consumo energetico dello scaldacqua dipende dai seguenti fattori:

- l'istante di funzionamento "t" considerato (in questo caso, l'intervallo di un minuto considerato);
- il volume del serbatoio di accumulo;
- la quantità d'acqua calda prelevata "V_{ACS}(t)" durante l'intervallo di tempo t;
- la temperatura di setpoint dell'acqua accumulata "T_{set}";
- i valori limite della temperatura del serbatoio impostati per l'accensione/spegnimento della resistenza;
- la temperatura dell'acqua fredda in ingresso "T_{in}(t)";
- il consumo di energia elettrica in stand-by;
- le dispersioni termiche dell'involucro dello scaldacqua, queste legate alla temperatura dell'ambiente di installazione e a quella dell'acqua accumulata.

Le grandezze sopra elencate, opportunamente elaborate, permettono di sviluppare un modello attendibile e realistico per simulare il comportamento del dispositivo. Per ognuna delle grandezze sopra elencate è necessario conoscere la distribuzione probabilistica nelle 24 ore, a partire dalla quale si procede all'applicazione del metodo denominato Montecarlo. Tale metodo permette la generazione dei valori delle grandezze fisiche che regolano il comportamento del dispositivo, attraverso la distribuzione probabilistica di ogni singola grandezza presa in considerazione e l'utilizzo del valore medio "ū" e della deviazione standard "σ". Di seguito si riporta una breve descrizione del metodo.

Il metodo Montecarlo è articolato nel seguente modo:

- suddivide le 24 ore in un numero elevato di intervalli di tempo della stessa durata "Δt_i"; ai fini della nostra simulazione gli intervalli sono stati 1440 ciascuno di durata pari a un minuto;
- genera un numero casuale "u" uniformemente distribuito nell'intervallo $\bar{u}-3\sigma \leq u \leq \bar{u}+3\sigma$;
- processa la funzione $f(u) = (1/\sigma\sqrt{2\pi}) \cdot \exp[-(u-\bar{u})^2/2\sigma^2]$; poco leggibile
- genera un secondo numero casuale "v" uniformemente distribuito nell'intervallo $0 \leq v \leq 1/\sigma\sqrt{2\pi}$;
- confronta f(u) e v. Dal confronto:
 - se $f(u) > v$, il primo valore che era stato generato "u" è accettabile e il processo termina. Il valore "u" è ritenuto accettabile in quanto si trova all'interno della curva normale di distribuzione definita dai valori \bar{u} e σ specificati per la grandezza caratteristica sotto processo (T_{set}, T_{in}, ...): il valore ottenuto può quindi essere assegnato alla corrispondente grandezza e l'algoritmo può passare al processo della successiva grandezza;
 - se $f(u) \leq v$, il primo valore che era stato generato è scartato ed il processo viene nuovamente ripetuto generando un nuovo numero "u₁", il processo termina non appena si verifica la condizione del punto precedente.

Tramite questa logica è possibile assegnare un valore probabilistico a tutte le grandezze che variano in modo non prevedibile.

In Figura 84 è mostrato il diagramma di flusso del metodo sopra descritto.

Il modello di simulazione viene completato considerando le condizioni di prelievo di ACS dallo scaldacqua. In particolare, per ogni intervallo temporale "Δt_i", considerato nella simulazione, è necessario determinare se si ha prelievo di acqua da parte dell'utente e di quale entità e di conseguenza determinare il corrispondente assorbimento di potenza da parte dello scaldacqua.

A partire dal consumo elettrico medio dello scaldacqua dell'utente di Lampedusa riportato in [72], e nota la quantità di ACS media prelevata e la temperatura dell'accumulo (60 °C), attraverso un procedimento a tentativi viene determinata la distribuzione probabilistica di consumo di ACS durante la giornata che dà luogo al profilo che più si avvicina a quello elettrico medio rilevato sperimentalmente e riportato in [72].

In Figura 85 è rappresentata la probabilità di consumo in termini percentuali di ACS a 60 °C per l'utente medio di Lampedusa e viene attribuito lo stesso profilo all'utente medio di Pantelleria, date le similitudini tra le due isole.

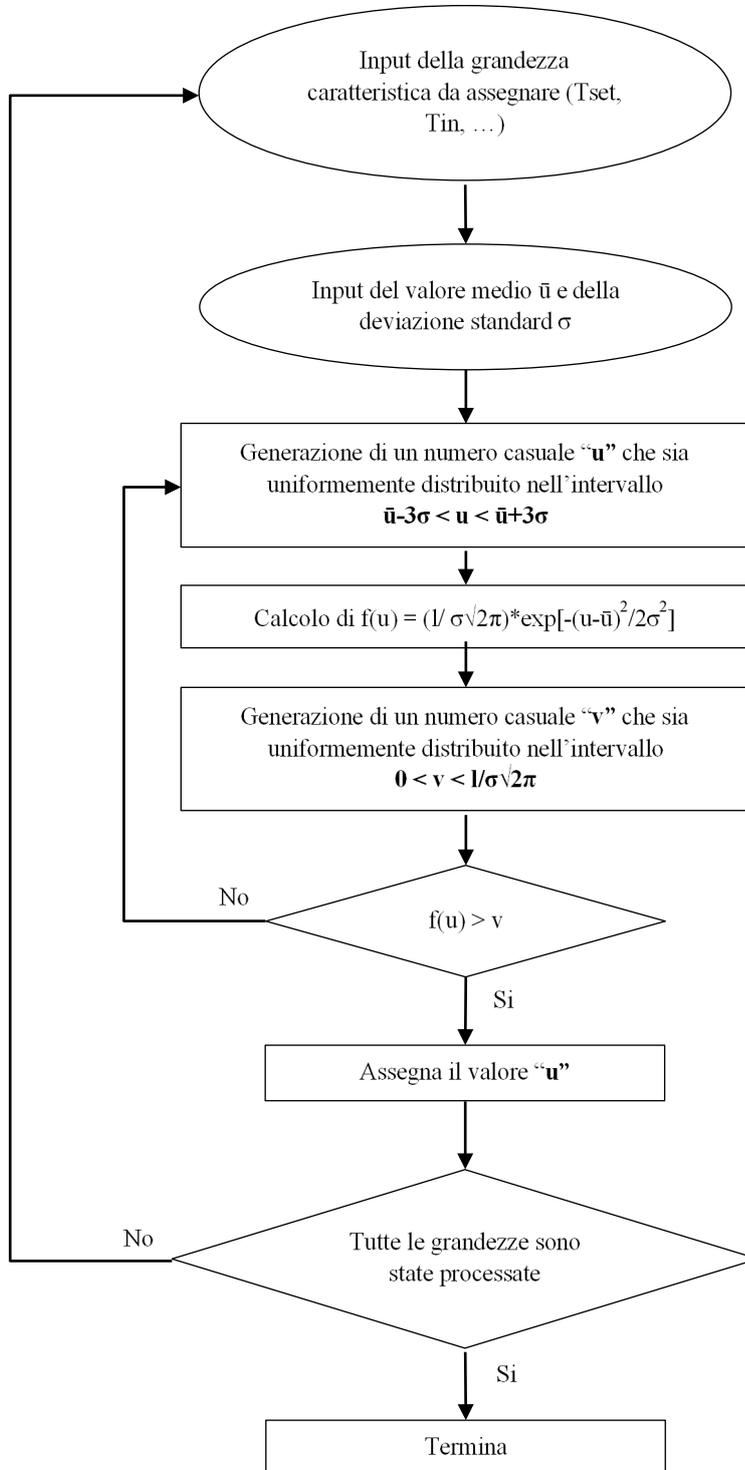


Figura 84. Diagramma di flusso per l'applicazione del metodo Montecarlo.

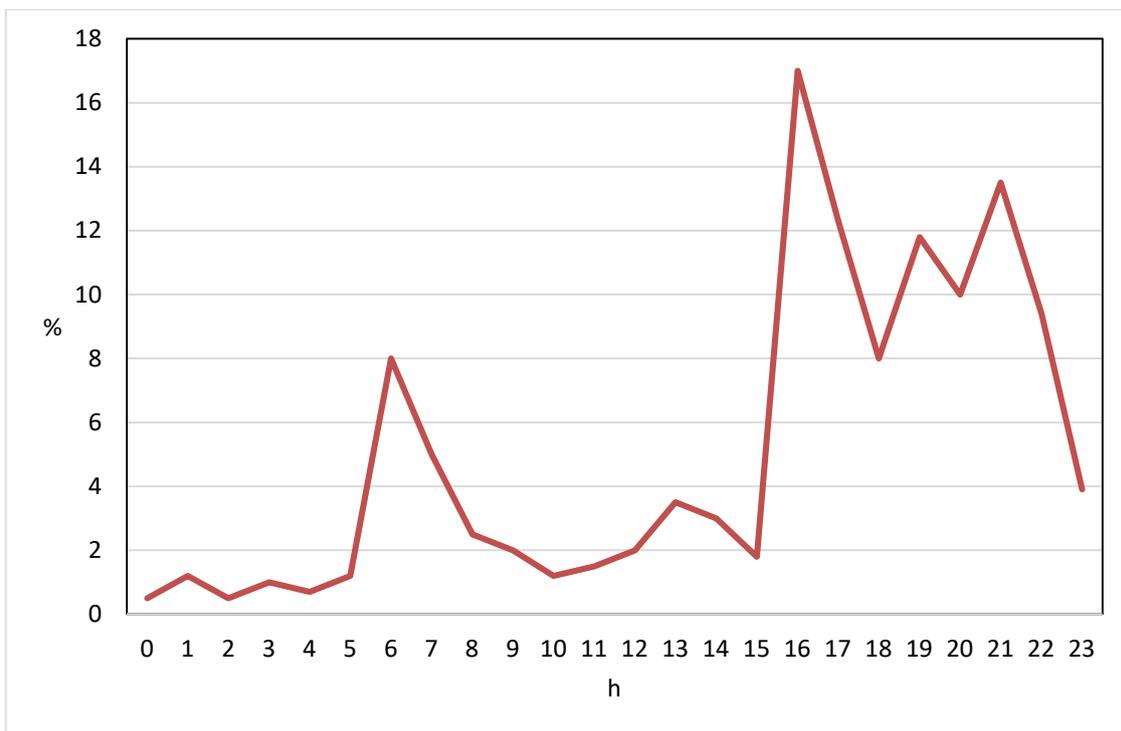


Figura 85. Probabilità % di consumo di ACS nelle 24 ore per l'isola di Pantelleria.

È da precisare che per diverse nazioni sono disponibili in letteratura diverse probabilità di consumo di ACS, le quali, tuttavia, non sono state prese in considerazione in questa analisi in quanto le condizioni climatiche dell'isola di Pantelleria non trovano analogie con condizioni climatiche degli Stati per i quali i dati sono disponibili. A titolo di esempio si vuole mostrare in Figura 86 il confronto tra la probabilità di consumo elaborata per l'isola di Lampedusa e quella prevista a livello Europeo.

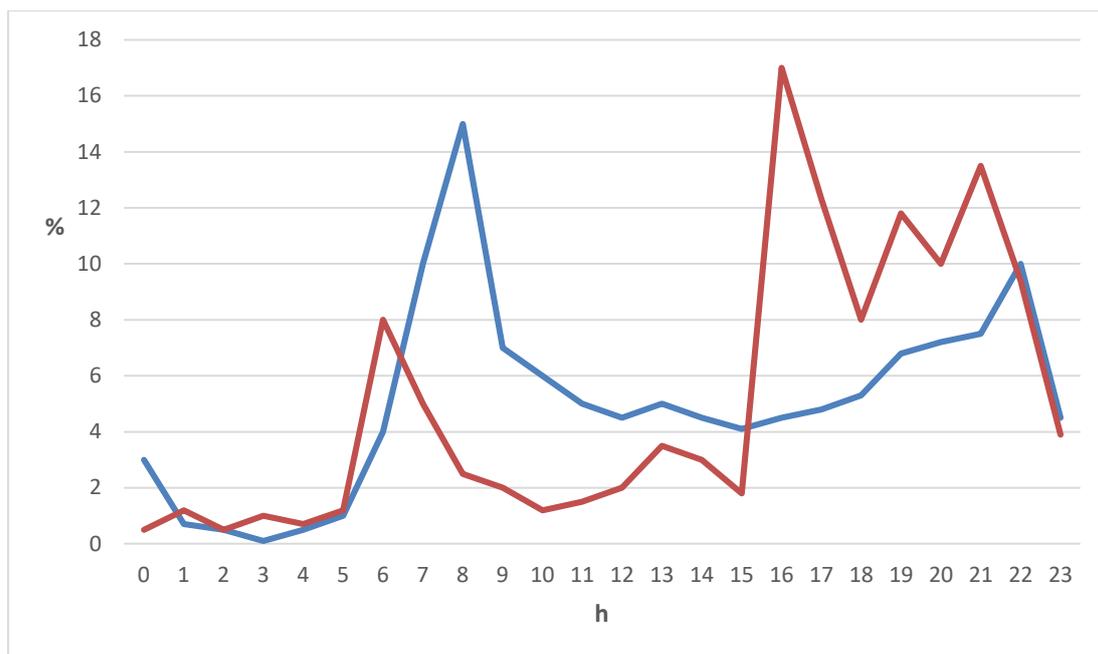


Figura 86. Probabilità % di consumo di ACS nelle 24 ore (in azzurro la media Europea, in arancio Pantelleria).

A livello europeo si riscontra un maggior consumo di Acqua Calda Sanitaria (ACS) nelle ore mattutine, precisamente nella fascia oraria 07:00-08:00, e nelle ore serali nella fascia oraria 21:00-22:00. Analizzando i consumi di energia dello scaldacqua elettrico monitorato si è invece constatato che il consumo di ACS sulle piccole isole avviene prevalentemente durante il pomeriggio e la sera. Tale circostanza è confermata anche dagli elevati picchi serali che contraddistinguono il profilo di potenza delle piccole isole (in generale e in particolare di Pantelleria) e che denotano un maggiore utilizzo di carichi power-intensive (come gli scaldacqua elettrici) a partire dal secondo pomeriggio.

In particolare, i dati riguardanti i consumi dello scaldacqua (vedi Figura 86) mostrano un maggior consumo nelle ore postmeridiane, si registra il picco massimo tra le 16:00 e le 17:00, mentre nelle ore antimeridiane si verifica un consumo abbastanza attenuato presentando un picco intorno alle ore 6:00.

Il profilo medio di consumo di acqua calda sanitaria viene considerato nelle simulazioni con il metodo Montecarlo, ciò vuol dire che tale profilo è interpretato come profilo di probabilità di prelievo dello scaldacqua. Questa probabilità determina il valore della variabile $V(\Delta t_i)$ del modello termodinamico la quale rappresenta il volume di acqua prelevato durante l'intervallo di tempo Δt_i considerato. Il procedimento seguito per determinare se nell'intervallo Δt_i si ha prelievo di ACS dallo scaldacqua è articolato nel modo seguente:

- si valuta la probabilità di prelievo $p(\Delta t_i)$ sul profilo di consumo medio;
- si genera un numero casuale u , uniformemente distribuito nell'intervallo $0 \leq u \leq 100$;
- si confrontano $p(\Delta t_i)$ e u . Dal confronto:
 - se $p(\Delta t_i) < u$ non ci sarà prelievo di ACS nell'intervallo considerato;
 - se $p(\Delta t_i) \geq u$, si avrà un prelievo pari a una precisa quantità legata alla taglia dello scaldacqua.

In Figura 87 è mostrato il diagramma di flusso del metodo appena descritto.

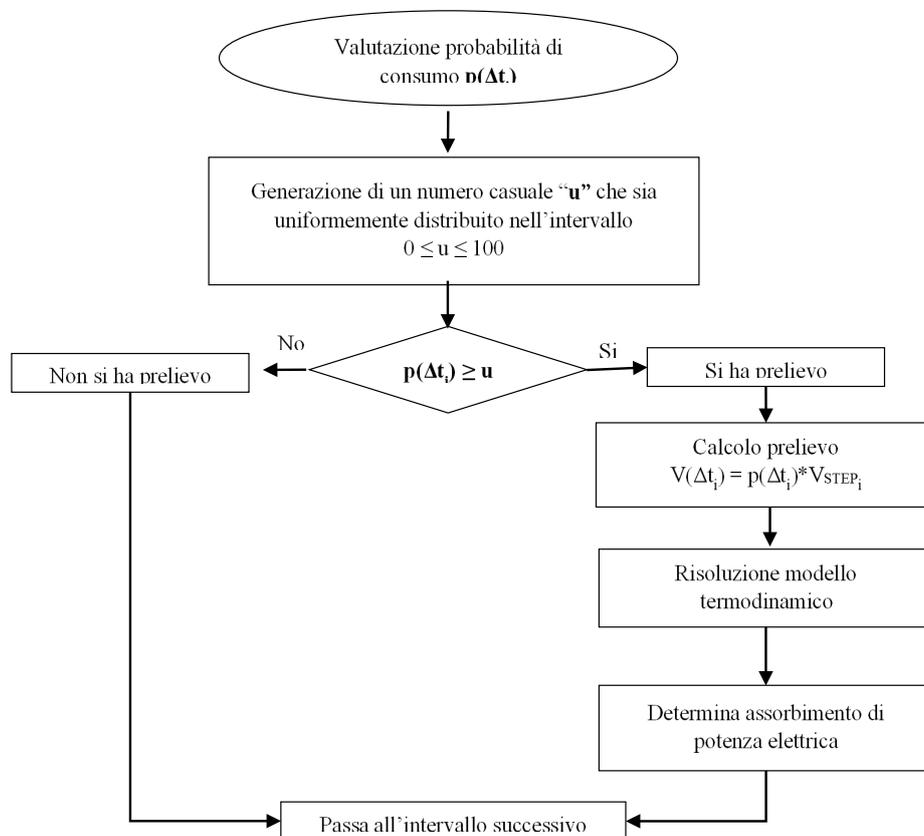


Figura 87. Diagramma di flusso per la determinazione del profilo di assorbimento di potenza.

Il prelievo di ACS $V(\Delta t_i)$ nell'intervallo Δt_i è ottenuto dalla formula:

$$V(\Delta t_i) = p(\Delta t_i) \cdot V_{STEP_i}$$

V_{STEP_i} è dipendente dalla taglia dello scaldacqua considerato.

$$p_m \sum_{i=0}^T p(\Delta t_i) \cdot V_{STEP_i} = V_{TOT}$$

T è il tempo totale di simulazione pari a 24 ore;

p_m è il valore medio del profilo di consumo nel tempo totale considerato;

V_{TOT} è il consumo complessivo giornaliero di acqua calda sanitaria.

5.4.3. Analisi dei consumi elettrici degli utenti dell'area individuata

Una volta determinato il profilo di potenza di ciascun utente, viene calcolato il profilo di potenza complessivo dell'aggregato, che rappresenterà il profilo base per le successive analisi. Viene considerato un giorno tipo per ogni mese.

5.4.4. Dimensionamento di un sistema di produzione centralizzato di ACS sulla base delle necessità degli utenti domestici

Un primo intervento per migliorare l'efficienza energetica della comunità di utenti è la sostituzione degli scaldacqua elettrici con un sistema di produzione di ACS del tipo centralizzato a PdC. Data la collocazione delle utenze nell'area scelta, non è possibile pensare di utilizzare un'unica PdC per tutti gli edifici. Pertanto, si installeranno più sistemi centralizzati in funzione del numero di appartamenti serviti.

Il dimensionamento di ciascuna PdC viene effettuato sulla base del prelievo complessivo degli utenti serviti. Si assume che la PdC centralizzata al servizio di ciascun gruppo di utenti sia alimentata da un proprio contatore.

5.4.5. Dimensionamento di un impianto di generazione del tipo solare fotovoltaico a servizio della comunità energetica

Si ipotizzi la possibilità di realizzare un impianto fotovoltaico al servizio della comunità energetica sfruttando le superfici libere dei tetti degli edifici. A titolo cautelativo, si assume di utilizzare soltanto il 30% dello spazio disponibile.

Per il calcolo della produzione fotovoltaica si assume un rendimento globale del sistema pari al 75% e la radiazione solare media giornaliera determinata dal sito PV-GIS per Pantelleria [76].

5.4.6. Analisi dei consumi elettrici degli utenti della comunità energetica individuata e calcolo dei costi complessivi per l'approvvigionamento di energia elettrica in un anno per gli utenti residenziali

L'analisi dei consumi energetici della comunità viene effettuata applicando la metodologia Montecarlo descritta in precedenza ma considerando la presenza delle PdC e dell'impianto fotovoltaico. Anche il consumo elettrico della PdC è determinato con metodologia Montecarlo applicata considerando i dati tecnici delle macchine dimensionate al punto 5.4.2.

Viene calcolato infine il profilo medio giornaliero della comunità per le successive valutazioni riguardanti l'applicabilità di eventuali azioni di Demand Response.

5.4.7. Confronto tra gli scenari

Lo scenario di partenza verrà confrontato da un punto di vista energetico ed economico con lo scenario in cui l'aggregato di utenze si configura come una comunità energetica. In particolare, sarà calcolato il risparmio energetico annuo, la riduzione delle emissioni di CO₂, il minor costo di approvvigionamento dell'energia elettrica, i costi esterni evitati.

5.4.8. Definizione degli scenari di gestione dei carichi elettrici e termici e dei generatori degli utenti per costituire delle piccole comunità energetiche nelle isole minori

Sulla base dei risultati ottenuti dalla precedente analisi, viene valutata la possibilità di implementare eventuali azioni di Demand Response sui carichi elettrici e termici per migliorare il profilo di potenza della comunità energetica, massimizzare l'autoconsumo ed eventualmente fornire servizi al distributore.

5.5. Risultati dello studio

5.5.1. Scenario 0 - scenario base

Come illustrato precedentemente, utilizzando la metodologia Montecarlo si è proceduto alla determinazione dei profili di potenza delle utenze non domestiche e di quelle domestiche per i 12 mesi nello scenario base, modellizzato a partire dai dati raccolti dai questionari analizzati e tenendo conto dell'attuale stato dei luoghi.

Per la determinazione di tali diagrammi, si sono assunte probabilità di utilizzo dei carichi diverse per estate ed inverno, come indicato in [75]. Non conoscendo le potenze di targa degli utilizzatori presenti, per le simulazioni si è fatto riferimento a dati tipici presenti in letteratura, optando, laddove era possibile la scelta tra più valori in un dato range, per delle soluzioni che hanno consentito di avere un consumo medio dell'utente dell'aggregato prossimo a quello medio rilevato dai questionari somministrati. In Figura 88 sono rappresentati, a titolo di esempio, i profili giornalieri ricavati, per ogni mese, per un utente della comunità sprovvisto di scaldacqua elettrico, con la metodologia Montecarlo.

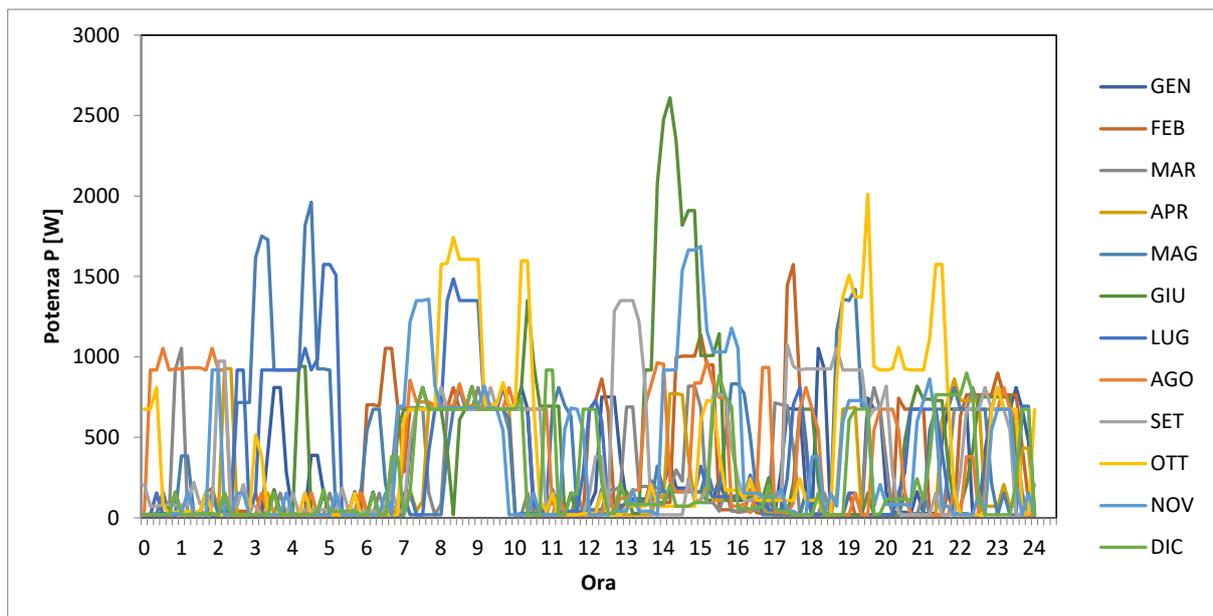


Figura 88. Profili giornalieri di potenza dell'appartamento n. 26 sprovvisto di scaldacqua elettrico.

La Figura 89 confronta il diagramma medio giornaliero, ottenuto come media aritmetica dei diagrammi relativi ai singoli mesi, per un'abitazione con scaldacqua elettrico e una senza. Si nota come la presenza dello scaldacqua elettrico sia in grado di modificare in modo significativo i consumi nella prima parte della mattina (intorno alle 6:00 a.m.) e nel pomeriggio a partire dalle 16:30 circa.

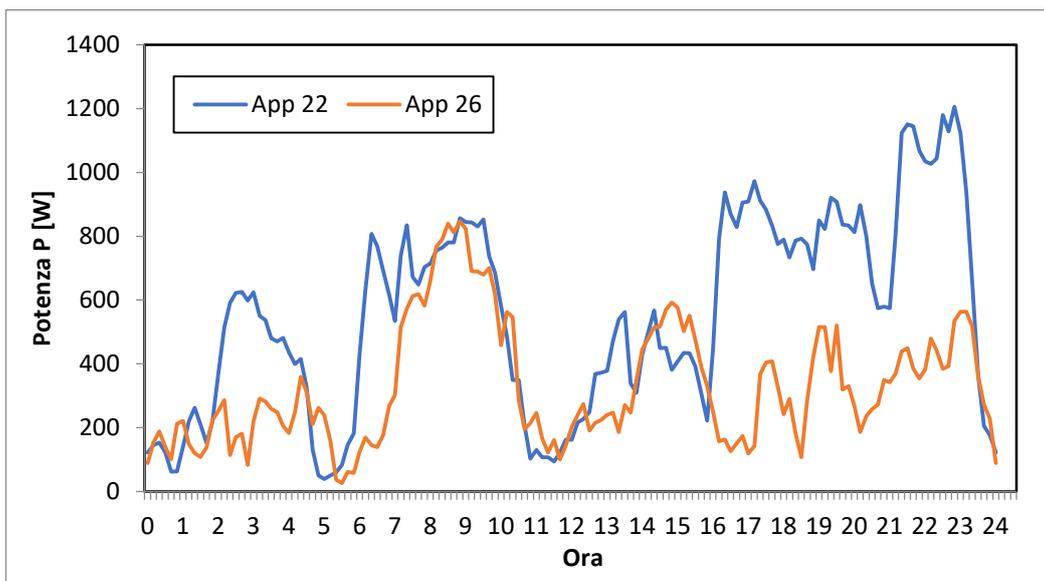


Figura 89. Confronto tra i profili medi giornalieri di un appartamento con e senza scaldacqua elettrico (rispettivamente App 22 e App 26 in figura).

I diagrammi mensili dell’aggregato di 26 appartamenti presentano invece nello scenario base (Scenario 0) i profili di potenza rappresentati in Figura 90.

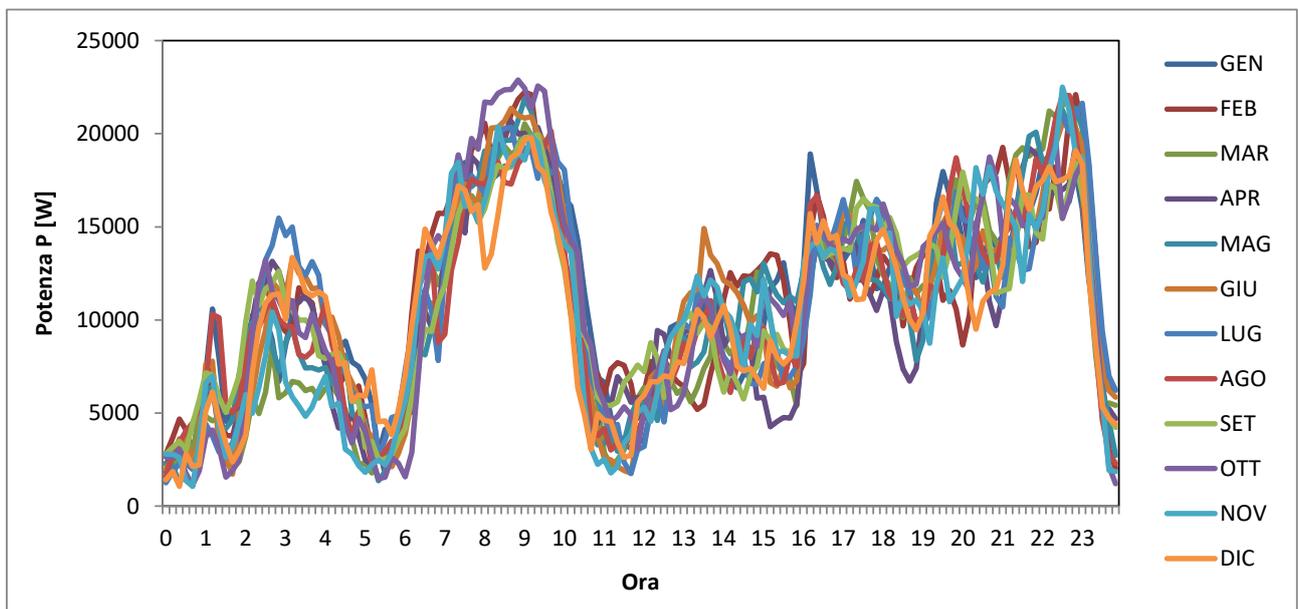


Figura 90. Profili di potenza giornalieri aggregati delle 26 utenze domestiche nello scenario 0.

I picchi giornalieri e il consumo complessivo dell’aggregato di utenze domestiche per lo scenario 0 sono riportati, mese per mese nella Tabella 26.

Tabella 26. Picchi di potenza e consumi di energia giornalieri.

MESE	Picco di potenza [kW]	Consumo giornaliero [kWh]
GEN	19,80	266,19
FEB	22,23	273,58
MAR	22,05	250,04
APR	20,65	250,14
MAG	21,89	259,97
GIU	21,36	267,74
LUG	21,64	264,73
AGO	22,05	254,60
SET	19,96	261,17
OTT	22,88	265,88
NOV	22,50	248,18
DIC	19,80	253,18

Il resto delle utenze dell'area è costituito da:

- N. 1 gelateria;
- N. 1 centro scommesse
- N. 1 agenzia immobiliare;
- N. 1 distributore di acqua potabile self service;
- N. 1 negozio di abbigliamento;
- N. 1 parrucchiere;
- N. 3 lampade SAP da 250W ciascuna per illuminazione della piazzetta.

Il loro assorbimento viene caratterizzato da un diagramma estivo (per i mesi da maggio ad ottobre) ed invernale (per i restanti mesi) tipico per utenze commerciali e rappresentato in Figura 91. Il diagramma estivo presente una dissimetria rispetto a quello invernale in quanto si è voluto tenere conto della chiusura della gelateria intorno a mezzanotte in tali mesi.

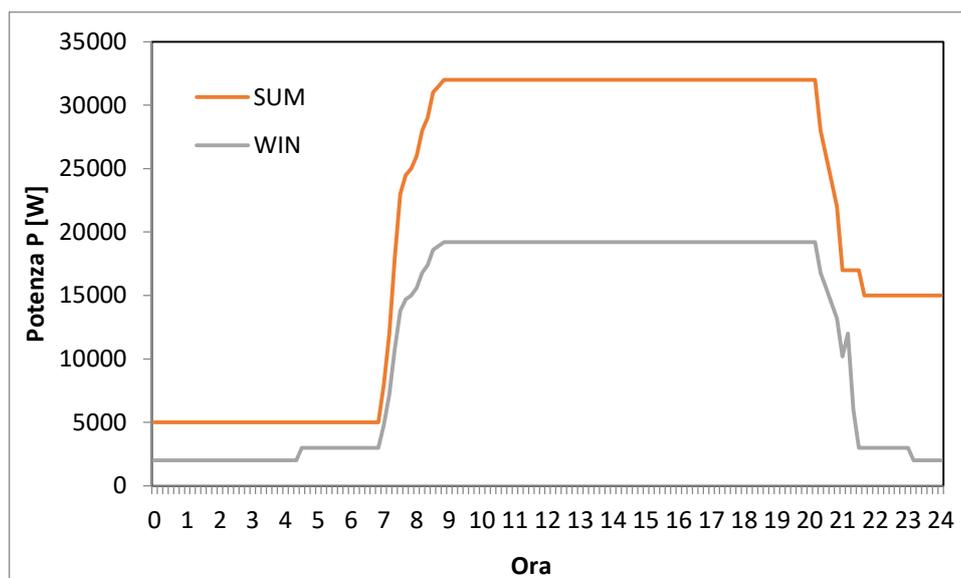


Figura 91. Profili di potenza giornalieri complessivi delle utenze non domestiche estivo (SUM) e invernale (WIN).

Infine, la Figura 92 rappresenta i profili medi giornalieri complessivi calcolati sommando quelli delle utenze, domestiche e non, della piazzetta, per i mesi estivi ed invernali.

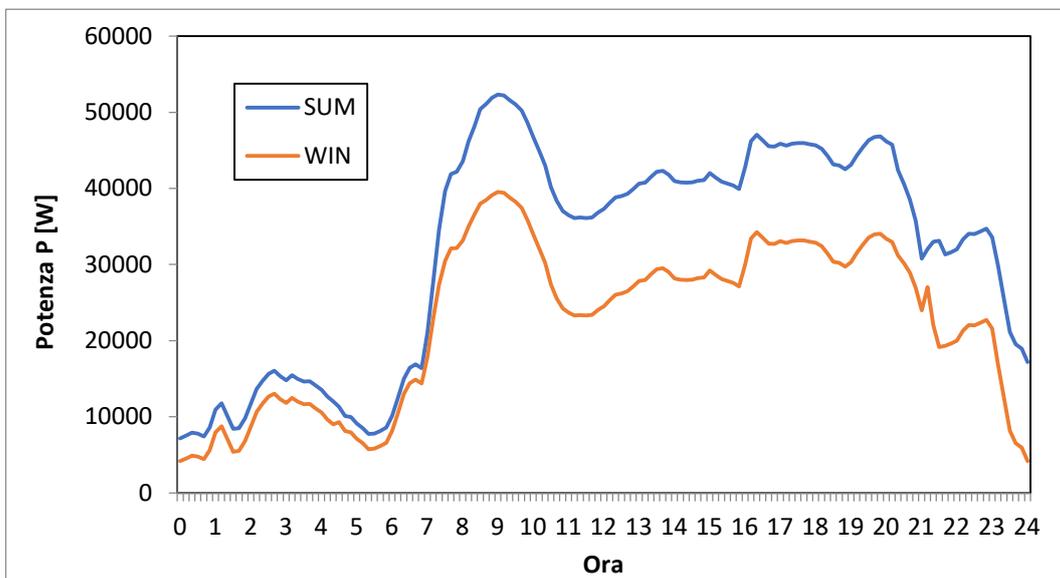


Figura 92. Profili di potenza giornalieri complessivi estivo (SUM) e invernale (WIN).

Lo scenario base (scenario 0) così definito viene confrontato con tre diversi scenari:

- Scenario 1 – installazione di impianti FV;
- Scenario 2 – installazione di PdC centralizzate per produzione di ACS;
- Scenario 3 – installazione di PdC centralizzate per produzione di ACS e di impianti FV.

5.5.2. Scenario 1 – Installazione di impianti fotovoltaici

Lo scenario 1 nasce dallo scenario 0 ma considera l'installazione di impianti fotovoltaici sui tetti delle abitazioni.

La potenza fotovoltaica installabile è stata calcolata attraverso la procedura riportata in 5.4.5.

La superficie lorda dei tetti degli appartamenti prospicienti la piazzetta è pari a 700 m². Pertanto, ipotizzando un fattore di occupazione della superficie pari al 50% e un fattore di sicurezza pari a 0,8, tenuto conto di un coefficiente pari a 15 kW/m² per determinare la potenza del campo fotovoltaico realizzato in silicio policristallino [77], si è determinata una potenza totale fotovoltaica di 18 kWp da distribuire su diversi impianti localizzati sui tetti degli edifici.

Utilizzando il database PV-GIS e considerando un'inclinazione dei moduli pari a 30° e un orientamento medio a SUD-EST, si riporta nel grafico di Figura 93 la potenza prodotta mese per mese dalla totalità di impianti fotovoltaici di potenza complessiva 18 kWp.

La Tabella 27 riporta il picco di potenza prodotto e la produzione giornaliera

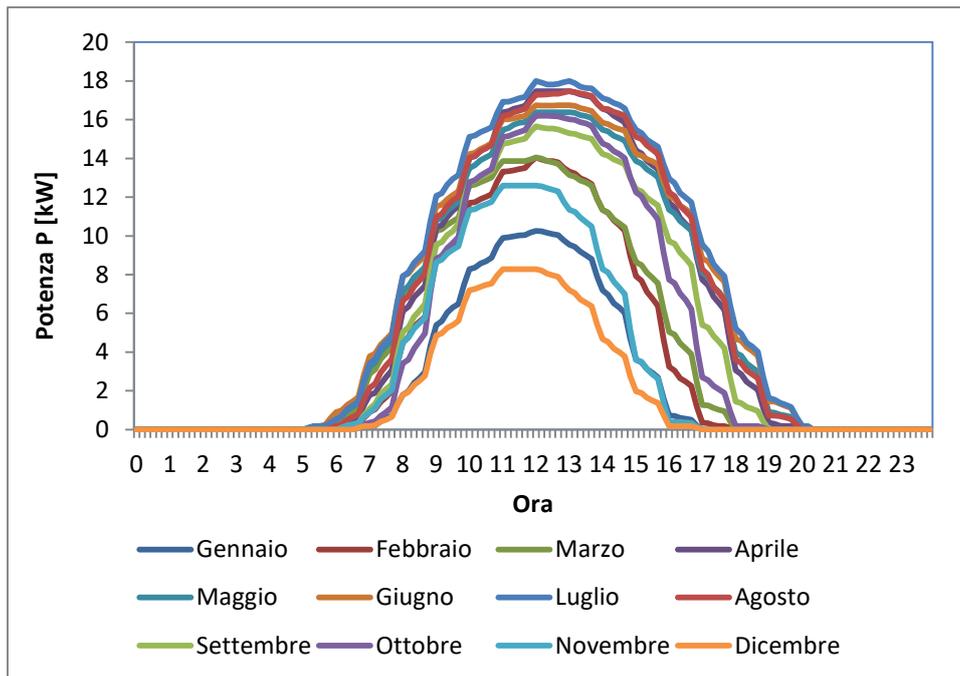


Figura 93. Profili di potenza giornalieri dell'impianto fotovoltaico.

Tabella 27. Picchi di potenza e produzione di energia giornalieri dell'impianto fotovoltaico.

MESE	Picco di potenza [kW]	Produzione giornaliera [kWh]
GEN	10,26	57,06
FEB	14,04	89,17
MAR	14,04	100,47
APR	17,46	137,04
MAG	16,38	137,40
GIU	16,74	145,07
LUG	18	153,40
AGO	17,46	141,53
SET	15,66	117,50
OTT	16,2	110,22
NOV	12,6	74,571
DIC	8,28	44,526

La Figura 94 rappresenta i profili medi giornalieri complessivi calcolati sommando quelli delle utenze, domestiche e non, della piazzetta, per i mesi estivi ed invernali nello scenario 1.

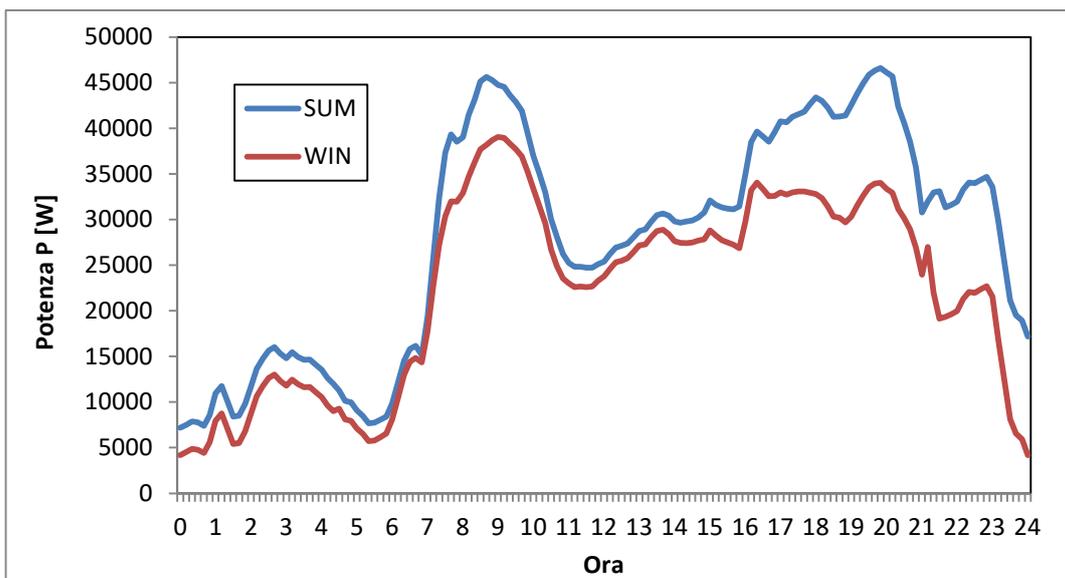


Figura 94. Profili di potenza giornalieri complessivi estivo (SUM) e invernale (WIN) nello scenario 1.

Nell’ottica di abbinare gli impianti fotovoltaici a quelli per la produzione di ACS in modo da ridurre il consumo di energia primaria annuo per tale servizio, si riportano di seguito alcune considerazioni. Osservando il fabbisogno giornaliero del complesso costituito dai soli scaldacqua delle abitazioni e dagli impianti fotovoltaici, si nota come, in ogni mese, dato il ridotto fabbisogno degli utenti domestici tra le ore 8:00 e le ore 16:00, gli impianti fotovoltaici in tale fascia oraria producano più di quanto è necessario per soddisfare la richiesta degli scaldacqua elettrici (Figura 95). In particolare, adottando il criterio di dimensionamento del fotovoltaico su descritto, si ha un eccesso di produzione media giornaliera di circa 20.9 kWh. È tuttavia importante sottolineare come, osservando la Figura 94, non si notino comunque problematiche di inversione del flusso di potenza dalla rete BT a quella MT, grazie agli assorbimenti degli utenti commerciali presenti negli edifici.

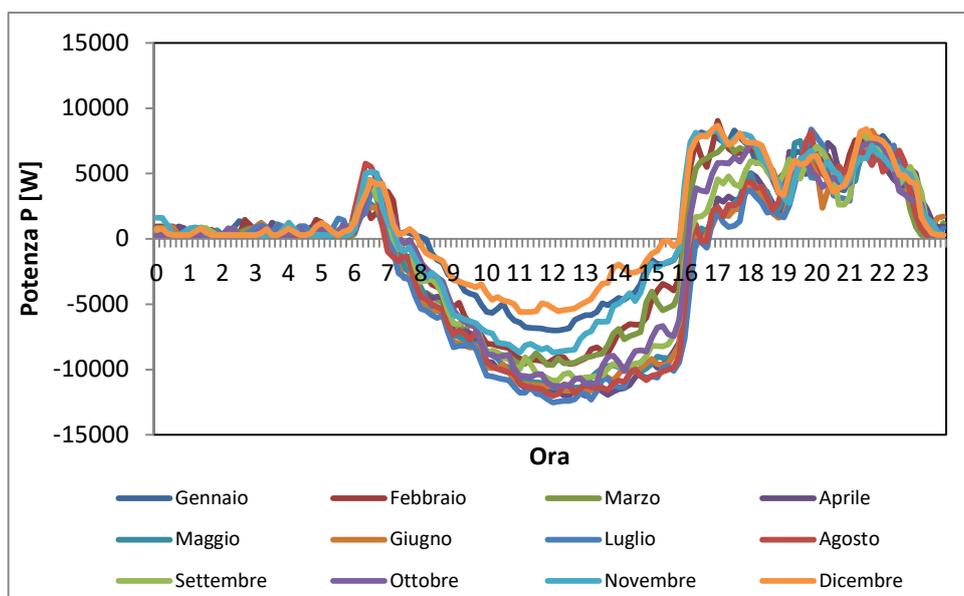


Figura 95. Carico totale degli scaldacqua elettrici al netto della produzione da FV nello Scenario 1.

Tale eccesso di produzione apre la strada a diversi scenari:

- 1) dimensionare diversamente l’impianto fotovoltaico in modo da minimizzare lo scarto annuale o giornaliero tra produzione e consumo da parte degli scaldacqua;

- 2) mantenere la taglia del generatore fotovoltaico calcolata a favore di un incremento della quota di produzione da rinnovabile nell'isola e accumulare l'eccesso di energia prodotta in un sistema di accumulo elettrico per alimentare gli stessi scaldacqua nelle ore di assenza di produzione FV;
- 3) mantenere la taglia del generatore fotovoltaico calcolata e favorire l'installazione di alcune postazioni di ricarica di veicoli elettrici (auto, moto o bici) in corrispondenza dei posti auto esistenti e visibili in Figura 78;
- 4) mantenere la taglia del generatore fotovoltaico e utilizzare tecniche di controllo dei carichi flessibili in modo da massimizzare l'autoconsumo beneficiando degli incentivi per le comunità energetiche secondo gli schemi pubblicati dal GSE;
- 5) una combinazione delle precedenti opzioni sulla base di una valutazione di natura tecnico-economica.

Nel caso in cui si opti per ridurre la taglia dell'impianto fotovoltaico, si può procedere determinando la potenza dell'impianto FV che fa sì che si annulli il bilancio tra energia assorbita ed energia immessa in rete durante un anno. Per far ciò si può calcolare la potenza FV da detrarre dal valore di 18 kW su calcolato in modo da ridurre la produzione FV di una quantità pari a 20.9 kWh al giorno. Tenendo conto della produzione annua di un impianto con le caratteristiche assunte nel sito di Pantelleria, si ricava che la minima taglia dell'impianto FV in grado di soddisfare le esigenze degli scaldacqua è 13 kW.

La Tabella 28 riporta l'energia in eccesso prodotta dagli impianti FV di potenza complessiva pari a 13 kW rispetto al consumo medio giornaliero degli scaldacqua dei 26 appartamenti. Come si vede dalla tabella, con una potenza installata di 13 kW si ha un eccesso di produzione soltanto nel periodo tra aprile e ottobre mentre nei restanti mesi si deve necessariamente ricorrere all'alimentazione da rete degli scaldacqua. Risulta chiaro che, da un punto di vista energetico, tale condizione di lavoro, che penalizza i mesi invernali non risulta ottimale.

Tabella 28. Eccesso di produzione fotovoltaica rispetto ai consumi degli scaldacqua (Potenza FV 13 kW).

Mese	Eccesso di produzione [kWh]
Gennaio	-26.69
Febbraio	-12.13
Marzo	-3.73
Aprile	13.30
Maggio	13.99
Giugno	17.21
Luglio	22.31
Agosto	15.76
Settembre	3.72
Ottobre	1.72
Novembre	-19.05
Dicembre	-34.43

Nel caso in cui si scelga di mantenere la taglia degli impianti FV pari a 18 kW e di installare un sistema di accumulo elettrico, si può ipotizzare di dimensionare il sistema di accumulo riferendosi al mese in cui l'eccesso di produzione fotovoltaica risulta massimo rispetto al fabbisogno complessivo dei 26 appartamenti. Infatti, in questo caso, parte dell'energia in eccesso viene utilizzata dagli appartamenti per alimentare i carichi diversi dagli scaldacqua, nella logica della comunità energetica. Analizzando i grafici in Figura 96, si nota che il mese in cui si ha un maggiore eccesso di generazione FV è agosto e che l'energia da immagazzinare è pari a circa 28 kWh al giorno (valore massimo). Pertanto, si può optare per acquistare uno storage con taglia commerciale pari a 30 kWh.

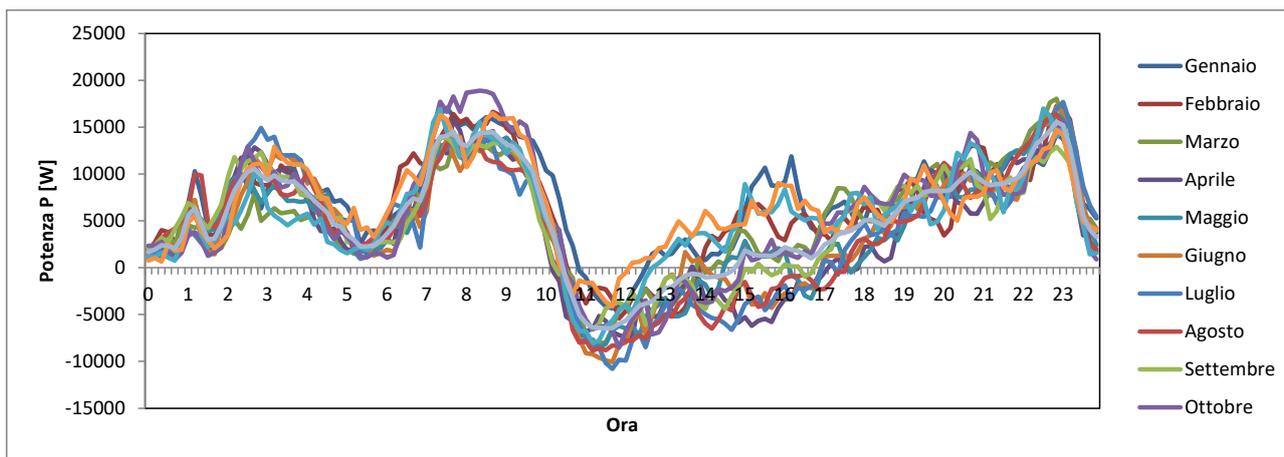


Figura 96. Carico totale delle abitazioni al netto della produzione da FV nello Scenario 1.

Nel terzo caso, l’energia in eccesso può essere utilizzata per alimentare delle postazioni di ricarica di auto o motocicli elettrici. Per valutare il numero di autoveicoli ricaricabili giornalmente utilizzando la produzione in eccesso, si sono rilevate le taglie delle batterie installate nelle auto elettriche in commercio. La Tabella 29 sintetizza i risultati dell’analisi di mercato. Dalla tabella si rileva una capacità media di 40 kWh. Considerando una ricarica dal 30% all’80% dello Stato di carica (State of Charge – SOC), ogni ricarica necessita dell’erogazioni di 20 kWh da parte della batteria. Considerato un rendimento di carica/scarica per le batterie al litio di 0.95, nella Tabella 30 sono riportate il numero di ricariche giornaliere (approssimate per difetto) che è possibile effettuare con l’eccesso di energia fotovoltaica.

Un calcolo analogo è stato effettuato per le moto elettriche che hanno batterie con capacità compresa tra 3 kWh e 12 kWh. Assumendo un valore medio di 7 kWh e, anche in questo caso, una ricarica dal 30% all’80% del SOC, in Tabella 30 sono riportati anche i numeri di ricariche giornaliere per motoveicoli elettrici.

Infine, con riferimento alla possibilità di massimizzare l’autoconsumo con azioni di controllo sui carichi flessibili, si fa notare che questa possibilità trova oggi concreta applicazione, dato l’elevato numero di implementazioni di aggregazione di smart prosumer presenti sia in Europa che nel resto del mondo. Dall’esame delle principali esperienze internazionali si evince che i carichi elettrici che meglio si prestano ad azioni di Demand Response sono quelli associati ad un servizio termico: riscaldamento/condizionamento, produzione di ACS. Infatti, sfruttando il principio dell’accumulo termico, è possibile anticipare o ritardare l’accensione di tali carichi oppure modularne l’assorbimento di potenza elettrica in modo da ottenere una migliore corrispondenza tra produzione e consumo. Di questo si è già trattato nei precedenti capitoli. L’implementazione di azioni di controllo specifiche per il caso delle utenze isolate e delle comunità energetiche nelle piccole isole sarà oggetto della sperimentazione che verrà condotta nei laboratori UNIPA e nell’isola di Pantelleria.

Tabella 29. Taglie delle batterie di vari modelli di auto elettrica in commercio.

Modello Auto	Capacità min	Capacità max
	kWh	kWh
Addax MT	10	15
Audi e-tron	95	95
BMW i3	22	33
BYD e6	60	82
Chevrolet Bolt / Opel Ampera-e	60	60
Citroen C-Zero / Peugeot iOn (i.MIEV)	14.5	16

Fiat 500e	24	24
Ford Focus Electric	23	33.5
Honda Clarity (2018)	25.5	25.5
Hyundai Kona Electric	39.2	64
Hyundai Ioniq Electric	28	28
Kia Soul EV	27	27
Kia Niro EV	39.2	64
Jaguar I-Pace	90	90
Mini Cooper SE	32.6	32.6
Nissan Leaf I	24	30
Nissan Leaf II	24	60
Mercedes-Benz EQ C	80	80
Mitsubishi i-MIEV	16	16
Renault Fluence ZE	22	22
Renault Twizy	6	6
Renault Zoe	22	51
Smart electric drive II	16.5	16.5
Smart electric drive III	17.6	17.6
Tesla Model S	60	100
Tesla Model X	60	100
Tesla Model 3	50	75
Toyota RAV4 EV	27.4	41.8
Volkswagen e-Golf Mk7	24	36
Volkswagen e-Up!	18.7	18.7
Rimac C Two	120	120

Tabella 30. Eccesso di produzione fotovoltaica rispetto ai consumi degli appartamenti (Potenza FV 18 kW) e numero di ricariche giornaliere di autoveicoli e motoveicoli elettrici.

Mese	Eccesso di produzione [kWh]	Numero di ricariche giornaliere AUTO	Numero di ricariche giornaliere MOTO
Gennaio	0.00	0.0	0.0
Febbraio	4.10	0.2	1.1
Marzo	8.93	0.4	2.3
Aprile	12.66	0.6	3.3
Maggio	23.10	1.0	6.0
Giugno	18.17	0.8	4.7
Luglio	19.67	0.9	5.1
Agosto	27.65	1.2	7.1
Settembre	26.55	1.2	6.8
Ottobre	13.29	0.6	3.4
Novembre	15.90	0.7	4.1
Dicembre	10.23	0.5	2.6

5.5.3. Scenario 2 – Sostituzione degli scaldacqua elettrici con pompe di calore

Nello scenario 2, tenendo conto dei risultati dello studio effettuato nel capitolo 3, è stata ipotizzata l’installazione di alcuni impianti centralizzati a Pompa di Calore (PdC) per la produzione di ACS.

Il dimensionamento di tali impianti è stato effettuato, secondo i criteri descritti ai capitoli precedenti, in modo da soddisfare l’intero fabbisogno di ACS degli appartamenti attualmente dotati di scaldacqua elettrico.

Il risultato della procedura di dimensionamento prevede l’installazione di quattro PdC identiche, ognuna avente i seguenti dati:

- 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)* 3,69.

I dati ricavati dal dimensionamento vengono inseriti all’interno del modello implementato in ambiente Matlab, usato precedentemente, per stimare il consumo di energia elettrica degli scaldacqua, ottenendo il diagramma di carico di un giorno tipo, per tutti i mesi dell’anno, di una PdC. Tramite i diagrammi di carico si calcola la quantità di energia giornaliera assorbita da ogni PdC, con valore massimo pari a circa 12 kWh al giorno.

Sostituendo il carico degli scaldacqua elettrici con quello delle quattro PdC si ottengono i diagrammi medi giornalieri riportati in Figura 97.

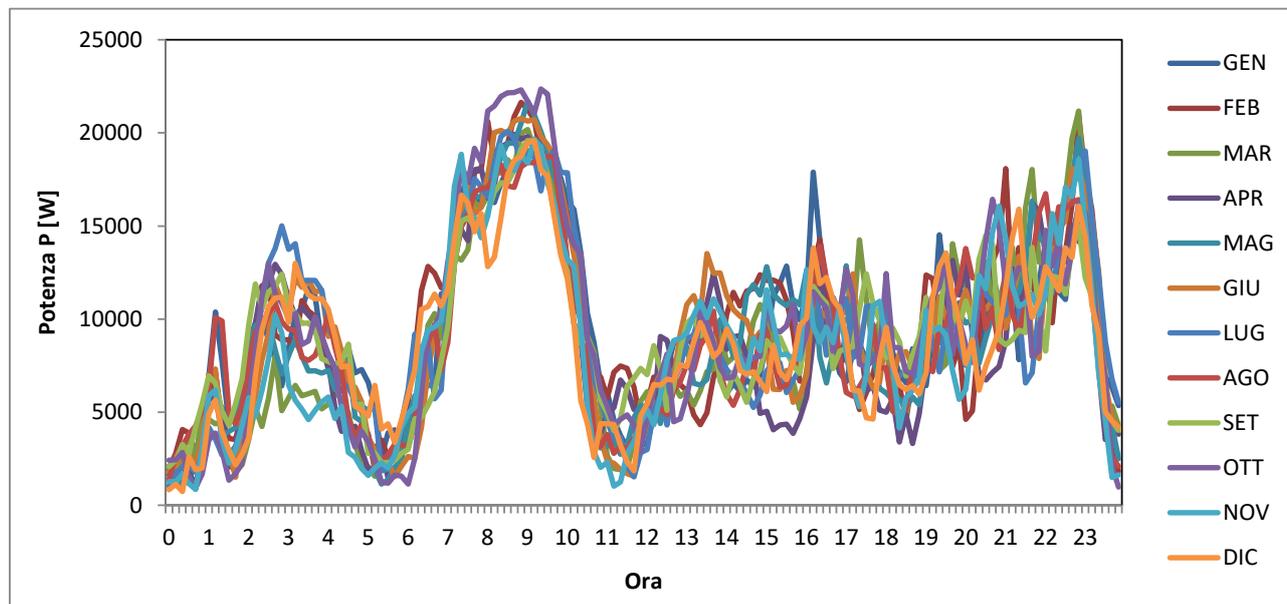


Figura 97. Profili di potenza giornalieri aggregati delle 26 utenze domestiche nello scenario 2.

Dalla figura precedente si nota come l’installazione delle PdC abbia influenzato principalmente il picco serale dell’aggregato di utenti domestiche.

I picchi giornalieri e il consumo complessivo dell’aggregato di utenze domestiche per lo scenario 2 sono riportati, mese per mese nella Tabella 31.

La Figura 98 rappresenta i profili medi giornalieri complessivi calcolati sommando quelli delle utenze, domestiche e non, della piazzetta, per i mesi estivi ed invernali nello scenario 2.

Tabella 31. Picchi di potenza e consumi di energia giornalieri con PdC.

MESE	Picco di potenza [kW]	Consumo giornaliero [kWh]
GEN	19.03	227.79
FEB	21.64	233.64
MAR	21.18	211.10
APR	19.92	209.88
MAG	21.68	220.10
GIU	20.77	226.33
LUG	20.08	225.03
AGO	18.78	214.43
SET	19.59	220.07
OTT	22.36	227.34
NOV	19.68	207.43
DIC	19.58	213.55

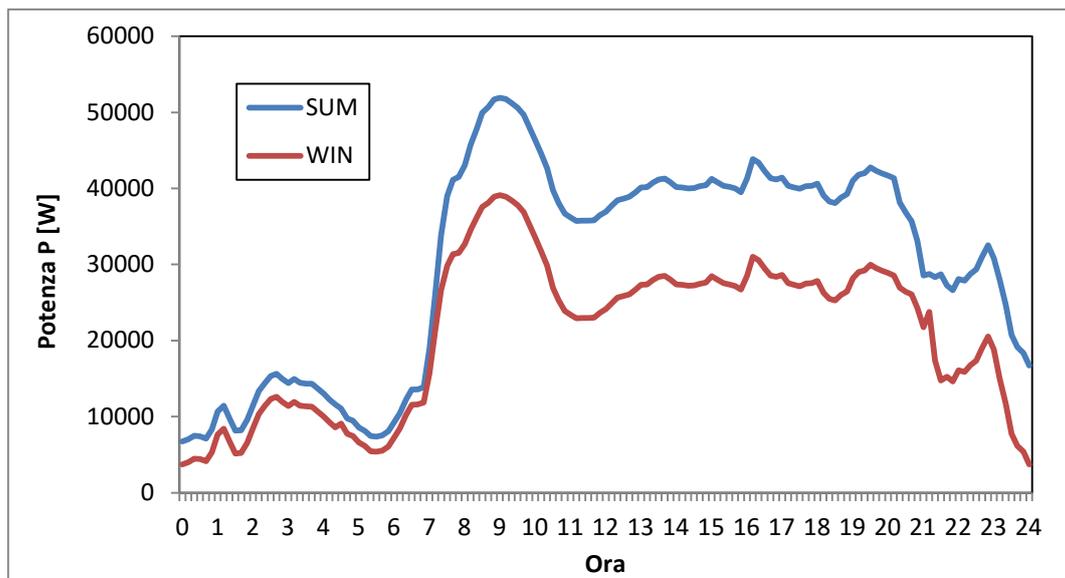


Figura 98. Profili di potenza giornalieri complessivi estivo (SUM) e invernale (WIN) nello scenario 2.

5.5.4. Scenario 3 – Sostituzione degli scaldacqua elettrici con pompe di calore e installazione di impianti FV

Lo scenario 3 è l'equivalente dello scenario 1 con la differenza che la produzione di ACS è effettuata dagli impianti a PdC descritti allo scenario 2.

La Figura 99 rappresenta i profili medi giornalieri complessivi calcolati sommando quelli delle utenze, domestiche e non, della piazzetta, per i mesi estivi ed invernali nello scenario 3.

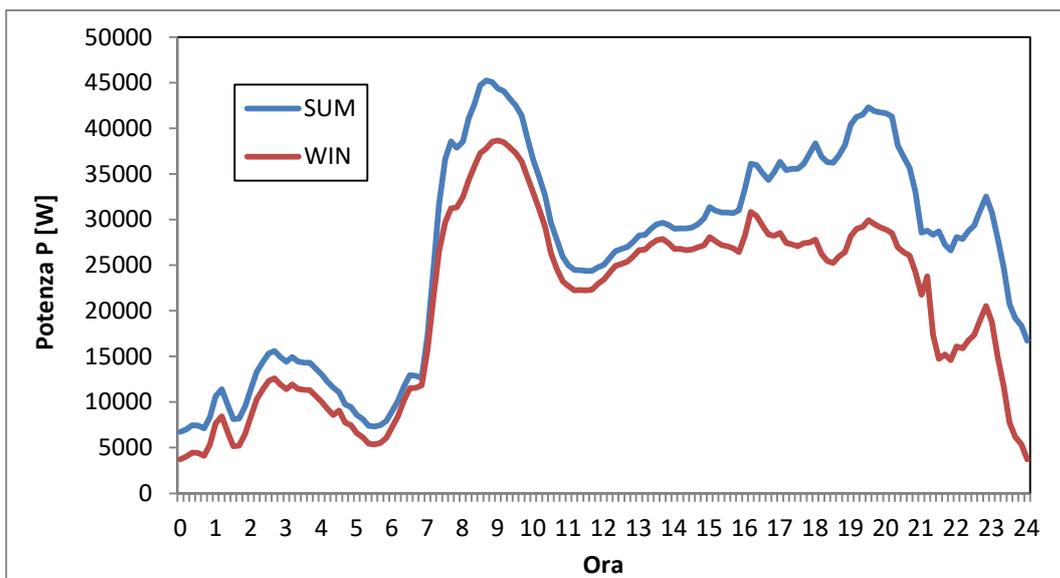


Figura 99. Profili di potenza giornalieri complessivi estivo (SUM) e invernale (WIN) nello scenario 3.

Come fatto nello scenario 1, anche in questo caso si analizza il complesso costituito dagli impianti FV e dagli impianti di produzione di ACS (le quattro pompe di calore). Osservandone il fabbisogno giornaliero si osserva ancora un eccesso di produzione FV nella fascia compresa tra le 8:00 e le 16:00 (Figura 100). In particolare, adottando il criterio di dimensionamento del fotovoltaico descritto con lo S si ha un eccesso di produzione media giornaliera di circa 60.8 kWh. È tuttavia importante sottolineare come, osservando la Figura 99, non si notino comunque problematiche di inversione del flusso di potenza dalla rete BT a quella MT, grazie agli assorbimenti degli utenti commerciali presenti negli edifici.

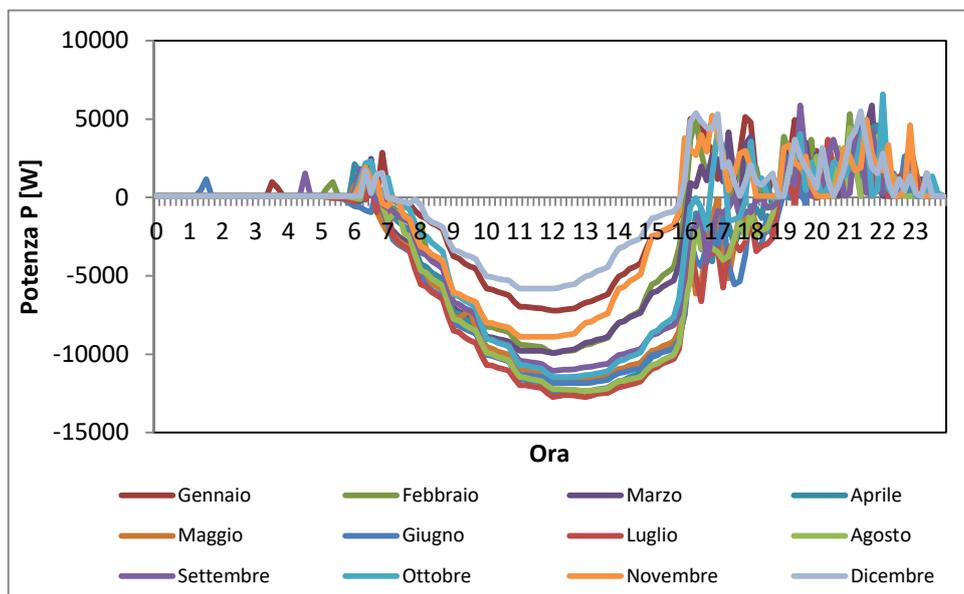


Figura 100. Carico totale degli scaldacqua elettrici al netto della produzione da FV nello Scenario 3.

Volendo procedere come nello Scenario 1, nel caso in cui si opti per ridurre la taglia dell’impianto fotovoltaico, si determina la potenza dell’impianto FV che fa sì che si annulli il bilancio tra energia assorbita ed energia immessa in rete durante un anno. Per far ciò si può calcolare la potenza FV da detrarre dal valore di 18 kW su calcolato in modo da ridurre la produzione FV di una quantità pari a 60.8 kWh al giorno. Tenendo conto della produzione annua di un impianto con le caratteristiche assunte nel sito di Pantelleria, si ricava che la minima taglia dell’impianto FV in grado di soddisfare le esigenze delle pompe di calore è 4 kW.

La Tabella 32 riporta l'energia in eccesso prodotta dagli impianti FV di potenza complessiva pari a 4 kW rispetto al consumo medio giornaliero delle PdC al servizio dei 26 appartamenti. Come si vede dalla tabella, con una potenza installata di 4kW si ha un eccesso di produzione soltanto nel periodo tra aprile e ottobre mentre nei restanti mesi si deve necessariamente ricorrere all'alimentazione da rete delle PdC. Anche in questo caso, risulta chiaro che, da un punto di vista energetico, tale condizione di lavoro che penalizza i mesi invernali non risulta ottimale.

Tabella 32. Eccesso di produzione fotovoltaica rispetto ai consumi delle PdC (Potenza FV 4 kW).

Mese	Eccesso di produzione [kWh]
Gennaio	-8.62
Febbraio	-3.96
Marzo	-0.57
Aprile	4.73
Maggio	4.91
Giugno	6.94
Luglio	7.36
Agosto	5.51
Settembre	2.96
Ottobre	1.00
Novembre	-4.86
Dicembre	-10.67

Nel caso in cui si scelga di mantenere la taglia degli impianti FV pari a 18 kW e di installare un sistema di accumulo elettrico, procedendo come nel caso dello scenario 1, si trova che il mese in cui si ha un maggiore eccesso di generazione FV è agosto e che l'energia da immagazzinare è pari a circa 31 kWh al giorno (valore massimo), si può acquistare, anche in questo caso, uno storage elettrico con taglia commerciale pari a 30 kWh. Infine, la Tabella 33 riporta l'eccesso di produzione e il numero di ricariche giornaliere di autoveicoli e motoveicoli elettrici effettuabili con tale energia, nelle stesse ipotesi assunte nello scenario 1.

Tabella 33. Eccesso di produzione fotovoltaica rispetto ai consumi degli appartamenti (Potenza FV 18 kW) e numero di ricariche giornaliere di autoveicoli e motoveicoli elettrici.

Mese	Eccesso di produzione [kWh]	Numero di ricariche giornaliere AUTO	Numero di ricariche giornaliere MOTO
Gennaio	0.00	0.0	0.0
Febbraio	4.52	0.2	1.2
Marzo	10.22	0.5	2.6
Aprile	13.89	0.6	3.6
Maggio	26.33	1.2	6.8
Giugno	20.51	0.9	5.3
Luglio	22.23	1.0	5.7
Agosto	31.12	1.4	8.0
Settembre	29.71	1.3	7.7
Ottobre	15.33	0.7	4.0
Novembre	18.71	0.8	4.8

Dicembre	11.05	0.5	2.8
----------	-------	-----	-----

5.5.5. Confronto tra gli scenari

Si confrontano i quattro scenari confrontando alcuni parametri elettrici calcolati con la metodologia applicata.

In particolare il confronto viene effettuato confrontando:

- i picchi di potenza mattutini (01:00-12:00) e serali (13:00-0:00);
- i consumi giornalieri totali (al netto dell'eventuale contributo da FV);
- i consumi giornalieri dei 26 appartamenti (al netto dell'eventuale contributo da FV);
- la quota di consumo residenziale dovuto ai 26 appartamenti ((al netto dell'eventuale contributo da FV) sul consumo totale di tutti gli utenti;
- l'autoconsumo della comunità energetica in assenza di sistemi di accumulo, di postazioni di ricarica di veicoli elettrici e di azioni di Demand Response.

I risultati del confronto sono riportati in Tabella 34 e in Tabella 35 rispettivamente per lo scenario estivo e per quello invernale.

Tabella 34. Confronto tra gli scenari (periodo estivo).

	Picco di potenza mattutino [kW]	Picco di potenza serale [kW]	Consumi giornalieri degli appartamenti [kWh]	Consumi giornalieri totali [kWh]	Quota di consumo residenziale sul totale [%]	Autoconsumo [%]
Scenario 0	52.3	47.1	259.62	768.28	33.79%	0
Scenario 1	45.6	46.6	202.56	672.68	30.11%	29.6%
Scenario 2	51.9	43.8	219.72	728.39	30.17%	0
Scenario 3	45.2	42.3	162.66	632.78	25.71%	1.8%

Tabella 35. Confronto tra gli scenari (periodo invernale).

	Picco di potenza mattutino [kW]	Picco di potenza serale [kW]	Consumi giornalieri degli appartamenti [kWh]	Consumi giornalieri totali [kWh]	Quota di consumo residenziale sul totale [%]	Autoconsumo [%]
Scenario 0	39.5	34.3	259.62	543.88	47.73%	0
Scenario 1	39.1	34.1	202.56	539.23	37.56%	33.6%
Scenario 2	39.1	31.0	219.72	503.99	43.60%	0
Scenario 3	38.7	30.8	162.66	499.34	32.58%	2.1%

5.6. Valutazione economica sulla comunità energetica

Il presente paragrafo fornisce una valutazione del beneficio economico della costituzione della comunità energetica negli scenari 1 e 3.

Per consentire di quantificare i benefici apportati alla rete dalla CE, la Deliberazione introduce le seguenti definizioni:

- energia elettrica effettivamente immessa: è l'energia elettrica immessa nella rete al netto dei coefficienti di perdite convenzionali;
- energia elettrica prelevata: è l'energia elettrica prelevata dalla rete da ciascuna utenza che partecipa allo schema;
- energia elettrica condivisa per l'autoconsumo (o, più semplicemente, energia elettrica condivisa): è, in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile.

In Figura 101 è possibile osservare i flussi di energia di una comunità energetica [78].

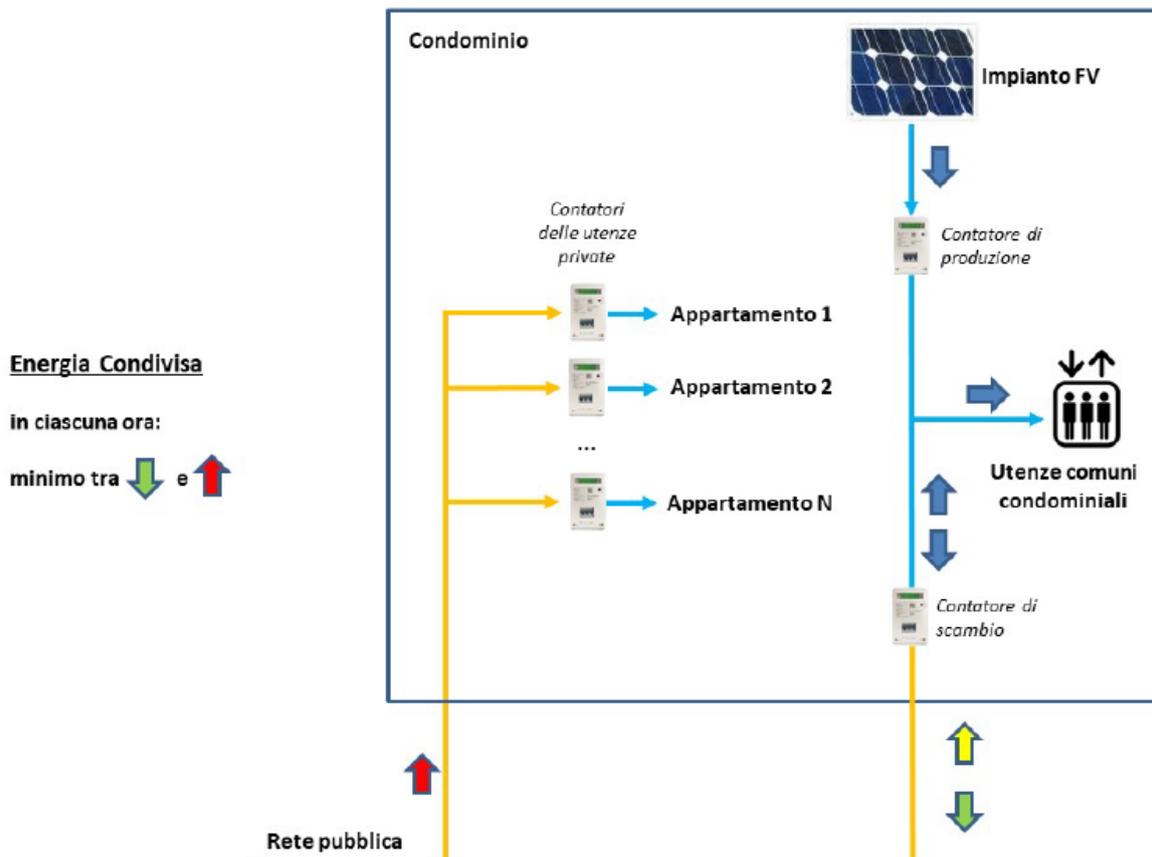


Figura 101. Flussi energetici di uno schema d'autoconsumo collettivo: energia prodotta, prelevata, autoconsumata, immessa in rete e condivisa [78].

Per quanto riguarda l'Autoconsumo Collettivo ARERA individua un contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (CAC) composto da due componenti da restituire ai singoli partecipanti:

1. un Corrispettivo Unitario (CU) di autoconsumo mensile (dato dalla somma delle componenti variabili di trasmissione TRASE e dalla componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione BTAU) moltiplicato per l'energia elettrica condivisa a cui occorre aggiungere;
2. un coefficiente per le perdite di rete evitate moltiplicato sempre per l'energia elettrica condivisa.

Nel caso di Comunità di Energia Rinnovabile, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (CAC) tiene conto del solo Corrispettivo Unitario (CU) moltiplicato per l'energia condivisa.

Da una prima valutazione del contributo CAC è possibile stimare che le componenti da restituire ammontano all'incirca a 10 €/MWh per l'energia condivisa per gli schemi di Autoconsumo Collettivo e a circa 8 €/MWh per l'energia condivisa all'interno delle CE. A queste componenti si aggiunge l'incentivo definito dal MISE sempre calcolato sull'energia condivisa.

Il 16 settembre 2020 il Ministro dello Sviluppo Economico ha firmato il decreto attuativo attraverso il quale vengono stabilite le tariffe incentivanti e le relative modalità di accesso. Il Decreto incentiva l'energia condivisa tra i partecipanti ai due schemi valorizzandola con due incentivi differenziati di tipo feed-in premium (100 €/MWh per gli schemi di autoconsumo collettivo e 110 €/MWh per le CE). L'incentivo viene erogato per un periodo di 20 anni, al fine di consentire una adeguata remuneratività degli investimenti.

A tal proposito si evidenzia come sia il contributo CAC, sia l'incentivazione sull'energia condivisa erogata dal GSE siano destinati ai soli soggetti partecipanti allo schema.

A questi si aggiungono la remunerazione dell'energia immessa in rete a Prezzo Zonale Orario, che si potrebbe assumere pari a circa 50 €/MWh e la possibilità, in alcuni casi, di accedere alle detrazioni fiscali del 110% (Superbonus) e del 50% del costo di installazione in dieci anni.

Si riporta nel seguito il risultato dei calcoli dei principali indicatori economici per la comunità energetica nello scenario 1, composta da 26 utenze e servita da un impianto fotovoltaico della potenza di 18 kWp.

Tabella 36. Valutazione economica della CE con lo scenario 1.

Grandezze energetiche della comunità [kWh/anno]	
Produzione	34800
Autoconsumo utenze comuni	0
Energia condivisa	28029
Energia immessa	34800
Grandezze economiche condominiali [€/anno]	
Risparmio autoconsumo	0
Incentivo (MISE)	2802
Restituzione oneri (ARERA)	224
Vendita energia a prezzo di mercato	1500
Totale Risparmio	4526

La Figura 102 riporta il flusso di cassa medio giornaliero che tiene conto della vendita dell'energia elettrica, del risparmio per autoconsumo, dell'incentivo e della restituzione degli oneri per lo scenario 1.

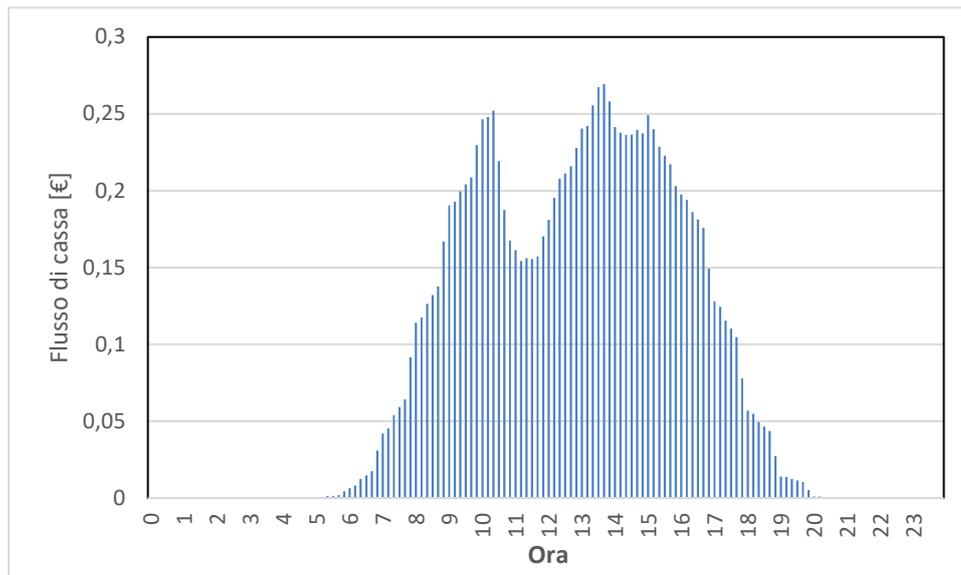


Figura 102. Flussi di cassa medi giornalieri per lo scenario 1.

Lo stesso calcolo è effettuato nello scenario 3 in cui è prevista l'installazione, oltre che dell'impianto fotovoltaico, di quattro pompe di calore per la produzione di ACS al posto degli scaldacqua preesistenti. I risultati del calcolo sono riportati in Tabella 37 mentre il flusso di cassa è riportato in Figura 103.

Tabella 37. Valutazione economica della CE con lo scenario 3.

Grandezze energetiche condominiali [kWh/anno]	
Produzione	34800
Autoconsumo	10957
Energia condivisa	23843
Energia immessa	23843
Grandezze economiche condominiali [€/anno]	
Risparmio autoconsumo	463
Incentivo (MISE)	2384
Restituzione oneri (ARERA)	191
Vendita energia a prezzo di mercato	1360
Minor costo per la produzione di ACS con HP al posto di scaldacqua elettrici	2941
Totale Risparmio	7339

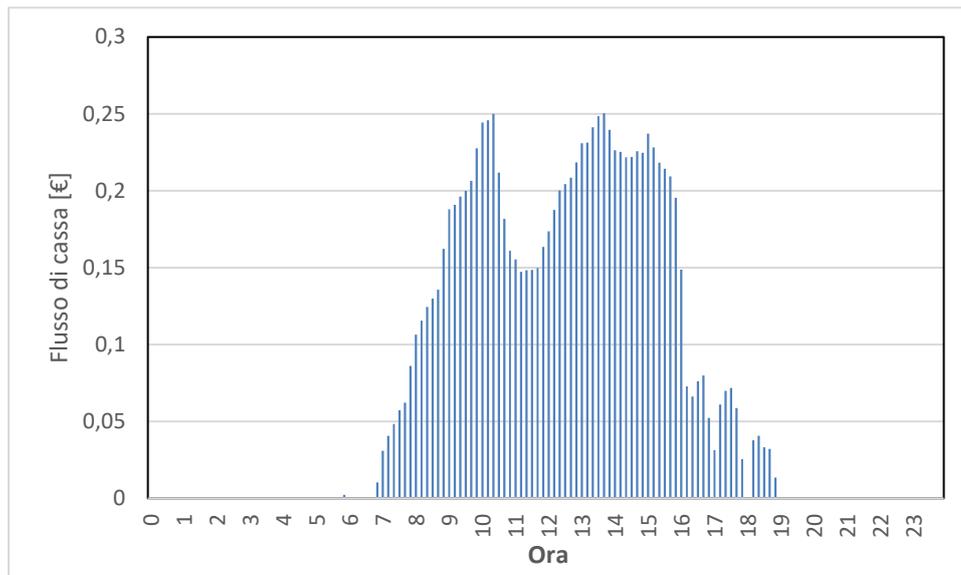


Figura 103. Flussi di cassa medi giornalieri per lo scenario 3.

5.7. Definizione degli scenari di gestione dei carichi elettrici e termici e dei generatori degli utenti per costituire delle piccole comunità energetiche nelle isole minori.

L'analisi dei risultati dello studio condotto permette di definire delle azioni di DR che potrebbero essere implementate nelle CE delle isole minori. Tali azioni si distinguono in:

- DR finalizzato alla massimizzazione del beneficio economico per gli utenti della CE;
- DR finalizzato alla massimizzazione del beneficio sociale;
- DR finalizzato alla risoluzione di congestioni di rete.

Alla prima categoria appartengono tutte le azioni di controllo dei carichi elettrici, dei sistemi di accumulo e dei generatori della CE volte a massimizzare il beneficio economico degli utenti della CE, valutato tenendo conto degli incentivi statali, dei costi dell'energia elettrica, dei costi degli investimenti necessari per la creazione e la gestione della CE. Le azioni di DR possono basarsi su criteri di ottimizzazione della funzione costo annuale totale per la comunità.

Alla seconda categoria appartengono tutte le azioni di controllo che possono essere utilizzate per massimizzare il beneficio per l'intera isola. In particolare, possono essere considerate azioni di controllo per massimizzare il numero di veicoli elettrici caricati giornalmente o per massimizzare i consumi nelle ore di massima produzione da rinnovabile, in modo da ridurre le emissioni climalteranti della centrale tradizionale.

Infine, alla terza categoria appartengono tutte le azioni di DR che consentono di ridurre i picchi di potenza al trasformatore di cabina che alimenta la comunità energetica, le perdite in linea, le cadute di tensione nelle linee, il flusso inverso attraverso i trasformatori, o che consentono di risolvere congestioni temporanee su richiesta dell'utility. Ancora, possono essere applicate azioni di controllo che distribuiscono i consumi degli utenti in modo da ottimizzare il rendimento del sistema di generazione diesel dell'isola. A queste azioni possono sommarsi azioni di supporto alla regolazione di frequenza mediante distacchi repentini di carico o controllo dei sistemi di accumulo elettrico. Quest'ultima categoria di azioni sembra, ad oggi, quella più richiesta in Europa.

Tali azioni di DR saranno dettagliate e implementate durante la terza annualità di progetto, nella quale, in particolare, è previsto che verrà analizzato in simulazione, mediante calcoli di load flow, come logiche di controllo pensate per l'aggregato di edifici intelligenti potrebbero favorire un funzionamento più efficiente della rete elettrica delle piccole isole.

Tuttavia, tenendo conto delle analisi condotte al capitolo 3 e, in particolare, dei risultati del calcolo degli indicatori per il sistema costituito da PdC e impianti solari, è già da ora importante sottolineare come il controllo delle PdC per ACS appaia, in generale, meno efficace rispetto al controllo di altri carichi quali scaldacqua elettrici oppure di sistemi di accumulo elettrico.

Nello studio condotto nella LA4.5, attualmente in corso, e parzialmente pubblicato in [79] si mostra come le azioni di controllo su un aggregato di scaldacqua elettrici sia molto più efficace nella riduzione dei picchi di prelievo serale o nell'incremento della quota di autoconsumo, rispetto ad un'uguale azione sulle PdC.

Ciò è dovuto in parte alla minore potenza di tali dispositivi, in parte alla minore possibilità di sfruttare il concetto di accumulo termico attraverso un sovrariscaldamento dell'acqua negli accumuli oltre la normale temperatura di accumulo (assunta 55°C per PdC e 60°C per scaldacqua elettrici).

La LA4.5 si occuperà di valutare anche gli effetti del controllo dei sistemi di accumulo elettrochimico e dei sistemi di illuminazione intelligenti esaminati al capitolo 3 e di come tali sistemi, se controllati in un aggregato di molti utenti possano, da un lato ridurre il dispendio energetico dell'isola e dall'altro contribuire all'aumento dell'autoconsumo o ridurre i picchi di prelievo serali.

5.8. Conclusioni

L'analisi condotta mette in luce alcuni fattori favorevoli e altri di ostacolo alla creazione di una comunità energetica in un'isola minore.

Elementi favorevoli alla creazione di una comunità energetica. I fattori che favoriscono la creazione di una comunità energetica nelle isole minori sono:

- maggiori consumi domestici;
- elevati consumi per la produzione di ACS;
- buona disponibilità della fonte solare;
- necessità di riduzione dei picchi di carico estivo;
- rete elettrica debole che necessita di azioni di potenziamento o supporto;
- possibilità di realizzare servizi condivisi quali mobilità elettrica a favore del turismo;
- rete elettrica debole che necessita di azioni di potenziamento o supporto.

Di contro, alcuni fattori possono essere di ostacolo:

- assenza di automazione;
- presenza di vincoli paesaggistici e ambientali;
- assenza di strutture condominiali vere e proprie.

5.8.1. Maggiori consumi domestici

La caratterizzazione degli utenti, riportata al capitolo 4, mostra come il consumo medio annuale di energia elettrica degli utenti domestici dell'isola di Pantelleria sia superiore di circa il 30% di quello medio degli utenti domestici italiani [70]. Tale risultato conferma quanto già riscontrato nei precedenti studi e può essere considerato come indicativo di una situazione tipica delle isole minori italiane.

Gli edifici, di vecchia costruzione, hanno prestazione energetica molto bassa dovuta a coefficienti di trasmittanza termica elevati e ciò determina un aggravio dei consumi per il riscaldamento e il raffrescamento ambiente.

Un'altra causa di maggiori consumi sia per il riscaldamento/raffrescamento ambiente che per la produzione di acqua calda sanitaria è l'utilizzo poco accorto che spesso, purtroppo, i turisti fanno dei servizi offerti dalle strutture residenziali di tipo B&B.

Tutti questi fattori insieme determinano consumi pro-capite superiori a quelli della media nazionale con picchi estivi considerevoli.

L'elevato costo annuo per i consumi energetici può rendere gli abitanti delle isole minori particolarmente sensibili a proposte che, come nel caso delle comunità energetiche, permettano di beneficiare di incentivi economici come quelli per la creazione delle comunità energetiche.

5.8.2. Elevati consumi per la produzione di ACS

Come accennato precedentemente, il sistema di produzione prevalente dell'acqua calda sanitaria degli utenti residenziali nelle isole minori è lo scaldacqua elettrico, nella maggior parte dei casi di vecchia generazione, che incide per circa il 30% [72] dei consumi elettrici di una famiglia a causa della bassa efficienza e della mancanza di un sistema di regolazione e controllo automatico destinato alla sua gestione. Gli elevati consumi elettrici per la produzione di ACS possono essere un traino per la sostituzione di vecchi impianti per la produzione di ACS con nuovi impianti centralizzati ad alta efficienza quali pompe di calore abbinati a impianti solari (FV, termici o ibridi), esaminati negli scenari 2 e 3 considerati nel caso studio proposto. L'utilizzo dell'energia prodotta dagli impianti FV per alimentare i consumi delle PdC, in particolare in presenza di logiche di DR in grado di massimizzare l'autoconsumo, abbinata alla possibilità di usufruire degli incentivi previsti per le comunità energetiche e delle detrazioni fiscali per il rinnovo degli impianti, sono sicuramente degli elementi che possono favorire lo sviluppo delle CE nelle isole minori.

5.8.3. Buona disponibilità della fonte solare

La produzione di energia elettrica delle isole minori è interamente (o quasi) basata sull'utilizzo di gasolio, altamente inquinante e, a causa dei costi di trasporto dalla terra ferma, normalmente più costoso che nel resto della penisola. I decreti emanati sulle isole minori, come esaminato al capitolo 2, premono per una rapida transizione verso impianti a FER.

Tra gli impianti di generazione da fonte rinnovabile che costituiscono la generazione distribuita, sicuramente quelli fotovoltaici sono oggi i più popolari. Secondo gli ultimi dati dell'ARERA, il 97% della generazione distribuita è costituita da piccoli impianti collegati alla rete BT e il 55% della potenza installata è costituita da impianti FV. Uno dei fattori che influenza lo sviluppo del FV è la sua semplicità, la bassa necessità di manutenzione e l'assenza di parti in movimento. Insieme al fotovoltaico, hanno grande successo gli impianti solari termici. Le isole minori italiane, grazie all'elevato livello di irraggiamento che caratterizza il nostro territorio, sono sicuramente luoghi in cui si potrebbe beneficiare dei vantaggi della produzione solare fotovoltaica o del contributo energetico del solare termico per favorire lo sviluppo di CE.

5.8.4. Necessità di riduzione dei picchi di carico estivo

Come mostrato nel capitolo 4, il diagramma di carico estivo dell'isola di Pantelleria presenta un elevato picco di potenza serale. Questa situazione è tipica di diverse piccole isole. Le CE, applicando logiche di gestione dei carichi e della produzione atte a massimizzare l'autoconsumo anche attraverso accumuli termici o elettrici, possono contribuire a ridurre il picco serale, riducendo il carico dei generatori diesel, contribuendo a ridurre le cadute di tensione e le perdite di energia elettrica in rete. Le stesse utility delle isole minori potrebbero pertanto favorire la nascita di comunità energetiche e l'adozione di programmi di DR al loro interno.

5.8.5. Rete elettrica debole che necessita di azioni di potenziamento o supporto.

Le reti delle isole minori sono spesso reti deboli, caratterizzate da cadute di tensione più elevate e da scarsa possibilità di magliatura per il ripristino del servizio in caso di guasto. Una gestione dell'energia mirata può contribuire a migliorare la gestione della rete e la sua affidabilità e a rimandare eventuali interventi di potenziamento.

5.8.6. Possibilità di realizzare servizi condivisi quali mobilità elettrica a favore del turismo

Lo sviluppo del turismo, elemento essenziale per l'economia delle isole minori, passa anche attraverso una buona qualità dell'aria, una maggiore quiete dei luoghi e un'immagine dell'isola sostenibile ed ecologica. L'uso dell'energia prodotta dagli impianti FV delle comunità energetiche per la ricarica di auto e moto

elettriche può favorire la riduzione delle emissioni da parte dei trasporti e il diffondersi di veicoli meno rumorosi.

Se utilizzati dagli stessi membri delle CE, i veicoli elettrici contribuiscono inoltre ad una riduzione dei costi annui per i trasporti e, di conseguenza, ad una riduzione dei tempi di ritorno degli investimenti necessari per la creazione della CE.

5.8.7. Assenza di automazione

I questionari somministrati mostrano come gli utenti delle isole minori non siano dotati di sistemi di automazione all'interno delle proprie abitazioni. Questo elemento potrebbe rendere più complessa la transizione di tali utenze verso modelli di gestione energetica più moderni come quello della comunità energetica. Potrebbe quindi essere necessario formare gli utenti a gestire in un modo moderno ed innovativo i propri impianti, anche adottando logiche di DR, la cui necessità è spesso di non immediata comprensione. Inoltre, all'assenza di automazione si associa l'assenza di sistemi di telecomunicazione. Affinché la comunità energetica possa effettivamente attuare le logiche di DR definite in precedenza, è necessario allestire un sistema efficiente di scambio delle informazioni offline ed in real-time tra i prosumers, tra questi e il DSO (o un eventuale aggregatore) e tra questi e i sistemi di generazione, accumulo e ricarica di veicoli elettrici.

In una prima fase di affermazione delle CE potrebbe quindi essere determinante il ruolo di EsCo.

5.8.8. Presenza di vincoli paesaggistici e ambientali

La presenza di aree vincolate è un tema particolarmente importante in quanto tali aree limitano la possibilità di installazione di molti impianti da FER, in primo luogo fotovoltaico e solare termico, e quindi la possibilità che si crei una CE.

5.8.9. Assenza di strutture condominiali vere e proprie

Date le tipologie edilizie presenti nelle isole minori, principalmente ville o palazzine di pochi piani e con pochi appartamenti, il modello di autoconsumo collettivo proposto dalle direttive europee è di difficile implementazione mentre risulta più realistico un modello di comunità energetico come quello proposto in questo studio, nel quale diversi utenti alimentati dalla stessa cabina MT/BT, condividono le proprie risorse energetiche.

6. Conclusioni

Il lavoro di ricerca condotto nella LA4.4 ha consentito di raggiungere i risultati attesi riportati di seguito:

- Definizione dei requisiti prestazionali e funzionali dei sistemi/impianti per l'efficientamento degli utenti delle isole minori: sono state definite e sono stati dimensionati dei sistemi/impianti per la produzione di ACS mediante PdC abbinata a pannelli solari FV, termici o di tipo PVT, un impianto innovativo di solar cooling (sistema Freesco) per un'utenza del terziario e degli impianti di illuminazione intelligenti per ridurre i consumi ottimizzando il contributo della luce solare. I risultati dello studio sono descritti al capitolo 3 del presente documento;
- Definizione di soluzioni impiantistiche che abbiano un impatto positivo sull'indice di prestazione energetica degli edifici: l'obiettivo è stato perseguito tenendo conto della necessità di integrare gli impianti per il condizionamento ambiente (Freesco) e per la produzione di ACS (PdC) con impianti di generazione termica o elettrica basati sulla fonte solare. Anche il controllo degli impianti di illuminazione mediante sistemi BAC, proposto nel presente studio, ha un impatto positivo sull'indice di prestazione energetica degli edifici. I risultati dello studio sono descritti al capitolo 3 del presente documento;
- Definizione di soluzioni impiantistiche che tengano conto degli obiettivi del decreto isole minori e della nuova direttiva EPBD: anche in questo caso, data la necessità di incrementare il contributo da FER nel sistema di generazione dell'isola, imposta dal decreto isole minori, l'obiettivo è stato perseguito integrando gli impianti per il condizionamento ambiente e per la produzione di ACS (PdC) con impianti di generazione termica o elettrica basati sulla fonte solare. Inoltre, nell'analisi della CE nell'isola di Pantelleria, si è fatto ricorso alla mobilità elettrica e si sono valutate le azioni di DR implementabili, dato che anche questi interventi sono incentivati dal decreto isole minori. I risultati dello studio sono descritti al capitolo 3 e al capitolo 5 del presente documento;
- Identificazione delle condizioni per la creazione di CE nelle piccole isole, Analisi delle CE nelle piccole isole: l'obiettivo è stato perseguito tenendo conto dei risultati del sondaggio effettuato presso gli utenti dell'isola di Pantelleria e analizzando un caso studio reale. E' stata effettuata anche un'analisi economica basata sui recenti incentivi stabiliti per le CE in Italia. I risultati dello studio sono descritti al capitolo 5 del presente documento;
- Caratterizzazione delle utenze isolate in termini di dotazione impiantistica e di apparecchiature e in termini di utilizzo prevalente delle stesse, Confronto dei consumi degli utenti isolani: l'obiettivo è stato perseguito tenendo conto dei risultati del sondaggio effettuato presso gli utenti dell'isola di Pantelleria e i risultati dello studio sono descritti al capitolo 4 del presente documento;
- Analisi di come le abitudini diverse degli utenti isolani, il clima, il turismo hanno influenza sui loro consumi: l'analisi è stata condotta attraverso l'analisi dei diagrammi di carico complessivi dell'isola di Pantelleria per l'anno 2020. I diagrammi mostrano come i consumi dell'isola di Pantelleria, come quelli di altre isole precedentemente esaminate, siano concentrati soprattutto nella fascia pomeridiana e serale e come siano più che raddoppiati in estate rispetto all'inverno, a causa dei flussi turistici. I risultati dello studio sono descritti al capitolo 4 del presente documento.

Infine, sono stati installati il banco di prova per la caratterizzazione delle utenze isolate e il sistema Freesco e, come previsto in progetto, avviate le procedure di acquisto per i restanti sistemi sui quali, nella LA4.5, sarà avviata la sperimentazione in campo.

7. Riferimenti bibliografici

1. V. Lo Brano, M. Beccali, M.G. Ippolito, G. Ciulla, P. Finocchiaro, D. La Cascia, G. Leone, G. Zizzo, Analisi delle tecnologie per la climatizzazione e sistemi ICT applicati agli utenti finali delle isole minori non connesse alla RTN al fine di efficientare il sistema elettrico isolano, Report RdS/PAR2015/145
2. M. Beccali, V. Lo Brano, M. Ippolito, G. Zizzo, G. Ciulla, G. Leone, P. Finocchiaro, Simulazione e confronto di tecnologie per la climatizzazione e l'acqua calda sanitaria installate presso gli utenti finali delle isole minori non connesse alla RTN al fine di ridurre i costi energetici ed efficientare il sistema elettrico isolano, Report RdS/PAR 2016
3. Marco Beccali, Marina Bonomolo, Giuseppina Ciulla, Pietro Finocchiaro, Mariano Giuseppe Ippolito, Giuliana Leone, Valerio Lo Brano, Rossano Musca, Gaetano Zizzo, Analisi sperimentale e numerica di tecnologie solar driven per la climatizzazione e la produzione di ACS e di sistemi ICT per il controllo e la riduzione dei carichi elettrici nelle isole minori non connesse alla RTN, Report RdS/PAR 2017
4. Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico recante *“Disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili”*, 14/02/2017
5. DIRETTIVA (UE) 2018/844 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 30 maggio 2018 che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
6. DIRETTIVA 2010/31/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 19 maggio 2010 sulla prestazione energetica nell'edilizia.
7. DIRETTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.
8. Smart Readiness Indicator for Buildings, <https://smartreadinessindicator.eu/milestones-and-documents>.
9. Norma EN 15232-1 - *“Prestazione energetica degli edifici - Parte 1: Impatto dell'automazione, del controllo e della gestione tecnica degli edifici”*.
10. IEC, *“Smart Grid Standardization Roadmap”*, SMB Smart Grid Strategic Group, 2010.
11. CEN/CENELEC Smart House Roadmap, <https://www.cencenelec.eu/standards/Topics/Smarthouse/Pages/default.aspx>.
12. FINAL report on the technical support to the development of a Smart Readiness Indicator for buildings, Final Report, EU, 2020.
13. Commissione Europea, Energia Pulita per tutti i pacchetti europei, disponibile on line: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en (consultato il 14 ottobre 2020).
14. E. Aramizaru, A. Uihlein, Energy communities: a overview of energy and social innovation, JRC Science for Policy Report, 2020, disponibile online: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC119433/energy_communities_report_final.pdf (Consultato il 14 ottobre 2020)
15. C. Sebi e A.L. Vernay, Energia rinnovabile comunitaria in Francia: Lo stato dello sviluppo e la via da seguire, Politica energetica, Volume 147, dicembre 2020, 111874, ISSN 0301-4215.
16. C. Sebi, A.L. Vernay, Comunità energetiche e loro ecosistemi: Un confronto tra Francia e Paesi Bassi, Previsioni Tecnologiche e Cambiamenti Sociali, Volume 158, 2020, 120123, ISSN 0040-1625.
17. A. Genere, M. Iskandarova, Trasformare il sistema energetico? Tecnologia e legittimità organizzativa e istituzionalizzazione delle energie rinnovabili comunitarie, Recensioni sulle energie rinnovabili e sostenibili, Volume 125, 2020, 109795, ISSN 1364-0321.
18. F. Sarfarazi, M. Deissenroth-Uhrig e V. Bertsch, Aggregation of Households in Community Energy Systems: An Analysis from Actors' and Market Perspectives, Energies, Volume 13, 2020, pp. 5154.
19. A. Lüth, J. Weibezahn e J.M Zepter, On Distributional Effects in Local Electricity Market Designs — Evidence from a German Case Study, Energies, Volume 13, 2020 pp. 1993.
20. S. Soeiro e M. Ferreira Dias, Comunità delle energie rinnovabili e mercato europeo dell'energia: motivazioni principali, Heliyon, Volume 6, 2020, pp. e04511.

21. Z. De Greve, J. Bottieau, D. Vangulick, A. Wautier, P. D. Dapoz, A. Arrigo, J. F. Toubeau, e F. Vallee, Tecniche di machine learning per migliorare l'auto-consumo nelle comunità di energia rinnovabile, *Energie*, Volume 13, 2020, pp. 4892.
22. A. Giordano, C. Mastroianni e L. Scarcello, Modello di ottimizzazione per lo scambio energetico consapevole dell'IoT nelle comunità energetiche per utenti residenziali, *elettronica*, volume 9, 2020, pp. 1003.
23. G. Barone, G. Brusco, D. Menniti, A. Pinnarelli, G. Polizzi, N. Sorrentino, P. Vizza e A. Burgio, How Smart Metering and Smart Charging may Help a Local Energy Community in Collective Self-Consumption in Presence of Electric Vehicles, *Energies*, Volume 13, 2020, pp. 4163.
24. V. Bukovszki, A. Magyari, M. Braun, K. Párdi e A. Reith, Energy Modelling as a Trigger for Energy Communities: A Joint Socio-Technical Perspective, *Energies*, Volume 13, 2020, pp. 2274.
25. S. Torabi, M. V. Di Nicoli, S. Manzo e P. Lombardi, Mainstreaming Energy Communities in the Transition to a Low-Carbon Future: A Methodological Approach, *Energies*, Volume 13, 2020, pp. 1597.
26. J. Lowitzsch, Consumer Stock Ownership Plans (CSOPs) — The Prototype Business Model for Renewable Energy Communities, *Energies*, Volume 13, 2019, pp. Sul lavoro il 118.
27. J. Hoz, A. Alonso, S. Coronas, H. Martin e J. Matas, Impact of Different Regulatory Structures on the Management of Energy Communities, *Energies*, Volume 13, 2020, pp. 2892.
28. Parlamento europeo e Consiglio, direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 11/12 2018, disponibile online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=fr> (consultato il 12 ottobre 2020)
29. Parlamento europeo e Consiglio, direttiva (UE) 2019/994 del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 05/06/2019, disponibile online: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0125.01.ENG (consultato il 12 ottobre 2020)
30. Ministero dell'Ambiente, dell'Energia e del Mare, Ordinanza n. 2016-1019 sull'auto-consumo di energia elettrica, *Gazzetta Ufficiale della Repubblica Francese*, 27/07/2016, disponibile online: <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000032938257/> (Consultato il 01 novembre 2020)
31. Schoenherr.eu, Energie Rinnovabili: Modifica della legge austriaca sull'elettricità verde raddoppia i finanziamenti, 05/07/2017, disponibile online: <https://www.schoenherr.eu/publications/publication-detail/renewable-energy-amendment-of-the-austrian-green-electricity-act-doubles-funding/> (consultato il 02 novembre 2020)
32. Redazione QualEnergia, Fotovoltaico e autoconsumo collettivo nei condomini austriaci, 18/04/2019, available online: <https://www.qualenergia.it/articoli/fotovoltaico-e-autoconsumo-collettivo-nei-condomini-austriaci/> (Accessed November 02, 2020)
33. Ministero per la Transizione Ecologica, Regio Decreto 244/2019 del 5 aprile, che disciplina le condizioni amministrative, tecniche ed economiche dell'auto-consumo di energia elettrica, *Gazzetta Ufficiale dello Stato*, 05/04/2019, disponibile online: <https://www.boe.es//boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf> (Consultato il 03 novembre 2020)
34. Unione Fotovoltaica Spagnola, Il settore fotovoltaico che guida la transizione energetica, 2019, disponibile online: https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2019/09/memoria_unef_2019-web.pdf (Consultato il 03 novembre 2020)
35. Presidenza del Consiglio dei Ministri, Decreto Legge n. 162/2019, Diário da República, 25/10/2019, disponibile online: <https://dre.pt/application/conteudo/125692189> (Consultato il 04 novembre 2020)
36. Parlamento Italiano, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica, *Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana*, 28/02/2020, available online: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20A01353/sg> (Accessed October 22, 2020)

37. Project Renaissance: Rinascimento - Integrazione rinnovabile e sostenibilità nelle comunità energetiche, disponibile online: <https://www.renaissance-h2020.eu/>
38. V. Di Dio, S. Favuzza, D. La Cascia, F. Massaro, G. Zizzo, Valutazione critica del supporto all'evoluzione del fotovoltaico e delle tariffe feed-in in Italia, Tecnologie e valutazioni energetiche sostenibili, Vol. 9, 2014, pp. 95-104.
39. ARERA, Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/eel, testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto, 20/12/2012, available online: https://www.arera.it/allegati/docs/12/570-12TISP_ti.pdf (Accessed October 23, 2020)
40. ARERA, Documento di consultazione 1/04/2020 112/2020/R/eel, 01/04/2020, available online: <https://www.arera.it/it/docs/20/112-20.html> (Accessed October 23, 2020)
41. ARERA, Allegato A alla deliberazione 318/2020/R/eel "Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile", 04/08/2020, available online: <https://www.arera.it/it/docs/20/318-20.html> (Accessed October 23, 2020)
42. RSE Group, Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell'Energia, DossierSE, 06/10/2020, available online: https://dossierse.it/17_2020-gli-schemi-di-autoconsumo-collettivo-e-le-comunita-dellenergia%e2%80%8b-sintesi/ (Accessed October 25, 2020)
43. Ministero dello Sviluppo Economico, Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/2019, convertito dalla legge n. 8/2020, Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 16/09/2020, available online: https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2020-11-16&atto.codiceRedazionale=20A06224&elenco30giorni=true (Accessed October 26, 2020)
44. Repubblica Italiana, Decreto-Legge 19 maggio 2020, n. 34 "Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19", Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 19/05/2020, available online: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/05/19/20G00052/sg> (Accessed October 27, 2020)
45. Repubblica Italiana, Decreto-Legge 22 giugno 2012, n. 83 "Misure urgenti per la crescita del Paese", Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 26/06/2012, available online: <https://www.gazzettaufficiale.it/gunewsletter/dettaglio.jsp?service=1&datagu=2012-06-26&task=dettaglio&numgu=147&redaz=012G0109&tmstp=1340872028248> (Accessed October 27, 2020)
46. GSE, "Gruppi di auto consumatori 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", 22 December 2020, available online: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Gruppi%20di%20autoconsumatori%20e%20comunita%20di%20energia%20rinnovabile/Regole%20e%20procedure/Regole%20Tecniche%20per%20accesso%20al%20servizio%20di%20valorizzazione%20e%20incentivazione%20energia%20elettrica%20condivisa.pdf
47. Consiglio Regionale Piemonte, Legge regionale n°12 del 3 agosto 2018 sulla promozione dell'istituzione delle comunità energetiche, Arianna Banca dati leggi regionali del Piemonte, 03/08/2018, available online: <http://arianna.consiglioregionale.piemonte.it/ariaint/TESTO?LAYOUT=PRESENTAZIONE&TIPODOC=LEGGI&LEGGI=12&LEGGIANNO=2018> (Accessed October 28, 2020)
48. Consiglio Regionale Puglia, Legge Regionale n°45 del 9 agosto 2019 sulla Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche, Bollettino Ufficiale della Regione Puglia, 09/08/2019, available online: https://gse.it/normativa_site/GSE%20Documenti%20normativa/PUGLIA_DGR_n1074_07_07_2020.pdf (Accessed October 28, 2020)

49. Ufficio Energia Legambiente, Comunità rinnovabili 2020, 06/2020, available online: <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2020/06/rapporto-comunita-rinnovabili-2020.pdf> (Accessed October 28, 2020)
50. Consiglio Regionale Liguria, Legge Regionale n° 13 del 6 luglio 2020 sulla promozione dell'istituzione delle comunità energetiche, Bollettino Ufficiale della Regione Liguria, 06/07/2020, available online: http://enerweb.casaccia.enea.it/enearegioni/UserFiles/Liguria/LR_N13_2020_Liguria.pdf (Accessed October 28, 2020)
51. UNI 10339:1995- Impianti aeraulici al fini di benessere. Generalità, classificazione e requisiti. Regole per la richiesta d'offerta, l'offerta, l'ordine e la fornitura.
52. Norma UNI EN 12464-1: Luce e illuminazione - Illuminazione dei posti di lavoro - Parte 1: Posti di lavoro in interni.
53. G. Zizzo, M. Beccali, M. Bonomolo, B. Di Pietra, M. G. Ippolito, D. La Cascia, G. Leone, V. Lo Brano, F. Monteleone, "A feasibility study of some DSM enabling solutions in small islands: The case of Lampedusa", ENERGY, vol. 140 part 1, 2017, p. 1030-1046, ISSN: 0360-5442.
54. Scheda tecnica Daikin ECH20, <https://www.daikin.it/content/dam/DACI-Internet/Download/Riscaldamento/2017%20ECH20%20201805.pdf>
55. REGOLAMENTO (UE) N. 814/2013 DELLA COMMISSIONE del 2 agosto 2013 recante modalità di applicazione della direttiva 2009/125/CE del Parlamento europeo e del Consiglio in merito alle specifiche per la progettazione ecocompatibile degli scaldacqua e dei serbatoi per l'acqua calda
56. Leonforte, F., 2014. Messa a punto e analisi prestazionale di un collettore ibrido fotovoltaico termico a fluido termovettore acqua. PhD Thesis. Politecnico di Milano.
57. UNI EN ISO 9806:2018-Energia solare - Collettori solari termici - Metodi di prova
58. Florschuetz, L. W. (1979). Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors. *Solar energy*, 22(4), 361-366.
59. Angenendt, G., Zurmühlen, S., Figgenger, J., Kairies, K. P., & Sauer, D. U. (2020). Providing frequency control reserve with photovoltaic battery energy storage systems and power-to-heat coupling. *Energy*, 194, 116923.
60. Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons.
61. Aste, N., Leonforte, F., & Del Pero, C. (2015). Design, modeling and performance monitoring of a photovoltaic–thermal (PVT) water collector. *Solar Energy*, 112, 85-99.
62. RIZZINI, M. (2015). Analisi sperimentale di pannelli fotovoltaici termici innovativi presso il SolarTech lab.
63. Beccali, M., Bonomolo, M., Di Pietra, B., Leone, G., & Martorana, F. (2020). Solar and Heat Pump Systems for Domestic Hot Water Production on a Small Island: The Case Study of Lampedusa. *Applied Sciences*, 10(17), 5968.
64. UNI EN 16147: 2017, Pompe di calore con compressori elettrici - Prove, valutazione delle prestazioni e requisiti per la marcatura delle unità di acqua calda sanitaria.
65. IEC 61215:2005 -Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval
66. IEC 61730-1:2016 -Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction
67. I-Project 6.1, Schneider Electric, www.se.com.
68. Regalgrid Snocu, www.regalgrid.com.
69. A. Scognamiglio, P. Bosisio, V. Di Dio, "Fotovoltaico negli edifici: Dimensionamento, progettazione e gestione degli impianti", Edizioni Ambiente, 2013.
70. ARERA, Elettricità: bonus sociale, al via le modalità applicative, available at: https://www.arera.it/it/com_stampa/08/080902.htm,
71. Dati Istat Pantelleria: <https://www.tuttitalia.it/sicilia/31-pantelleria/statistiche/popolazione-eta-sesso-stato-civile-2020/>
72. 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.
73. 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.
 74. 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.
 75. G. Ala, V. Cosentino, A. Di Stefano, G. Fiscelli, F. Genduso, G.C. Giaconia, M. G. Ippolito, D. La Cascia, F. Massaro, R. Miceli, P. Romano, C. Spataro, F. Viola, G. Zizzo. “Energy Management via Connected Household Appliances”, Publisher: McGraw-Hill, Milan (Italy), 2008, p. 1-158, ISBN: 978-88-386-6676-6.
 76. PV-GIS: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
 77. TNE, Fotovoltaico, Guida Blu n. 15.
 78. RSE, Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell’Energia, 2020.
 79. 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.

8. Abbreviazioni ed acronimi

AC: Corrente Alternata

ACS: Acqua Calda Sanitaria

B&B: Bed and Breakfast

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

COP: Coefficient of Performance

CU: Corrispettivo Unitario

DC: Corrente Continua

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

EER: Energy Efficiency Rate

EES: Electric Energy Saving

EMS: Energy Management System

EPBD: Energy Performance in Building Directive

EPS: Emergency Power Supply

FER: Fonti energetiche rinnovabili

FV: Fotovoltaico

FVT (o anche PVT): Fotovoltaico-Termico

GPL: Gas di petrolio liquefatto

GSE: Gestore dei Servizi Energetici

HPWH: Heat Pump Water Heater

ICT: Information and Communication Technology

LA: Linea di Attività

LAN: Local Area Network

MISE: Ministero dello Sviluppo Economico

MPO: Micropiramidi pluristrato

MPPT: Maximum Power Point Tracking
MT: Media Tensione
PdC: Pompa di Calore
PER: Primary Energy Ratio
PMI: Piccole e Medie Imprese
PVT (o anche FVT): Fotovoltaico-Termico
RTN: Rete di Trasmissione Nazionale
SOC: State of Charge
SRI: Smart Readiness Indicator
ST: Solare Termico
SUM: Estate
TRASE: Componente variabile di trasmissione
UE: Unione Europea
UGR: Unified Glare Rating
UVAM: Unità Virtuali Abilitate Miste
VMC: Ventilazione meccanica controllata
WIN: Inverno

9. Appendice: Questionario

 <p>Università degli Studi di Palermo</p>	 <p>dipartimento di ingegneria unipa</p>	
 <p>ENEA Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile</p>	 <p>MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO</p>	 <p>Ricerca di Sistema elettrico</p>
<h3>"Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle isole minori"</h3> <p>Tempo medio per la compilazione: 10 minuti</p> <p>*Campo obbligatorio</p>		
<h4>Dati Generali</h4> <p>Il progetto mira a definire tecnologie e tecniche innovative per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti nelle piccole isole del Mediterraneo. Nell'ambito del progetto sono analizzati sia gli impatti sui consumi energetici degli utenti del sistema elettrico che gli impatti sul sistema elettrico stesso (rete di distribuzione e sistema di generazione) nelle isole di Lampedusa, Favignana, Pantelleria e Salina. Il progetto si inquadra nell'obiettivo 1.5 del PTR 2019-2021 «Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti».</p> <p>Quello che stai per compilare è un questionario che servirà a raccogliere, in forma anonima, dei dati che permetteranno una migliore comprensione dello status energetico delle isole e forniranno informazioni indispensabili alla conduzione del progetto.</p>		
<p>Comune di Residenza *</p> <p><input type="radio"/> Lampedusa</p> <p><input type="radio"/> Favignana</p> <p><input type="radio"/> Pantelleria</p> <p><input type="radio"/> Salina</p> <p><input type="radio"/> Altro: _____</p>		
<p>Fascia di età *</p> <p><input type="radio"/> 18 - 39 anni</p> <p><input type="radio"/> 40 - 59 anni</p> <p><input type="radio"/> 60 anni e oltre</p>		

I consumi di un'abitazione possono essere molto diversi da quelli, ad esempio, di un'attività commerciale o di un albergo. Indicare lo scopo del proprio edificio *

- Abitazione
- Attività commerciale
- Struttura alberghiera
- Altro: _____

Superficie abitativa dell'edificio (metri quadrati) *

- meno di 50 metri quadrati
- fra 50 e 100 metri quadrati
- fra 101 e 200 metri quadrati
- oltre 200 metri quadrati

Superficie di magazzini, rimesse ed altri locali non ad uso abitativo, se presenti (metri quadrati)

La tua risposta _____

Dove si trova l'edificio? *

- Centro urbano
- In prossimità di un centro abitato
- Isolato o lontano da un centro abitato

Tipologia di costruzione *

- Costruzione singola
- Costruzione plurifamiliare (condominio)
- Altro: _____

Anno di costruzione *

- prima del 1976
- 1976 - 1991
- 1992 - 2005
- dopo il 2005
- Non ho quest'informazione

Piani dell'edificio *

La tua risposta

Numero di stanze dell'abitazione (inclusi i servizi) *

La tua risposta

Quante persone occupano mediamente l'edificio nella stagione estiva? (maggio - ottobre) *

La tua risposta

Quante persone occupano mediamente l'edificio nella stagione invernale? (novembre - aprile) *

La tua risposta

L'edificio è dotato di una connessione ad internet? *

Sì

No

[Avanti](#)

 Pagina 1 di 5

Non inviare mai le password tramite Moduli Google.

Questo modulo è stato creato fuori dal tuo dominio. [Segnala una violazione](#) - [Termini di servizio](#) - [Norme sulla privacy](#)

Google Moduli

 Università degli Studi di Palermo	 d<i>i</i> dipartimento di ingegneria unipa	
 ENEA Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile	 MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO	Ricerca di Sistema elettrico

**"Studio di fattibilità di soluzioni per
l'efficientamento energetico delle isole
minori"**

*Campo obbligatorio

Riscaldamento, acqua calda sanitaria, climatizzazione e apparecchi elettrici

È presente un impianto solare termico? *

Sì

No

Superficie totale dell'impianto solare termico in metri quadri (se presente)

La tua risposta _____

È presente un impianto fotovoltaico? *

- Sì
- No

Potenza impianto fotovoltaico in kW (se presente)

La tua risposta _____

All'impianto fotovoltaico è abbinato un sistema di accumulo (batterie)?

- Sì
- No

Se è presente un sistema di accumulo, specificare tipologia e capacità delle batterie

La tua risposta _____

Tipologia di riscaldamento ambienti, si può indicare più di una risposta *

- Caldaia a GPL
- Caldaia a metano
- Stufa elettrica
- Pompa di calore (condizionatore)
- Stufa a pellet o legna

Indicare la potenza dei sistemi di riscaldamento segnati nella domanda precedente

La tua risposta _____

Tipologia riscaldamento acqua (scaldabagno) *

- GPL
- Metano
- Elettrico

Indicare la potenza dei sistemi di riscaldamento acqua (scaldabagno) segnati
nella domanda precedente

La tua risposta _____

Capacità in litri scaldabagno *

- 0 litri (a Metano o a GPL)
- 10-30 litri
- 50 litri
- 80 litri
- 100-120 litri
- 200-300 litri

Anno di installazione scaldabagno *

prima del 1995

fra il 1995 e il 2004

fra il 2005 e il 2014

dopo il 2014

Tipologia impianto di climatizzazione *

Singole unità split nelle stanze (condizionatori singoli)

Impianto centralizzato

Assente

Altro: _____

Numero di climatizzatori presenti

La tua risposta _____

Usi dell'impianto di climatizzazione *

Raffrescamento estivo

Riscaldamento invernale

Entrambi

Impianto assente

[Indietro](#) [Avanti](#) Pagina 2 di 5

Non inviare mai le password tramite Moduli Google.

Questo modulo è stato creato fuori dal tuo dominio. [Segnala una violazione](#) - [Termini di servizio](#) - [Norme sulla privacy](#).

Google Moduli

"Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle isole minori"

*Campo obbligatorio

Fornitura elettrica e consumi energetici

Descrivi le caratteristiche della tua alimentazione elettrica e del tuo impianto.

Tipologia di alimentazione (normalmente le abitazioni sono alimentate in monofase) *

- Monofase
- Trifase

Potenza contrattuale (da bolletta) (normalmente le abitazioni presentano un contratto da 3 kW) *

- 3 kW
- 4,5 kW
- 6 kW
- 10 kW
- Altro: _____

Consumo annuo (visibile in bolletta) in kWh *

La tua risposta _____

Tipologia e numero di apparecchiature elettriche principali, si può indicare più di una risposta *

	0	1	2	3	4	oltre 4
Frigorifero	<input type="radio"/>					
Televisione	<input type="radio"/>					
Lavatrice	<input type="radio"/>					
Lavastoviglie	<input type="radio"/>					
Forno elettrico	<input type="radio"/>					
Ventilatori	<input type="radio"/>					
Cucina a induzione	<input type="radio"/>					
Computer	<input type="radio"/>					

Tipologia e numero di lampade presenti, si può indicare più di una risposta *

	0	fra 3 e 5	fra 6 e 8	fra 9 e 12	13 e oltre
A incandescenza	<input type="radio"/>				
LED	<input type="radio"/>				
Fluorescenti lineari (Neon)	<input type="radio"/>				
Fluorescenti compatte (a basso consumo)	<input type="radio"/>				

Consumi gas in bombole *

- meno di cinque all'anno
- fra 5 e 10 all'anno
- oltre 10 all'anno
- Nessuna

[Indietro](#)

[Avanti](#)

Pagina 3 di 5

Non inviare mai le password tramite Moduli Google.

Questo modulo è stato creato fuori dal tuo dominio. [Segnala una violazione](#) - [Termini di servizio](#) - [Norme sulla privacy](#).

Google Moduli



Università
degli Studi
di Palermo

dj dipartimento
di ingegneria
unipa



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



MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Ricerca di Sistema elettrico

"Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle isole minori"

*Campo obbligatorio

Sistemi di regolazione automatica (Smart Home)

Sono presenti sistemi automatici per la Smart Home? *

- Sì
- No
- Non conosco questi sistemi

Se assenti, saresti interessato ad installare dei sistemi automatici per la smart home presso la tua abitazione? *

- Sì
- No

Indicare, se presenti, la tipologia di sistemi installati presso la propria abitazione/edificio

- Accensione automatica luci
- Gestione automatica tapparelle
- Climatizzazione automatica
- Gestione massimo prelievo di potenza dalla rete
- Altro: _____

[Indietro](#)

[Avanti](#)

 Pagina 4 di 5

Non inviare mai le password tramite Moduli Google.

Questo modulo è stato creato fuori dal tuo dominio. [Segnala una violazione](#) - [Termini di servizio](#) - [Norme sulla privacy](#).

Google Moduli



Università
degli Studi
di Palermo

d_i dipartimento
di ingegneria
unipa



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



MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Ricerca di Sistema elettrico

"Studio di fattibilità di soluzioni per l'efficientamento energetico delle isole minori"

*Campo obbligatorio

Progetti innovativi e partecipazione a programmi di gestione dell'energia

Quanto spesso parli dei problemi legati all'ambiente? *

- Sempre
- Spesso
- Raramente
- Mai

Come descrivi la tua conoscenza del solare fotovoltaico? *

- Ottima
- Buona
- Scarsa
- Non conosco la tecnologia

Eri a conoscenza della possibilità di collegare delle batterie al sistema
fotovoltaico per accumulare energia? *

- Sì, conosco i dettagli
- Sì, ne ho sentito parlare
- Non ne ho mai sentito parlare

Saresti disposto ad installare un impianto fotovoltaico con batterie presso la tua abitazione/edificio? *

- Sì, decisamente
- Sono indeciso
- No, non vorrei installarlo
- Non conosco abbastanza l'argomento

Secondo te installare un impianto fotovoltaico con batterie è: *

- Utile al risparmio economico e all'ambiente
- Utile al risparmio economico
- Utile all'ambiente
- Inutile, non credo nell'efficacia di questa tecnologia

Come descrivi la tua conoscenza del solare termico? *

- Ottima
- Buona
- Scarsa
- Non conosco la tecnologia

Saresti disposto ad installare un impianto solare termico presso la tua abitazione/edificio? *

- Sì, decisamente
- Sono indeciso
- No, non vorrei installarlo
- Non conosco abbastanza l'argomento

Secondo te installare un impianto solare termico è *

- Utile al risparmio economico e all'ambiente
- Utile al risparmio
- Utile all'ambiente
- Inutile, non credo nell'efficacia di questa tecnologia

Conosci il concetto di Comunità Energetica? *

- Sì, chiaramente.
- Sì ma non approfonditamente
- Ne ho sentito parlare
- No, non ne ho mai sentito parlare

Vorresti far parte di una Comunità Energetica? *

- Sì, decisamente
- Sono indeciso
- No, non vorrei partecipare
- Non conosco abbastanza l'argomento

Qual è la tua opinione sulle Comunità Energetiche? *

- Consentono sia vantaggi ambientali che economici
- Consentono di risparmiare in bolletta
- Consentono di salvaguardare l'ambiente
- Non penso siano utili
- Non conosco abbastanza l'argomento

Conosci il concetto di Demand Response? *

- Sì, chiaramente.
- Sì ma non approfonditamente
- Ne ho sentito parlare
- No, non ne ho mai sentito parlare

Vorresti partecipare a programmi di Demand Response?

- Sì, decisamente
- Sono indeciso
- No, non vorrei partecipare
- Non conosco abbastanza l'argomento

Quale fra questi elettrodomestici saresti disposto ad interrompere per fornire servizi alla rete? Si può indicare più di una risposta *

- Scaldabagno/Pompa di calore per produzione di acqua calda sanitaria
- Lavatrice
- Lavastoviglie
- Forno
- Condizionatore

Partecipare ad un programma di Demand Response comporta una remunerazione degli utenti. Come vorresti essere "pagato" per fornire questo tipo di servizio? *

- Sconto in bolletta
- Fisso annuale
- Fisso annuale più provvigione per ogni richiesta di modifica
- Provvigione per ogni richiesta di modifica

Quale sarebbe il guadagno annuale che ti indurrebbe a partecipare ad un programma di Demand Response? *

- Circa 50 €/anno
- Circa 100 €/anno
- Circa 200 €/anno
- Oltre 250 €/anno

Conosci il concetto di "Aggregatore di carico elettrico"? *

- Sì, chiaramente
- Sì ma non approfonditamente
- Ne ho sentito parlare
- No, non ne ho mai sentito parlare

Vorresti partecipare a programmi di Aggregazione? *

- Sì, decisamente
- Sono indeciso
- No, non vorrei partecipare
- Non conosco abbastanza l'argomento

Conosci i concetti di Teleriscaldamento e Teleraffreddamento? *

- Sì, chiaramente
- Sì ma non approfonditamente
- Ne ho sentito parlare
- No, non ne ho mai sentito parlare

Vorresti allacciare il tuo impianto di riscaldamento/raffrescamento ad una rete di teleriscaldamento/teleraffredamento? *

- Sì, decisamente
- Sono indeciso
- No, non vorrei partecipare
- Non conosco abbastanza l'argomento

Conosci il concetto di "Blockchain"? *

- Sì, chiaramente
- Sì ma non approfonditamente
- Ne ho sentito parlare
- No, non ne ho mai sentito parlare

Vorresti far parte di una comunità per la compravendita di energia tramite una Blockchain? *

- Sì, decisamente
- Sono indeciso
- No, non vorrei partecipare
- Non conosco abbastanza l'argomento

Conosci la tecnologia "Biodigestore" per la produzione di acqua calda? *

- Sì, chiaramente
- Sì ma non approfonditamente
- Ne ho sentito parlare
- No, non ne ho mai sentito parlare