



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi tecnico economica dell'applicazione dei sistemi ibridi avanzati e i sistemi di contabilizzazione individuale smart nei contesti edilizi condominiali per l'incremento di utilizzo delle fonti rinnovabili

B. Di Pietra, A. Ciappa, L. La Notte, G. Landi,
E. Monno, A.L. Palma, A. Parisi

ANALISI TECNICO ECONOMICA DELL'APPLICAZIONE DEI SISTEMI IBRIDI AVANZATI E I SISTEMI DI
CONTABILIZZAZIONE INDIVIDUALE SMART NEI CONTESTI EDILIZI CONDOMINIALI PER L'INCREMENTO DI
UTILIZZO DELLE FONTI RINNOVABILI

B. Di Pietra, A. Ciappa, L. La Notte, G. Landi, E. Monno, A.L. Palma, A. Parisi

Con il contributo di: E. Allegrini, G. Azzolini, F. Erice, A. Gugliandolo, C. Herce, A. Martelli, D.A. Matera, D.
Prisinzano, A. Scognamiglio

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I 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: *3 - Componenti e impianti innovativi per incrementare l'efficienza energetica e l'uso delle fonti rinnovabili negli edifici*

Linea di attività: *LA3.1 - Analisi tecnico economica di sistemi ibridi avanzati e di sistemi di contabilizzazione individuale smart nei contesti edilizi condominiali*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi

Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra

Indice

SOMMARIO.....	6
1 INTRODUZIONE.....	7
2 INDIVIDUAZIONE DI NUOVE ARCHITETTURE PER L'IMPIANTO S.A.P.I.EN.T.E.....	8
2.1 DESCRIZIONE IMPIANTO S.A..P.I.EN.T.E.....	8
2.2 CABINA 1 – SEZIONE ELETTRICA.....	10
2.2.1 <i>Quadro elettrico</i>	10
2.2.2 <i>Compensatore statico</i>	11
2.2.3 <i>Carico elettronico</i>	14
2.3 CABINA 2 – SEZIONE TERMICA.....	15
2.3.1 <i>Quadro elettrico</i>	15
2.3.2 <i>Accumuli termici</i>	16
2.3.3 <i>impianti termici installati all'esterno della Cabina 2</i>	17
2.4 VALUTAZIONE TECNICA ED ECONOMICA DI NUOVE TECNOLOGIE (GENERAZIONE E ACCUMULO) DA APPLICARE ALL'IMPIANTO S.A.P.I.EN.T.E.....	19
2.4.1 <i>Stato dell'arte di architetture ibride</i>	19
2.4.2 <i>Integrazione di un generatore micro-eolico all'impianto S.A.P.I.EN.T.E.: Valutazione tecnica ed economica</i>	22
2.4.3 <i>Fotovoltaico ibrido PVT termo-elettrico</i>	32
2.4.4 <i>Valutazione tecnica ed economica di nuove tecnologie di accumulo da applicare all'impianto S.A.P.I.EN.T.E.</i>	36
2.4.5 <i>Valutazione di un sistema di supercondensatori per l'impianto S.A.P.I.EN.T.E.</i>	40
3 MODELLIZZAZIONE DI UN GENERATORE MICRO EOLICO INTEGRATO AL SISTEMA IBRIDO S.A.P.I.EN.T.E.....	42
4 ANALISI ENERGETICA ED ECONOMICA DI NUOVI SISTEMI IBRIDI APPLICATI AI CONDOMINI SECONDO UNO SCHEMA DI MICRO COMUNITÀ ENERGETICA.....	52
4.1 MICRO COMUNITÀ ENERGETICHE E IMPIANTI IBRIDI: STATO DELL'ARTE.....	52
4.2 MODELLIZZAZIONE DEL SISTEMA IBRIDO APPLICATO AD UN CONTESTO CONDOMINIO GESTITO SECONDO LO SCHEMA DI MICRUCOMUNITÀ ENERGETICA.....	53
4.3 MODELLIZZAZIONE DELLE ARCHITETTURE DI IMPIANTO E DI DIVERSI SCENARI DI CONTROLLO DEI CARICHI D'UTENTE CON LOGICHE DI DEMAND RESPONSE IN CONDIZIONI TARIFFARIE REALI.....	55
4.3.1 <i>Implementazione modello per simulare pompa di calore per ACS per singola unità immobiliare</i>	55
4.3.2 <i>Applicazione delle logiche di Demand Response al profilo di carico elettrico del singolo appartamento</i> ..	60
4.3.3 <i>Implementazione modelli per analisi economica della microcomunità eneregtica – identificazione del soggetto "Aggregatore"</i>	63
4.4 ANALISI TECNICO ECONOMICA DEL SISTEMA IBRIDO A SERVIZIO DELLA MICROCOMUNITÀ ENERGETICA – APPLICAZIONE DELLA PIATTAFORMA DI SIMULAZIONE AD UN CASO STUDIO.....	69
4.4.1 <i>Descrizione del caso studio simulato</i>	69
4.4.2 <i>Sintesi delle tariffe e dei costi di installazione per il caso studio simulato</i>	71
4.4.3 <i>Risultati di simulazione scenario: Scenario 1-Scenario DR1 Scenario 01 (produzione di ACS centralizzata)</i>	72
4.4.4 <i>Risultati di simulazione: Scenario 2 - Scenario 02 – Scenario DR2 (produzione di ACS distribuita)</i>	84
5 PROVE CON SISTEMI REAL TIME DELL'IMPIANTO IBRIDO UTILIZZANDO EMULATORI HARDWARE DEI SINGOLI COMPONENTI.....	92
5.2 INTEGRAZIONE DELLA PIATTAFORMA DI SIMULAZIONE DELL'IMPIANTO IBRIDO CON L'EMULATORE HARDWARE DELLA POMPA DI CALORE	93
5.2.1 <i>Blocco interfaccia simulatore-emulatore</i>	94
5.2.2 <i>Blocco Simulink Real-Time Synchronization</i>	99
5.2.3 <i>Criticità riscontrate nella fase di calibrazione</i>	100
5.3 PROVE CON IL SISTEMA SIMULATORE-EMULATORE.....	100

5.3.1	<i>Emulazione giornata invernale</i>	102
5.3.2	<i>Emulazione giornata estiva</i>	106
6	PROGETTAZIONE E INSTALLAZIONE DI UN NUOVO SISTEMA DI CONTROLLO DELL’IMPIANTO IBRIDO SPERIMENTALE S.A.P.I.EN.T.E. INSTALLATO PRESSO L’ENEA DI CASACCIA	108
6.1	DESCRIZIONE DEL NUOVO SISTEMA DI CONTROLLO INSTALLATO.....	108
6.1.1	<i>Moduli analogici di ingresso (AI)</i>	111
6.1.2	<i>Moduli analogici di uscita (AO)</i>	112
6.1.3	<i>Modulo digitale di ingresso (DI)</i>	113
6.1.4	<i>Moduli digitali di uscita (DO)</i>	113
6.2	WEB SERVER PER LA GESTIONE UTENTE DEL SISTEMA IBRIDO S.A.P.I.EN.T.E.	114
6.3	PRIME PROVE SULL’IMPIANTO S.A.P.I.EN.T.E. CON IL NUOVO SISTEMA DI CONTROLLO E MISURA DEI PRINCIPALI PARAMETRI ENERGETICI	116
6.3.1	<i>Produzione di energia termica e assorbimento elettrico della pompa di calore al variare del numero di giri del compressore</i>	116
6.4	MONITORAGGIO DELLA TEMPERATURA DEGLI ACCUMULI E STIMA DELLA DISPERSIONE DI CALORE	121
6.5	CONTROLLO DELLE POMPE DI CIRCOLAZIONE E DEI DRY COOLER PER MISURA DEL CARICO TERMICO DISSIPATO	123
6.6	PROVA CONTROLLO POMPA DI CALORE AD “INSEGUIMENTO FOTOVOLTAICO”	125
7	BENEFICI DELLA CONTABILIZZAZIONE INDIVIDUALE DEL CALORE NEI CONDOMINI CON IMPIANTO TERMICO CENTRALIZZATO	127
7.2	INTRODUZIONE	127
7.2.1	<i>Transizione della normativa verso la contabilizzazione “Intelligente”</i>	127
7.1	STIMA DEI RISPARMI ENERGETICI OTTENUTI DALLA CONTABILIZZAZIONE INDIVIDUALE DEL CALORE NEI CONDOMINI CON IMPIANTO TERMICO CENTRALIZZATO.....	128
7.1.1	<i>Condominio Torino 1</i>	128
7.1.2	<i>Caso studio “Torino 2”</i>	130
7.1.3	<i>Condominio Milano</i>	133
7.2	CONDOMINIO AD OCCUPAZIONE SALTUARIA: BRUSSON (AO).....	134
7.2.1	<i>Condominio ad Occupazione Saltuaria Pila (AO)</i>	136
7.2.2	<i>Considerazioni Riassuntive</i>	138
7.3	ANALISI DI UNA ARCHITETTURA SMART PER LA CONTABILIZZAZIONE INDIVIDUALE DEL CALORE NEI CONDOMINI	138
7.3.1	<i>Definizione Indici Qualitativi da inserire nella piattaforma web del sistema di contabilizzazione “smart”</i> 139	
7.3.2	<i>Indice Consumo Giornaliero – Per singolo ambiente o Intero Edificio</i>	140
7.3.3	<i>Indice Temperatura Orario – Per singolo ambiente</i>	142
7.3.4	<i>Indice di Consumo Mensile – Intero Appartamento</i>	143
7.3.5	<i>Indice di Confronto Mensile tra appartamenti dello steso condominio</i>	143
7.3.6	<i>Indice di Consumo Giornaliero</i>	144
7.3.7	<i>Definizione e valutazione economica preliminare di un sistema di contabilizzazione “smart”</i>	145
7.3.8	<i>Caso studio 1 – Condominio di Anagni</i>	145
7.3.9	<i>Caso studio 2 – Condominio Anagni 2</i>	148
7.3.10	<i>Sistema 3 – Ceprano</i>	151
7.3.11	<i>caso studio 4 – Condominio di Milano</i>	153
7.4	PRIMA ANALISI DELL’IMPATTO ENERGETICO DOVUTO A DISTACCHI DI SINGOLE UNITÀ IMMOBILIARI DA IMPIANTO TERMICO CENTRALIZZATO.....	155
7.4.1	<i>Condominio Trapani</i>	156
7.4.2	<i>Condominio Ceprano</i>	157
7.4.3	<i>Condominio di Torino</i>	160
8	ANALISI E APPLICAZIONE DEL NUOVO INDICE SRI (SMART READINESS INDICATOR) PER VALUTARE L’INTELLIGENZA DEGLI EDIFICI	163
8.2	APPLICAZIONE DELLA PRIMA METODOLOGIA DI CALCOLO DELL’SRI AD ALCUNI CASI STUDIO NAZIONALI	166
8.2.1	<i>-Edificio uffici nord Italia</i>	166
8.2.2	<i>Applicazione calcolo SRI all’impianto ibrido S.A.P.I.EN.T.E.</i>	167

9	CONCLUSIONI.....	169
10	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	171

Sommario

Nel presente documento sono riportati i risultati dello studio condotto da ENEA nell'ambito della linea di attività 3.1 prevista dal WP 3 del Progetto 1.5 dell'accordo di Programma ENEA – MiSE sulla Ricerca del Sistema Elettrico.

Come previsto dalla linea di attività lo studio è stato diviso in tre principali sessioni: i) studio dei sistemi ibridi applicati nei contesti condominiali per la gestione degli stessi secondo uno schema di microcomunità energetica ii) studio dei sistemi di contabilizzazione del calore individuale tipo smart e analisi dei potenziali risparmi energetici ottenibili, iii) applicazione della metodologia di calcolo proposta per lo Smart Readiness Indicator.

Nella prima parte del documento viene descritto lo studio condotto per analizzare nuove architetture impiantistiche ibride applicate ai contesti condominiali secondo i modelli di autoconsumo collettivo e di microcomunità energetica introdotte dagli articoli 21 e 22 della Direttiva Europea 2018/2001.

Per l'analisi delle suddette architetture, nella prima annualità sono state valutate nuove configurazioni del sistema di generazione e di accumulo al fine di estendere le funzionalità dell'impianto ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. (Sistema di Accumulo e Produzione Integrata di ENergia Termica ed Elettrica), installato nella precedente annualità presso l'edificio F-83 del Centro Ricerche ENEA.

In particolare è stata studiata la possibilità di integrare l'impianto S.A.P.I.EN.T.E. con un microgeneratore eolico analizzando quale tra le soluzioni tecnologiche presenti sul mercato (es micro eolico ad asse verticale o ad asse orizzontale) si possa adattare in modo ottimale alla configurazione esistente e alle condizioni anemometriche del sito. Inoltre sono state analizzate ulteriori tecnologie rispetto all'accumulo al Litio presente nell'impianto (es. super capacitori, area compressa, volanici) al fine di provare nuove soluzioni per gestire i flussi di potenza aleatori dei generatori rinnovabili che caratterizzano l'impianto ibrido.

Nella prima annualità è stata completata la configurazione hardware e software del sistema di gestione dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. con la progettazione e installazione di un sistema basato sull'utilizzo di un Controllore Logico Programmabile che permette l'implementazione delle logiche di controllo implementate e simulate nelle precedenti annualità in Matlab/Simulink. La struttura del PLC installato comprende moduli in/out locali del tipo Analogici e Digitali e moduli periferici tramite i quali è possibile gestire e monitorare ciascun componente d'impianto. Per la programmazione delle logiche di controllo è stata predisposta una interfaccia utente con la quale l'operatore può impostare i parametri di funzionamento dei singoli componenti d'impianto e monitorare le principali grandezze elettriche e termiche del sistema.

Nella presente linea di attività sono state analizzate tramite specifici modelli in Matlab/Simulink nuove funzionalità dell'impianto ibrido S.A.P.I.EN.T.E. applicato ai contesti condominiali secondo uno schema di micro comunità energetica. Con il nuovo modello è stato possibile valutare gli incrementi di autoconsumo e autosufficienza energetica della micro-comunità ottenuti dall'integrazione di logiche Demand Response applicate ai carichi programmabili delle singole utenze condominiali.

Nella seconda parte dello studio è stata estesa l'attività avviata nel precedente triennio sull'impatto energetico ed economico della termoregolazione e contabilizzazione individuale dei condomini prevista dal Dlgs 102/2014 e smi. Al fine di validare la stima dei potenziali risparmi energetici ottenuti durante la precedente analisi è stato ampliato il numero e la tipologia di condomini rispetto a quelli già analizzati. Dallo studio effettuato emerge per i condomini esaminati un risparmio medio anno dal 10 % al 22% in funzione della tipologie di occupazione e delle tecnologie installate per la termoregolazione dei singoli ambienti.

Inoltre in questa annualità l'ENEA ha preso parte agli stakeholder meeting previsti dallo studio tecnico coordinato dall'istituto di ricerca belga VITO e promosso dalla Commissione Europea per la definizione e l'implementazione della metodologia di calcolo del nuovo indice Smart Readiness Indicator (SRI). Lo studio è ancora in corso ed è prevista una conclusione dei lavori per Luglio 2020. Nell'ambito del presente lavoro è stata provata la metodologia di calcolo proposta per l'SRI applicandola a un caso studio costituito da un sistema ibrido avente le stesse caratteristiche dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. installato presso il C.R. ENEA Casaccia.

1 Introduzione

La presente relazione tecnica si riferisce alle attività svolte nell'anno solare 2019 nell'ambito del Piano Triennale, dell'accordo di Programma ENEA – MiSE sulla Ricerca del Sistema Elettrico relativamente al WP 3 del Progetto di Ricerca 1.5 "Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti",.

Lo studio riguarda la prosecuzione delle attività avviate nello scorso triennio relativamente all'analisi di nuove soluzioni tecnologiche architetture impiantistiche innovative per la razionalizzazione dei consumi energetici nei contesti condominiali; in particolare lo studio è stato diviso in tre principali sessioni descritte dettagliatamente nei successivi capitoli: i) studio dei sistemi ibridi applicati nei contesti condominiali per la gestione degli stessi secondo uno schema di microcomunità energetica ii) studio dei sistemi di contabilizzazione del calore individuale tipo smart e analisi dei potenziali risparmi energetici ottenibili, iii) applicazione della metodologia di calcolo proposta per lo Smart Rediness Indicator.

Nella prima annualità è stato esteso lo studio delle soluzioni ibride avviato lo scorso triennio approfondendo da un punto di vista energetico ed economico come le stesse possano rappresentare le tecnologie abilitanti per diffondere il modello di micro-comunità energetica e di autoconsumo nei contesti condominiali previste dall'art 21 e dall'art. 22 della Direttiva (UE) 2018/2001. [1]

La suddetta Direttiva infatti prevede che gli utenti che si trovano nello stesso condominio abbiano la possibilità di autoconsumare in modo collettivo l'energia rinnovabile prodotta in sito da un impianto di proprietà del singolo condomino o di proprietà di un soggetto terzo; quest'ultimo si dovrà occupare anche della gestione dei contatori e della manutenzione dello stesso impianto.

In particolare nell'attesa di un futuro recepimento dei suddetti articoli, obiettivo di questo studio è quello di valutare come l'applicazione del sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. (installato da ENEA nel precedente triennio), possa consentire una gestione dei servizi energetici secondo uno schema di microcomunità, consentendo un autoconsumo collettivo delle fonti rinnovabili secondo le specifiche previste dalla Direttiva 2018/2001. [2] [3] [4]

Lo studio svolto in questa annualità consiste nelle seguenti fasi: i) valutazione di nuove tecnologie per la generazione locale e per l'accumulo da integrare nel sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E.; ii) integrazione nella piattaforma di simulazione in Matlab/simulink, implementata nello scorso triennio, di un generatore microeolico locale per provare le logiche di ottimizzazione dell'autoconsumo in presenza di sorgenti con un livello di aleatorietà maggiore rispetto alla sorgente fotovoltaica; iii) simulazione di scenari gestionali di micro-comunità energetiche con sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. applicando logiche tipo Demand Response ai carichi programmabili delle singole unità abitative per verificare i vantaggi economici per il gestore e per i singoli utenti. iv) progettazione e installazione di una nuova piattaforma di controllo per l'impianto sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. per gestire da remoto i singoli componenti v) prime prove sperimentali con il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. e la nuova piattaforma di controllo.

Nella seconda parte del documento vengono studiati i potenziali vantaggi energetici indotti dai sistemi di contabilizzazione individuale del calore previsti dal Dlgs 102/2014 [5] [6] per nei condomini con impianti termici centralizzati. In particolare viene esteso il campione di condomini analizzati nel precedente triennio valutando anche edifici multiutenza con tipo di occupazione saltuaria (es. case vacanza) e dotati di sistemi di tecnologie eterogenee per contabilizzazione e termoregolazione della temperatura dei singoli ambienti. La contabilizzazione individuale del calore se applicata in modalità smart diventa anche una opportunità per poter applicare alle singole unità immobiliari logiche di Demand Response per favorire il consumo nelle ore di disponibilità delle fonti rinnovabili locali per aumentare l'autoconsumo e ridurre i costi energetici.

In questa annualità è stata effettuata una analisi tecnico economica degli interventi necessari per trasformare un sistema di contabilizzazione tradizionale in un sistema smart in grado di acquisire da remoto i segnali trasmessi dai singoli dispositivi per la ripartizione dei costi installati nei singoli appartamenti come previsto dalla direttiva UE 2018/2002 [7]; la telelettura consente di fornire all'utente singolo occupante una informazione continua sull'andamento dei propri consumi energetici fruibile attraverso canali facilmente accessibili (internet, app, ecc.)

Infine, nell'ultima sessione del presente studio, viene valutato il livello di intelligenza raggiunto dalle suddette tecnologie (impianto ibrido S.A.P.I.EN.T.E. e sistema di contabilizzazione individuale del calore tipo smart installati in un edificio condominiale) attraverso l'applicazione della prima versione del nuovo indice SRI (Smart Readiness Indicator) la cui metodologia di calcolo è attualmente in fase di studio da parte di un gruppo di lavoro promosso dalla Commissione Europea.

2 Individuazione di nuove architetture per l'impianto S.A.P.I.EN.T.E

In questa sezione si riporta la descrizione dell'impianto ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. (Sistema per l'Accumulo e la Produzione Integrata di ENergia Termica ed Elettrica) progettato e installato nel precedente triennio presso il Centro Ricerche ENEA Casaccia per provare in scala reale le tecnologie e le logiche che consentono un elevato autoconsumo delle fonti rinnovabili locali anche in contesti multi utenza (es condomini) verificando le prestazioni di diversi layout d'impianto che integrano sistemi d'accumulo termici ed elettrici. Si riporta nei successivi paragrafi lo studio svolto in questa annualità per valutare nuovi sistemi d'accumulo e generazione locale da poter integrare con l'impianto sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. al fine di prove nuove logiche di controllo che ottimizzino l'efficienza energetica dell'impianto minimizzando lo scambio di potenza con la rete.

2.1 *Descrizione impianto S.A.P.I.EN.T.E.*

La funzione dell'impianto sperimentale ibrido S.A.P.I.EN.T.E. è quella di disaccoppiare il profilo di carico d'utenza dal profilo di produzione della fonte rinnovabile locale adottando, oltre alla soluzione classica dei sistemi di accumulo elettrochimico, anche tecnologie che consentono di accumulare sotto forma termica la potenza elettrica istantanea prodotta in modo non programmabile. Grazie alle suddette funzioni, si ottengono vantaggi energetici ed economici per gli utenti finali, massimizzando l'autosufficienza e l'autoconsumo delle fonti rinnovabili locali.

Il sistema ibrido S.A.P.I.EN.TE installato nell'area Capanna del C.R. Casaccia, consiste di due cabine allocate nel piazzale retrostante dell'edificio F83 (Figura 1); l'impianto è costituito da due sezioni: termica ed elettrica. La sezione elettrica è costituita da un compensatore statico da 30 kVA che gestisce i flussi di potenza scambiati con un sistema di accumulo elettrochimico a polimeri di Litio da 16 kWh e un carico elettronico da 10 kW in grado di generare sia profili di carico per riprodurre diverse tipologie di utenze sia profili di produzione per emulare generatori locali (es. potenza prodotta da impianto FV). La sezione termica include una pompa di calore di tipo aria/acqua con compressore modulabile da controllore esterno, un accumulo per ACS da 1000 lt, due accumuli inerziali caldo/freddo da 1500 lt e due dry cooler da 70 kW per emulare diversi profili di carico termico e i profili di carico per ACS. Come di seguito specificato, il sistema è dotato di attuatori (valvole motorizzate, circolatori modulabili) per gestire in modo automatizzato l'impianto secondo le logiche implementate e simulate nelle precedenti annualità con la piattaforma software in Matlab/Simulink.

Inoltre, il sistema sperimentale è dotato di predisposizione per integrare nella seconda annualità l'impianto fotovoltaico da 11,4 kWp progettato e approvvigionato nel precedente triennio per essere installato nell'area prospiciente l'impianto ibrido come indicato nella planimetria di Figura 1.

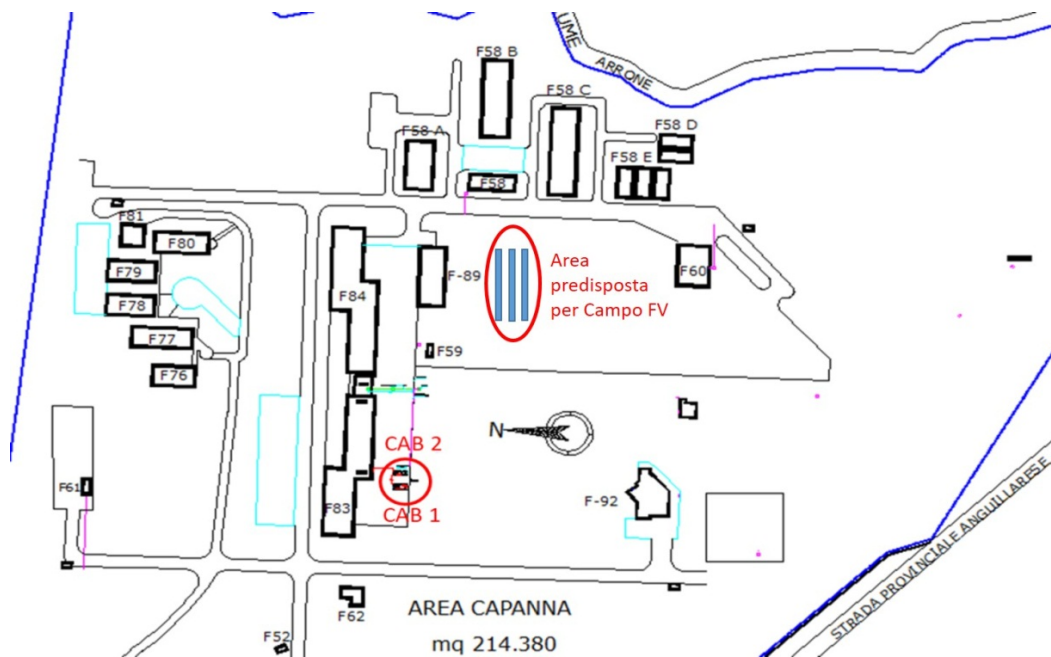


Figura 1: Impianto S.A.P.I.EN.T.E. installato nell'area Capanna nel C.R. Casaccia

La suddetta strumentazione e i suddetti componenti sono installati all'esterno e all'interno di due cabine raffigurate in Figura 2



Figura 2: Impianto S.A.P.I.EN.T.E. installato nel C.R. Casaccia

Per avere una visione complessiva dell'impianto ibrido sperimentale, si riporta in Figura 3 uno schema semplificato del layout d'impianto e della connessione dei principali componenti: carico elettronico, compensatore statico, pompa di calore e campo fotovoltaico (attualmente emulato in attesa di installazione). In questa annualità è stato effettuato e completato il cablaggio dei singoli componenti con il nuovo sistema di controllo e sono state effettuate le prime prove: tale attività è descritta nel dettaglio nel Capitolo 6.

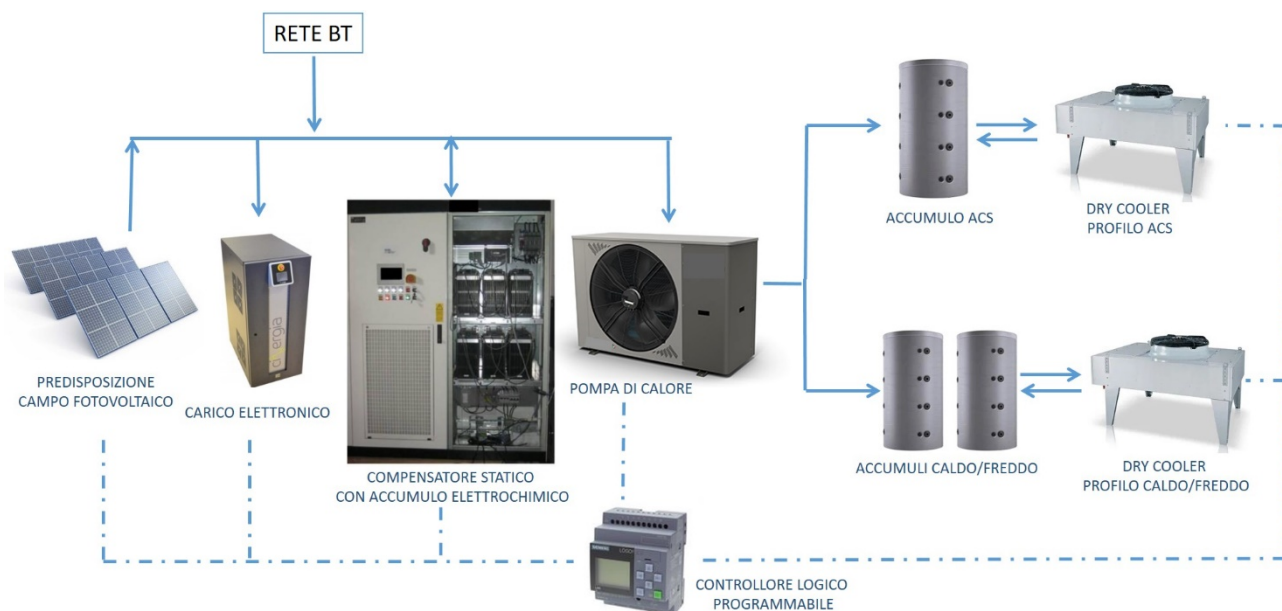


Figura 3: Schema semplificato dell’attuale configurazione dell’Impianto S.A.P.I.EN.T.E..

Si riporta di seguito l’allocazione dei singoli componenti d’impianto:

- in cabina 1 (C1) è installato il quadro elettrico generale dell’impianto (punto di connessione con la rete bassa tensione del C.R Casaccia), il compensatore statico con accumulo a litio da 16 kWh e il carico elettronico. In cabina 1 è inoltre prevista l’installazione dell’inverter del campo fotovoltaico.
- in cabina 2 (C2) sono installati gli accumuli caldo/freddo, l’accumulo ACS, le valvole motorizzate, i circolatori modulabili e il quadro elettrico generale per alimentazione dei componenti d’impianto termico.

All’esterno della cabina 2 sono allocati la pompa di calore, i due dry cooler e i vasi di espansione, connessi ai sistemi di accumulo utilizzando gli attraversamenti della vasca di contenimento della cabina.

Si riporta nei seguenti paragrafi una descrizione dettagliata dei principali componenti d’impianto.

2.2 Cabina 1 – Sezione Elettrica

2.2.1 Quadro elettrico

In Figura 4 è raffigurato il quadro elettrico generale collocato in cabina 1 in corrispondenza del punto di consegna della rete trifase di bassa tensione del C.R ENEA Casaccia. In particolare, il quadro generale è alimentato con un cavo trifase interrato dal quadro di bassa tensione del trasformatore posto in Cabina 20 sita tra i due edifici F83 e F84 indicati nella planimetria generale di Figura 1. Il quadro generale alimenta i) il quadro generale di cabina 2, ii) il sistema d’accumulo trifase a litio (compensatore statico), iii) il carico elettronico, iv) i servizi ausiliari della cabina; inoltre, il quadro è già predisposto per alimentare l’inverter del nuovo campo fotovoltaico che verrà installato la successiva annualità.

All’interno del quadro sono anche presenti i dispositivi di interruzione e protezione in conformità alle prescrizioni delle normative. In particolare, come indicato nei dettagli di Figura 4, è installato il dispositivo d’interfaccia previsto dalla CEI 021 che provvede a sconnettere l’impianto dalle rete nel caso di perturbazioni sulla rete stessa (variazione di tensione e frequenza).



Figura 4: Quadro generale cabina 1 con particolare degli interruttori e componenti che lo costituiscono.

2.2.2 Compensatore statico

Il compensatore statico raffigurato in Figura 6 è un sistema versatile pilotabile via CAN in grado di prelevare potenza dalla rete (modalità carica batterie) con set point compreso tra 0 e -20 kW e di fornire potenza verso la rete (modalità scarica batterie) con set point compreso 0 e 20 kW.

In particolare, si riporta in Figura 5 lo schema unifilare con i principali componenti che costituiscono il compensatore statico. il sistema è connesso alla rete di bassa tensione trifase tramite un trasformatore di isolamento 400V/320V. Un convertitore statico bidirezionale da 30 kVA (funzionamento 4 quadranti) gestisce i flussi di potenza attiva e reattiva immessi e prelevati dalla rete in funzione dei set pont impostati sia localmente dall'operatore sia via protocollo CAN bus dal sistema di controllo esterno. In particolare, l'inverter in fase di carica alimenta dalla rete una barra a 600 V in corrente continua. A tale barra DC è collegato l'accumulo a litio da 16 kWh tramite un convertitore DC/DC, il sistema di protezione per eccessiva potenza istantanea di barra (resistenza di frenatura), l'eventuale utenza passiva alimentata in DC e la predisposizione per essere alimentato direttamente in DC dal fotovoltaico. Invertendo il flusso di potenza, per immettere energia in rete, l'inverter preleva potenza dalla barra a 600 V DC, questa viene alimentata dalle batterie tramite il convertitore DC/DC. Tutti i sistemi connessi sono interfacciati col dispositivo di controllo per la gestione dei flussi di potenza sulla barra DC.

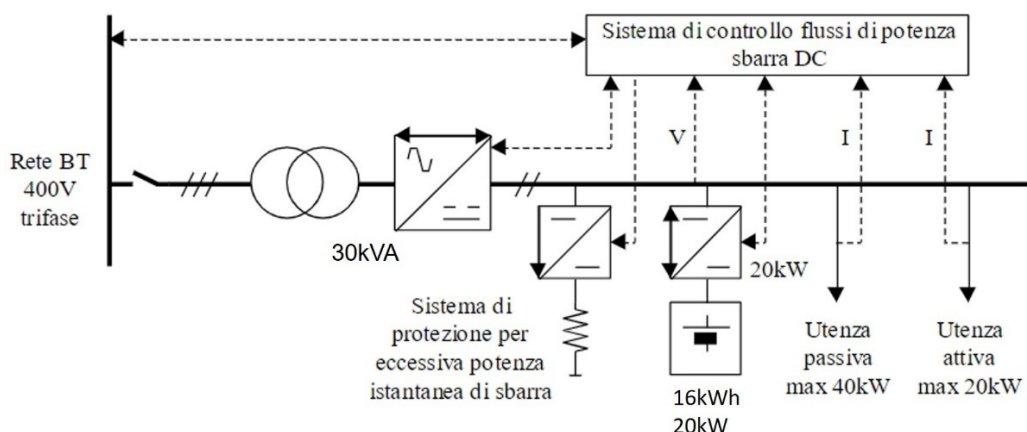


Figura 5: Schema unifilare del compensatore statico e sistema di batteria a litio da 16 kWh

Inoltre, il sistema di controllo del compensatore ne consente il funzionamento in isola dalla rete (passaggio da generatore di corrente a generatore di tensione) in modo da poter riprodurre una microgrid alimentata dalla sola potenza erogata dall’impianto fotovoltaico locale.



Figura 6: Compensatore statico e relativo quadro di connessione. A destra è visualizzato il display di controllo e i comandi manuali.

Si riporta in Figura 7 il display del compensatore attraverso il quale l’operatore può monitorare i valori istantanei dei principali parametri di funzionamento (potenza immessa o prelevata dalla rete, potenza scambiata con le batterie, tensione totale di batteria, tensione di celle, lo stato di carica delle batterie, ecc) e può impostare localmente i principali parametri di controllo (set point potenza attiva scambiata con la rete, set point potenza reattiva scambiata con la rete).



Figura 7: Schermata principale del display del compensatore. In alto le due schermate relative ai real data con le funzioni AFE e Booster.

Le batterie utilizzate nel compensatore statico sono del tipo Superior Lithium Polymer Battery, prodotte da Kokam Co. Il sistema, come si può osservare dalla Figura 6, è composto da sei moduli ed ogni modulo è composto da 12 celle da 3.7 [V] in serie con una tensione per ogni modulo di 44,5 [V] e una capacità di 70 [Ah]. In uscita dalla batteria si ha una tensione continua che può variare nell'intervallo 230/295 [V] corrispondente ad uno stato di carica da circa 20% al 100%.

La carica e le principali grandezze delle batterie a litio (tensione, corrente, temperatura) sono gestite da un apparato elettronico di controllo Battery Management System (BMS) (Figura 32). Il BMS è dotato di un sistema di bilanciamento delle celle con una logica passiva: se la differenza di tensione delle celle contenute in un modulo supera i 25 [mV], il BMS scarica le celle più alte finché la differenza di tensione tra le celle è pari a 10 [mV] portando il valore delle celle più cariche a quelle delle celle più scariche.



Figura 8: Apparato elettronico di controllo Battery Management System (BMS) delle batterie Kokam.

2.2.3 Carico elettronico

Il carico elettronico in AC e DC rigenerativo presente all'interno della cabina 1 è mostrato in Figura 32. Il dispositivo è della Cinergia, modello EL-10, da 10 [kVA] e corrente AC di 15 [A], e consente di imporre profili di carico personalizzati passivi (ad es. per emulare il carico giornaliero di una utenza residenziale) e attivi (ad es. per emulare il profilo di potenza prodotta da un impianto FV reale precedentemente monitorato). Il carico elettronico può riprodurre i suddetti profili con un intervallo di tempo minimo pari al secondo.



Figura 9: Carico elettronico EL-10 in AC e DC rigenerativo. A destra il display di controllo del dispositivo.

2.3 Cabina 2 – Sezione Termica

2.3.1 Quadro elettrico

In Figura 10 è raffigurato il quadro elettrico preposto ad alimentare le utenze della sezione termica ed in particolare:

- la pompa di calore
- i due drycooler
- i circolatori
- le resistenze elettriche ausiliari degli accumuli termici
- le valvole motorizzate
- i servizi ausiliari della cabina 2

All'interno del quadro sono anche presenti i dispositivi di interruzione e protezione in conformità alle prescrizioni delle normative.



Figura 10: Quadro generale cabina 2 con particolare degli interruttori e componenti che lo costituiscono.

2.3.2 Accumuli termici

In Figura 11 sono riportati le immagini degli accumuli termici installati in cabina 2 utilizzati per poter azionare la pompa di calore in modalità inseguimento fotovoltaico anche nelle ore di assenza di carico termico. In particolare, sono presenti i) due accumuli termici inerziali da 1500 litri ciascuno senza scambiatore per il funzionamento riscaldamento-raffrescamento, ii) un accumulo per ACS da 1000 litri con scambiatore interno alimentato dall'acqua tecnica. Tutti gli accumuli sono dotati di sensori di temperatura ad immersione (due per gli accumuli inerziali e quattro per l'accumulo ACS) inseriti ai vari livelli al fine di monitorare la stratificazione della temperatura dell'acqua. Inoltre, ogni accumulo è provvisto di un elemento riscaldante elettrico ausiliario con regolatore di temperatura per poter riprodurre diversi scenari di gestione dell'energia prodotta dall'impianto a fonte rinnovabile locale nei momenti di eccesso di produzione rispetto al carico.



Figura 11: Sinistra: accumuli presenti in cabina 2 (due inerziali e uno ACS) – Centro: dettaglio installazione sensori temperatura e resistenza elettrica nell'accumulo ACS.– Destra: dettaglio resistenza elettrica dell'accumulo ACS.

In Figura 12, si riportano le immagini dei dettagli relativi all'installazione dei componenti circuitali per gestire i flussi di potenza termica accumulata con la pompa di calore e dissipata con i dry cooler. La componentistica comprende: i) circolatori a portata variabile tramite segnale Modbus per regolare la potenza termica prelevata dall'accumulo e dissipata dai drycooler, ii) valvole motorizzate a due vie in abbinamento ai circolatori e controllate con segnale 0-10 V, iii) valvola motorizzata a tre vie per gestire i flussi di potenza tra i due accumuli inerziali, iv) Heat Meters costituiti da un flussimetro a ultrasuoni e due sonde di temperatura PT 500 per la misura di tutti i flussi di potenza nel circuito pompa di calore accumuli e accumuli drycooler.

Tutti i sopraindicati elementi sono stati cablati e connessi al nuovo sistema di controllo descritto nel dettaglio nel capitolo 6.



Figura 12: Sinistra: valvola a tre vie motorizzata – Centro: valvola a due vie motorizzata – Destra: circolatore.

2.3.3 impianti termici installati all'esterno della Cabina 2

La pompa di calore e i due dry cooler sono stati installati all'esterno della cabina 2 come mostrato in Figura 2. La pompa di calore dimensionata per soddisfare il profilo di carico di un piccolo condominio ha le seguenti caratteristiche:

- Potenza termica nominale in riscaldamento 33 kW
- Potenza termica nominale in raffreddamento 27 kW
- COP nominale 4.95
- EER nominale 3.24

La configurazione dei principali parametri della pompa di calore sono gestibili dal controllore esterno via Modbus; in particolare, oltre a impostare da remoto i set point di temperatura, è possibile gestire la macchina in modalità manuale in modo da far stabilire alla logica di controllo il punto di lavoro del compressore e quindi il suo numero di giri, al fine di inseguire una potenza elettrica assorbita per ottimizzare l'autoconsumo delle fonti locali (es. inseguimento FV)

I dry cooler dissipano energia termica degli accumuli inerziali e dell'accumulo ACS modulando la velocità delle ventole secondo profili impostati dal sistema di controllo esterno. In Figura 13 è mostrato il modulo di interfaccia dei dry cooler per regolare la velocità dei ventilatori con un segnale da 0–10 V o tramite Modbus in modo da riprodurre profili di carico termico tipici per diverse tipologie di edifici.



Figura 13: Display e interfaccia di dry cooler per la regolazione della velocità delle ventole.



Figura 14: Dry cooler e pompa di calore installati all'esterno della cabina .

2.4 Valutazione tecnica ed economica di nuove tecnologie (generazione e accumulo) da applicare all'impianto S.A.P.I.EN.T.E.

L'attività esposta nel presente paragrafo ha come obiettivo la descrizione dello stato dell'arte delle architetture ibride ad accumulo energetico e la valutazione tecnica ed economica di nuove soluzioni per la generazione e l'accumulo da integrare con il sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. al fine di ampliarne le funzionalità e consentire l'applicazione di nuove logiche di controllo per ottimizzare l'autoconsumo delle fonti locali.

Oggetto dell'attività di ricerca qui descritta è analizzare differenti sistemi tecnologici in cui siano utilizzate soluzioni commerciali innovative da applicare all'impianto ibrido al fine di individuare quelli che, una volta implementati, siano atti a fornire il maggior numero possibile di scenari sperimentali di generazione e di accumulo di energia prodotta in loco.

2.4.1 Stato dell'arte di architetture ibride

Le energie rinnovabili, come il fotovoltaico e l'eolico, sono largamente utilizzate per affrontare i problemi associati all'aumento della domanda di energia e per un uso efficiente della stessa, diminuendo la dipendenza dall'energia fossile e riducendo le emissioni in atmosfera.[8] Tuttavia, l'energia solare ed eolica dipendono fortemente dalle risorse meteorologiche. Al fine di ridurre l'effetto di variabilità i sistemi di accumulo dell'energia possono essere considerati come una delle potenziali soluzioni, grazie alla capacità di risposta rapida caratterizzata dalla possibilità di erogare energia per tempi prolungati, per mitigare la natura intermittente delle fonti rinnovabili.

Le tecnologie utilizzate per l'accumulo di energia (Energy Storage System ESS) possono essere classificate in base a vari criteri, quali ad esempio il tempo di accumulo dell'energia (a breve, medio o lungo termine), il tempo di risposta (rapido o lento), e la forma di energia immagazzinata. Una classificazione delle tecnologie ESS secondo l'ultimo criterio è presentata in Figura 15.

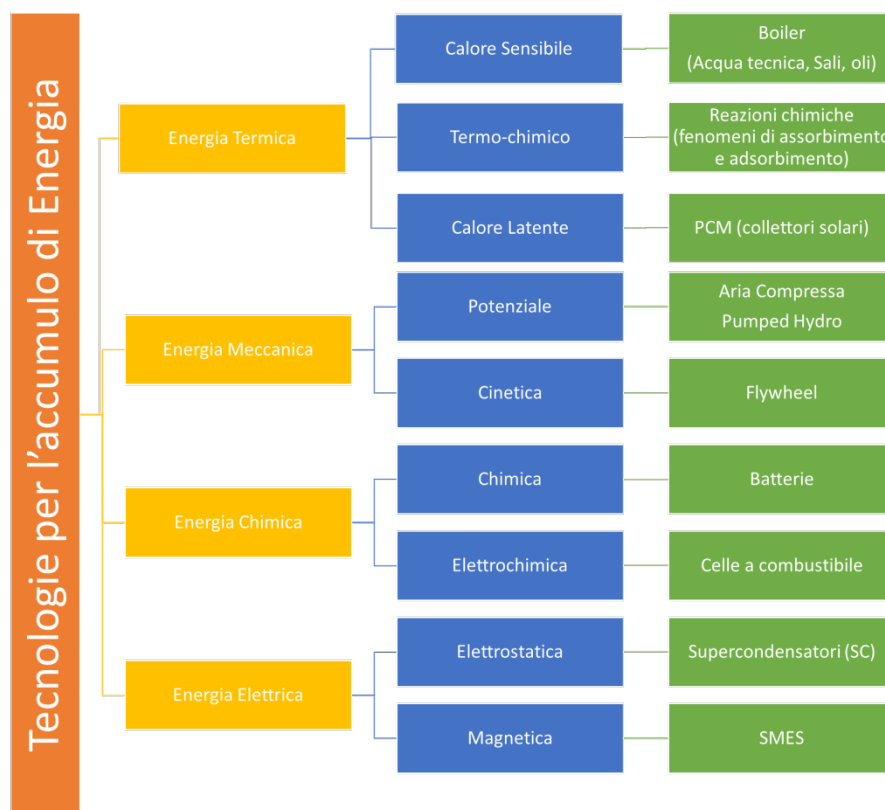


Figura 15: Classificazione delle tecnologie per l'accumulo dell'energia in base alla forma dell'energia immagazzinata.

A seconda della forma in cui l'energia viene immagazzinata, i sistemi ESS sono divisi in chimici, elettrici, magnetici, meccanici e termici. Le batterie e le celle a combustibile ad accumulo di idrogeno sono classificate come sistemi chimici, mentre quelli elettromagnetici coinvolgono i supercondensatori (SC) ed i superconduttori (SMES). I sistemi meccanici possono essere suddivisi in accumulo di energia cinetica (a volano) e quelli per l'accumulo di energia potenziale in cui sono classificati i sistemi di pompaggio di acqua ed aria compressa.

Gli ESS sono largamente utilizzati nel settore dei trasporti pubblico e privato estendendosi a quello residenziale ed industriale.

Allo stato attuale, nonostante i numerosi sforzi in ricerca e sviluppo per migliorare le prestazioni dei sistemi di accumulo e generazione di energia, non esiste una tecnologia ESS che sia in grado di soddisfare tutte le specifiche richieste dalle diverse applicazioni. Molte di esse richiedono una combinazione di prestazioni in termini di energia e potenza, di tempo di carica e scarica, di ciclo di vita e di altre specifiche che non possono essere soddisfatte da una singola tecnologia.

Al fine di aumentare ed ottimizzare la serie di vantaggi che una singola scelta tecnologica può offrire, ed allo stesso tempo migliorare le sue capacità senza attendere lo sviluppo in ricerca del meccanismo di accumulo, è possibile ibridare più di una tecnologia ESS mediante un uso complementare delle tecnologie esistenti. Un sistema di accumulo di energia ibrido (Hybrid Energy Storage System HESS) è composto da due o più tecnologie ESS eterogenee e combina le loro uscite di potenza al fine di sfruttare i vantaggi di ogni singola tecnologia e allo stesso tempo attenuare i loro svantaggi.

La Direttiva europea 2018/844, che interviene nell'ambito della prestazione energetica e dell'efficienza energetica del parco immobiliare, stimola e consente la diffusione dei sistemi ibridi al fine di ridurre le emissioni dei gas ad effetto serra (ad esempio CO₂) e favorire lo sviluppo di un sistema energetico sostenibile, competitivo, sicuro e decarbonizzato entro il 2050. In questo scenario si inserisce lo sviluppo dei sistemi di accumulo e generazione integrata di energia attraverso l'impiego dell'impianto ibrido sperimentale installato presso l'edificio F83 del Centro Ricerche ENEA, denominato S.A.P.I.EN.T.E..

Tale sistema permette di studiare il maggior numero possibile di scenari di generazione e di accumulo di energia in cui siano utilizzate soluzioni commerciali innovative per un efficientamento energetico di edifici residenziali, pubblici e del settore terziario, volto ad aumentarne l'autoconsumo energetico e ridurre le emissioni.

In commercio esistono diverse soluzioni che mirano a sostituire la caldaia a metano tradizionale con un sistema ibrido costituito da una di pompa di calore (PdC) e che sfruttano, ad esempio, l'energia solare per la produzione di energia elettrica e/o termica. La soluzione ibrida più semplice è quella costituita da una pompa di calore ed una caldaia a condensazione. Tale soluzione fornisce riscaldamento e acqua calda sanitaria riducendo notevolmente i costi di esercizio, l'impatto ambientale e migliorando l'efficienza energetica delle abitazioni. A tale sistema si può aggiungere un impianto fotovoltaico che, integrandosi con la pompa di calore, riesce ad aumentare la quota di energia elettrica da fonte solare consumata direttamente dall'utente. Di solito tali sistemi utilizzano un pacco batteria per incrementare l'autoconsumo e l'autosufficienza energetica. Negli ultimi anni si stanno diffondendo molti sistemi ibridi costituiti da pompa di calore aria-acqua e impianti solare termico che utilizzano l'energia solare per la produzione di acqua calda sanitaria oppure per incrementare le prestazioni della PdC. L'integrazione del solare termico può avvenire direttamente con l'evaporatore della PdC oppure in maniera indiretta mantenendo separata il circuito solare e la sezione termica. In quest'ultima soluzione lo scambiatore di calore è utilizzato come evaporatore dalla pompa di calore. Entrambe le soluzioni utilizzano il solare termico allo scopo di aumentare le prestazioni (COP) della pompa attraverso l'incremento della temperatura di evaporazione. Recentemente si sono sviluppate soluzioni ibride per la generazione combinata di energia elettrica e termica. Tali moduli termo-fotovoltaici presentano valori di efficienza di conversione e rese termiche inferiori rispetto ai sistemi singoli. Tuttavia, il loro utilizzo permette una migliore gestione ed integrazione dei flussi energetici con la pompa di calore. Tutte queste soluzioni richiedono l'utilizzo di un accumulo elettrico e/o termico per una efficace gestione ed utilizzo dell'energia prodotta al fine di migliorare i parametri di autosufficienza ed autoconsumo.

Nella progettazione di un sistema ibrido, l'architettura di ibridazione ha notevole effetti sulla strategia di controllo e gestione dell'energia, e su una varietà di caratteristiche quali ad esempio la modularità, la flessibilità, l'efficienza e soprattutto i costi. Le architetture con maggiore flessibilità offrono più scelte nell'attuazione delle strategie di controllo e gestione dell'energia e offrono le migliori prestazioni possibili a discapito della complessità e dei costi. Esse possono essere classificate in tre diverse tipologie: parallelo passivo, cascata e parallelo attivo come descritto in Figura 16.

Considerando di utilizzare due sistemi di accumulo di energia, l'architettura parallela passiva (Figura 16(a)) collega le due tecnologie ESS tra di loro senza l'impiego di nessun circuito di condizionamento dell'alimentazione. Questa topologia richiede che la tensione di uscita dei due sistemi di accumulo sia uguale. I vantaggi di questa architettura sono la semplicità e la facile implementazione, tuttavia la mancanza di convertitori elettronici di potenza dedicati per ogni singola ESS non permette di attuare strategie di controllo efficaci.

La soluzione topologica più efficiente ma più costosa consiste nel posizionare uno stadio di conversione e condizionamento della potenza (PED) aggiuntivo tra gli ESS come mostrato in Figura 16 (b).

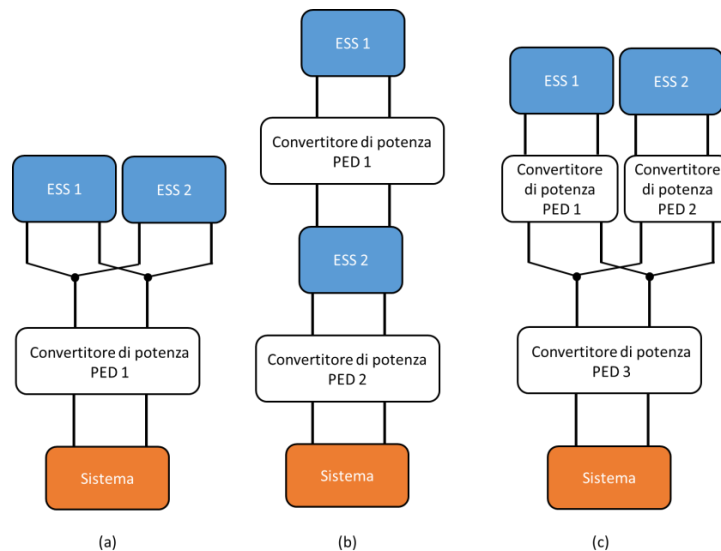


Figura 16: Architetture per HESS.[9]

L'architettura a cascata mostrata in Figura 16(b) fornisce il disaccoppiamento degli ESS e consente, quindi, la gestione attiva dell'energia mediante un condizionamento di potenza aggiuntivo tra gli ESS. In questa soluzione PED1 controlla la potenza in uscita di ESS1, consentendo la variazione della sua tensione, mentre ESS2 fornisce il rimanente fabbisogno di energia del carico. Di solito, l'ESS caratterizzato da variazioni di tensione più elevate viene utilizzato come ESS1 e l'altro come ESS2. Inoltre, l'ESS più sensibile può essere posizionato in posizione di ESS1 per prolungare la durata dell'intero sistema condizionando la sua potenza di uscita. Uno degli svantaggi più evidenti di questa architettura è la mancanza di libertà nella politica di controllo. Inoltre, l'architettura a cascata è limitata in termini di scalabilità perché soffre di maggiori perdite di conversione all'aumentare del numero dei passaggi di conversione della potenza.

In Figura 16(c) è mostrata l'architettura attiva parallela in cui ciascun ESS è collegato al suo PED dedicato. Questa soluzione presenta un elevato livello di flessibilità rispetto alle altre architetture ed è stata scelta per essere implementata in S.A.P.I.EN.T.E..

Avere un PED dedicato per ogni ESS offre i seguenti vantaggi:

- La scalabilità è maggiore perché il numero di passaggi di conversione della potenza tra qualsiasi ESS e carico è sempre due e la perdita di conversione della potenza non aumenta all'aumentare dell'eterogeneità e del numero di sistemi di accumulo.
- Ogni ESS può funzionare alla sua tensione specifica, che consente di ottimizzare la potenza e l'energia utilizzando la migliore tecnologia disponibile: il monitoraggio del punto di massima potenza può essere implementato per ogni sorgente.

- Anche la stabilità è migliorata poiché un guasto di una fonte consente ancora il funzionamento dell'altra.
- È possibile attuare varie strategie di controllo e gestione dell'energia.

2.4.2 Integrazione di un generatore micro-eolico all’impianto S.A.P.I.EN.T.E.: Valutazione tecnica ed economica

Nell’ambito della valutazione di nuove architetture impiantistiche e nuove tecnologie da applicare all’impianto S.A.P.I.EN.T.E. in questa annualità è stata valutata l’installazione di un sistema di mini generatori eolici funzionanti in parallelo o in modo alternativo al generatore fotovoltaico da 11,4 kWp (progettato nel precedente triennio come riportato in RdS/PAR2018/050), che come previsto, verrà installato nella successiva annualità.

L’analisi tecnico economica dei nuovi generatori eolici riportata di seguito è propedeutica alla progettazione esecutiva prevista nella successiva annualità necessaria per analizzare l’effettiva fattibilità legata a fattori non valutati in questa fase come: i) le caratteristiche meccaniche del sito, ii) l’iter autorizzativo per l’installazione dei mini generatori all’interno del Centro Casaccia.

Obietto di questa linea di attività è individuare le tecnologie e i componenti più adatti per l’integrazione con l’impianto S.A.P.I.EN.T.E., le potenziali prestazioni, il sito di installazione e i costi previsti.

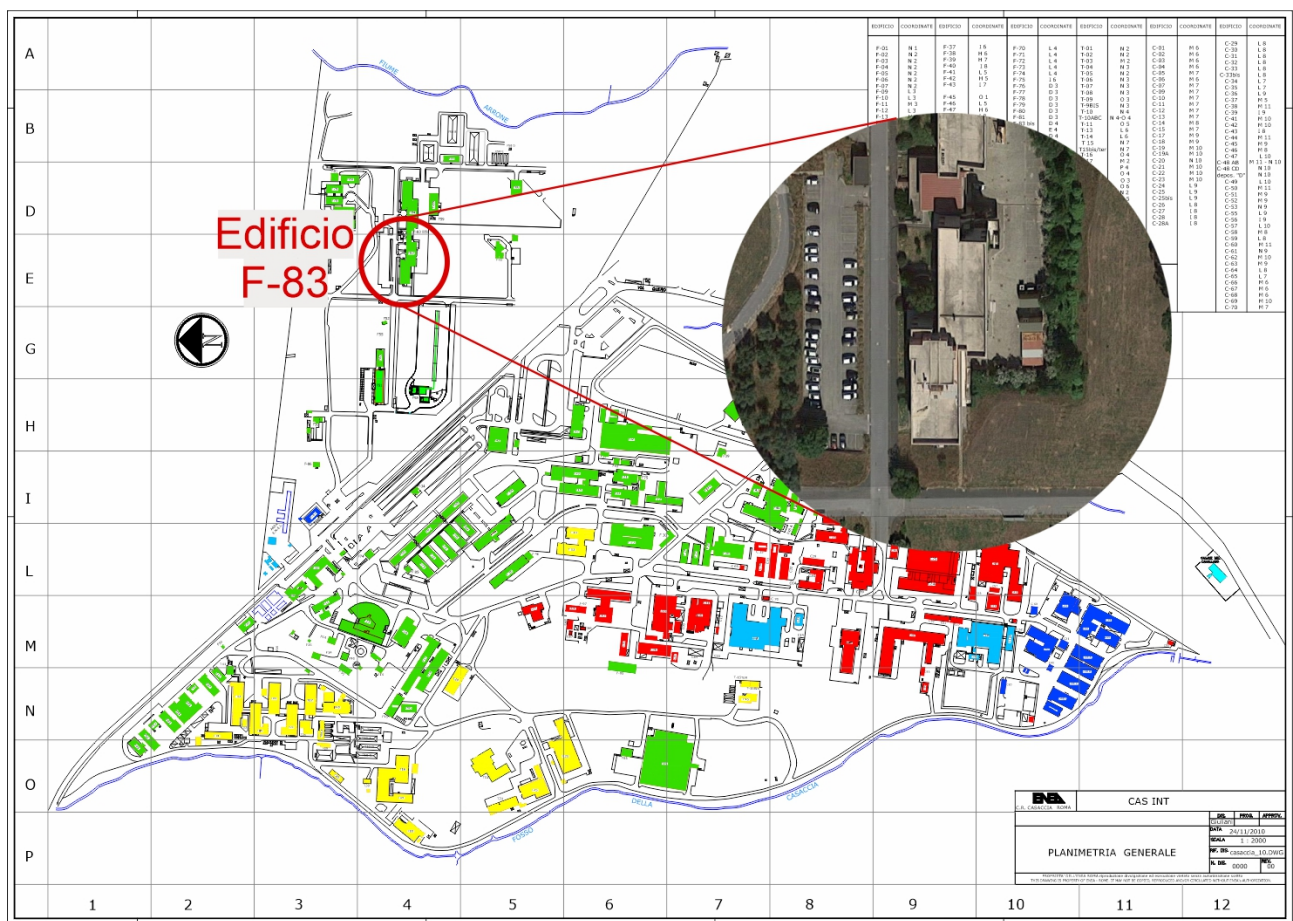


Figura 17: Mappa del Centro Ricerche Casaccia con dettaglio che pone in evidenza la dislocazione dell’Edificio F-83.

I generatori eolici, o aerogeneratori, sono in grado di generare potenze che possono variare tra alcuni kW fino a 6 MW e possono essere divisi in tre taglie, Micro (< 20 kW), Mini (20-200 kW) e Grande (>200 kW) e

in due categorie, ovvero aerogeneratori ad asse orizzontale (HAWT - Horizontal Axis Wind Turbine), in cui il rotore è parallelo alla direzione del vento, oppure ad asse verticale (VAWT - Vertical Axis Wind Turbine), in cui il rotore è perpendicolare all'asse del terreno.

Considerate le taglie dei componenti che costituiscono l'impianto sperimentale, la valutazione dell'ampliamento del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. è stata effettuata esaminando gli aerogeneratori appartenenti alla tipologia "micro-eolico"; si riporta di seguito la valutazione tecnico economica dell'installazione di due distinti sistemi con microturbine HAWT o VAWT da installare sul tetto dell'edificio F-83 prospiciente l'impianto ibrido sperimentale come riportato nelle seguenti planimetrie.

Analisi dei sistemi HAWT

Un HAWT è composto da una torre di sostegno, di altezza variabile a seconda dell'applicazione, che sorregge un involucro (gondola), al quale è collegato un rotore che ha, come appendici, pale che, a seconda della potenza del generatore, possono avere lunghezze che vanno da meno di 1 m a oltre 60 m. Il rotore è collegato ad un albero di trasmissione, posizionato all'interno della navicella, che trasferisce il moto rotazionale ad un generatore, il quale trasforma l'energia cinetica in energia elettrica. Negli impianti di grande taglia, in cui le pale del rotore girano a bassa velocità, tra l'albero di trasmissione e il generatore è presente un moltiplicatore di giri che, tramite un albero di trasmissione ad alta velocità, pone il generatore nelle migliori condizioni di funzionamento. Gli impianti micro-eolici, considerati in questo studio, essendo caratterizzati tipicamente da alte velocità di rotazione delle pale, possono anche fare a meno del moltiplicatore di giri.

I generatori eolici iniziano a produrre energia quando il vento raggiunge una determinata velocità, detta di *cut-in*, variabile in dipendenza della taglia dell'aerogeneratore. All'aumentare della velocità del vento corrisponde un aumento della potenza erogata dalla macchina, fino al raggiungimento della velocità nominale (*rated*), alla quale il generatore raggiunge la potenza di targa. Aumentando ancora la velocità del vento, la potenza rimane costante al valore massimo fino al raggiungimento della velocità di *cut-out*, la massima tollerata dalla macchina. Oltre questa soglia, il generatore smette di produrre energia e si mette in sicurezza, ricorrendo a sistemi attivi o passivi di protezione, al fine di evitare danni alle componenti meccaniche. Tali parametri sono rappresentati nella "Curva di potenza" che caratterizza i singoli aerogeneratori e ne mette in relazione la potenza erogata al variare della velocità del vento.

Piccoli generatori HAWT da 3 kW possono avere velocità di cut-in intorno ai 3-4 m/s.

È stata effettuata una analisi dei micro aerogeneratori presenti sul mercato con turbina tipo HAWT; si riporta di seguito una tabella con le caratteristiche principali dell'aerogeneratore individuato per una possibile installazione sull'edificio F-83 e l'integrazione con l'impianto ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E..

Diametro Rotore	200 cm	Start in	2 m/s
Lunghezza	160 cm	Cut in	< 3 m/s
Area Spazzata	3 mq	Cut out	14,5 m/s
Numero di Pale	5	Potenza al Cut out	2800 W
Struttura	Acciaio Inox AISI 300 series	Coefficiente di potenza (Cp)	0,552
Materiale Pale	Composito FE1630PW	Range tensione	0-400 V
Peso Totale	42 kg	Corrente	6 A
Tipologia Generatore	PMG (Brevettato)	Resistenza	10 Ohm
Potenza Generatore	2800 W	Coppia max	44 Nm
Carter	Alluminio pressofuso CNC	Inerzia	0,013 kg mq
Cuscinetti	NSK Japan	Sezione cavi AC	4 mmq
Range	> 60.000 ore	Lunghezza cavi	100 cm
Resistenza all'avvio	< 0,9 Nm	Avvolgimento	Y filamento continuo in resine
Operatività magneti	150 °C	Albero del generatore	Inox temperato serie 300
Operatività magneti	20 anni	Diametro Albero	37 mm
Protezione	IP 65	Attacco corona rotore	M24 x 30
Installabilità	0-3.000 mslm	Bulloneria	INOX AISI 304 Classe A4



Figura 18 Scheda tecnica con le principali caratteristiche dell'aerogeneratore HAWT considerato e raffigurazione del medesimo installato su un tetto.

Al fine di dimensionare l'impianto eolico (numero di micro generatori da installare in copertura) sono state esaminate le curve di potenza del generatore individuato e i dati anemometrici rilevati in un sito del Centro Ricerche Casaccia a poca distanza dall'edificio F-83 oggetto di installazione.

In particolare, osservando la Figura 19 si evince che l'aerogeneratore individuato inizia ad erogare potenza in corrispondenza di una velocità del vento pari a circa 3 m/s fino ad una potenza massima pari a 2,8 kW in corrispondenza di una velocità del vento pari a circa 14,5 m/s.

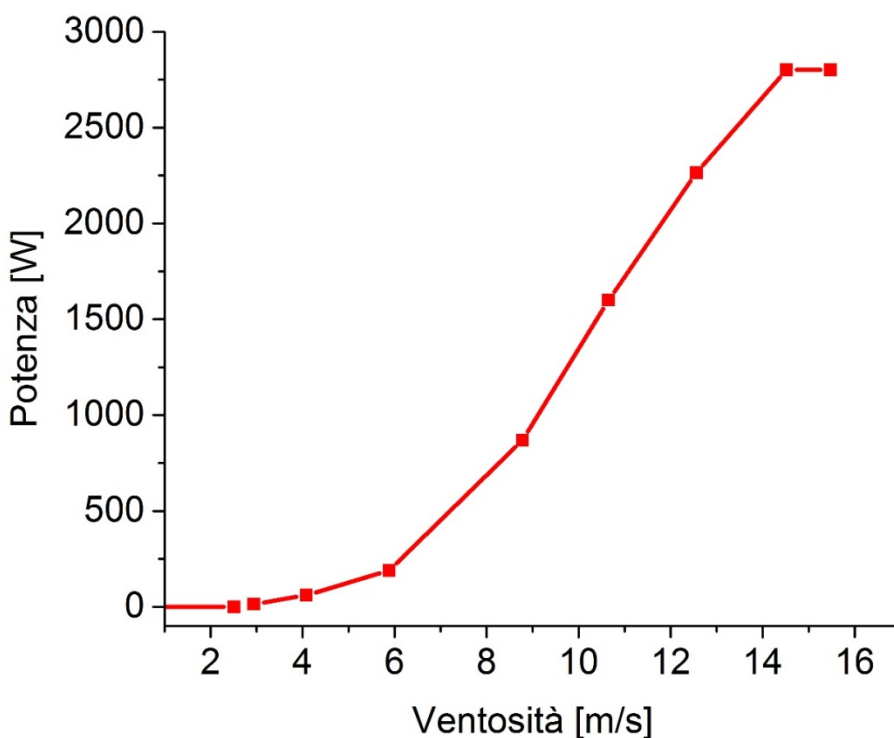


Figura 19: Curva di potenza dell'aerogeneratore HAWT considerato al variare della velocità del vento.

Per valutare il range di potenza tipico dell'aerogeneratore installato in copertura all'edificio F-83 sono state elaborate le misure anemometriche del 2017 (anno in cui le acquisizioni risultano più complete); si riporta di seguito la curva di durata della velocità massima del vento con intervallo di acquisizione orario.

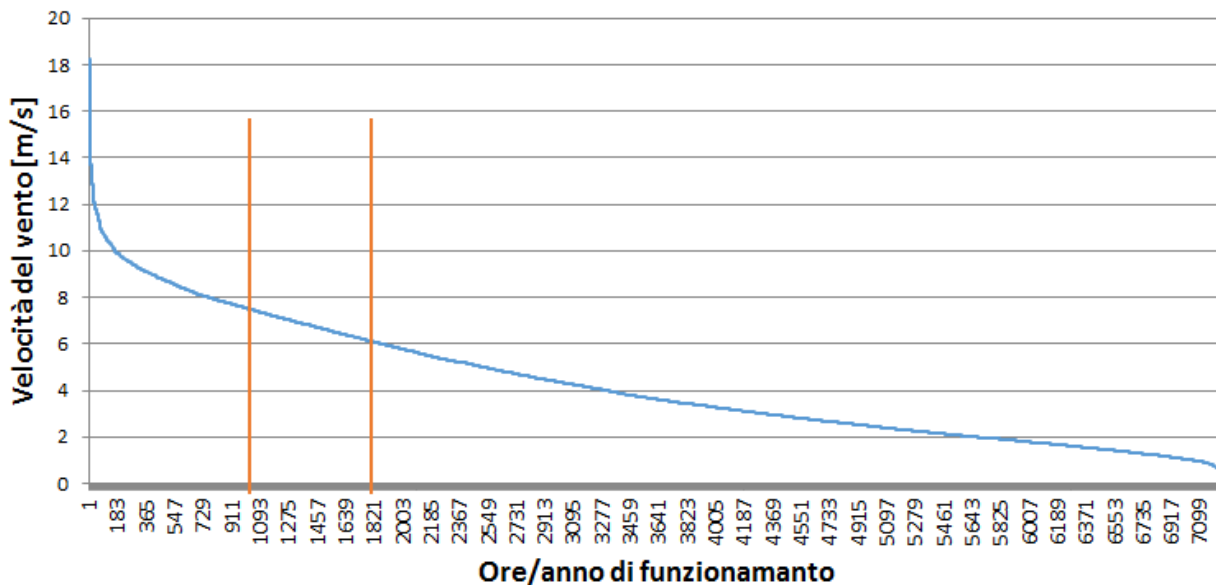


Figura 20: Elaborazione dati anemometrici rilevati dell'anno 2017 in un sito all'interno del Centro Ricerche Casaccia curva di durata riguardanti il numero di ore registrate ad una determinata ventosità massima.

Per individuare la potenza utile prodotta per le attività sperimentali sono state imposte le seguenti condizioni:

- numero minimo ore di funzionamento anno: 1000 ore;
- minima potenza singolo aerogeneratore: 500 W.

Dalla correlazione delle due curve riportate in Figura 19 e in Figura 20, si ottiene il seguente range utile di funzionamento del singolo aerogeneratore per effettuare le prove sperimentali:

- potenza 250 W per 1821 ore/anno;
- potenza 500 W per 1000 ore/anno.

Al fine di individuare il numero di aerogeneratori da installare per consentire l'applicazione delle logiche di ottimizzazione dell'autoconsumo si è fissato un range minimo di modulazione della pompa di calore controllata ad "inseguimento eolico"; il suddetto range è stato fissato dal 25% al 50% della capacità nominale corrispondente, come si evince dalle prove riportate nel capitolo 6, ad una potenza assorbita compresa nel range da 1,5 kW a circa 4 kW.

Si riportano nella seguente tabella la sintesi dei dati utilizzati per dimensionare l'impianto eolico

Tabella 1: Dimensionamento numero generatori impianto micro eolico pe modulare la pompa di calore del sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. con logica "ad inseguimento eolico.

Range di modulazione pompa di calore per inseguimento eolico	25% - 50%
Potenza assorbita dalla pompa di calore al 25% della capacità nominale	1,5 kW
Potenza assorbita dalla pompa di calore al 50% della capacità nominale	4 kW
Potenza erogata dal singolo aerogeneratore HAWT per almeno 1000 ore l'anno	0,5 kW
Potenza erogata dal singolo aerogeneratore HAWT per almeno 1800 ore l'anno	0,25 kW
Numero di aerogeneratori necessari per applicare la logica "ad inseguimento eolico"	8

In relazione al calcolo del numero di aerogeneratori necessari riportato in Tabella 1, è stata elaborata una valutazione preliminare dei componenti necessari e del investimento economico iniziale come riportato in Tabella 2. In particolare ogni turbina è dotata di interfaccia DC/DC che gestisce la logica di funzionamento per ottimizzarne la produzione. L'uscita in DC del generatore alimenta l'inverter posto in cabina 1 dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E.; sono previsti due inverter da 12 kW ciascuno alimentato da 4 microturbine.

Tabella 2: Dimensionamento di massima componenti impianto eolico per sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E..

Componenti impianto eolico	numero
Aerogeneratore da 2,8 kW asse orizzontale	8
Interfaccia DC/DC	8
Inverter grid connected 12 kW	2
Cavo elettrico e cavidotto 100 m	1
Quadro di sezionamento e parallelo con la rete secondo CEI 021	1

Per il costo di fornitura e installazione dell'impianto micro eolico come dimensionato in Tabella 2, si stima da una analisi di mercato un costo di circa 70.000 € (l'effettivo costo dipende dalle scelte progettuali in fase esecutiva e da una analisi dettagliata di mercato).

Nell'immagine sottostante è rappresentata una prima ipotesi di posizionamento dell'impianto micro-eolico del tipo HAWT (ad asse orizzontale) in copertura dell'edificio F-83.



Figura 21: Raffigurazione simulata di due HAWT da 3 kW installate sul tetto dell'edificio F-83.

Analisi dei sistemi VAWT

I VAWT possono avere principi di funzionamento del tipo "Savonius" o "Darrieus", prendendo la denominazione dal cognome dei rispettivi inventori.

Nel primo caso le pale hanno forma semicilindrica cava, ovvero la sezione orizzontale del rotore è a forma di "S", mentre nel secondo tipo, le pale, dritte o curve, sono montate in verticale intorno all'asse di rotazione. Esiste una conformazione di tipo Darrieus a pale elicoidali, detta di tipo "Gorlov", che può essere installata anche in orizzontale e sott'acqua per sfruttare le correnti fluviali o marine.

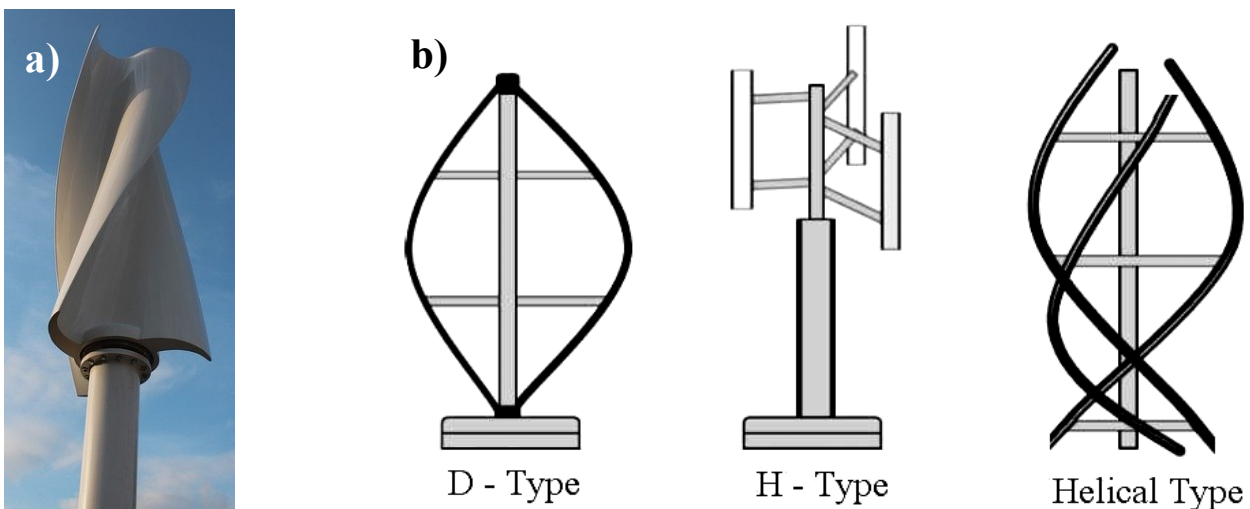


Figura 22: a) VAWT di tipo Savonius; b) Diversi tipi di VAWT Darrieus, rispettivamente a pale curve, dritte e di tipo "Gorlov". [10]

Gli aerogeneratori ad asse verticale, rispetto a quelli ad asse orizzontale offrono alcuni vantaggi, come il basso impatto paesaggistico, la maggiore silenziosità, il funzionamento non dipendente dalla direzione del vento (soprattutto nelle Gorlov), una maggiore resistenza alle condizioni anemologiche e metereologiche,

una velocità di cut-in in media più bassa (1,5 - 2 m/s) e un costo inferiore. In compenso, le VAWT presentano efficienze minori rispetto alle HAWT, comportando, a parità di potenza, maggiori velocità nominali e maggiori dimensioni. Tutto ciò pone le VAWT nelle condizioni di trovare utilizzo principalmente nel micro e mini eolico.

È stata effettuata una analisi degli aerogeneratori presenti sul mercato e il tipo di turbina VAWT che è stata presa in considerazione per l’installazione sull’edificio F-83 è la seguente.

Tipologia Generatore	Trifase a magneti permanenti
Altezza rotore	3,6 m
Larghezza rotore	3 m
Peso della turbina	106 kg
Materiale Pale	Lega di alluminio
Numero delle pale	3
Temperatura di esercizio	-20 °C ÷ 50 °C
Tempo di vita progettato	20 anni
Potenza Nominale	3000 W
Potenza massima	3800 W
Cut in	2,5 m/s
Velocità nominale	11 m/s
Velocità di sopravvivenza	52,5 m/s
Efficienza del generatore	96%
Livello di rumore	< 45 dB(A)
Garanzia	5 anni
Limitazione giri pale	320 giri al minuto
PWM Dump Load	5 kW Box
Freno meccanico	Automatico / Manuale
Tipo di installazione	On grid / Off grid



Figura 23: Scheda tecnica con le principali caratteristiche dell’aerogeneratore VAWT considerato e raffigurazione del medesimo installato su un tetto.

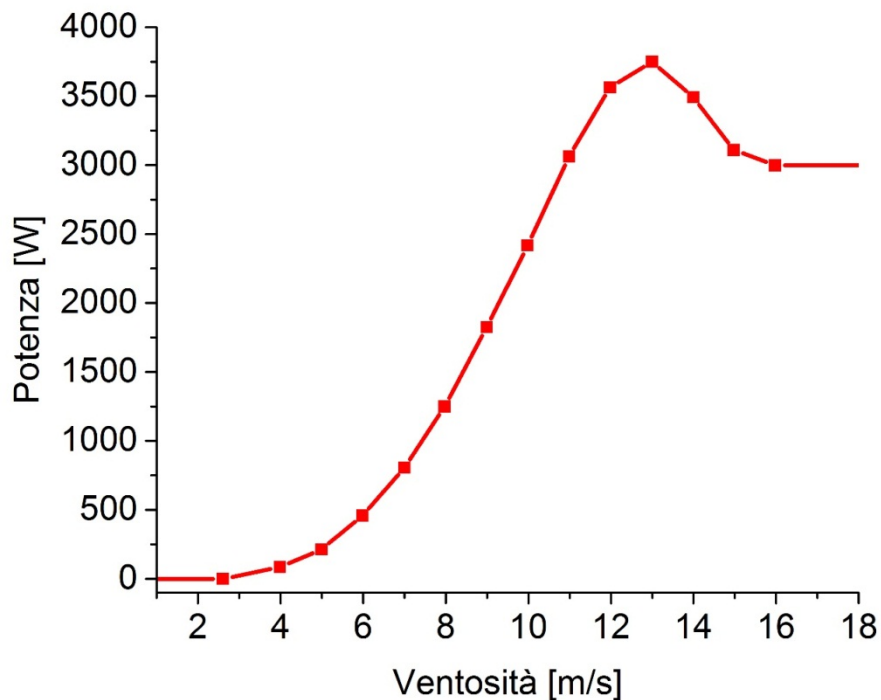


Figura 24: Curva di potenza dell'aerogeneratore VAWT considerato al variare della velocità del vento.

Il confronto tra i dati della VAWT e della HAWT considerate pone in luce le differenze tra le due tecnologie sopra descritte. Infatti, la VAWT ha velocità di cut-in e nominale inferiori, ma al contempo dimensioni maggiori. Utilizzando i dati provenienti dalla curva di potenza della VAWT considerata e dalla ventosità del sito oggetto della attuale analisi, si ottiene la seguente curva di produttività energetica.

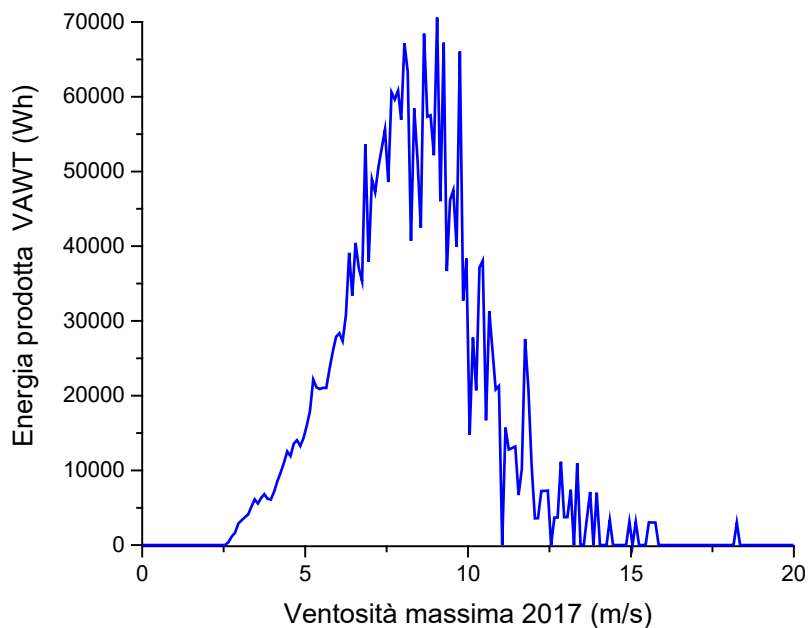


Figura 25: Energia prodotta dall'aerogeneratore HAWT considerato al variare della ventosità massima.

Da quest'ultima si può desumere che l'aerogeneratore VAWT considerato, qualora fosse stato installato presso il sito prescelto, avrebbe prodotto 2.847 kWh nell'anno 2017, ovvero quasi il doppio rispetto al generatore HAWT sopra analizzato.

I costi per l'acquisto di una turbina VAWT del tipo qui analizzato sono sintetizzati nella seguente tabella.

Tabella 3: Costi inerenti l'acquisto di una turbina VAWT del tipo preso in considerazione.

Turbina VAWT 3 kW	€ 4.670
Grid-on Controller con dump load box	€ 570
Grid-on inverter (MPPT) 10 kW, 400 V trifase	€ 3.200
Torre da tetto 3 m con base	€ 700

Ovvero, un aerogeneratore VAWT da 3kW grid-connected completo di accessori e di base per essere installato su tetto ha un costo di 9.140 Euro, ovvero circa 3.000 Euro in meno rispetto ad una turbina HAWT sopra analizzata.

Volendo individuare la potenza utile prodotta per le attività sperimentali sono stati imposte le medesime condizioni riportate nel caso della HAWT, sopra analizzata:

- numero minimo ore di funzionamento anno: 1000 ore
- minima potenza singolo aerogeneratore: 500 W

Dalla correlazione delle due curve riportate in Figura 20 e in Figura 24 , si ottiene il seguente range utile di funzionamento del singolo aerogeneratore per effettuare le prove sperimentali:

- potenza 487 W per 1821 ore/anno;
- potenza 1050 W per 1000 ore/anno.

Al fine di individuare il numero di aerogeneratori da installare per consentire l'applicazione delle logiche di ottimizzazione dell'autoconsumo, si è fissato un range minimo di modulazione della pompa di calore controllata ad "inseguimento eolico"; il suddetto range è stato fissato dal 25% al 50% della capacità nominale corrispondente, come si evince dalle prove riportate nel capitolo 6, ad una potenza assorbita compresa nel range da 1,5 kW a circa 4 kW.

Si riportano nella seguente tabella la sintesi dei dati utilizzati per dimensionare l'impianto eolico

Tabella 4: Dimensionamento numero generatori impianto micro eolico pe modulare la pompa di calore del sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. con logica "ad inseguimento eolico".

Range di modulazione pompa di calore per inseguimento eolico	25% - 50%
Potenza assorbita dalla pompa di calore al 25% della capacità nominale	1,5 kW
Potenza assorbita dalla pompa di calore al 50% della capacità nominale	4 kW
Potenza erogata dal singolo aerogeneratore VAWT per almeno 1000 ore l'anno	1 kW
Potenza erogata dal singolo aerogeneratore VAWT per almeno 1800 ore l'anno	0,5 kW
Numero di aerogeneratori necessari per applicare la logica "ad inseguimento eolico"	4

In relazione al calcolo del numero di aerogeneratori necessari riportato in Tabella 4, è stata elaborata una valutazione preliminare dei componenti necessari e dell'investimento economico iniziale come riportato in Tabella 5. In particolare, ogni turbina è dotata di interfaccia DC/DC che gestisce la logica di funzionamento per ottimizzarne la produzione. L'uscita in DC del generatore alimenta l'inverter posto in cabina 1 dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E.; stanti i dati di ventosità del sito prescelto, è previsto un singolo inverter da 10 kW alimentato da 4 microturbine posto così nelle condizioni di lavorare in un intervallo di potenze in ingresso che garantisca una buona efficienza di conversione, dato che le turbine di rado lavoreranno al massimo della potenza.

Tabella 5: Dimensionamento di massima componenti impianto eolico per sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E..

Componenti impianto eolico	numero
Aerogeneratore da 3 kW asse verticale	4
Interfaccia DC/DC	4
Inverter grid connectd 10 kW	1
Cavo elettrico e cavidotto 100 m	1
Quadro di sezionamento e parallelo con la rete secondo CEI 021	1

Per il costo di fornitura e installazione dell'impianto micro eolico come dimensionato in Tabella 5, si stima da una analisi di mercato e dai costi riportati in Tabella 3, un costo di circa 34.000 € (l'effettivo costo dipende dalle scelte progettuali in fase esecutiva e da una analisi dettagliata di mercato), ovvero meno della metà di quanto si spenderebbe acquistando un impianto basato su turbine HAWT.

Si riporta in Figura 26 una prima ipotesi per il posizionamento dei 4 aerogeneratori tipo VAWT in copertura all'edificio F83.



Figura 26: Possibile ubicazione per l’installazione dell’impianto micro-eolico tipo VAWT

2.4.3 Fotovoltaico ibrido PVT termo-elettrico

Nella prima annualità è stata valutata una seconda tecnologia per la generazione locale da integrare con il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E., questa consiste in un impianto PV termo elettrico (PVT – Hybrid PhotoVoltaic Thermal collectors) da installare sul tetto piano dell’edificio F83. La prima teorizzazione della tecnologia PVT fu realizzata nel 1978.[11] Questa consiste nell’accoppiamento monolitico della tecnologia del solare fotovoltaico e del solare termico, come rappresentato in Figura 27.

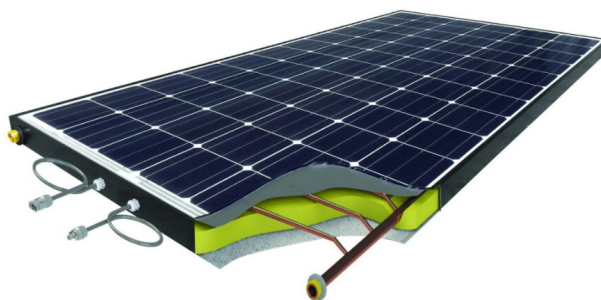


Figura 27: Rappresentazione grafica di un pannello PVT.

La soluzione di un generatore locale ibrido come quello indicato in Figura 27, potrebbe consentire una replicabilità del sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. a scala ridotta presso utenze monofamigliari e piccoli condomini; infatti, la produzione contemporanea di energia elettrica e termica da parte dello stesso impianto potrebbe consentire una riduzione della superficie solare da installare mantenendo la possibilità di gestire la pompa di calore locale in modalità inseguimento elettrico per raggiungere elevati valori di autoconsumo.

La soluzione PV termo-elettrica integrata con il sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. potrebbe rappresentare una soluzione tecnologica per consentire il raggiungimento della quota da rinnovabile prevista dal Dlgs 28/2011 per edifici di nuova costruzione e di ristrutturazioni rilevanti degli edifici esistenti nei casi condominiali dove le ridotte superfici disponibili comporterebbero importanti vincoli tecnici da superare per soddisfare i suddetti requisiti previsti dal Decreto.

In particolare, verificata la possibilità di installare il suddetto sistema ibrido con una valutazione progettuale dettagliata, verranno studiati e provati diversi layout di connessione con il sistema S.A.P.I.EN.T.E. e specifiche logiche di gestione al fine di massimizzare l'autosufficienza energetica e l'autoconsumo. A valle di una analisi di mercato, è stato individuato un modello di PVT ai vertici della categoria in quanto a produzione elettrica e termica, le cui caratteristiche principali sono riassunte in Tabella 6:

Tabella 6 Principali caratteristiche tecniche dell'impianto PVT– Hybrid PhotoVoltaic Thermal collectors considerato per l'installazione nell'impianto S.A.P.I.EN.T.E..

Caratteristiche elettriche

Potenza nominale	300	Wp
tensione di cortocircuito	39,4	V
tensione alla massima potenza	31,2	V
corrente di cortocircuito	9,97	A
corrente alla massima potenza	9,63	A
Efficienza modulo	18,3	%
celle	60	

Caratteristiche termiche

Area apertura	1,58	m ²
rendimento termico	58,3	%
potenza termica nominale	921	W
Portata	1.5-2,5	l/min
perdita di carico	536 -837	mmH ₂ O
volume fluido termovettore	0,96	l

dimensioni	1660x990x51	mm
peso	32	kg

Il dimensionamento preliminare dell'impianto PVT, riportato in Tabella 7, è stato effettuato scegliendo la taglia che soddisfa sia il requisito termico sia il requisito elettrico; i due metodi si basano sulla necessità di eseguire le prove sperimentale e applicare logiche di ottimizzazione dell'autoconsumo all'impianto PVT integrato con il sistema ibrido S.A.P.I.EN.E.T.E..

1) Dimensionamento Termico:

Condizione: Copertura 100% fabbisogno giornaliero ACS nel mese di aprile per un condominio con 10 appartamenti. (profilo di carico emulato con il dry cooler di S.A.P.I.EN.T.E.):

Dati di input:

- Fabbisogno termico singola unità immobiliare: 112 litri/giorno – 5,84 kWh/giorno secondo UNI EN 50440 (profilo M)
- Radiazione solare media giornaliera mese di Aprile: calcolata con il portale Atlante solare ENEA (modello di calcolo ENEA – SOLTERM).

Viene preso come riferimento il mese di aprile per la copertura del 100% del fabbisogno di ACS per limitare un sovrapproduzione nei mesi estivi; calcolando infatti la superficie dei collettori con riferimento alla radiazione solare dei mesi invernali, si otterrebbe nei mesi estivi una potenza termica difficilmente smaltibile.

2) Dimensionamento Elettrico:

Condizione: potenza elettrica generata in condizioni STC (radiazione 1000 W/mq, Temp. esterna 25°C) pari all'assorbimento della pompa di calore dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. corrispondente 65% della capacità nominale: 5 kW

Dati di input:

Radiazione solare media giornaliera mese di Aprile: calcolata con il portale Atlante solare ENEA (modello di calcolo ENEA – SOLTERM).

Osservando i risultati dei due metodi riportati in Tabella 7, si evince che il dimensionamento elettrico corrispondente a 20 moduli consente di soddisfare sia la condizione elettrica sia la condizione termica. Inoltre valutando la potenza termica prodotta in condizioni nominali per il caso "dimensionamento elettrico" pari a 18,5 kW, questa è facilmente smaltibile dal dry cooler, in quanto lo stesso è dimensionato per smaltire una potenza termica pari a 70 kW.

Tabella 7: Dimensionamento termico ed elettrico impianto PVT.

Dimensionamento termico		
fabbisogno giornaliero di ACS singola unità immobiliare (UNI EN 50440)	5,84	kWh
numero appartamenti	10,00	
fabbisogno complessivo	58,40	kWh
radiazione media giornaliera mese Aprile	5,22	kWh/(m ² g)
superficie modulo solare	1,58	mq
rendimento medio	58,30	%
produzione media giornaliera singolo modulo	4,81	kWh
giornaliero	12,13	
numero moduli complessivi	13,00	
superficie complessiva moduli	20,54	mq
spazio necessario per evitare mutuo ombreggiamento	6,16	mq
Superficie complessiva occupata per installazione a tetto piano	26,70	mq
Produzione elettrica annua		
rendimento medio elettrico	18,30	%
radiazione media annua sul piano dei moduli	1690,29	kWh/mq
superficie totale moduli	20,54	mq
produzione annua in CC	6,35	MWh
rendimento medio conversione	0,85	
produzione annua CA	5,40	MWh/anno
Potenza prodotta in condizioni STC (1000 W/mq, 25 °C) da singolo modulo	300,00	W
Potenza prodotta in condizioni STC da campo PV lato CC	3900,00	W
Efficienza BOS	0,85	
Potenza complessiva prodotta in condizione STC lato CA	3315,00	Wp

Dimensionamento elettrico		
Potenza elettrica assorbita da Pdc al 65 % della capacità nominale	5,00	kW
Potenza elettrica singolo modulo in condizioni STC	0,30	kW
rendimento BOS	0,85	
numero moduli complessivi	20,00	
potenza complessiva lato AC in condizioni STC	5,10	kW
potenza complessiva lato CC in condizioni STC	6,00	kWp
superficie impinato	31,6	mq
superficie occupata per installazione su tetto piano	41,08	mq
Produzione termica		
numero moduli	20,00	
superficie singolo modulo	1,58	mq
radiazione media giornaliera mese di Aprile	5,22	kWh/g
rendimento medio collettore solare	58,30	%
produzione media giornaliera (mese di Aprile)	96,26	kWh/g
Verifica potenza termica da smaltire		
potenza termica in condizioni nominali singolo modulo	0,921	kW
potenza termica totale in condizioni nominali	18,42	kW

Al fine di valutare un costo preliminare per l'installazione dell'impianto PVT, è stata elaborata la seguente tabella con indicazione dei principali componenti necessari per il collegamento elettrico e termico al sistema S.A.P.I.EN.T.E..

Tabella 8: Dimensionamento preliminare principali componenti impianto PVT.

	quantità
moduli PVT	20,00
inverter 6 kW	1
quadro parallelo e sezionamento stringhe	1
quadro sezionamento lato AC	1
cavo solare rosso	100 m
cavo solare nero	100 m
circolatore	1
vaso di espansione	1
tubazione mutistrato 1/2"	200 m
raccorderia idraulica	1

Attraverso una analisi di mercato sono stati valutati i componenti di Tabella 8 e si stima un costo preliminare complessivo per l’installazione dell’impianto PVT di circa 14000 €.

2.4.4 Valutazione tecnica ed economica di nuove tecnologie di accumulo da applicare all’impianto S.A.P.I.EN.T.E.

Le fonti di energia rinnovabile, come noto, presentano una natura intermittente, che tende a creare picchi (positivi o negativi) nella produzione, i quali rischiano di generare molto rapidamente eccessi o carenze di flussi di potenza sulla rete. In un sistema ibrido come quello in fase di sperimentazione, diversi fenomeni veloci come i sovraccarichi di breve durata durante l’avvio del pompa di calore, i *transitori veloci dell’impianto fotovoltaico o di un impianto eolico a causa di repentini cambiamenti delle condizioni climatiche (nuvola passante, raffiche di vento)*, sono *difficilmente gestibili con accumuli elettrochimici e i relativi convertitori di potenza data la più lenta natura delle dinamiche interne di trasferimento di carica*. Pertanto, in questa annualità si sono studiate differenti tecnologia di accumulo al fine di valutare una possibile integrazione con l’accumulo a ioni di litio nel sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E.

Accumulo volanico

La prima tecnologia presa in considerazione è quella basata sull’accumulo volanico (FES – Flywheel Energy Storage), ovvero un sistema di accumulo di energia cinetica, in cui una massa cilindrica viene fatta ruotare a velocità elevate da un motore elettrico che assorbe energia dal carico esterno. L’energia accumulata dalla massa rotante può poi venire estratta utilizzando lo stesso motore in funzione di generatore elettrico. Le parti in movimento sono tenute in vuoto e sospese magneticamente al fine di limitare gli attriti, come rappresentato in Figura 28.

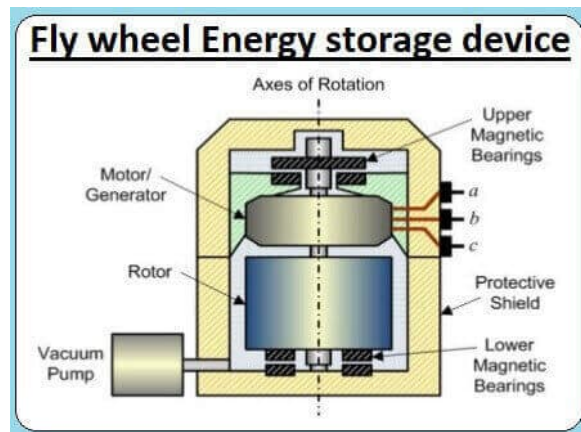


Figura 28: Schema in sezione di un sistema ad accumulo volanico.

I sistemi basati su volani sono dotati di una elevata efficienza di accumulo, anche superiore al 90%, mantengono le proprie prestazioni invariate nel tempo, a differenza delle batterie agli ioni di litio che sono soggette a degrado. I sistemi FES sono caratterizzati da una densità di potenza nell'ordine dei 5.000-10.000 W/L, una densità energetica nell'ordine dei 20-200 Wh/L ed energie specifiche nell'ordine dei 10-30 Wh/kg, per sistemi a bassa velocità (10.000 rpm) basati su rotori di metallo e dei 100-130 Wh/kg per sistemi ad alta velocità (sino a 100.000 rpm) per sistemi con rotore in materiale composito. A titolo di comparazione, gli accumuli basati su batterie agli ioni di litio hanno densità di potenza nell'ordine dei 100-10.000 W/L, densità energetica nell'ordine dei 200-620 Wh/L, energia specifica nell'ordine degli 80-200 Wh/kg e potenza specifica nell'ordine dei 500-2.000 W/kg.

Una caratteristica che differenzia gli accumuli volanici rispetto alle batterie al litio consiste nella rapidità di carica e scarica, che permette al dispositivo di erogare potenza in modo da assorbire i picchi di richiesta. I FES trovano applicazione, per l'appunto, dove sono richieste potenze di spunto elevate. Ad esempio, dal 2009 questi sono presenti, al pari dei supercondensatori, di cui si discorrerà in seguito, nei sistemi KERS delle autovetture di Formula 1, i quali devono erogare decine di kW in pochi secondi, al fine di fornire un incremento istantaneo delle prestazioni della vettura. Inoltre, tali sistemi di accumulo sono adatti ad essere impiegati come "cuscinetto" tra un carico elettrico e la rete o un altro sistema di accumulo dotato di dinamiche più lente. Ad esempio possono essere impiegati per compensare i sovraccarichi che si avrebbero al momento in cui un macchinario, come una gru da porto o un locomotore elettrico, attivandosi richiedesse alla rete un'alta potenza per un breve periodo di tempo o anche per macchinari che necessitino di una alimentazione continua e priva di eventuali, seppur minime, interruzioni. Un ulteriore vantaggio rispetto alle batterie al litio risiede nel tempo di vita drasticamente maggiore, potenzialmente consistente in decenni, dovuto anche al fatto che l'efficienza e la longevità degli accumuli volanici non dipendono dalla temperatura di esercizio.

Cionondimeno, gli accumuli volanici presentano elevate perdite per autoscarica nell'ordine del 3-20% per ogni ora e ciò, se i cicli di carica e scarica non avvengono continuamente, ne pregiudica l'efficienza globale. Inoltre, essendo basati su masse in rotazione ad alte velocità, hanno necessità di essere installati all'interno di contenitori corazzati al fine di garantire la sicurezza degli utenti. Il costo di tali dispositivi varia tra i 1.500 e i 6.000 €/kWh, tra i più elevati che si riscontrano nei sistemi di accumulo, principalmente a causa della componentistica elettronica e meccanica necessaria a porre il volano nelle sopra descritte condizioni che permettono a quest'ultimo di accumulare energia. A titolo di comparazione un sistema di accumulo che impieghi batterie agli ioni di litio ha costi che variano tra i 150 e i 1.200 €/kWh, dipendendo dalla tecnologia delle batterie utilizzate. *La tecnologia dei FES è stata valutata come scarsamente compatibile con le attività sperimentali correlate all'impianto S.A.P.I.EN.T.E. sia per motivi di sicurezza, che, soprattutto, per gli eccessivi tassi di autoscarica, che ne rendono inconciliabile l'applicazione in contesti in cui serva mantenere la carica anche per diverse decine di ore.*

Accumulo ad aria compressa

Un altro tipo di accumulo energetico preso in considerazione in questo primo anno al fine di valutarne la possibilità di implementazione nell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. è quello basato sull'aria compressa. I sistemi che impiegano tale vettore energetico sono detti CAES (Compressed Air Energy Storage) ed usano l'aria compressa per accumulare meccanicamente energia potenziale elastica. Per caricare un sistema CAES, l'energia che si vuole accumulare è impiegata per pilotare una catena di compressori che immagazzinano aria in un sistema chiuso, che può essere un contenitore oppure un deposito sotterraneo, come rappresentato in Figura 29.

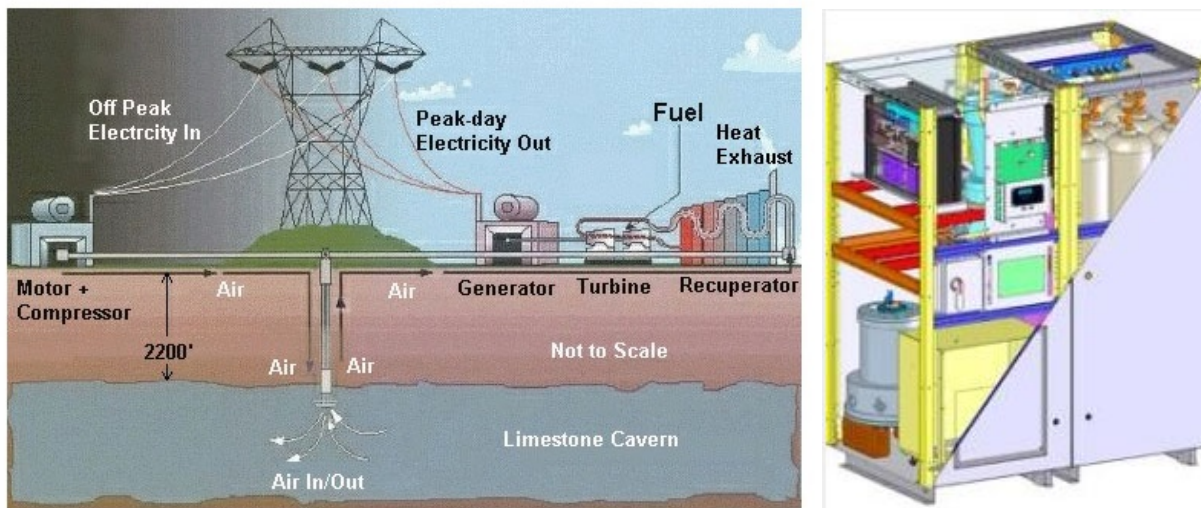


Figura 29: Rappresentazione di un tipico sistema di accumulo dell'energia tramite aria compressa e di un sistema CAES compatto di tipo sperimentale.

Quando si ha necessità di utilizzare l'energia immagazzinata viene fatta espandere l'aria compressa e miscelata con carburante nella camera di combustione di una turbina a gas. Tale processo presenta un'efficienza globale di circa il 60% e basso tasso di carica e scarica, che rende questa tecnologia più adeguata ad un accumulo stagionale rispetto a una compensazione istantanea delle richieste potenza.

I sistemi CAES sono caratterizzati da una densità di potenza nell'ordine di 1 W/L, una densità energetica nell'ordine dei 2-6 Wh/L. Questi valori sono evidentemente al di sotto di quelli mostrati da i sistemi FES e dalle batterie Li-Ion. Cionondimeno, i sistemi CAES, stante una manutenzione ordinaria delle componenti soggette ad usura, hanno tempi di vita stimati che possono estendersi a 100 anni e costi di installazione molto bassi, tra i 2 e gli 80 €/kWh, dovuti al fatto che, fissato un tasso di compressione, all'aumentare dell'energia immagazzinabile, ovvero delle dimensioni del contenitore, le altre componenti dell'impianto rimangono comunque le medesime. Inoltre, non sono apprezzabili tassi di autoscarica giornalieri. Cionondimeno, la maggior parte dei sistemi CAES presenta dimensioni non compatibili con l'impianto S.A.P.I.EN.T.E. Infatti la quasi totalità degli impianti di tale tipo presenti al mondo sfrutta cavità sotterranee per l'immagazzinamento dell'aria compressa, mentre al momento non risultano presenti sul mercato sistemi CAES compatti come quello sperimentale sopra rappresentato in Figura 29.

Supercondensatori

Al fine di realizzare una espansione delle capacità operative dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. è stata presa in analisi anche la tecnologia di accumulo basata sui supercondensatori (SC). Questi sono dispositivi tipicamente formati da due elettrodi polarizzabili, un separatore, usualmente a base di cellulosa, e un elettrolita. L'accumulo di energia elettrica avviene all'interfaccia tra elettrolita ed elettrodi ed è un processo fisico, in cui non avvengono reazioni chimiche di ossidoriduzione, come invece nelle batterie al litio. Ciò contribuisce a dotare i supercondensatori di un tempo di vita molto superiore rispetto a queste ultime; a titolo di esempio, considerando questo parametro espresso in termini di quantità di cicli di carica-scarica, le

batterie Li-Ion presentano un tempo di vita compreso tra 500 e 10.000 cicli, mentre quello dei supercondensatori si attesta tra 100.000 e 1 milione di cicli.

I supercondensatori sono caratterizzati da una densità di potenza nell'ordine dei 80.000-100.000 W/L, una densità energetica nell'ordine dei 10-70 Wh/L ed energie specifiche nell'ordine dei 40-80 Wh/kg.

Nei SC la densità energetica accumulabile dipende dalla superficie di interfaccia elettrodo/elettrolita. Confrontando questi valori con quelli mostrati dalle batterie al litio, i SC mostrano densità di potenza 10 volte superiori rispetto a queste ultime, mentre, al contrario, densità energetiche 2-3 volte inferiori.

Di recente sono stati studiati e introdotti in SC commerciali [12, 13] degli elettrodi basati su *Metal-Organic Frameworks* (MOF), che aumentano la l'area superficiale specifica di contatto con l'elettrolita al fine di incrementare l'energia accumulabile a parità di volume. Usualmente i SC hanno mostrato tassi di autoscarica del 50% in 30-40 giorni, mentre di recente modelli commerciali dichiarano un valore del 2% al mese in modalità "sleep". I supercondensatori sono caratterizzati da flussi di carica e scarica simmetrici, ovvero possono essere caricati e scaricati alla stessa potenza e, quindi, richiedono tempi di ricarica simili ai tempi di scarica, a differenza delle batterie al litio che possono impiegare tempi di ricarica anche 10 volte maggiori rispetto a quelli di scarica. Dal punto di vista economico, fino a qualche anno fa il prezzo dei SC si attestava intorno ai 6.000-10.000 €/kWh, assottigliando molto il numero di applicazioni in cui fosse vantaggioso impiegare tale tecnologia, mentre attualmente esistono prodotti commerciali il cui costo, per il solo pacco SC, esclusi inverter ed elettronica di controllo, si attesta al di sotto degli 800 €/kWh (escluse tasse), per arrivare a 1.200-1.300 €/kWh per un sistema completo.

Stanti le elencate proprietà dei SC, questi sono stati dapprima impiegati in sistemi in cui fosse necessario un rapido intervento di dispositivi-tampone per periodi di tempo non prolungati. In questi casi, caratterizzati da frequenti interruzioni di alimentazione di breve durata, le batterie al litio andrebbero incontro a rapido deterioramento. A titolo di esempio i SC trovano applicazione nei gruppi di continuità (UPS - Uninterruptible Power Supply) in applicazioni in cui sia necessario non dover incorrere in una manutenzione regolare degli accumulatori, oppure dove siano presenti temperature, sopportabili dai SC (-40 - 65°C) al di fuori del più ristretto intervallo di operatività delle batterie al litio (0 - 40°).

Qui di seguito è riportata una tabella in cui sono riepilogati i principali parametri dei sistemi di accumulo valutati per l'ampliamento dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. Sulla base di tali valutazioni, nella seconda annualità saranno scelti uno o più sistemi di accumulo che più si confacciano alle esigenze della presente Linea di Attività.

Tabella 9: Riepilogo dei principali parametri degli accumuli presi in considerazione per l'ampliamento delle funzionalità dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E..

Parametro	Batterie Li-Ion	Accumuli volanici	Accumuli ad aria compressa	Supercondensatori
Densità di Potenza [W/L]	100 - 10.000	5.000 - 10.000	0,5 - 2	80.000 - 100.000
Potenza Specifica [W/kg]	500 - 2.000	2.000 - 6.500		10.000
Densità energetica [Wh/L]	200 - 620	20 - 200	2 - 6	10 - 70
Energia specifica [Wh/kg]	80 - 200	10 - 130		40 - 80
Efficienza su ciclo [%]	75 - 95	90 - 95	70 - 90	85 - 95
Life Time [n. di cicli]	500 - 10.000	10.000 - 1.000.000	10.000 - 50.000	100.000 - 1.000.000
Life Time [anni]	5 - 15	15 - 20	20 - 40	10 - 20
Tasso di autoscarica [%/giorno]	0,09 - 0,36	70 - 100	0,003 - 0,01	2 - 40
Temperatura di esercizio (carica-scarica) [°C]	0 - 40	-40 - 50		-40 - 65
Costo Potenza [€/kW]	874 - 1.786	590 - 1.446	774 - 1.388	214 - 247
Costo Energia [€/kWh]	973 - 1.211	1.850 - 25.049	48 - 278	691 - 2.000

2.4.5 Valutazione di un sistema di supercondensatori per l'impianto S.A.P.I.EN.T.E.

Alla luce della disamina effettuata in questo paragrafo, la tecnologia dei supercondensatori risultata la più adeguata per essere integrata con il sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E., in quanto a densità di potenza, efficienza, tempo di vita e costo.

Si riportano in Tabella 10 le caratteristiche del banco di supercondensatori individuato a seguito di una analisi di mercato con caratteristiche ottimali per la possibile integrazione con l'impianto sperimentale.

Tabella 10: Principali caratteristiche tecniche del banco di SC considerato per l'installazione nell'impianto S.A.P.I.EN.T.E..

Tensione nominale	48 VDC
Capacità	3550 Wh
Massima corrente di carica 0-100 % SOC	124 A
Massima corrente di scarica 100%-0% SOC	125 A
Massima Tensione	55 V
Efficienza conversione DC/DC	99.1%
Isolamento galvanico	1000 V
Cicli da progetto	1.000.000
Vita utile da progetto	45 anni
Controllo da remoto	si

Il sistema d'accumulo a supercondensatori sopra descritto è composto da singoli moduli da 3,55 kWh con, una efficienza di carica-scarica del 99,1%; inoltre, il sistema presenta un tempo di vita previsto di 1 milione di cicli e un tasso di autoscarica in "modalità ON" del 9,6% al mese.

Una possibile installazione di un banco di SC all'interno della rete del sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. prevede l'utilizzo di un unico inverter, come rappresentato in Figura 30, connesso in parallelo al sistema d'accumulo a litio a valle dell'interruttore generale d'impianto.

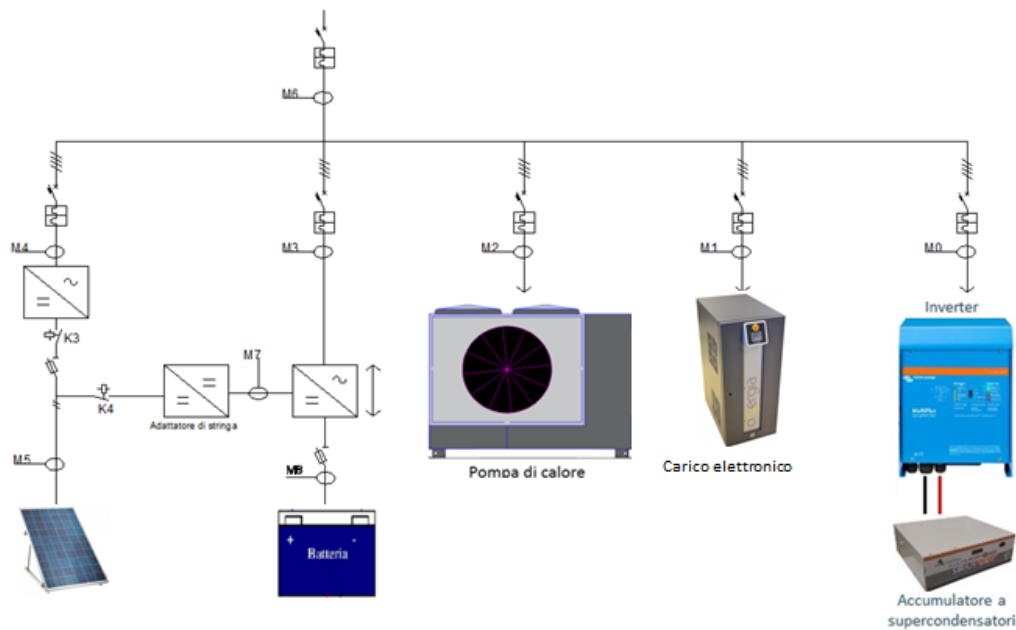


Figura 30: Rappresentazione schematica di un possibile collegamento dell'accumulo a supercondensatori con la rete elettrica del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E..

Volendo installare un banco di SC con capacità equivalente all'accumulo a litio già presente nell'impianto S.A.P.I.EN.T.E., si potrebbe valutare un sistema composto da 4 pacchi di SC ciascuno da 3,55 kWh, per un totale di 14,2 kWh. Da un prima analisi di mercato il costo per il suddetto sistema sarebbe di circa 15.000 Euro, esclusi IVA e trasporto compresi i componenti indicati in **Tabella 11**.

Tabella 11 Riepilogo dei costi di acquisto del sistema di SC da 14,2 kWh.

Componente	Costo unitario	Quantità installata	Costo totale
Pacco SC	760 €/kWh	14,2 kWh	€ 10.792
Inverter/caricabatterie	€ 3.650	1	€ 3.650
Accessori vari	€ 600	1	€ 600
TOTALE			€ 15.042

La scelta dell'effettivo sistema installabile, la valutazione della reale fattibilità dell'impianto e gli effettivi costi dipenderanno da una valutazione approfondita in fase di progettazione effettuata nella successiva annualità.

3 Modellizzazione di un generatore micro eolico integrato al sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E.

Nell’ambito della presente linea di attività è stata ampliata la piattaforma di simulazione dell’impianto S.A.P.I.EN.T.E. integrando nuovi modelli per valutare le funzionalità delle logiche di controllo e le prestazioni complessive del sistema in presenza di fonti energetiche locali aventi caratteristiche differenti dall’impianto fotovoltaico simulato nelle precedenti annualità. In particolare, sono state provate le logiche di controllo che ottimizzano l’autoconsumo e l’autosufficienza energetica in presenza di fonti rinnovabili locali aleatorie integrando nella piattaforma Matlab/Simulink del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. il modello di un sistema micro eolico secondo lo schema funzionale indicato in Figura 31.

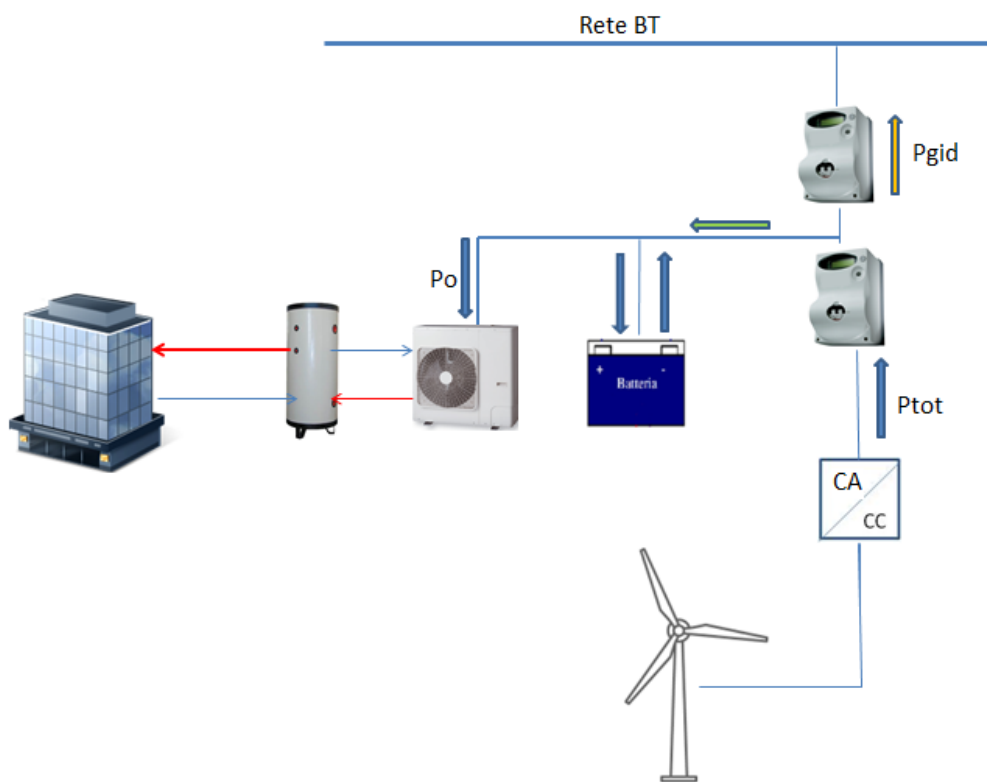


Figura 31: Schema flussi di potenza impianto ibrido con generatore mini-eolico.

La modellizzazione del microgeneratore è stata effettuata tramite una lookup table di Matlab/simulink riportata in Figura 32 la quale riproduce una curva di potenza al variare della velocità del vento caratteristica di un generatore micro-eolico ad asse verticale:

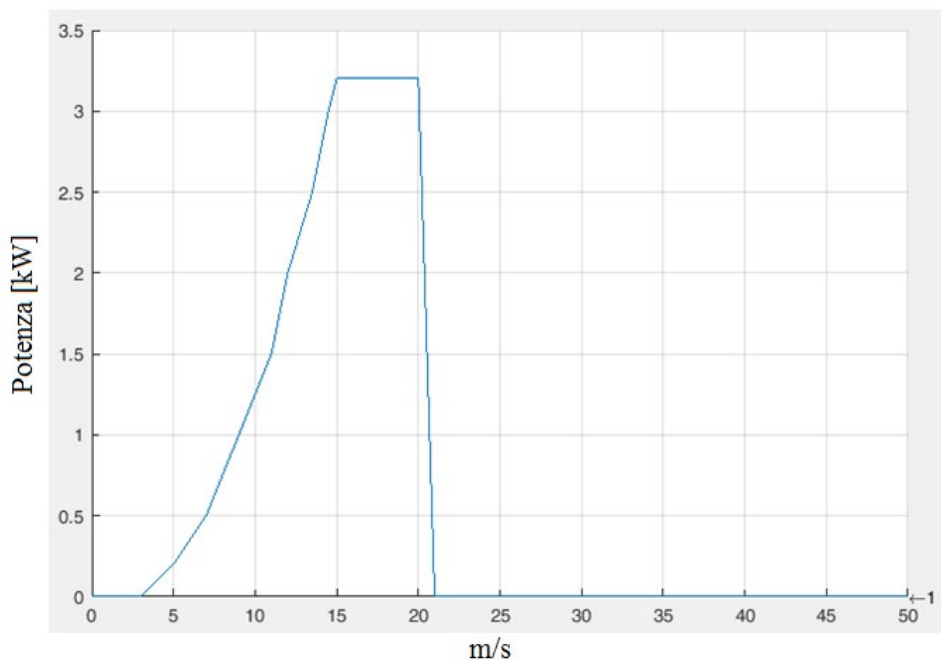


Figura 32: Curva di potenza micro aerogeneratore modellizzato in Matlab/Simulink – potenza erogata in funzione della velocità del vento (m/s).

La curva di Figura 32 è stata costruita elaborando le curve di produzione dei aerogeneratori commerciali; in particolare, il modello implementato riporta una velocità di cut-in del vento (inizio erogazione potenza elettrica) pari a 3 m/s, una velocità di cut-out (cessazione produzione elettrica) pari a 20 m/s e una velocità del vento di brake in (erogazione pari alla potenza nominale) pari a 14,5 m/s.

Vista l'aleatorietà della velocità del vento durante l'anno, per calibrare le logiche di controllo dell'aerogeneratore, sono state estrapolate due settimane dalle misure anemometriche effettuate nel 2017 nel centro Ricerche ENEA di Casaccia e riportate in Figura 33 e in Figura 34

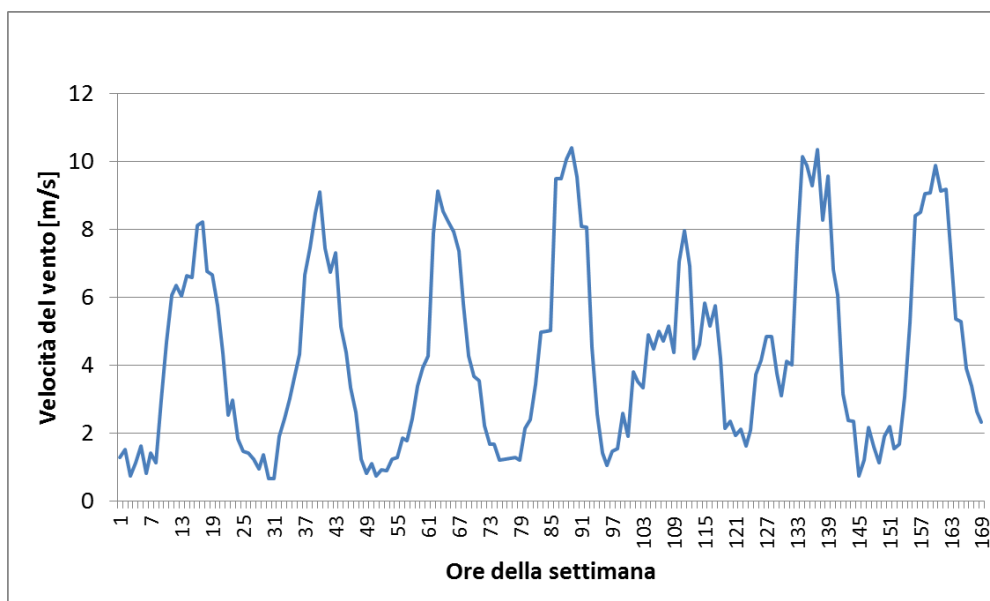


Figura 33: Misure anemometriche per provare logiche di controllo impianto S.A.P.I.EN.T.E.: settimana 1.

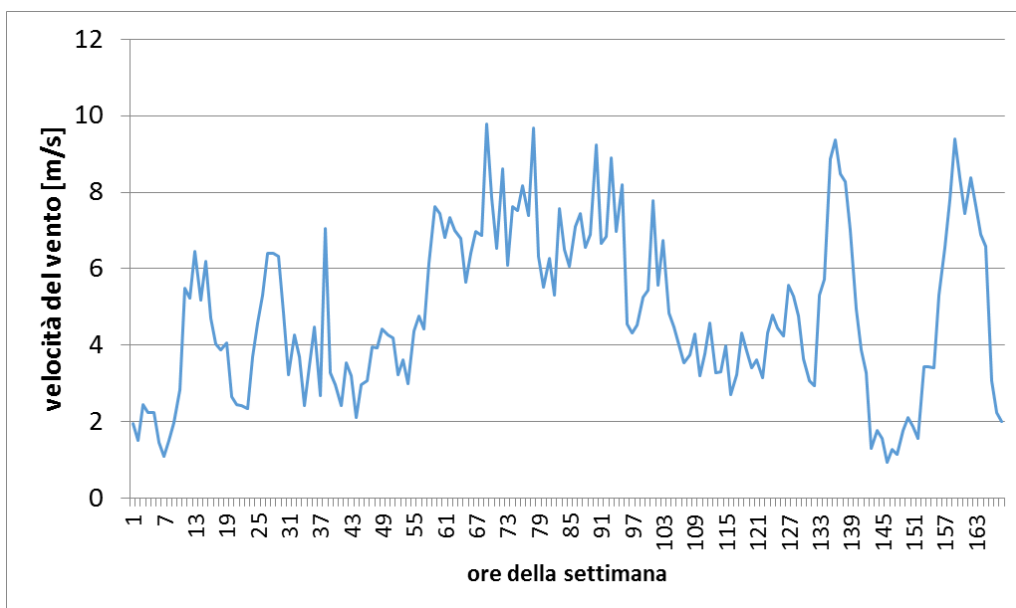


Figura 34: Misure anemometriche per provare logiche di controllo impianto S.A.P.I.EN.T.E.: settimana 2.

Si riporta di seguito lo schema completo del modello implementato in Simulink per simulare il comportamento dinamico del generatore eolico integrato nella piattaforma di simulazione del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E.

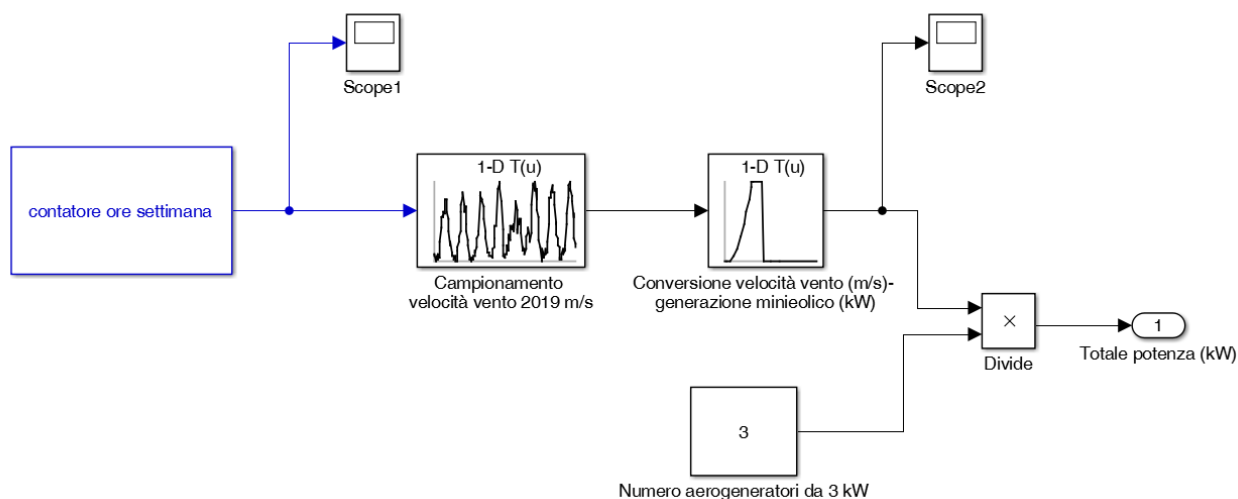


Figura 35: Schema Simulink per simulare il funzionamento dell’impianto mini eolico.

Nello schema di Figura 35 sono state implementate le due lookup table che riproducono rispettivamente le misure anemometriche settimanali nel C. R. ENEA Casaccia e la curva di produzione del micro-eolico da 3 kW.

Il modello del generatore eolico è stato integrato nella piattaforma di simulazione del sistema S.A.P.I.EN.T.E. come indicato nello schema di Figura 36

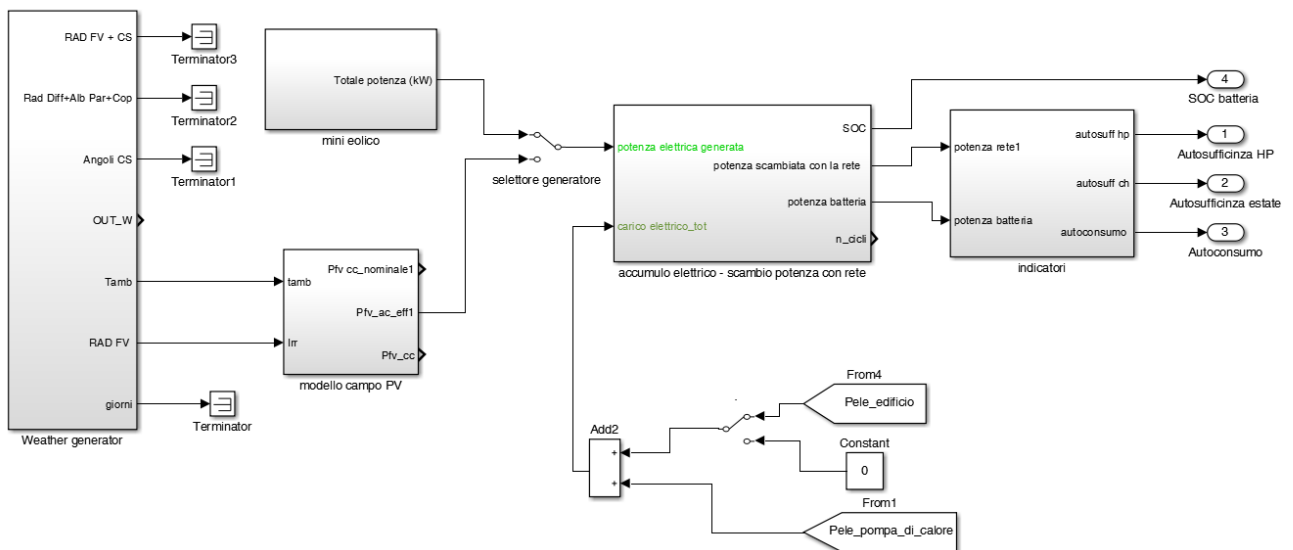


Figura 36: Schema Simulink per simulare i flussi di potenza locali scambiati con l'accumulo elettrico e la rete.

Come indicato nello schema di Figura 36, tramite un blocco "selettore generatore" viene scelto il tipo di generatore locale da attivare: fotovoltaico o micro-eolico.

In particolare la potenza prodotta dal modello micro-eolico viene gestita dal blocco "accumulo elettrico - scambio potenza con la rete"; quest'ultimo controlla i flussi di potenza scambiati dalla fonte rinnovabile locale con l'accumulo elettrico e/o con la rete pubblica secondo le logiche riportate di seguito:

1) "potenza elettrica generata" > "carico elettrico locale"

a) Se il SOC (stato di carica della batteria) < SOCmax (parametro impostato al 90%):
la potenza generata in eccesso dall'eolico viene accumulata in batteria secondo un rendimento di carica valutato dal modello "accumulo a litio" implementato nel precedente triennio ;

b) Se il SOC di batteria > SOCmax;
la potenza generata dall'impianto eolico locale viene immessa in rete.

2) "potenza elettrica generata" < "carico elettrico locale"

a) Se il SOC > SOCmin (parametro impostato al 20%)
la potenza in eccesso del carico locale rispetto a quella generata dall'eolico viene fornito dall'accumulo a litio.

b) Se il SOC < SOCmin
il sovraccarico rispetto alla produzione dell'impianto eolico viene prelevato dalla rete.

Si indica con:

- SOC: stato di carica della batteria valutato dal modello accumulo a litio implementato nello scorso triennio;
- potenza elettrica generata: potenza fornita dal modello dell'impianto micro eolico in funzione della velocità del vento;
- carico elettrico locale: somma del carico elettrico dell'edificio e dell'assorbimento della pompa di calore centralizzata.

Nel blocco “indicatori” dello schema di Figura 36 vengono calcolati gli indici energetici ed economici dell’impianto ibrido a servizio dell’edificio. Il blocco calcola l’autosufficienza energetica dell’utenza e il coefficiente di autoconsumo istantaneo della potenza prodotta dall’impianto micro-eolico locale.

I due indici valutano la capacità del sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. di autoconsumare la potenza prodotta in loco limitando l’impatto e lo scambio con la rete.

In particolare, con riferimento allo schema di Figura 31, viene valutata l’effettiva potenza prodotta dall’eolico e consumata istantaneamente in loco dalla pompa di calore secondo le seguenti formule:

Autoconsumo istantaneo da mini-eolico:

$$Aut = \frac{E_0}{E_{tot}} = \frac{\sum (P_{tot} - P_{grid}) * \Delta t}{\sum P_{tot} * \Delta t} \quad (1)$$

$$A_{HP} = \frac{E_0}{E_{HP}} = \frac{\sum (P_{tot} - P_{grid}) * \Delta t}{\sum P_{HP} * \Delta t} \quad (2)$$

dove

- E_0 = è l’energia prodotta dall’eolico e autoconsumata o immagazzinata in loco.
- E_{tot} = è l’energia totale prodotta dall’impianto eolico.

- P_{grid} : è la potenza prodotta dall’eolico in eccesso è immessa in rete.
- P_{tot} : è la potenza prodotta dall’impianto eolico.
- P_{HP} : potenza assorbita dalla pompa di calore.
- Δt : time step di simulazione.

Per massimizzare gli indici di autoconsumo e autosufficienza energetica, è stata implementata una logica di regolazione del carico elettrico per inseguire la potenza erogata dall’impianto eolico. In particolare, come già implementato per il modello fotovoltaico, utilizzando il regolatore PID indicato in Figura 37 e in Figura 38, viene modulato l’assorbimento elettrico della pompa di calore regolando il numero di giri del compressore in modo da inseguire la potenza prodotta dall’impianto micro-eolico,

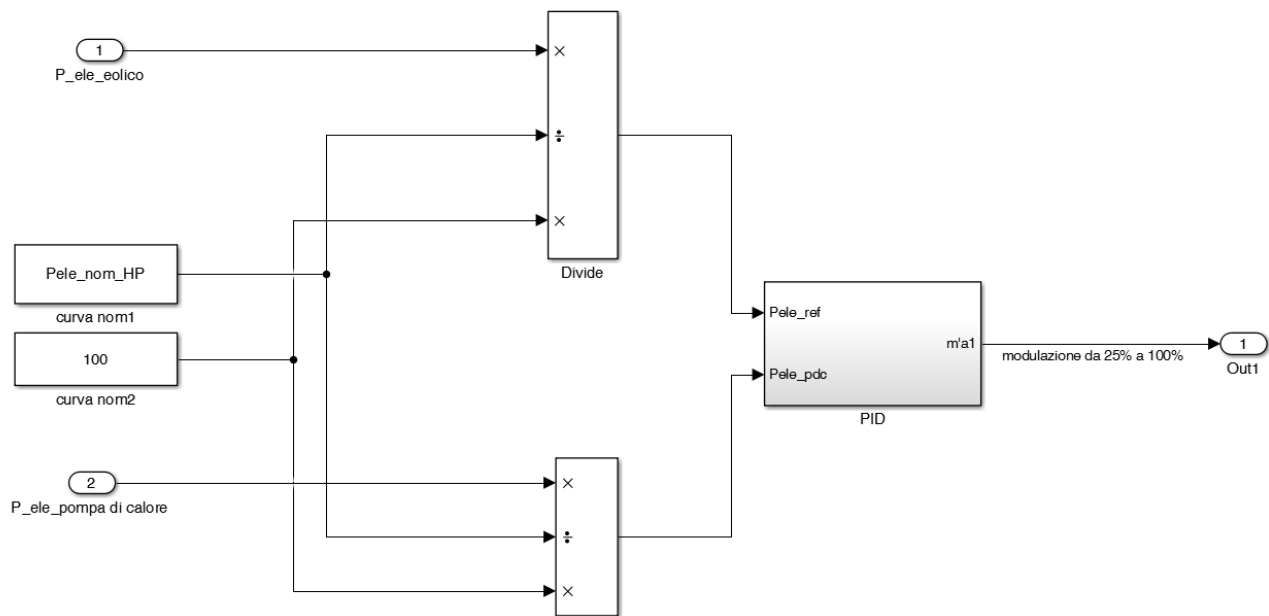


Figura 37: Schema Simulink per modulare con PID la potenza assorbita dalla pompa di calore in funzione della produzione eolica

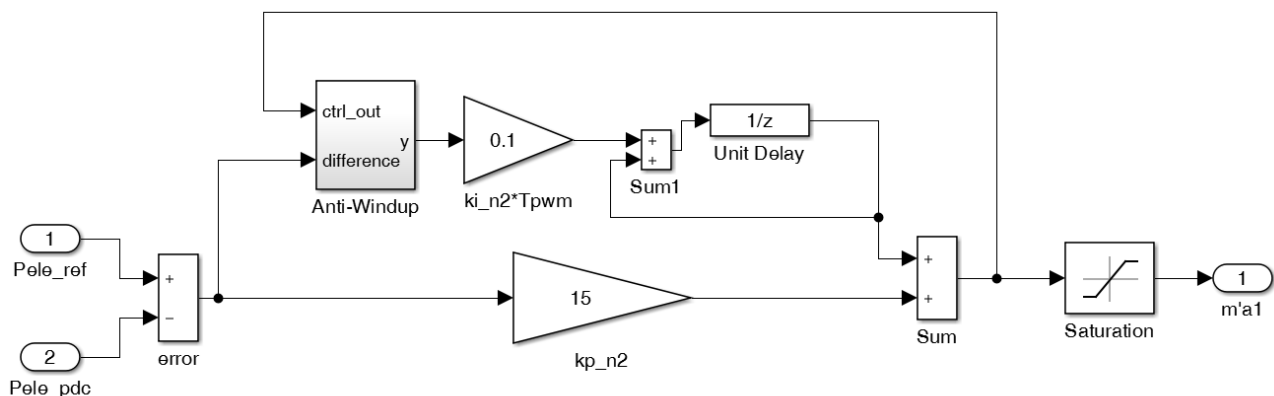


Figura 38: Schema PID implementato in Simulink per implementare la logica di inseguimento del mini eolico.

La potenza elettrica da inseguire è fornita in ingresso al PID (Pele_ref) ed è espressa come rapporto rispetto alla potenza elettrica nominale della pompa di calore; di conseguenza il PID genera un segnale tra il 25% e il 100% corrispondente alla modulazione del numero di giri del compressore della pompa di calore fino ad annullare l'errore in ingresso (il 25% è la modulazione minima del numero di giri ottenuto con la pompa di calore dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. installato all'ENEA di Casaccia).

Come si può osservare dallo schema a blocchi di Figura 39, tramite due lookup table a tre dimensioni vengono riprodotte le curve caratteristiche per determinare la potenza termica e la potenza elettrica di una pompa di calore al variare delle condizioni di funzionamento: temperatura esterna, temperatura acqua di mandata e livello di parzializzazione del numero di giri del compressore. Il segnale in uscita dal blocco "potenza elettrica pompa di calore" viene riportato in ingresso il PID che continua a modulare la capacità del compressore fino ad azzerare la differenza rispetto alla potenza elettrica prodotta dal generatore micro-eolico.

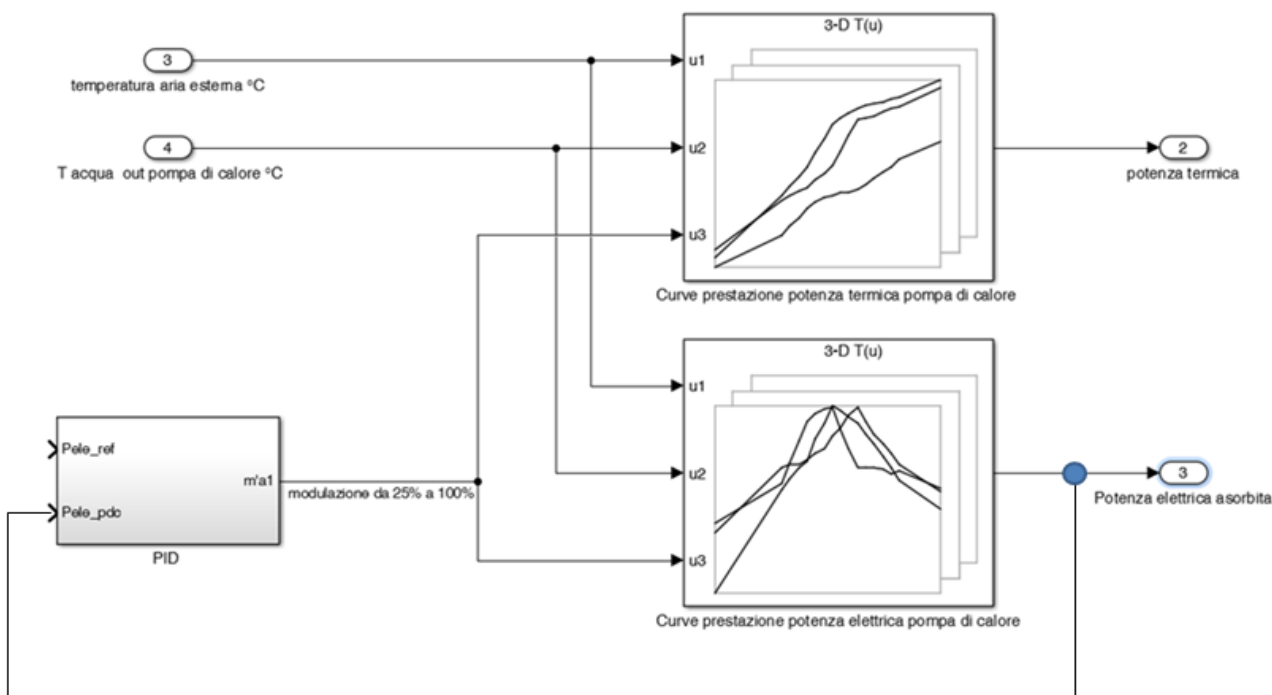


Figura 39: Schema semplificato Simulink per modulare la potenza termica ed elettrica della pompa di calore.

3.2 Verifica modello controllo “inseguimento eolico”

Nella presente sezione è stato applicato il controllo ad “inseguimento eolico” descritto nel precedente paragrafo ad un caso studio costituito da un condominio servito da un sistema energetico del tipo ibrido la cui architettura è rappresentata in Figura 31.

In particolare l’obiettivo della prova di seguito riportata è verificare il comportamento del controllo della potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore al fine di inseguire una produzione elettrica molto aleatoria come potrebbe essere la generazione eolica in modo da ottimizzare l’autoconsumo e l’autosufficienza energetica.

Per la prova in oggetto è stato simulato una pompa di calore aria acqua da 70 kWt con compressore modulabile a servizio di un condominio sito in zona climatica D con superficie utile 1000 mq. Le simulazioni sono state condotte con un impianto eolico avente una potenza nominale complessiva pari a 45 kW riproducendo la curva anemometrica rilevata presso il C.R ENEA Casaccia; in particolare si riporta di seguito la prova del sistema di controllo con la curva anemometrica settimanale riportata in Figura 33 .

Per la verifica del sistema di controllo è stata simulata una settimana di funzionamento invernale della pompa di calore durante la quale sono stati calcolati i coefficienti di autoconsumo e autosufficienza energetica nei seguenti casi:

Tabella 12: casi simulati con modello Matlab/smulink per provare sistema di controllo della pompa di calore ad "inseguimento eolico"

	accumulo elettrico			
accumulo termico	controllo pompa di calore: "inseguimento eolico"		controllo pompa di calore: inseguimento carico termico edificio	
5 mc	0 kWh	20 kWh	0 kWh	20 kWh
10 mc	0 kWh	20 kWh	0 kWh	20 kWh
15 mc	0 kWh	20 kWh	0 kWh	20 kWh
30 mc	0 kWh	20 kWh	0 kWh	20 kWh

Come indicato in Tabella 12, lo studio è stato effettuato simulando il sistema ibrido di Figura 31 al variare della capacità dell'accumulo termico in presenza e in assenza di accumulo elettrico; in questo modo è stato possibile verificare, come fatto nelle annualità precedenti per l'impianto FV, l'influenza dell'accumulo sulla prestazione del sistema di controllo in termini di autosufficienza e autoconsumo. Inoltre per verificare la bontà del sistema di controllo "ad inseguimento eolico", i risultati sono stati confrontati la gestione classica della pompa di calore ad "inseguimento del carico termico" dove la pompa di calore viene azionata e controlla per mantenere ad una temperatura di 40°C l'accumulo termico, indipendentemente dalla produzione dell'impianto eolico.

Si riportano dei seguito i risultati delle prove:

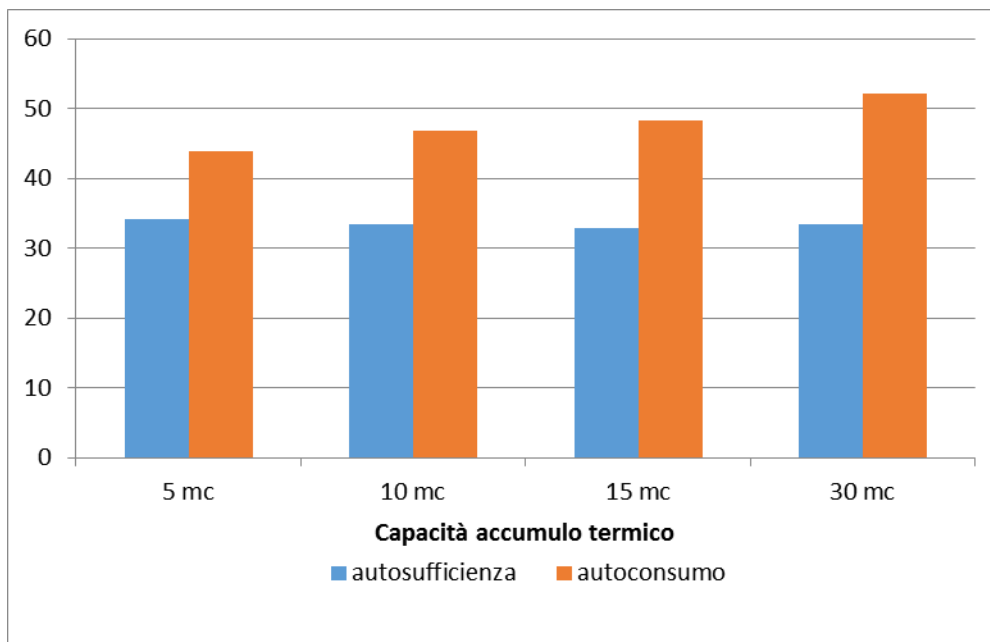


Figura 40: Risultati simulazione settimanale: scenario controllo pompa di calore inseguimento carico termico – accumulo elettrico 0 kWh

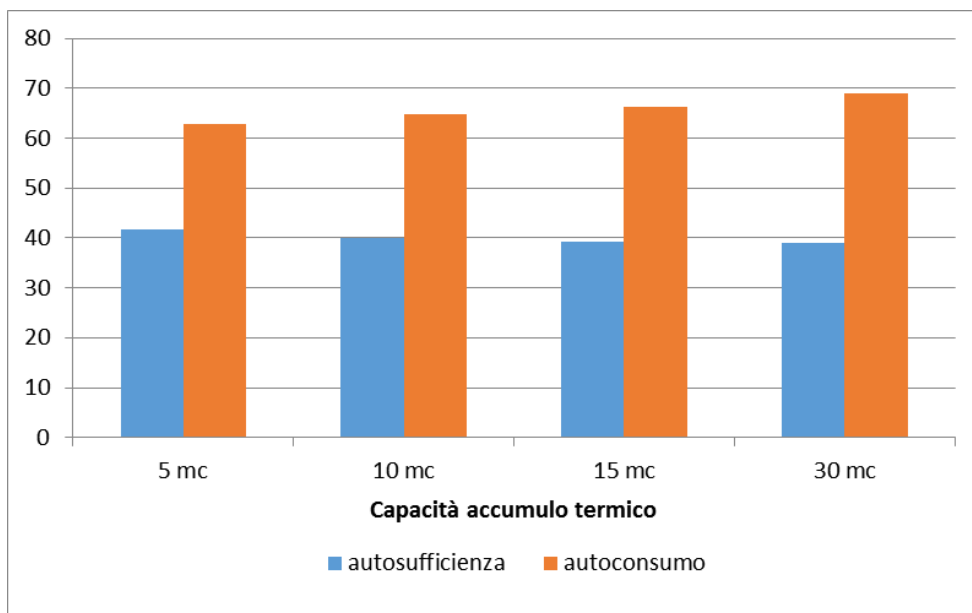


Figura 41: Risultati simulazione settimanale: scenario controllo pompa di calore inseguimento carico termico – accumulo elettrico 20 kWh

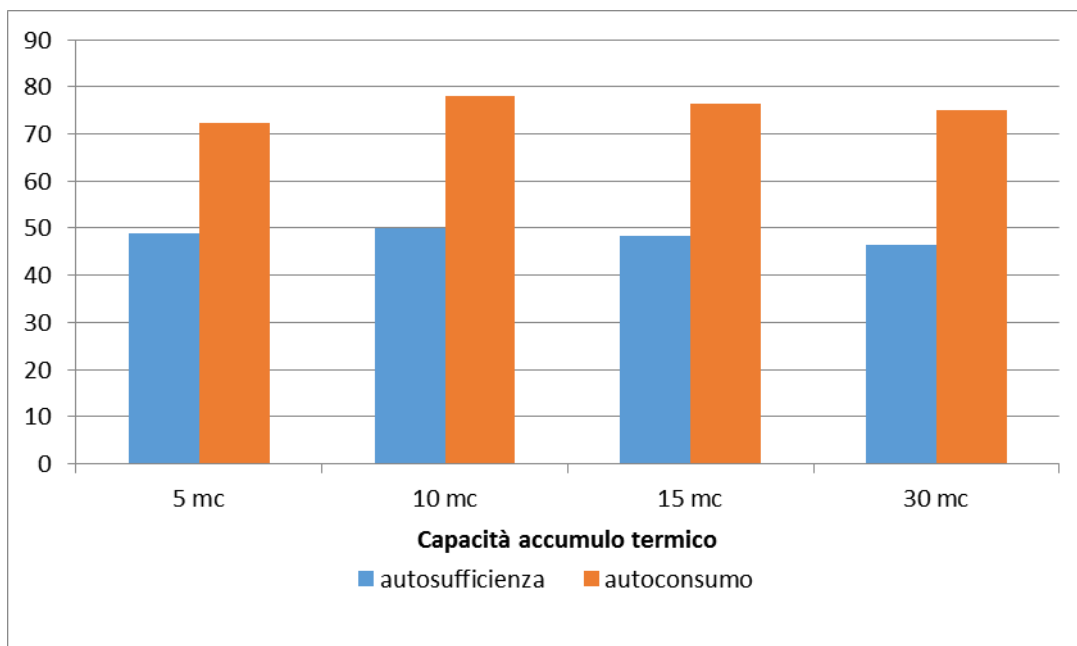


Figura 42: Risultati simulazione settimanale: scenario controllo pompa di calore inseguimento eolico – accumulo elettrico 0 kWh

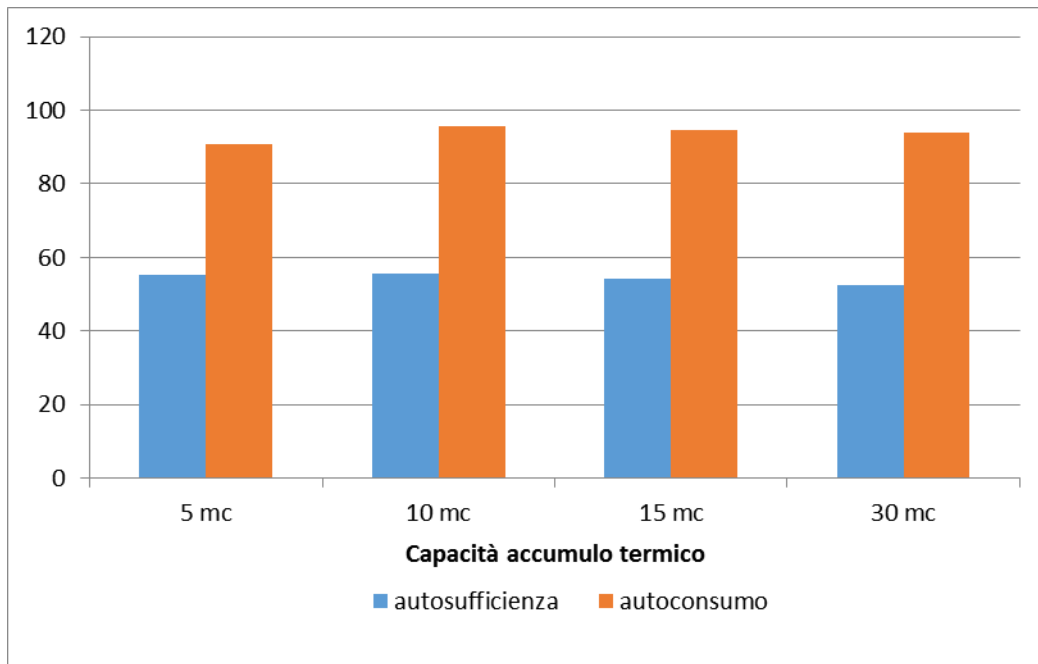


Figura 43: Risultati simulazione settimanale: scenario controllo pompa di calore inseguimento eolico – accumulo elettrico 20 kWh

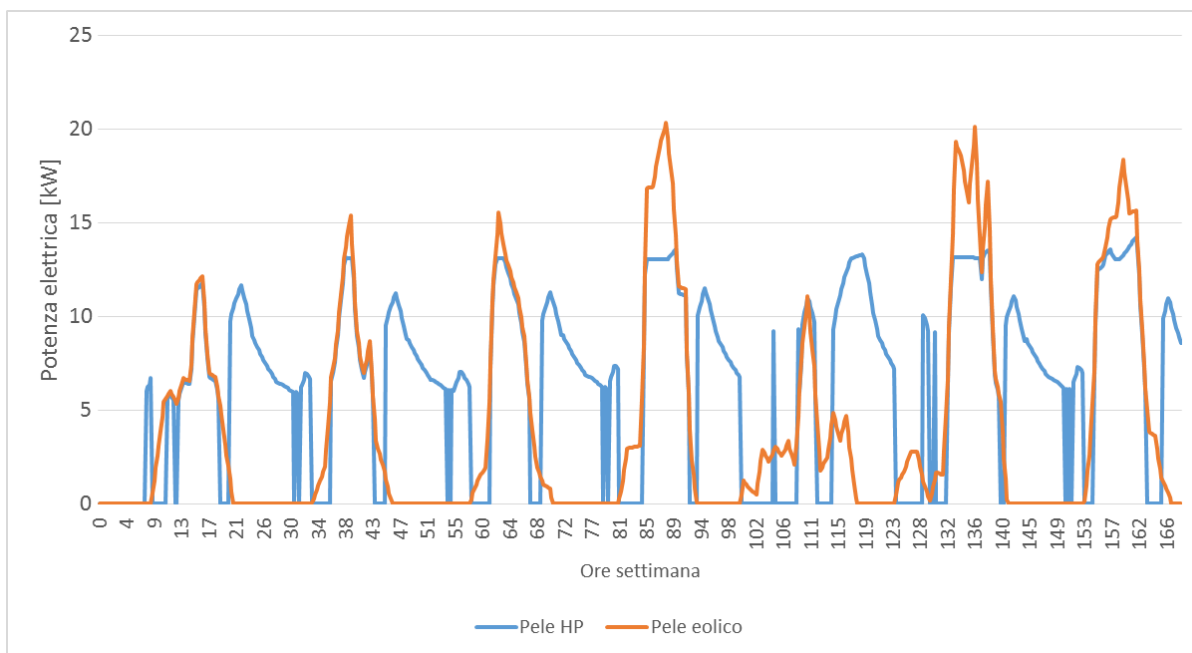


Figura 44: Andamento potenza elettrica assorbita dalla poa di calore vs produzione potenza impianto eolico locale – pompa di calore controllata con modalità inseguimento eolico

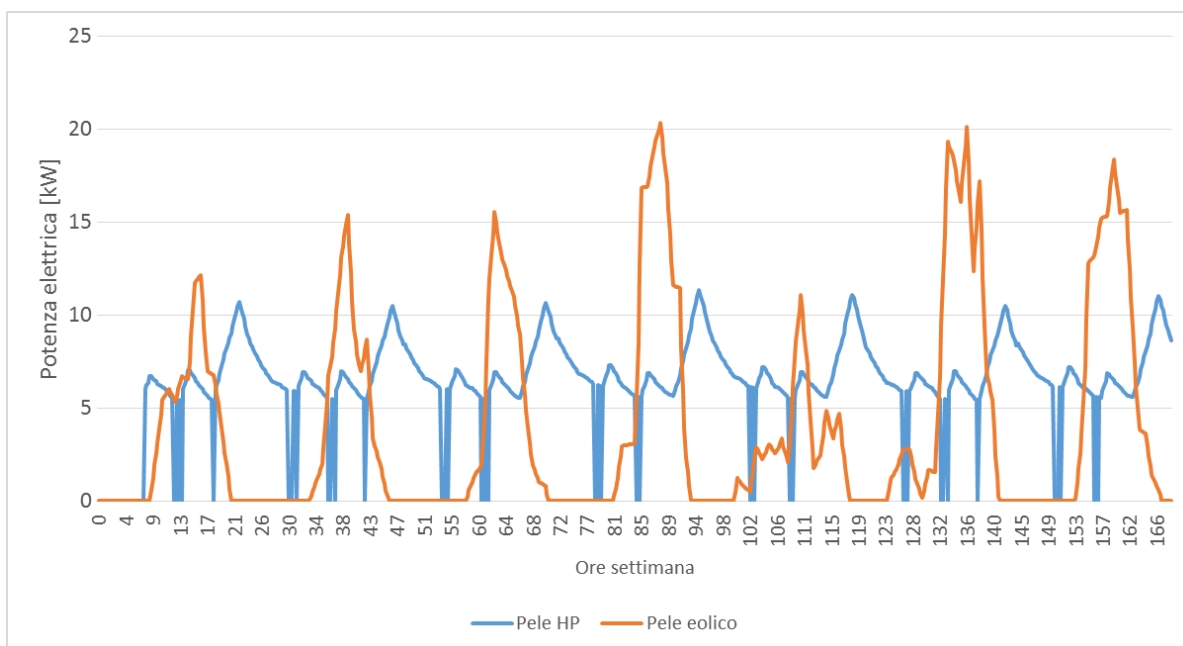


Figura 45: Andamento potenza elettrica assorbita dalla poa di calore vs produzione potenza impianto eolico locale – pompa di calore controllata con modalità inseguimento carico termico

4 Analisi energetica ed economica di nuovi sistemi ibridi applicati ai condomini secondo uno schema di micro comunità energetica

4.1 Micro comunità energetiche e impianti ibridi: stato dell'arte

L'ARERA nella Memoria 94/2019/I/COM, con riferimento alla Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione delle fonti rinnovabili (Direttiva RED 2), definisce le Energy Community Renewable (REC) o Comunità

Energetiche, come “comunità che possiedono e sviluppano progetti finalizzati all’utilizzo (non solo a scopi elettrici) delle fonti rinnovabili, alle quali viene riconosciuto il diritto ad autoconsumare, a condividere forniture di energia, a stoccare energia e ad accedere ai mercati”. Nello stesso documento viene indicato che le comunità energetiche hanno personalità giuridica e si fondano su adesioni aperte e volontarie: i loro soci sono persone fisiche, autorità locali (incluse le municipalità) o piccole medie imprese (PMI) localizzate nelle vicinanze degli impianti alimentati da fonti rinnovabili posseduti o sviluppati dalle REC stesse.

Secondo lo Samrt grid report del 2014 [14] possono essere individuati i seguenti modelli di comunità energetica: *i condomini ed i complessi residenziali*; i distretti industriali, i centri commerciali/logistici ed i complessi ospedalieri. Come riportato nello stesso Rapporto il set delle tecnologie abilitanti la Energy Community è classificabile in tre categorie:

•**Produzione ed utilizzo di energia**: sono quelle tecnologie che producono in loco l’energia di cui necessitano le utenze all’interno della Energy Community stessa e di consumare tale energia in maniera efficiente. Comprende:

-Impianti di produzione di energia elettrica e termica;

-Utenze energetiche «smart», che utilizzano in maniera efficiente l’energia di cui necessitano e/o sono in grado di implementare logiche di funzionamento innovative (sistemi di building automation e smart appliances);

-Sistemi di storage dell’energia elettrica e termica.

•**Gestione, monitoraggio e controllo dei flussi energetici**: queste tecnologie permettono di controllare da remoto la produzione, distribuzione, accumulo e consumo di energia e di gestire i flussi energetici all’interno della Energy Community. Sono sistemi software che elaborando le previsioni di consumo degli utenti e di produzione delle fonti rinnovabili locali pianificano la gestione degli impianti, dei sistemi di accumulo e l’interfaccia con la rete implementando logiche di Load Shifting e Demand Response delle utenze programmabili.

•**Distribuzione dei flussi energetici e informativi**: comprende:

Le reti di distribuzione dell’energia elettrica (rete elettrica) e termica;

le infrastrutture di comunicazione che abilita lo scambio informativo tra i vari «nodi» di una Energy Community

La Direttiva (UE) 2018/2001 favorisce la diffusione delle comunità energetiche e l’autoconsumo collettivo nei contesti condominiali. Infatti l’art. 21 e l’art. 22 della suddetta direttiva prevede che gli utenti che si trovano in uno stesso condominio abbiano la possibilità di autoconsumare in modo collettivo l’energia rinnovabile prodotta in sito da un impianto di proprietà del singolo condomino o di proprietà di un soggetto terzo.

Nei successivi paragrafi, viene simulata l’applicazione del sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. per fornire i servizi energetici ad un condominio di 10 appartamenti gestito secondo uno schema di microcomunità energetica rinnovabile come previsto dall’art. 22 della Direttiva (UE) 2018/2001; in particolare è stata ipotizzata la figura del soggetto terzo che gestisce il sistema ibrido e la micro-comunità (denominato in questo studio Soggetto Aggregatore) e sono ipotizzate alcune regole tecniche ed economiche per la ripartizione dell’energia prodotta localmente e condivisa dalla comunità e per l’energia elettrica in eccesso immessa in rete.

4.2 *Modellizzazione del sistema ibrido applicato ad un contesto condominio gestito secondo lo schema di microcomunità energetica*

In questa sezione si riportano i risultati dell’analisi energetica ed economica del sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E., schematizzato in Figura 3, applicato ad un condominio per il passaggio da un sistema di distribuzione centralizzato tradizionale (Figura 46) ad uno sistema di condivisione delle fonti rinnovabili locali secondo uno schema di distribuzione dei singoli vettori secondo il modello di micro comunità energetica indicato in Figura 47.

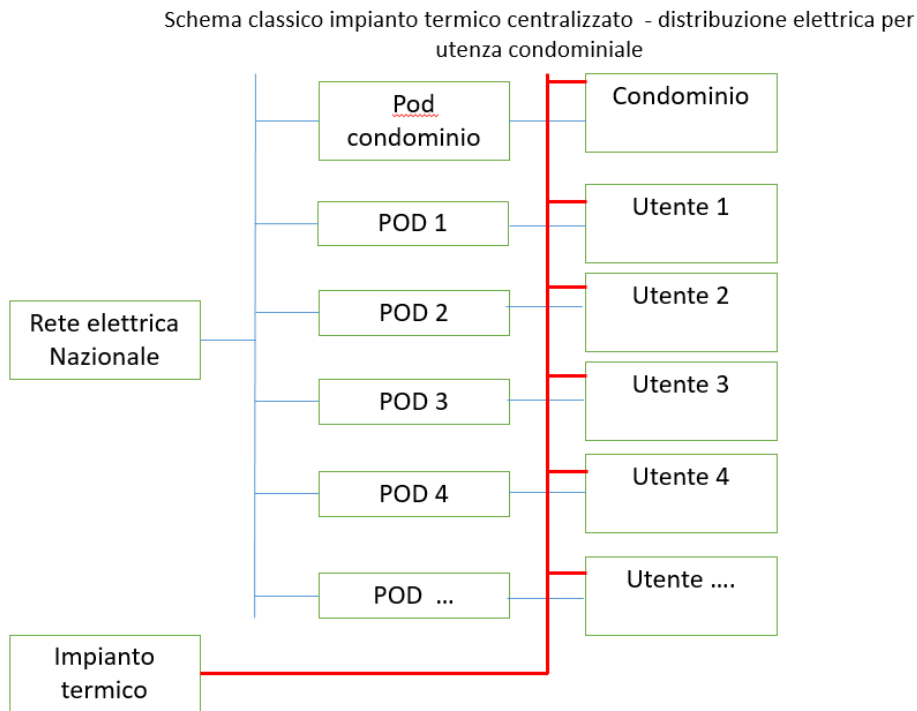


Figura 46: Sistema di distribuzione termica ed elettrica condominiale: configurazione tradizionale.

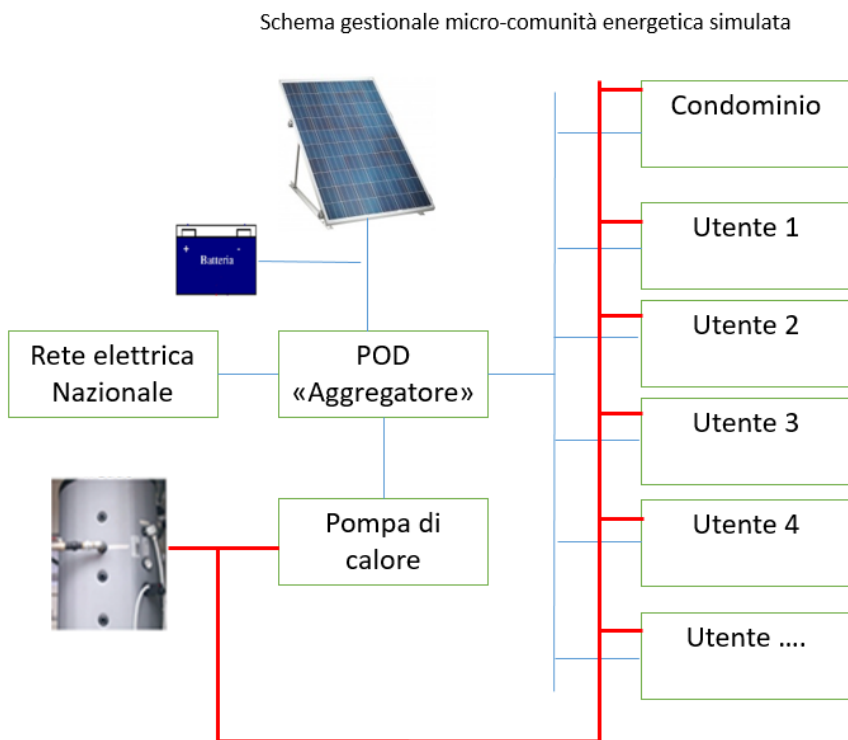


Figura 47: Schema gestione centralizzata utenza condominiale con impianto ibrido S.A.P.I.EN.T.E. secondo uo schema di micro-comunità energetica.

In particolare, lo schema impiantistico di Figura 46 prevede la soluzione tradizionale degli impianti termici centralizzati per la distribuzione del calore ai singoli utenti la distribuzione dell'energia elettrica alle singole unità condominiali tramite il proprio punto di connessione alla rete elettrica nazionale. Lo schema di Figura 47, rappresenta invece una soluzione per la condivisione da parte dei singoli utenti condominiali dell'energia elettrica e termica prodotta dalle fonti rinnovabili locali con un unico punto di connessione alla rete elettrica nazionale.

4.3 Modellizzazione delle architetture di impianto e di diversi scenari di controllo dei carichi d'utente con logiche di Demand Response in condizioni tariffarie reali

In questa annualità è stata ampliata la piattaforma di simulazione del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E., implementata in Matalab/Simulink nelle precedenti annualità, con nuovi modelli che consentono la gestione dell'impianto ibrido da parte di un unico soggetto Aggregatore per fornire i servizi termici ed elettrici ai singoli utenti condominiali secondo lo schema indicato in Figura 47.

Obiettivo dell'Aggregatore è quello di ottimizzare la gestione della fonte rinnovabile locale, l'utilizzo degli accumuli e l'applicazione di logiche Demand Response (DR) ai carichi programmabili al fine di massimizzare l'autoconsumo e i risparmi energetici dei singoli utenti.

4.3.1 Implementazione modello per simulare pompa di calore per ACS per singola unità immobiliare

Nella nuova piattaforma Matalab/Simulink dell'impianto ibrido sono stati implementati i modelli per simulare una pompa di calore con accumulo per produzione di ACS distribuita presso i singoli utenti, il cui modello è riportato in Figura 48.

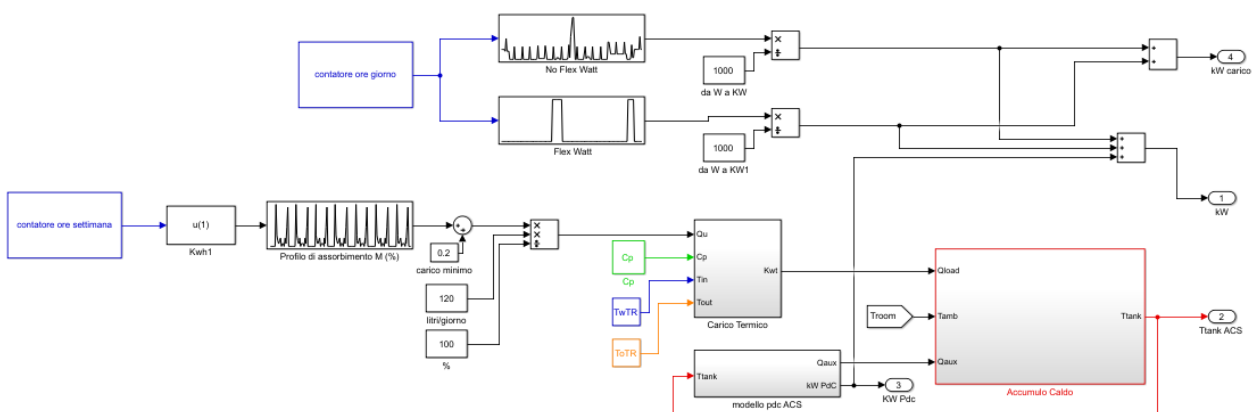


Figura 48: Schema complessivo in Simulink per implementare il modello della pompa di calore per ACS nelle singole unità immobiliari della micro comunità energetica.

La tecnologia a pompa di calore per ACS (i cui schema è riportato in Figura 49) prevede un compressore alimentato da inverter con potenza nominale da 300 a 600 W (in funzione dei modelli commerciali) e un accumulo da 80 litri a circa 200 litri all'interno del quale si colloca il condensatore a contatto con il volume di Acqua Calda Sanitaria da riscaldare.

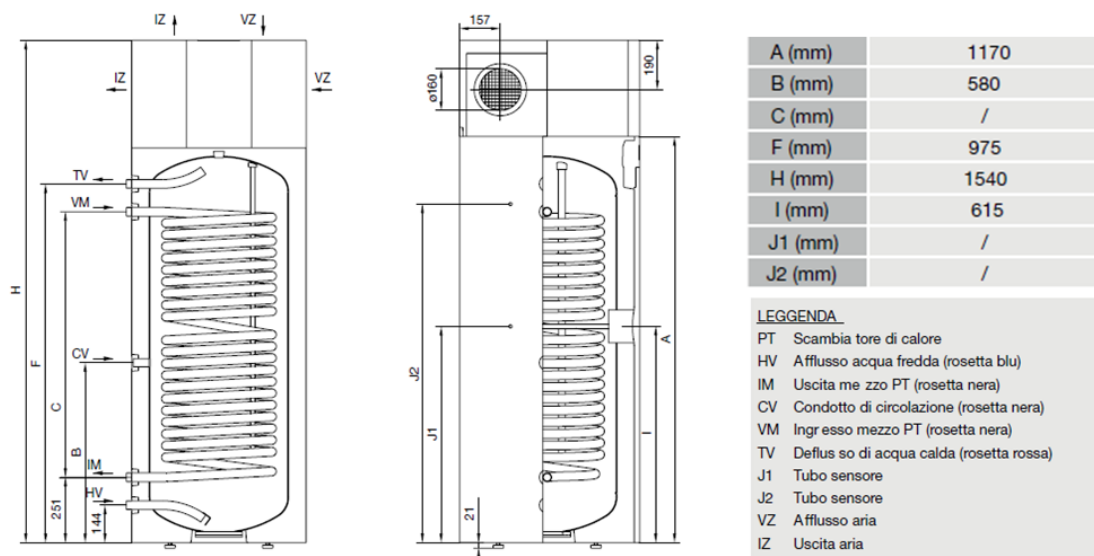


Figura 49 Schema e principali dimensioni della Pompa di calore oggetto di studio.

La pompa di calore così descritta permette di raggiungere temperature di esercizio pari a 55 °C fino ad un massimo di 75°C con l’ausilio di resistenze elettriche interne. In aggiunta al sistema sopra descritto, in alcuni modelli, è prevista una seconda serpentina all’interno del serbatoio, predisposta per potere integrare un impianto solare termico.

Lo schema simulink implementato in Figura 48 per simulare la pompa di calore per ACS nelle singole unità immobiliari comprende i seguenti principali modelli:

1) Blocco profilo orario carico acqua calda sanitaria:

Analizzando i modelli presenti in commercio sono stati implementati due tipologie di pompa di calore: una con accumulo da 80 litri e una con accumulo da 120 litri a cui sono stati associati i rispettivi profili orari di consumo valutati secondo la EN50440, come indicato nella seguente tabella:

Tabella 13: Consumi giornalieri ACS per singole unità immobiliari del condominio simulato.

Profili EN 50440	M	L
Storage size [litri]	80	120
Fabbisogno giornaliero ACS litri/giorno T=60°C	120	230

I profili di consumo sono stati differenziati per i singoli appartamenti che costituiscono il condominio, in modo che la potenza richiesta da ciascuna pompa di calore per ACS sia più aleatoria possibile e il più possibile rispondente alla realtà.

In particolare, secondo la EN50440, ai due fabbisogno giornalieri di ACS di Tabella 13 sono stati associati i due profili orari M ed L riportati in Tabella 14:

Tabella 14: Profili di consumo orario di ACS corrispondenti ai due fabbisogni giornalieri M ed L della EN 50440. (consumo ACS a 60°C).

% consumo totale giornaliero				Profilo orario litri/h	
Time		M	L	M	L
00:00:00	01:00:00	0	0	0	0
01:00:00	02:00:00	0	0	0	0
02:00:00	03:00:00	0	0	0	0
03:00:00	04:00:00	0	0	0	0
04:00:00	05:00:00	0	0	0	0
05:00:00	06:00:00	0	0	0	0
06:00:00	07:00:00	0	0	0	0
07:00:00	08:00:00	27,5	14,7	33	33,81
08:00:00	09:00:00	7,2	33,6	8,64	77,28
09:00:00	10:00:00	3,6	1,8	4,32	4,14
10:00:00	11:00:00	1,8	0,9	2,16	2,07
11:00:00	12:00:00	3,6	1,8	4,32	4,14
12:00:00	13:00:00	5,4	2,7	6,48	6,21
13:00:00	14:00:00	0	0	0	0
14:00:00	15:00:00	1,8	0,9	2,16	2,07
15:00:00	16:00:00	1,8	0,9	2,16	2,07
16:00:00	17:00:00	1,8	0,9	2,16	2,07
17:00:00	18:00:00	0	0	0	0
18:00:00	19:00:00	5,4	2,7	6,48	6,21
19:00:00	20:00:00	1,8	0,9	2,16	2,07
20:00:00	21:00:00	12,6	6,3	15,12	14,49
21:00:00	22:00:00	25,7	31,8	30,84	73,14
22:00:00	23:00:00	0	0	0	0
23:00:00	00:00:00	0	0	0	0
consumo giornaliero [l/day]		120	230		

Si riporta nella seguente figura il dettaglio dello modello per simulare i profilo di consumo orario ACS; riproducendo i profili riportati in Tabella 14, il valore percentuale di prelievo orario viene moltiplicato per il relativo consumo totale giornaliero (per il profilo M il consumo totale è 120 litri/giorno)

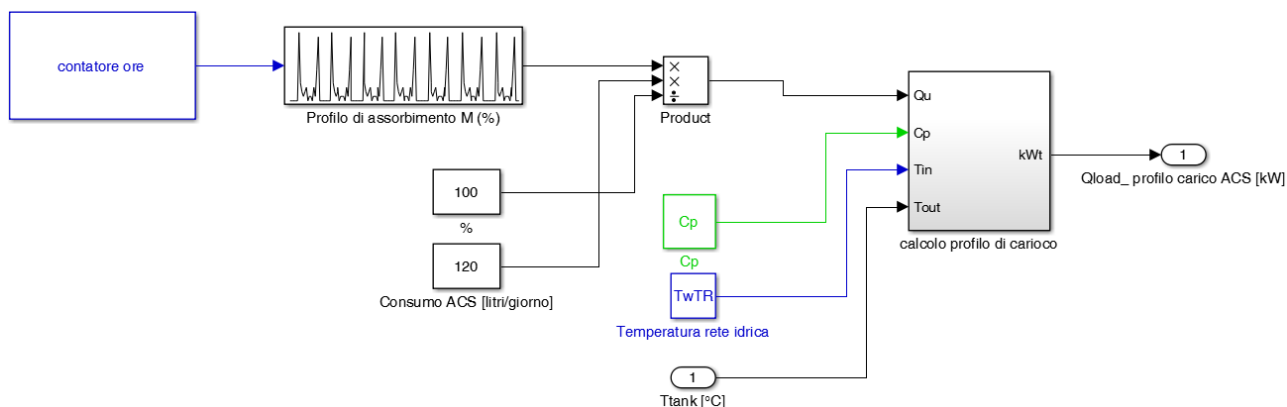


Figura 50: Dettaglio schema a blocchi per implementazione modello di simulazione profili di consumo orari ACS.

2) **Blocco Accumulo** (Figura 51): simula il comportamento reale dell'accumulo integrato nella pompa di calore come indicato nello schema impiantistico di Figura 49

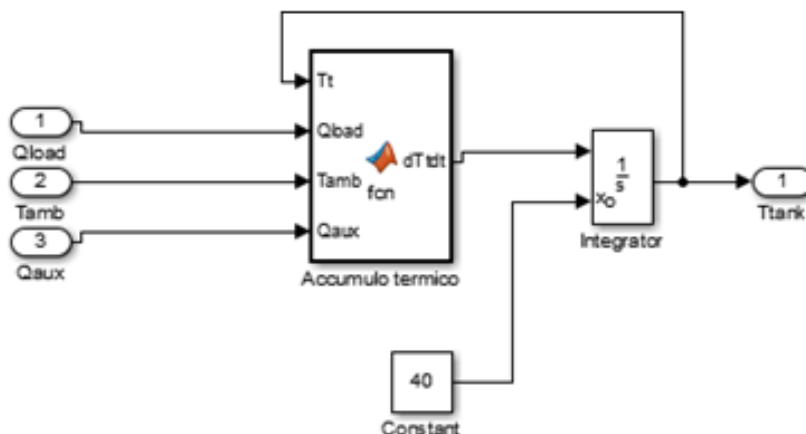


Figura 51: Blocco Simulink per implementare il modello accumulo integrato nella pompa di calore.

Per simulare l'accumulo integrato nella pompa di calore è stato riadattato il modello implementato nelle precedenti annualità utilizzato per simulare gli accumuli termici centralizzati dell'impianto ibrido S.A.P.I.EN.T.E.:

Il modello si basa sulla seguente equazione differenziale implementata in una function di Simulink con la quale viene simulata la dinamica della temperatura interna del accumulo ACS:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{Q_{aux} - Q_{load} - \left(\frac{KTR}{1000}\right) * FFTR * V_{accTR} * (T_t - T_{amb})}{C_{ph} * 1000 * V_{accTR}} \quad (3)$$

Dove:

- Q_{aux} è la potenza fornita all'accumulo dalla PdC con uno scambiatore a serpentina immerso nell'acqua e alimentato dal condensatore della stessa PdC;
- Q_{load} è la potenza richiesta dall'utenza secondo i profili di consumo riportati in;

- KTR è il valore della trasmittanza dell'accumulo $W / m \cdot K$;
- FFTR è il fattore di forma dell'accumulo che esprime la superficie disperdente in funzione del volume dell'accumulo; in genere per gli impianti residenziali vale 0,3;
- C_{ph} è il calore specifico dell'acqua $kJ / kg \cdot K$.

La potenza richiesta dall'utenza (Q_{load}), espressa in kW, viene ricavata a partire la profilo di carico dell'abitazione (M o L) secondo la seguente equazione:

$$Q_{load} = \frac{Q_u C_p (T_{out} - T_{in})}{3600} \quad (4)$$

Dove:

- Q_u è il profilo orario di ACS riportato in Tabella 14 espresso in litri/h (distinto per consumo totale giornaliero di ACS);
- C_p è il calore specifico dell'acqua, pari a $4.18 kJ / kg \cdot K$.

3) Blocco pompa di calore: La potenza termica fornita all'accumulo per compensare il carico di ACS, viene generata dal condensatore della pompa di calore tramite lo scambiatore tubiero schematizzato in Figura 49. Si riporta in Figura 52 il modello Simulink implementato per simulare la pompa di calore in ciascuna unità abitativa:

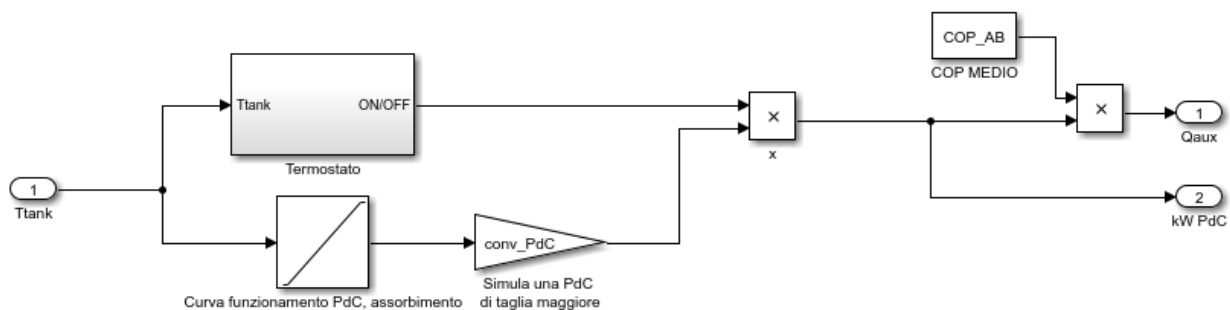


Figura 52: Modello Simulink per il calcolo della potenza ausiliaria fornita dalla pompa di calore per soddisfare il carico richiesto.

Utilizzando le misure fatte durante le prove sperimentali con una pompa di calore per ACS con accumulo 200 litri installata presso il laboratorio ENEA di Lampedusa, è stata ricavata la curva caratteristica di funzionamento che fornisce la potenza elettrica assorbita in funzione della temperatura dell'acqua raggiunta nell'accumulo; la curva caratteristica della pompa di calore è stata implementata con un blocco look up table nel modello di Figura 52.

Non potendo misurare la potenza termica prodotta istantaneamente dalla pompa di calore (in quanto il condensatore è immerso nell'accumulo) è stato valutato il COP medio durante un funzionamento giornaliero misurando l'energia elettrica assorbita per portare la temperatura dell'acqua a $55^{\circ}C$ e l'energia termica prelevata per riportare la temperatura alla temperatura iniziale. dalle misure si è ottenuto un COP medio a 3,5. Quest'ultimo è utilizzato nel modello Simulink di Figura 52 (blocco "COP_AB) per calcolare la potenza termica prodotta istantaneamente durante il funzionamento della pompa di calore (Q_{aux}).

Nel blocco termostato è stata implementata sia la funzione di una logica a relè sia una logica Demand Response secondo il modello riportato in Figura 53.

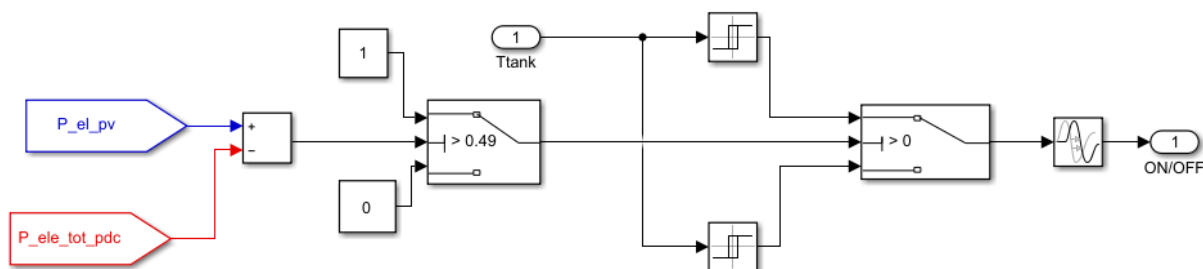


Figura 53: Logica di Demand Response per l'accensione della pompa di calore in funzione della disponibilità del fotovoltaico.

In particolare secondo il modello di Figura 53, la PdC della singola unità immobiliare viene accesa dal termostato secondo due logiche:

- Inseguimento in temperatura: un relè mantiene la minima temperatura di comfort dell'acqua calda; se la temperatura del serbatoio si trova al di sotto dei 40 °C la pompa di calore viene accesa, fino al raggiungimento dei 45 °C;
- Inseguimento fotovoltaico: in questo caso il range di funzionamento della pompa di calore è regolata dal relè tra 45°C e 55 °C, la logica ad inseguimento FV si attiva quando la potenza disponibile dell'impianto fotovoltaico locale è superiore alla potenza elettrica necessaria alla pompa di calore per funzionare nel suddetto range di temperatura.

4.3.2 Applicazione delle logiche di Demand Response al profilo di carico elettrico del singolo appartamento

Per simulare le logiche di controllo Demand Response applicate alle utenze elettriche dei singoli appartamenti, sono stati implementati i profili di carico per ciascuna unità immobiliare distinguendo i carichi flessibili e non flessibili.

I profili elettrici dei carichi sono stati generati con la Metodologia Montecarlo del Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università di Palermo.

Come riportato nei successivi schemi, per ciascuna unità immobiliare è stato implementato un blocco Simulink per simulare in modo indipendente i carichi flessibili (lavatrice e lavastoviglie) e non flessibili (illuminazione, pc, frigorifero, piano cottura elettrico).

Tra i carichi flessibili è stata simulata con uno specifico modello anche la pompa di calore per produrre acqua nei singoli appartamenti, come descritto nei successivi paragrafi.

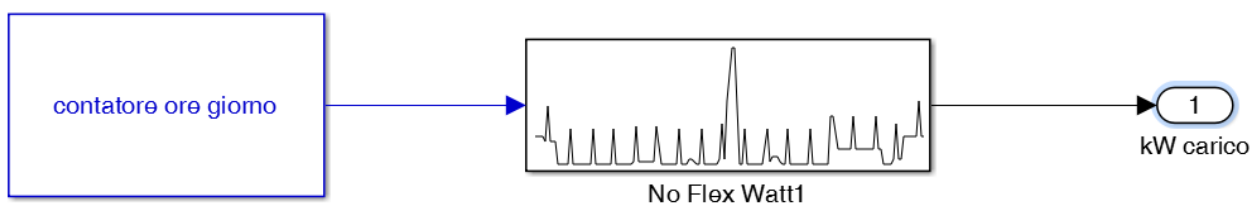


Figura 54: Schema a blocchi per simulare i carichi elettrici non flessibili del singolo appartamento.

Per la gestione dei carichi flessibili sono stati implementati in Figura 55 e in Figura 56 specifici blocchi che spostano, in funzione del periodo dell'anno, il carico flessibile nelle ore di maggiore disponibilità di potenza prodotta dal fotovoltaico locale. In particolare durante la stagione invernale il 50% dei carichi flessibili vengono attivati tra le 8:00 e le 12:00 e il restante 50% tra le 12:00 e le 16:00. Per il periodo estivo, le due fasce orarie di attivazione sono estese dalle ore 6:00 alle ore 18:00. Si riportano di seguito i modelli implementati in Matlab/simulink per la gestione dei carichi flessibili durante la stagione invernale e durante la stagione estiva.

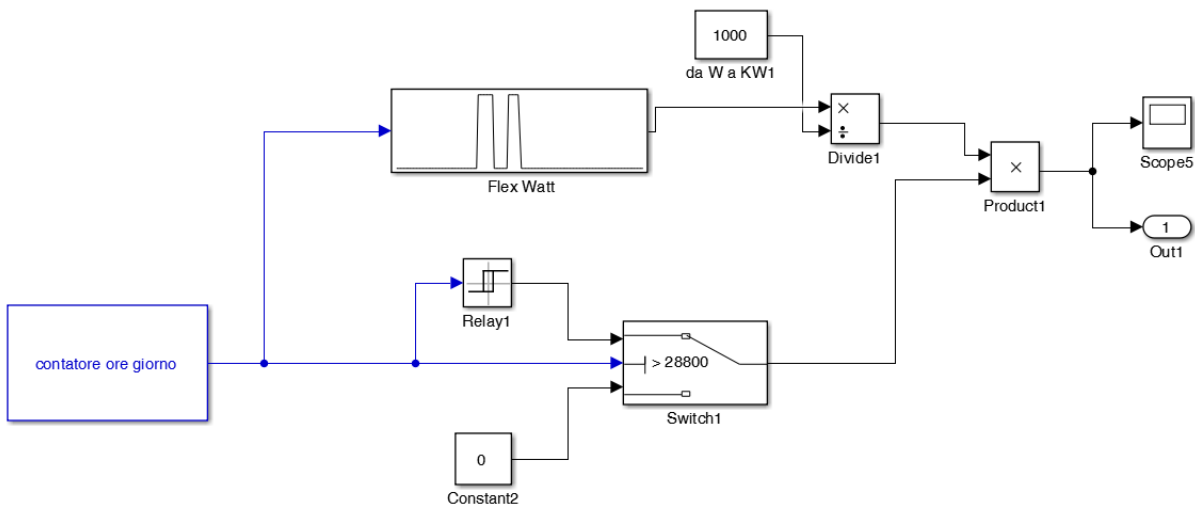


Figura 55: Modello Simulink per il controllo dei carichi flessibili con applicazione di logiche DR nel periodo invernale per singolo appartamento.

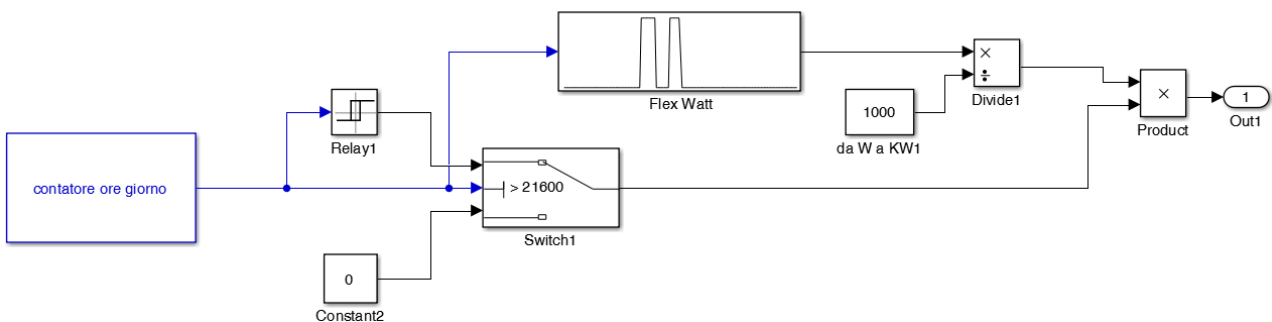


Figura 56 Modello Simulink per il controllo dei carichi flessibili con applicazione di logiche DR nel periodo estivo per singolo appartamento.

In Figura 55 il blocco Switch commuta in corrispondenza delle 8:00 del mattino (28800 secondi) sul relè che attiva la quota di carico flessibile fino alle 16:00. La suddetta logica per la gestione dei carichi flessibili è riportata nel seguente schema a blocchi.

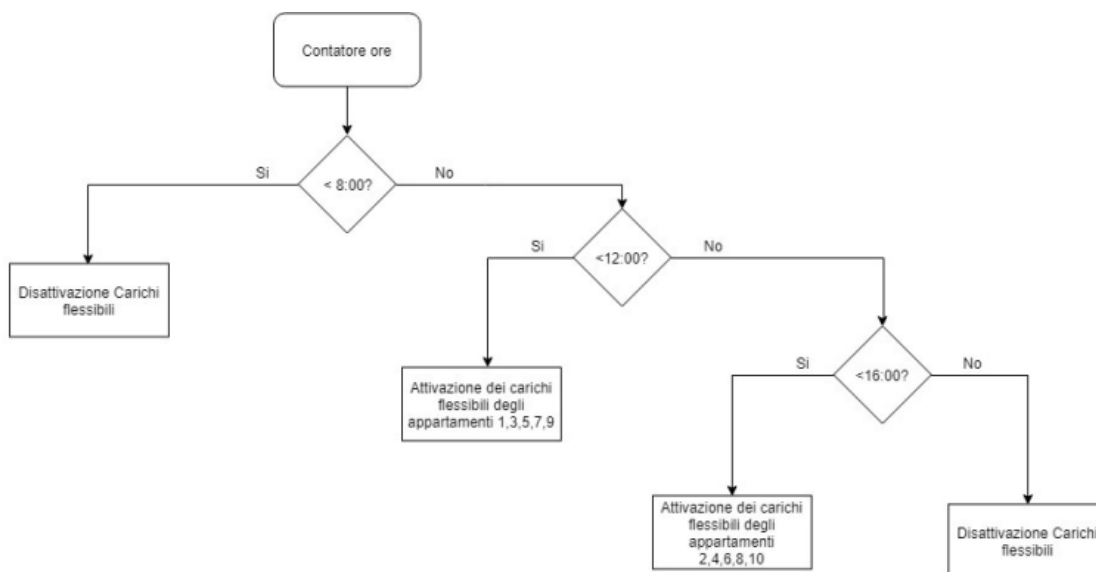


Figura 57: Schemi a blocchi rappresentanti l’applicazione delle logiche DR in inverno.

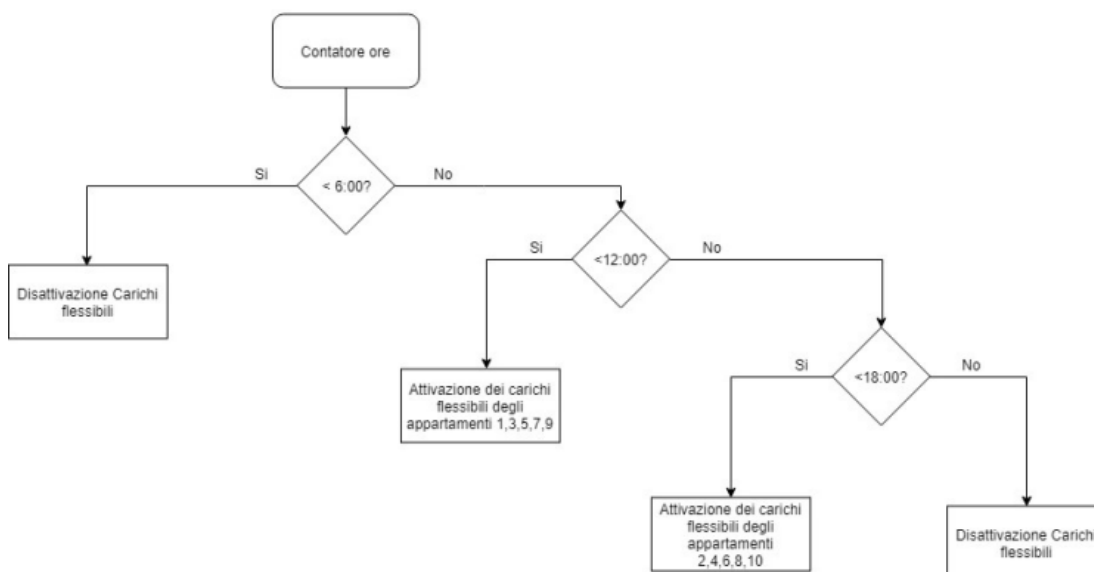


Figura 58: Schemi a blocchi rappresentanti l’applicazione delle logiche DR in estate.

In base ad un comando “est_inv” generato dal modello schematizzato in Figura 59 si attiva il blocco DR invernale o estivo. Se l’uscita del modello è pari ad 1 si attivano i profili DR invernali dei singoli appartamenti, se l’uscita è pari a 0 si attiva la logica DR estiva.

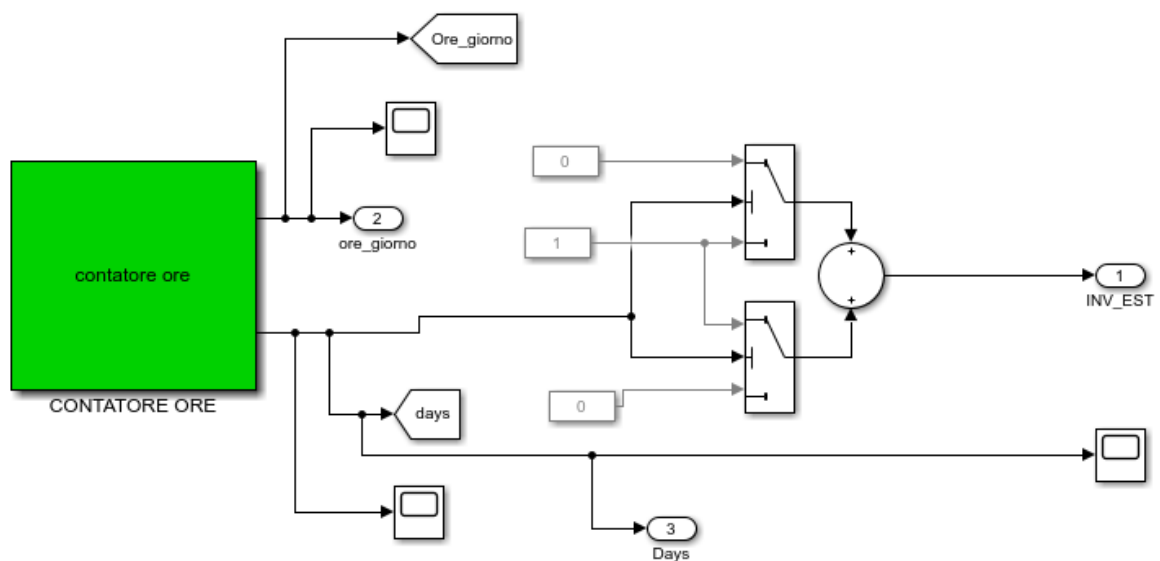


Figura 59: Blocco Simulink per la generazione del comando “est_inv”.

4.3.3 Implementazione modelli per analisi economica della microcomunità energetica – identificazione del soggetto “Aggregatore”

Per effettuare l’analisi economica della microcomunità energetica secondo gli scenari simulati di seguito, la piattaforma di simulazione è stata integrata con specifici modelli Simulink per valutare i costi di acquisto dell’energia elettrica:

- 1) per la singola utenza domestica, rappresenta dal singolo appartamento;
- 2) per il gestore del sistema ibrido centralizzato identificato con la figura giuridica denominata “Aggregatore”.

Quest’ultimo, anche se ancora non regolamentato dalla legislazione vigente, in questo studio può essere identificato con il consorzio costituito dai singoli utenti del condominio. Il compito dell’ “Aggregatore” è quello di: i) gestire l’impianto ibrido a servizio della microcomunità secondo lo schema indicato in Figura 47, ii) distribuire ai singoli utenti l’energia termica ed elettrica prodotta dalla fonte rinnovabile locale, iii) massimizzare la quota di autoconsumo per ciascun utente.

L’Aggregatore inoltre è il gestore dell’unico punto di connessione della microcomunità con la rete elettrica nazionale. Come meglio descritto nei successivi paragrafi, obiettivo dell’Aggregatore è quello di applicare le logiche di gestione ottimizzate all’impianto termico centralizzato e alle singole utenze flessibili (Demand Response) in modo da ridurre lo scambio di potenza con la rete elettrica e abbattere i costi energetici per i singoli utenti della microcomunità.

Per valutare il costo di acquisto dell’energia elettrica prelevata dalla rete da parte dell’Aggregatore e il conseguente prezzo di cessione ai singoli utenti, sono stati implementati i relativi modelli tariffari descritti di seguito. L’energia elettrica prodotta in eccesso e immessa in rete è stata valorizzata secondo due regimi tariffari distinti i) regime di scambio sul posto, ii) ritiro dedicato.

In particolare l’Aggregatore per lo studio riportato di seguito acquista energia elettrica della rete ad una tariffa di circa 0,13 €/kWh (utente non domestico con potenza superiore ai 16,5 kW) e cede energia elettrica ai singoli utenti aggregati del condominio ad una tariffa di 0,15 €/kWh (utenti domestici dal mercato a maggior tutela).

Il vantaggio della microcomunità energetica simulata, come si evince anche dai risultati riportati nei successivi paragrafi non è prevalente economico ma è soprattutto sociale (condivisione di una nuova

tecnologia e di una risorsa locale) e ambientale (ottimizzazione dell'autoconsumo dell'energia rinnovabile prodotta localmente).

Si riporta in Figura 60 il modello simulink della tariffa elettrica per il singolo utente condominiale; l'implementazione del modello è stato effettuato secondo la struttura tariffaria di Tabella 15 prevista per gli utenti domestici e per abitazioni di residenza anagrafica per i clienti del Servizio di maggior tutela.

Tabella 15: Condizioni economiche per i clienti del Servizio di maggior tutela utenze domestiche e per abitazioni di residenza anagrafica (Fonte ARERA).

1 luglio - 30 settembre 2019	Materia energia			Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema
	Monorario	Biorario			
Quota energia (euro/kWh) kWh/anno: da 0 a 1800 oltre 1800	<i>fascia unica</i> 0,07113	<i>fascia F1</i> 0,07532	<i>fascia F23</i> 0,06895	0,00798	0,033894 0,076557
Quota fissa (euro/anno)	48,0070			20,2800	122,9200
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			21,2934	-

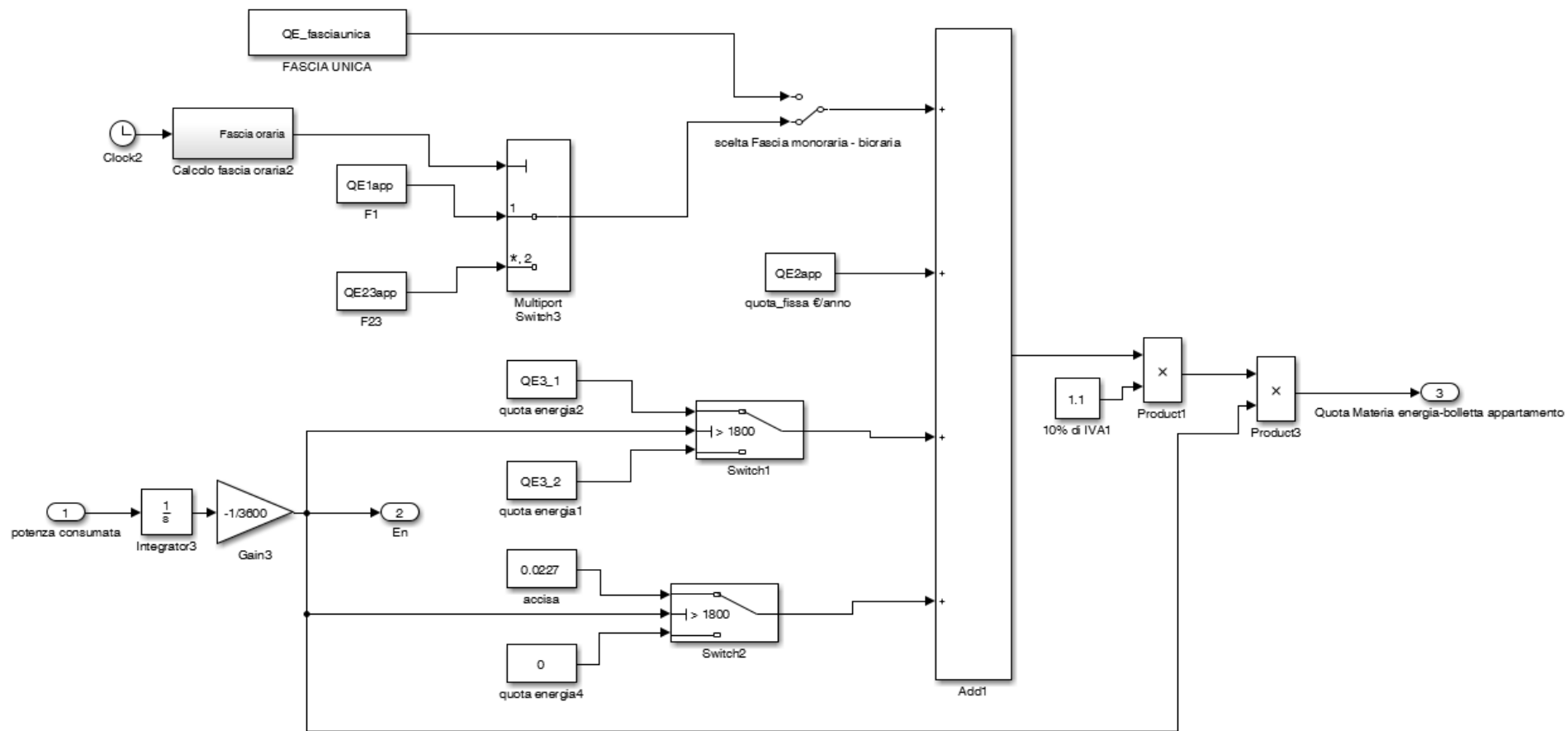


Figura 60: Modello Simulink quota energia della bolletta per il singolo appartamento – scenario attuale: fornitura elettrica con proprio POD.

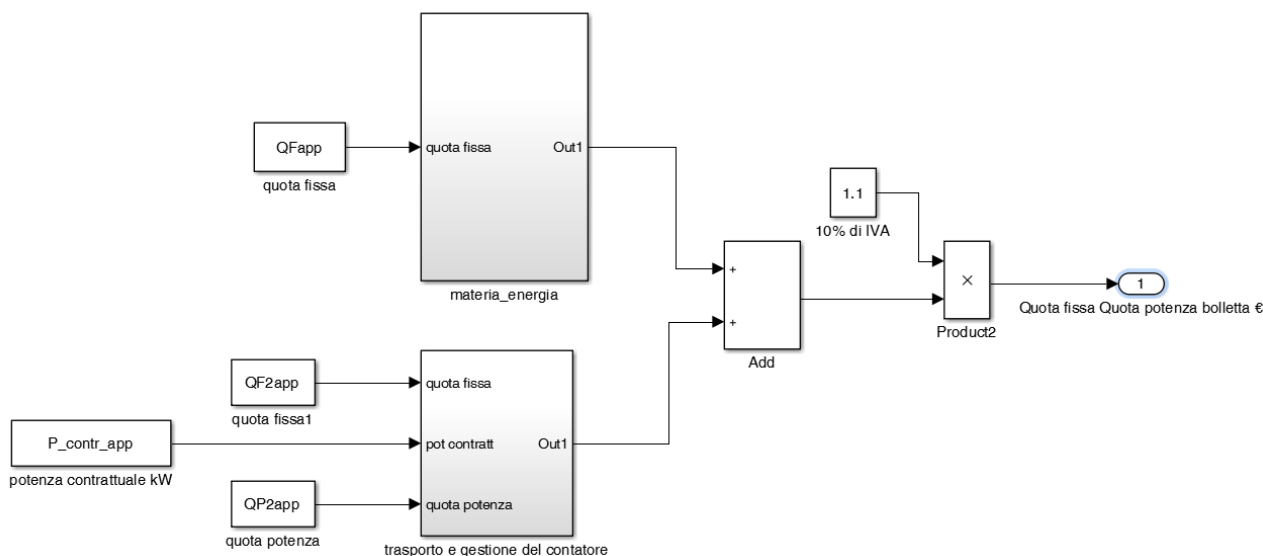


Figura 61: Modello Simulink quota fissa e quota potenza bolletta singolo appartamento.

Si riporta nella seguente tabella un estratto del file dei parametri con il valore delle costanti utilizzati per il modello di bolletta elettrica implementata riportata in Figura 60 e Figura 61.

Tabella 16: Parametri modello bolletta per singolo appartamento

```

%materiaenergia
QFapp=48.0070; % quota fissa €/anno

QE_fasciaunica=0.07113; %quota energia €/kWh
QE1app=0.07532; %quota energia della fascia F1
QE23app=0.06895; %quota energia fascia F23

%trasporto e gestione del contatore
QF2app=20.2800; %quota fissa €/anno

QE2app= 0.00798; %quota energia €/kWh
QP2app=21.2934; %quota potenza €/kW/anno

%oneri di sistema
QE3_1=0.076557; %quota energia per energia superiore a 1800 kWh
QE3_2=0.033894; %quota energia per energia inferiore a 1800 kWh
    
```

La tariffa applicata per l’acquisto di energia elettrica dalla rete da parte del soggetto Aggregatore è stata valutata implementando il modello riportato in Figura 62 e Figura 63. I modelli sono stati implementati seguendo la struttura tariffaria riportata in Tabella 17 relativa a una utenza non domestica del mercato tutelato con potenza disponibile superiore a 16,5 kW (settembre 2019). Con l’energia elettrica acquistata dalla rete, il soggetto Aggregatore alimenta la pompa di calore centralizzata e i singoli utenti condominiali nei momenti di assenza di produzione delle sorgenti rinnovabili locali e di assenza di energia accumulata nei sistemi di storage dell’impianto ibrido.

Tabella 17: Bolletta clienti del mercato tutelato, utenze non domestiche potenza disponibile superiore a 16,5 kW (Fonte ARERA).

1 luglio - 30 settembre 2019	Materia energia			Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema *
Quota energia (euro/kWh)	<i>fascia F1</i>	<i>fascia F2</i>	<i>fascia F3</i>		
luglio 2019	0,07853	0,07526	0,06644	0,00859	0,050672
agosto 2019	0,06980	0,07169	0,06116		
settembre 2019	0,07769	0,07666	0,06527		
Quota fissa (euro/anno)	117,3526			25,0963	30,8316
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			30,1617	37,0548

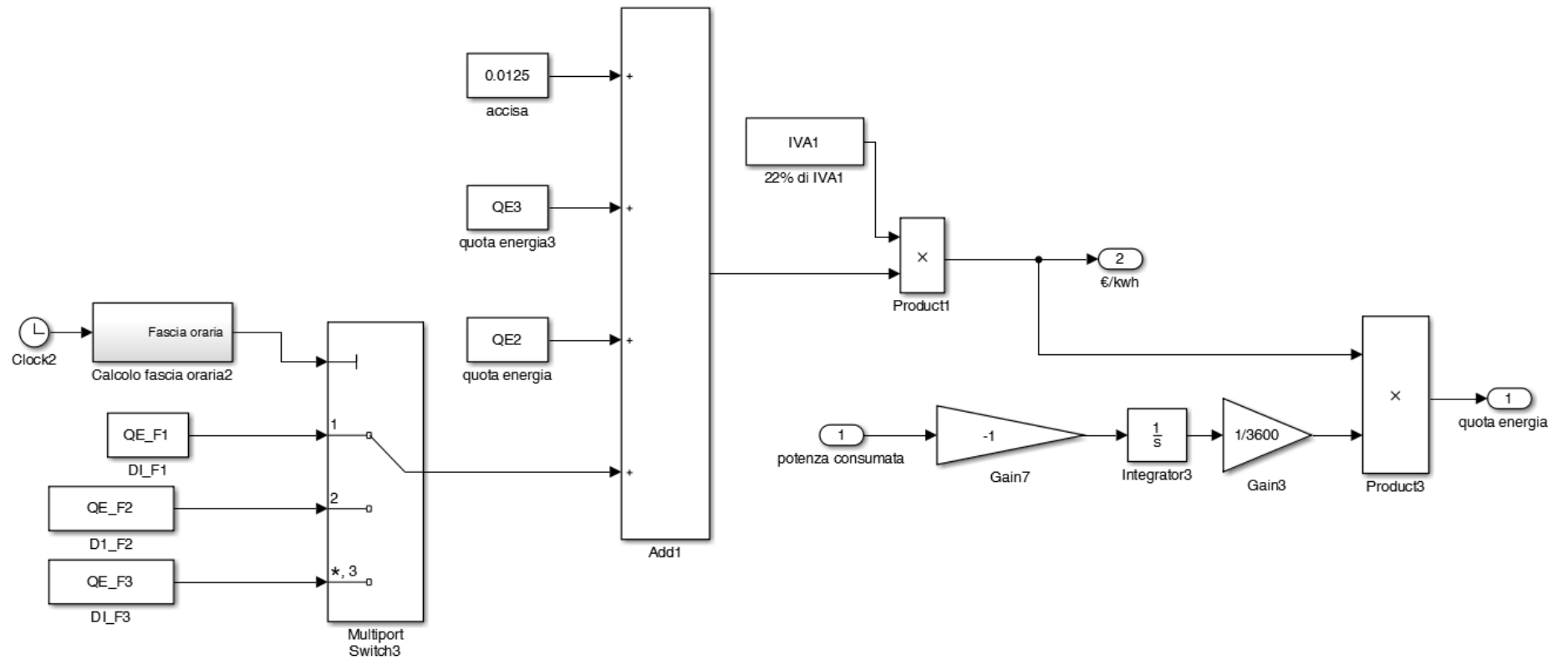


Figura 62: Modello Simulink quota energia tariffa elettrica utente non domestico con potenza installata superiore a 16,5 kW (soggetto Aggregatore).

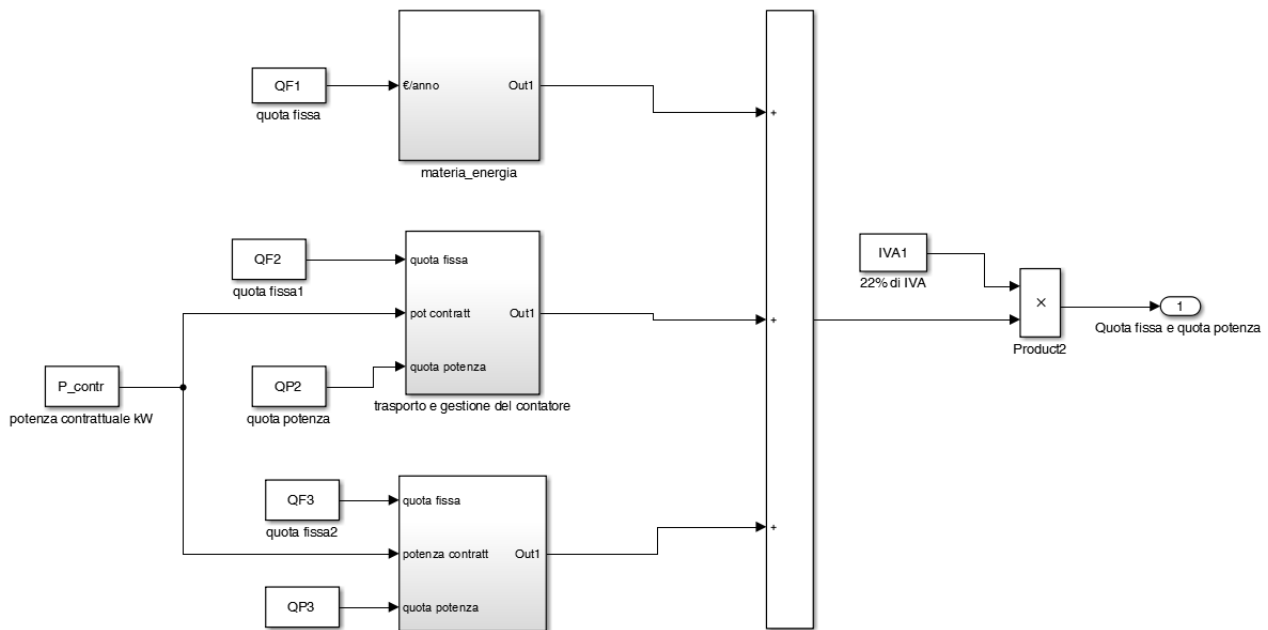


Figura 63: Modello Simulink quota potenza e quota fissa bolletta utente non domestico con potenza installata superiore a 16,5 kW (soggetto Aggregatore).

L'energia elettrica prodotta in eccesso dalla fonte rinnovabile locale e non accumulata è ceduta alla rete tramite l'unico punto di connessione gestito dall'Aggregatore e valorizzata secondo quanto previsto dal regime di scambio sul posto (SSP) o di ritiro dedicato (RID). I due regimi incentivanti sono stati implementati nella piattaforma nelle precedenti annualità e verranno applicati nei diversi scenari di gestione della microcomunità energetica simulati di seguito.

4.4 *Analisi tecnico economica del sistema ibrido a servizio della microcomunità energetica – applicazione della piattaforma di simulazione ad un caso studio*

Nel presente paragrafo vengono valutati i potenziali vantaggi energetici ed economici per il “gestore” della microcomunità energetica e per gli utenti finali, nel caso di applicazione del sistema ibrido a servizio di un modello aggregato di utenti schematizzato in Figura 47 caratterizzato da un condominio costituito da 10 unità immobiliari.

L'aspetto innovativo dell'architettura studiata consiste nella possibilità, da parte di un unico soggetto giuridico “Aggregatore” (costituito dal consorzio dei singoli utenti condominiali) di condurre gli impianti di generazione locale e il sistema termofrigorifero centralizzato in modo da ottimizzare l'autoconsumo e l'autosufficienza energetica e di trasferire i vantaggi energetici ed economici anche agli utenti aggregati.

4.4.1 *Descrizione del caso studio simulato*

Il modello di impianto ibrido è stato applicato ad un caso studio secondo un modello di microcomunità energetica.

Il caso studio è costituito da un condominio costituito da 10 appartamenti, in cui si sono individuati 5 appartamenti con tre vani e 5 appartamenti con cinque vani, di superfici pari a rispettivamente 80 m² e 120 m². Si riportano nella seguente tabella le caratteristiche termofisiche dell'involucro:

Tabella 18: Caratteristiche termofisiche principali del condominio simulato nel caso studio.

Superficie utile complessiva edificio condominiale	1000 mq
Trasmittanza pareti verticali	0,7 W/m ² K
Trasmittanza solaio di terra	1,57 W/m ² K
Trasmittanza solaio di copertura	1,74 W/m ² K
Trasmittanza infissi	4.3 W/m ² K

La pompa di calore che costituisce l’impianto ibrido centralizzato è di tipo aria/acqua per il riscaldamento/condizionamento e la produzione di acqua calda sanitaria con le seguenti caratteristiche indicate in Tabella 18.

Tabella 19: Caratteristiche pompa di calore simulata per il caso studio.

Potenza termica nominale	70 kW
Potenza frigorifera nominale	46 kW
COP nominale	4,95
EER nominale	3,24

Per questo studio si è scelto di dimensionare il campo fotovoltaico in modo da poter attivare la logica “inseguimento elettrico” della pompa di calore anche durante il periodo di basso irraggiamento solare (mesi invernali), garantendo la massima modulabilità della stessa (dal 25% al 100% della capacità nominale de compressore). Dai risultati delle simulazioni preliminari si è scelto una potenza del campo fotovoltaico pari a 45 kWp.

L’analisi energetica ed economica del modello di microcomunità è stata condotta simulando con la piattaforma Matlab/Simulink diversi scenari di gestione dei servizi energetici raggruppandoli in due casi studio specifici come di seguito indicato: i) produzione centralizzata di acqua calda sanitaria e ii) produzione distribuita di ACS (presso la singola unità immobiliare) come di seguito indicato:

1) Caso studio produzione di ACS centralizzata:

Per il caso studio “ ACS centralizzata” sono stati simulati i seguenti scenari:

- Scenario 1: sostituzione dei singoli POD di ciascuna unità immobiliari con un unico punto di connessione alla rete elettrica nazionale gestito dal soggetto Aggregatore. Quest’ultimo fornisce il servizio di distribuzione dell’energia termica (riscaldamento, condizionamento e ACS) ed elettrica ai singoli utenti del condominio attraverso la gestione centralizzata dell’impianto ibrido di Figura 47 costituito da:

- a) pompa di calore aria/acqua modulata con logica di ottimizzazione di autoconsumo ad inseguimento fotovoltaico;
- b) accumulo termico la cui capacità è oggetto di analisi parametrica riportata nella seguente analisi energetica ed economica
- c) impianto fotovoltaico centralizzato
- d) accumulo elettrico la cui capacità è oggetto di analisi parametrica riportata nella seguente analisi energetica ed economica.

-Scenario 01: viene riprodotto lo scenario 1 ma senza accumulo elettrico;

-Scenario 1 DR: viene riprodotto lo Scenario 1 con integrazione delle logiche DR ai carichi flessibili dei singoli appartamenti costituenti la microcomunità energetica;

2) Caso studio produzione di ACS distribuita con pompa di calore installata nei singoli appartamenti

Per il caso studio “ACS distribuita” sono stati simulati i seguenti scenari:

- Scenario 2: prevede la gestione centralizzata elettrica e termica del condominio da parte del soggetto Aggregatore con l’architettura d’impianto ibrido di Figura 47; a differenza dello Scenario 1, ciascun appartamento è fornito di una pompa di calore per ACS, controllata dall’aggregatore tramite logiche Demand Response;

- Scenario 02: viene riprodotto lo Scenario 2 ma senza accumulo elettrico;

- Scenario 2 DR: viene riprodotto lo Scenario 2 con integrazione delle logiche DR ai carichi flessibili dei singoli appartamenti costituenti la microcomunità energetica.

4.4.2 Sintesi delle tariffe e dei costi di installazione per il caso studio simulato

Si riporta di seguito la sintesi dei costi energetici per l’utente e per il soggetto aggregatore:

- il soggetto Aggregatore distribuisce l’energia termica ai singoli condomini prodotta dalla pompa di calore dell’impianto ibrido centralizzato (ad una tariffa di circa 7 c€/kWh).

- Il soggetto Aggregatore acquista dalla rete nazionale l’energia elettrica non prodotta localmente alla tariffa indicata in Tabella 17 (clienti del mercato tutelato, utenze non domestiche potenza disponibile superiore a 16,5 kW).

- Il soggetto Aggregatore rivende ai singoli utenti della microcomunità al prezzo della componente energia della tariffa per utenti domestici indicato in Tabella 15. L’utente risparmia i costi fissi previsti dal piano tariffario.

- il soggetto Aggregatore cede alla rete nazionale la potenza elettrica prodotta in eccesso dall’impianto fotovoltaico locale secondo le seguenti modalità:

1) applicando il regime tariffario previsto dallo scambio sul posto (SSP);

2) applicando il prezzo minimo garantito pari a 39,8 €/MWh previsto dal Ritiro Dedicato (RID);

Le due modalità di cessione verranno analizzate separatamente

Si riportano di seguito i costi di investimento specifici utilizzati per l’analisi economica dei singoli scenari riportata nei successivi paragrafi.

Tabella 20: Costi di investimento sostenuti dal soggetto Aggregatore per l’installazione dell’impianto ibrido a servizio della micro-comunità energetica.

Tecnologia	Costo d'investimento
Pompa di Calore	12.000 €
Impianto fotovoltaico	1250 €/kWp
Accumulo Termico inerziale	400 €/mc
Accumulo ACS	800 €/mc
Accumulo Elettrico	500 €/kWh

Sono stati considerati inoltre i costi di manutenzione ordinaria (che pesano l'1% rispetto all'investimento iniziale) e i costi di manutenzione straordinaria (che incidono circa l'8%), tenendo conto che in 25 anni di ipotetica vita dell'impianto, la pompa di calore e le batterie vengono sostituite completamente. I risultati di simulazione degli scenari sopra descritti vengono riportati di seguito e parametrizzati in funzione delle diverse capacità dell'accumulo termico ed elettrico. In particolare per ciascuno degli scenari simulati si confrontano le seguenti grandezze energetiche ed economiche:

- Autoconsumo dell'impianto FV locale;
- Autosufficienza della pompa di calore in funzionamento estivo;
- Autosufficienza della pompa di calore in funzionamento invernale;
- Guadagno complessivo del soggetto Aggregatore considerando l'SSP;
- Guadagno del soggetto Aggregatore considerando il RID;
- VAN dell'investimento sostenuto dal soggetto Aggregatore;
- Tempo di rientro dell'investimento sostenuto dal soggetto Aggregatore.

4.4.3 Risultati di simulazione caso studio: produzione di ACS centralizzata

Si riporta di seguito lo schema impiantistico dell'impianto ibrido a servizio della micro-comunità energetica simulata previsto per la simulazione del caso studio con produzione di ACS centralizzata.

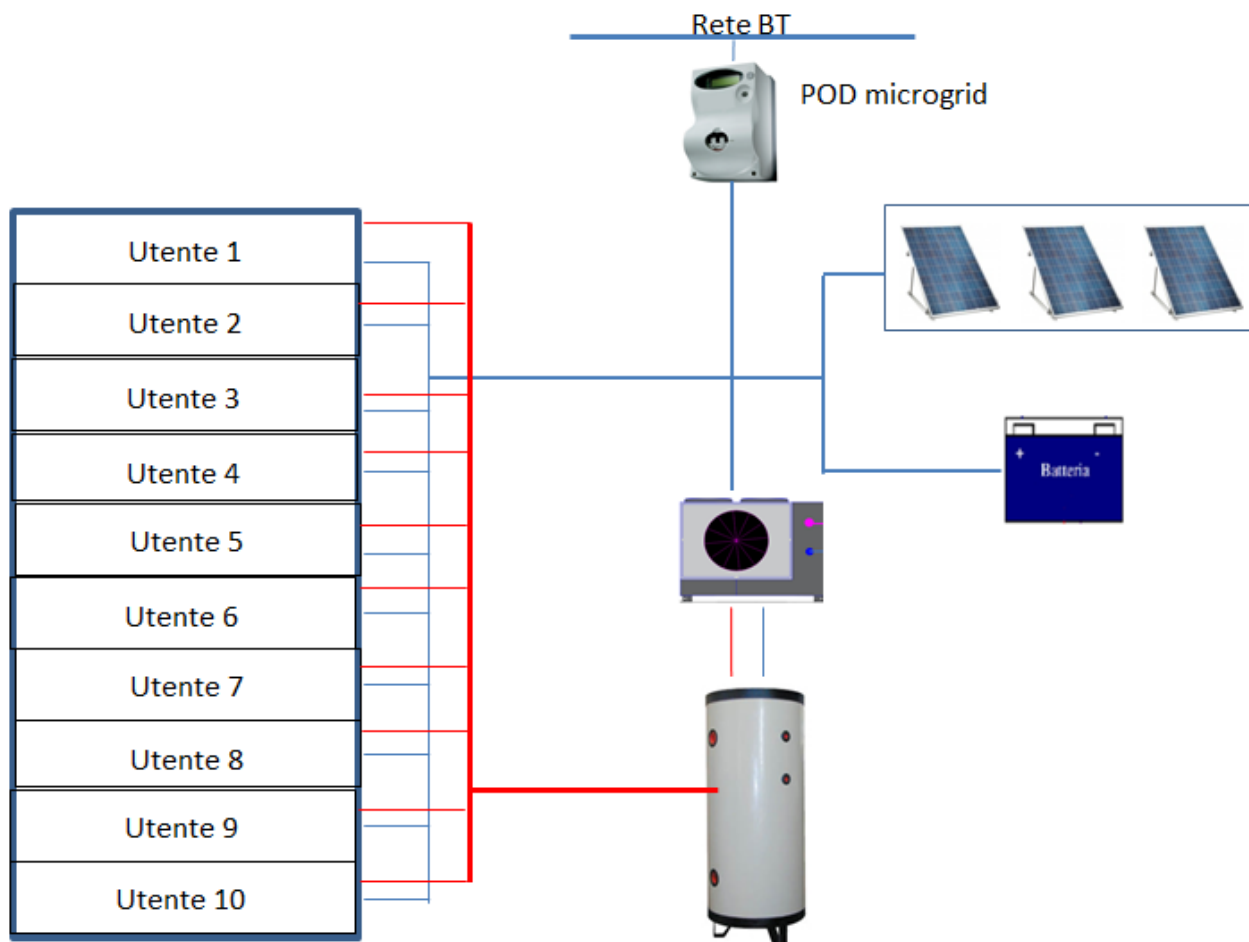


Figura 64: Schema impiantistico della micro-comunità energetica simulata nello Scenario 1.

Al fine di rendere più semplice il confronto tra gli indici energetici si riportano di seguito i risultati di simulazione associati allo Scenario 1, Scenario 01 e Scenario DR1 considerando la capacità della batteria pari a 0 kWh il volume dell'accumulo ACS pari a 5 m³.

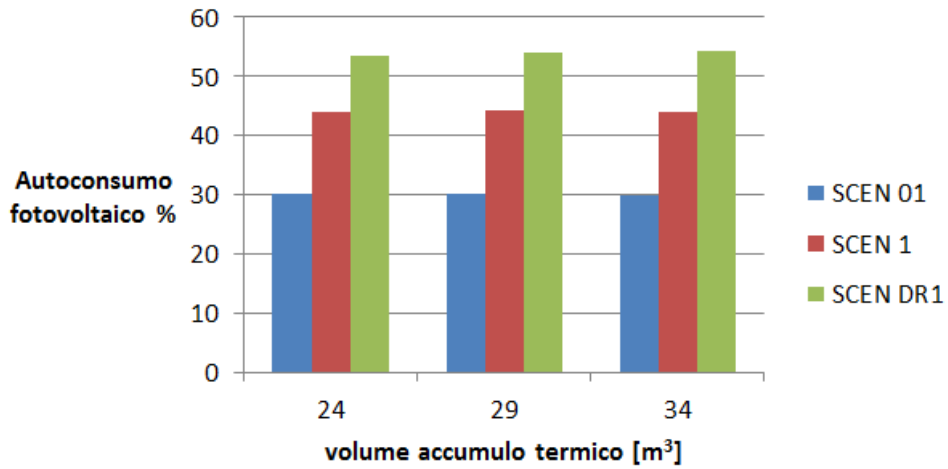


Figura 65: Autoconsumo fotovoltaico in funzione dell'accumulo termico, calcolato per ogni scenari simulato.

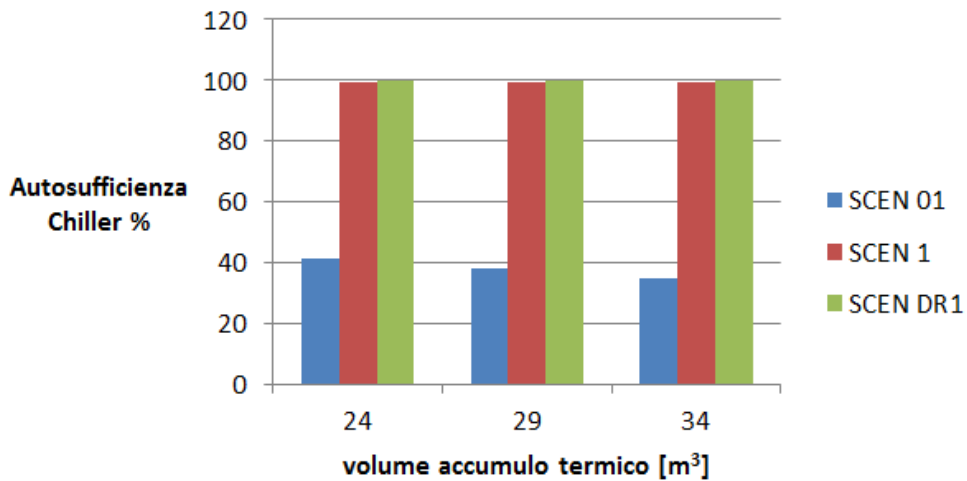


Figura 66: Autosufficienza pompa di calore stagione estiva in funzione dell'accumulo termico, calcolato per ogni scenario simulato.

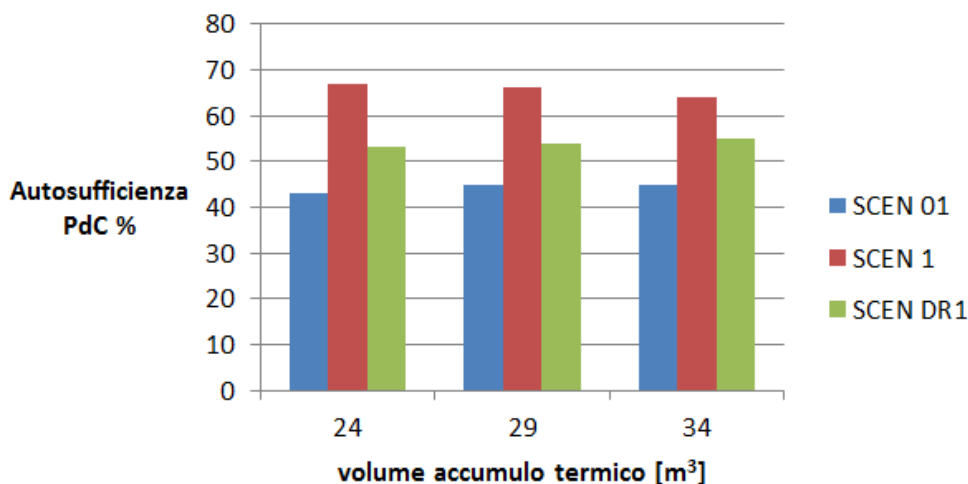


Figura 67: Autosufficienza PdC durante la stagione invernale in funzione dell’accumulo termico, calcolato per ogni scenario.

Osservando i suddetti risultati si nota come:

- 1) il controllo della pompa di calore con logica ad inseguimento FV presente nello Scenario 1 comporta un incremento dell’autoconsumo del 50% rispetto allo Scenario 01.
 - 2) L’autoconsumo aumenta ulteriormente del 10% integrando le logiche DR dei carichi flessibili delle singole unità immobiliari (scenario DR1).
 - 3) I valori di autosufficienza, estiva e invernale, con l’attivazione della logica “inseguimento fotovoltaico” previsto dalla scenario 1, subiscono un incremento notevole. In particolare vista l’elevata potenza da FV disponibile durante la stagione estiva, il controllo della pompa di calore consente di raggiungere un valore di autosufficienza pari a circa il 100%. Durante la stagione invernale, la penalizzazione della potenza prodotta da FV comporta per lo Scenario 1 una riduzione dell’autosufficienza ridotto al 60%. Attivando le logiche DR nello scenario DR1 i carichi flessibili vengono spostati nelle ore di produzione del FV con la conseguente riduzione del coefficiente di autosufficienza per la pompa di calore rispetto allo Scenario 1.
- Si riportano di seguito i risultati dell’analisi economica analizzando i potenziali guadagni annui del gestore della microcomunità energetica (soggetto Aggregatore) per i diversi scenari simulati; i risultati vengono distinti per il meccanismo dello scambio sul posto e per il ritiro dedicato.

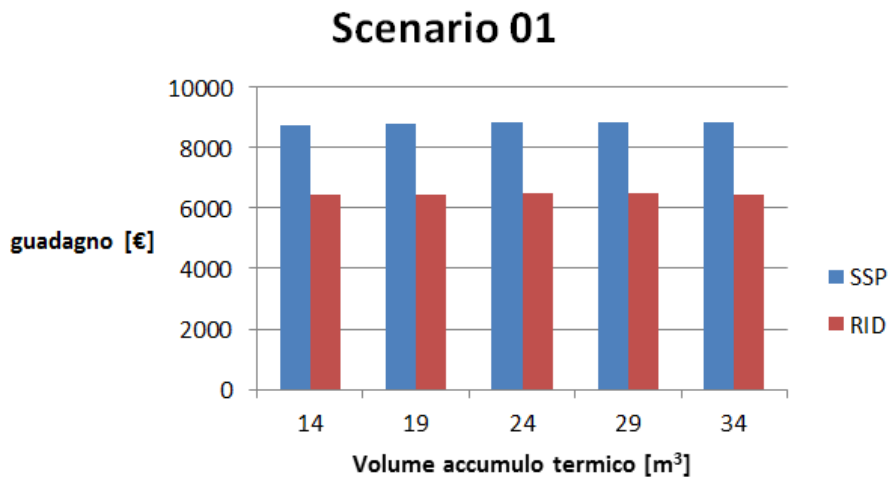


Figura 68: Guadagni soggetto Aggregatore in funzione del volume dell'accumulo termico, considerando il meccanismo di SSP e RID, nello scenario 01 – accumulo elettrico 0 kWh.

Nello scenario di base 01 i guadagni dell'Aggregatore rimangono pressoché costante in quanto il valore di autoconsumo si mantiene su un valore pari al 30% all'aumentare dell'accumulo termico. I ricavi derivanti dall'SSP sono superiori rispetto a quelli derivanti dal meccanismo del RID, poiché con il primo si valorizza maggiormente l'energia immessa in rete e ri-prelevata dalla stessa, (tariffa SSP circa 0,13 €/kWh, Tariffa RID circa 0,04 €/kWh).

Si riporta di seguito la sintesi dell'analisi economica per lo Scenario 1 e Scenario DR1 al variare della capacità di batteria e per una capacità dell'accumulo termico pari a 24 mc (dall'analisi energetica non si notati differenze rilevanti per valori superiori).

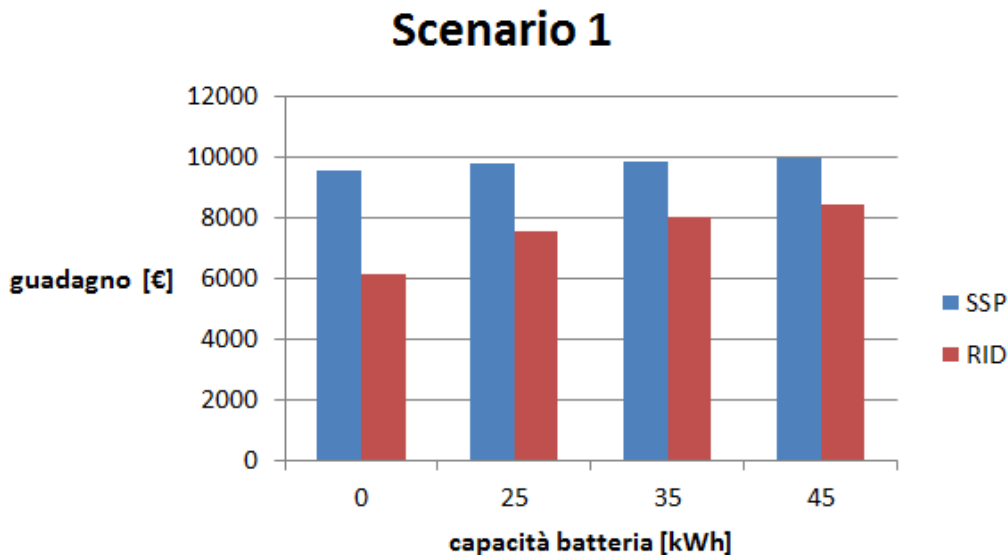


Figura 69: Guadagni del gestore della comunità in funzione del volume dell'accumulo elettrico, considerando il meccanismo di SSP e RID, nello scenario 1 – accumulo termico 24 m³.

Nello scenario 1 poiché la quota di energia autoconsumata aumenta per valori crescenti di capacità di batteria aumentano anche i guadagni. Come indicato nel grafico di Figura 69 i maggiori incrementi di guadagno si hanno per il meccanismo RID in quanto la quota di energia non immessa in rete viene ceduta dal soggetto Aggregatore al singolo utente a circa 15c€/kWh rispetto a 4 c€/kWh del RID.

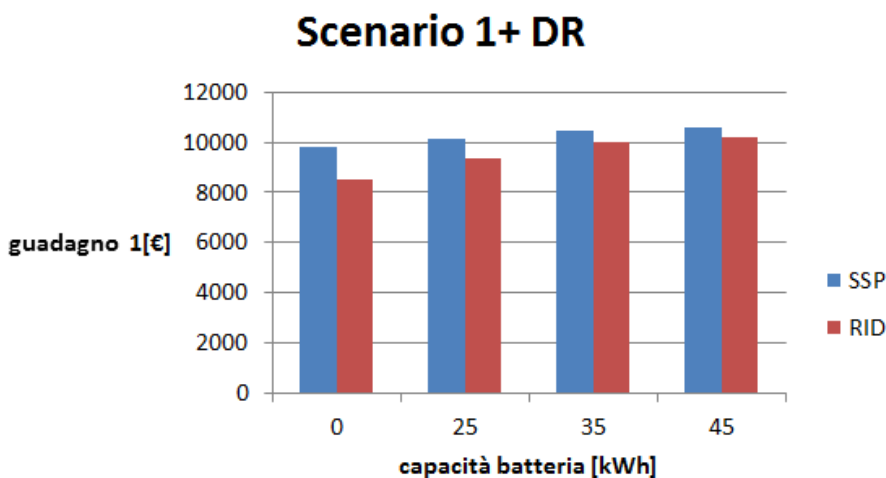


Figura 70: Guadagni del gestore della comunità in funzione del volume dell’accumulo elettrico, considerando il meccanismo di SSP e RID, nello scenario 1 con applicazione di logiche DR – accumulo termico 24 m³

Applicando le logiche DR ai carichi flessibili degli utenti finali, i guadagni aumentano ulteriormente rispetto allo Scenario1 in quanto si riduce l’energia prelevata dalla rete è rispetto a quella relativa ai due precedenti scenari.

Si riporta di seguito la sintesi dell’analisi economica confrontando i tre scenari simulati al variare dell’accumulo termico per capacità dell’accumulo elettrico pari a 0 kWh.

Dalla Figura 71 e dalla Figura 72 si può osservare come il passaggio dalla Scenario 01 allo Scenario DR1 si ha un incremento dei guadagni per il gestore della microgrid pari a circa il 12 % per il regime di Scambio Sul Posto a circa il 33% nel caso di applicazione del RID.

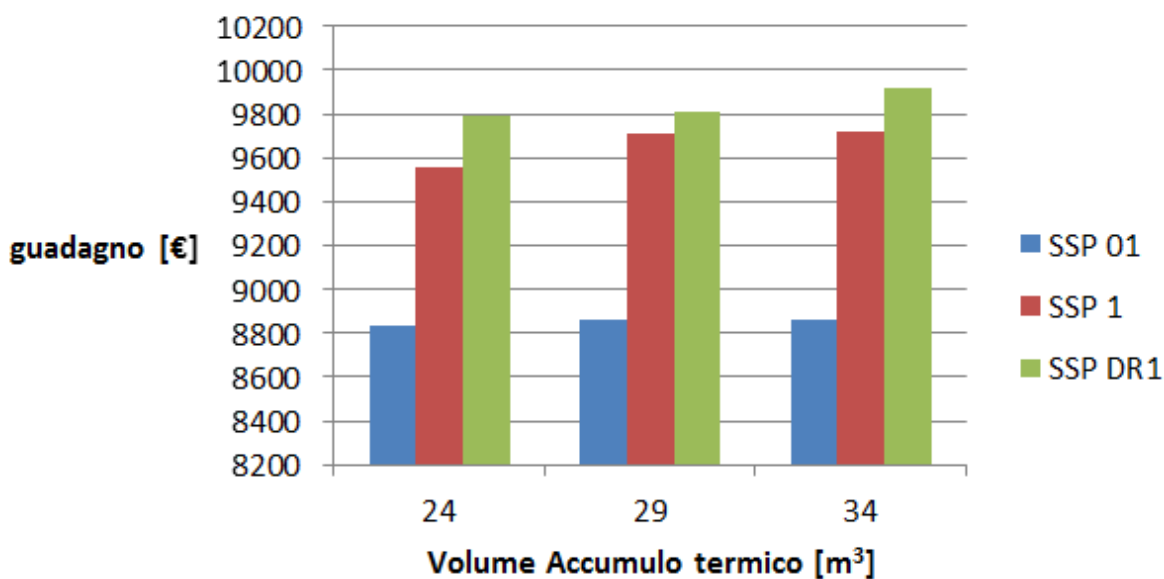


Figura 71: Guadagni del gestore della comunità in funzione del volume dell’accumulo termico, considerando il meccanismo di SSP nei tre scenari simulati.- accumulo elettrico 0 kWh.

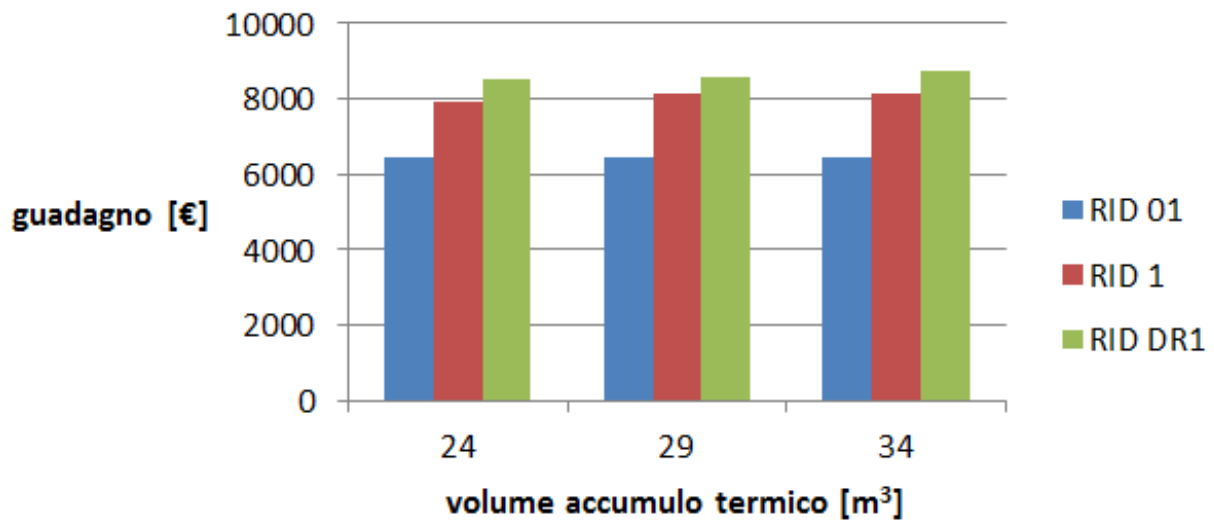


Figura 72: Guadagni del gestore della comunità in funzione del volume dell'accumulo termico, considerando il meccanismo di RID, nei tre scenari simulati – accumulo elettrico 0 kWh.

Si riporta di seguito il calcolo del VAN a 25 anni e del Tempo di Ritorno dell'investimento iniziale effettuato dal soggetto Aggregatore per installare l'impianto ibrido a servizio della microcomunità energetica. Nel calcolo del VAN si sono supposti i costi di manutenzione straordinaria pari al 25 % del costo di investimento iniziale, in quanto si prevede la sostituzione della pompa di calore e dell'accumulo elettrico per due volte nell'arco di 25 anni.

Dai grafici di Figura 73 e Figura 74 si può osservare come il VAN diminuisce all'aumentare della taglia dell'accumulo elettrico a causa dell'incremento dei costi d'investimento iniziali.

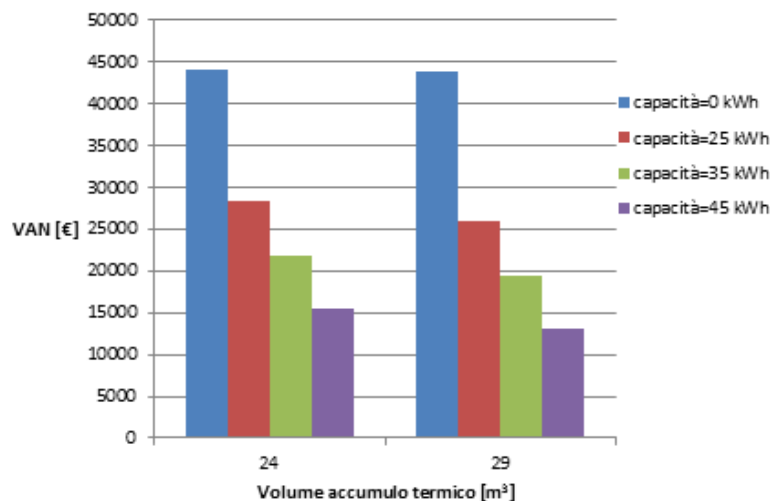


Figura 73: Scenario 1: VAN a 25 anni in funzione del volume dell'accumulo termico, al variare della capacità della batteria – applicazione del regime SSP.

Come indicato in Figura 74, applicando le logiche DR ai carichi flessibili delle singole unità immobiliari (scenario DR1), il VAN aumenta poiché i guadagni aumentano conseguentemente all'incremento dell'autoconsumo, determinando una riduzione di circa 1-2 anni del tempo di rientro dell'investimento.

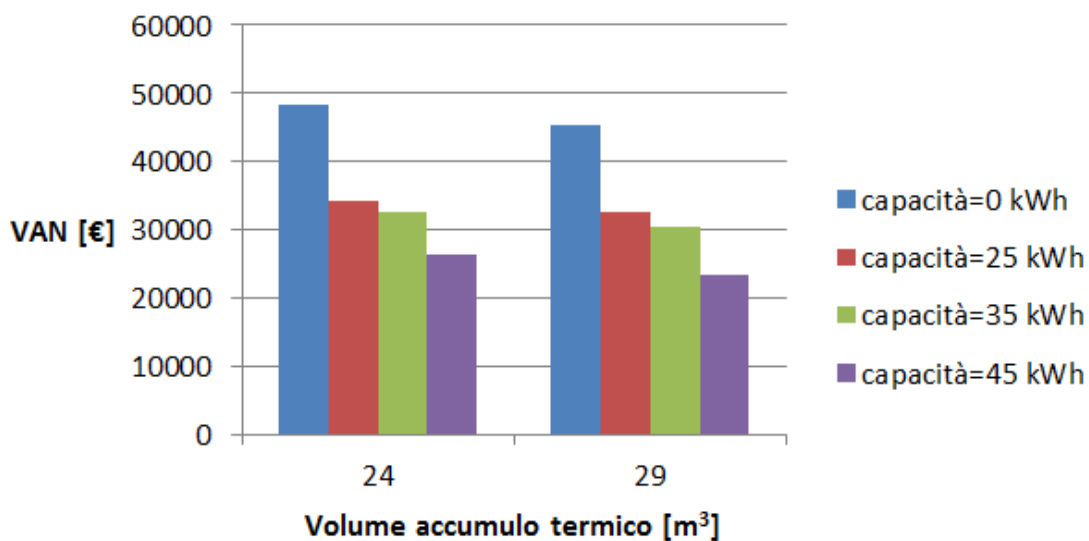


Figura 74: Scenario DR1 - Andamento del VAN in funzione del volume dell’accumulo termico, al variare della capacità della batteria - applicazione regime SSP.

In Figura 75 viene confrontato il VAN per i tre scenari simulati nel caso di accumulo elettrico pari a 0 kWh; si può osservare come applicando lo scenario di gestione DR1, il VAN dell’investimento iniziale si incrementa di circa il 50% rispetto allo Scenario 01.

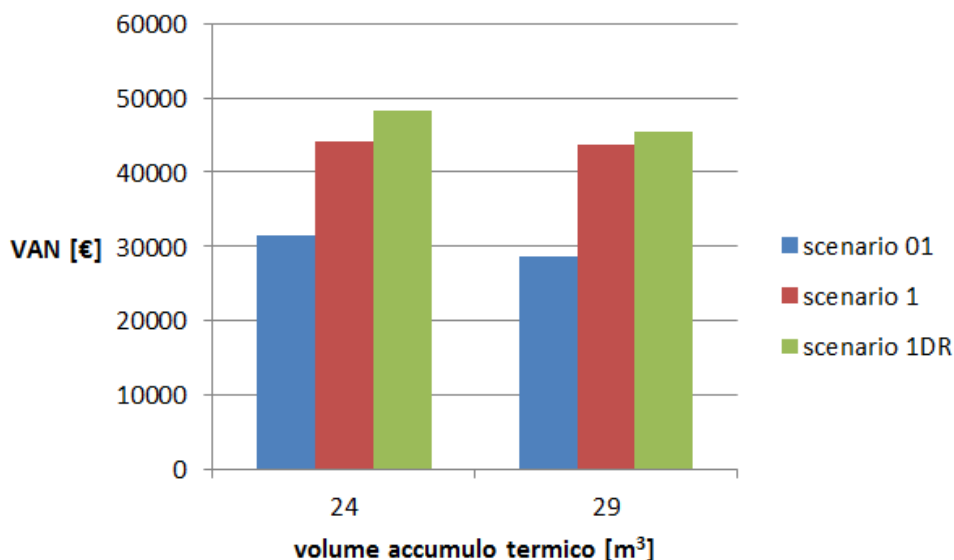


Figura 75: Andamento del VAN in funzione del volume dell’accumulo termico, al variare della capacità della batteria nei tre scenari simulati – applicazione regime SSP.

Si riporta di seguito l’andamento del VAN nel caso di applicazione del regime Ritiro Dedicato all’energia elettrica prodotta in eccesso e immessa in rete.

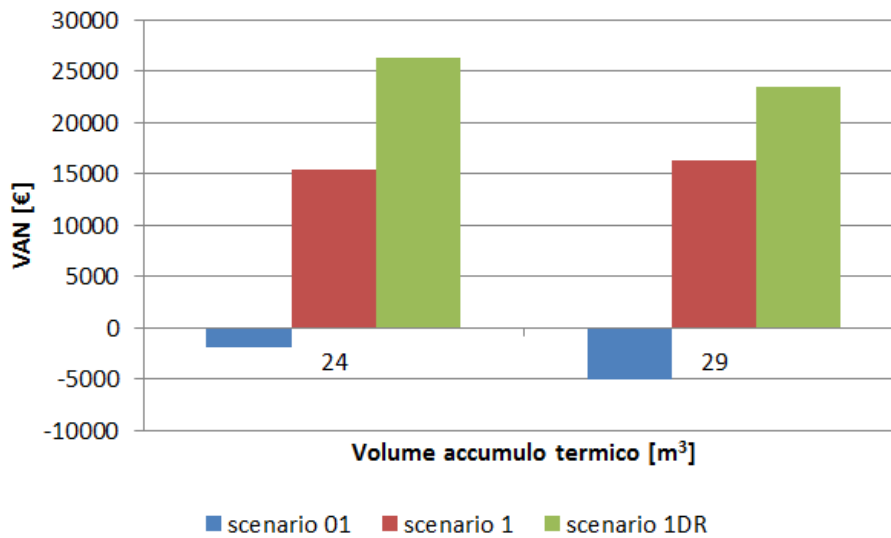


Figura 76 Andamento del VAN in funzione del volume dell'accumulo termico, al variare della capacità della batteria nei tre scenari simulati – applicazione regime RID

Osservando la Figura 76, si ritiene interessante notare come, in assenza di logiche che ottimizzano l'autoconsumo, potrebbe non essere conveniente l'investimento per l'impianto ibrido a servizio della microcomunità energetica, (VAN <0)

Si riporta di seguito l'andamento dei flussi di cassa e il conseguente Tempo di Ritorno del investimento sostenuto dall'Aggregatore per lo Scenario 1 e lo Scenario DR1 in cui si considera un volume dell'accumulo termico pari a 24 m³ e una capacità della batteria nulla. Si nota come, i maggiori guadagni per l'Aggregatore nel caso dello Scenario DR1 comportano una riduzione del TR di un anno rispetto allo Scenario 1

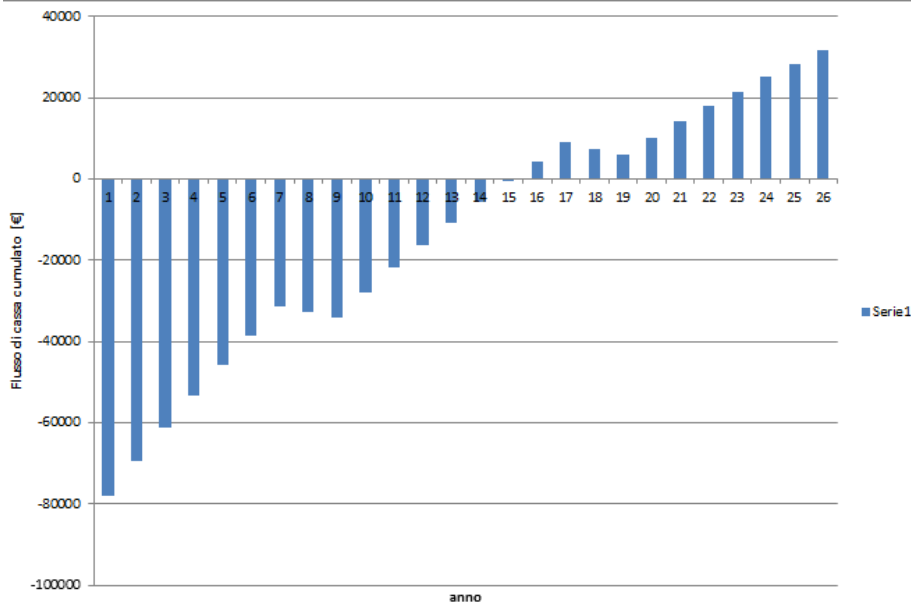


Figura 77: Flussi di cassa cumulati ricavati per un volume di accumulo termico pari a 24 m³, capacità batteria nulla, scenario 1- capacità batteria nulla.

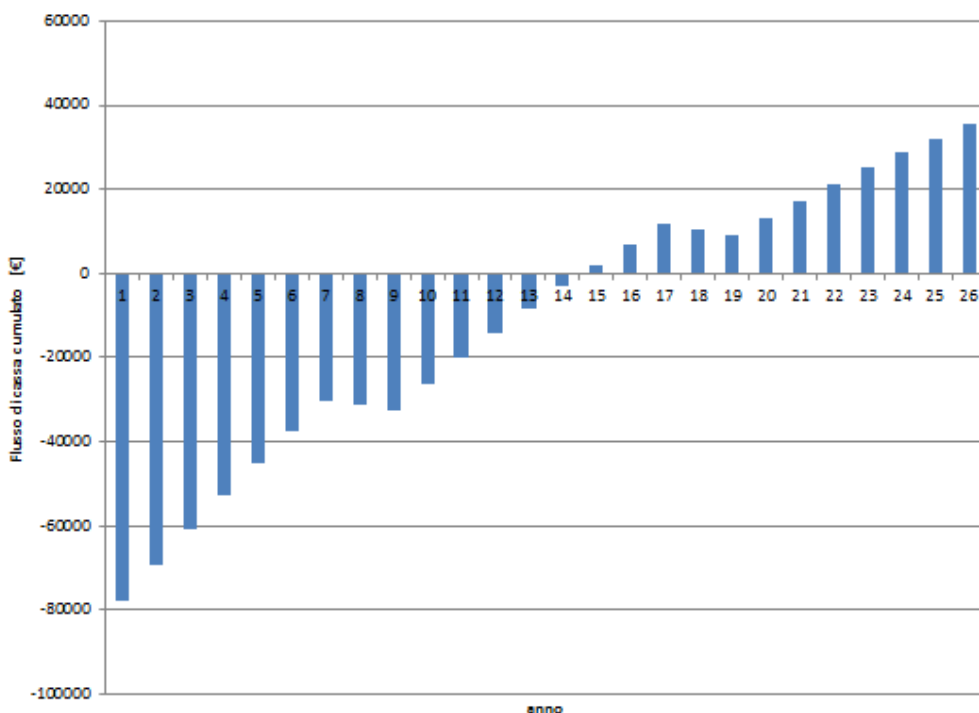


Figura 78: Flussi di cassa cumulati ricavati per un volume di accumulo termico pari a 24 m³, capacità batteria nulla, scenario DR1.

Si riporta di seguito il grafico con il tempo di ritorno e il VAN per lo Scenario 1 applicando un ipotetico incentivo pari al 50% dell’investimento iniziale per l’installazione dell’impianto ibrido nel caso di accumulo termico pari a 24 m³ e una capacità batteria pari a 25 kWh.

Osservando la **Figura 79**, si può notare come l’applicazione dell’incentivo ipotizzato per l’investimento iniziale comporta un dimezzamento del tempo di ritorno e un notevole aumento del VAN fino a 95.536 €.

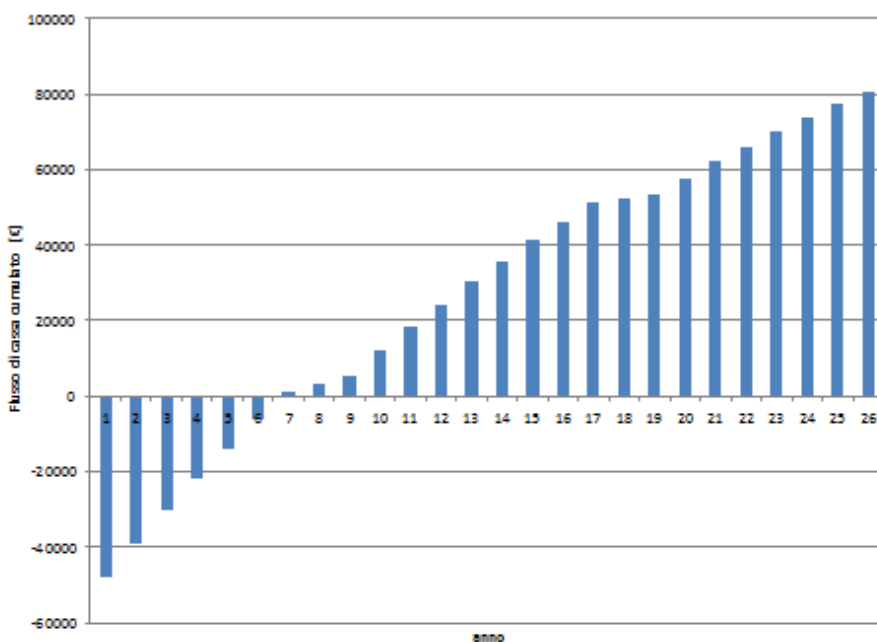


Figura 79: Flussi di cassa cumulati ricavati per un volume di accumulo termico pari a 24 m³, capacità batteria 25 kWh, scenario 1, ipotizzando un incentivo del 50% sul costo di investimento iniziale.

Per completare l'analisi si riportano di seguito gli andamenti orari delle principali grandezze energetiche dell'impianto ibrido a servizio della microcomunità energetica relative agli scenari simulati e riferiti ad un giorno tipo di funzionamento delle logiche di ottimizzazione dell'autoconsumo.

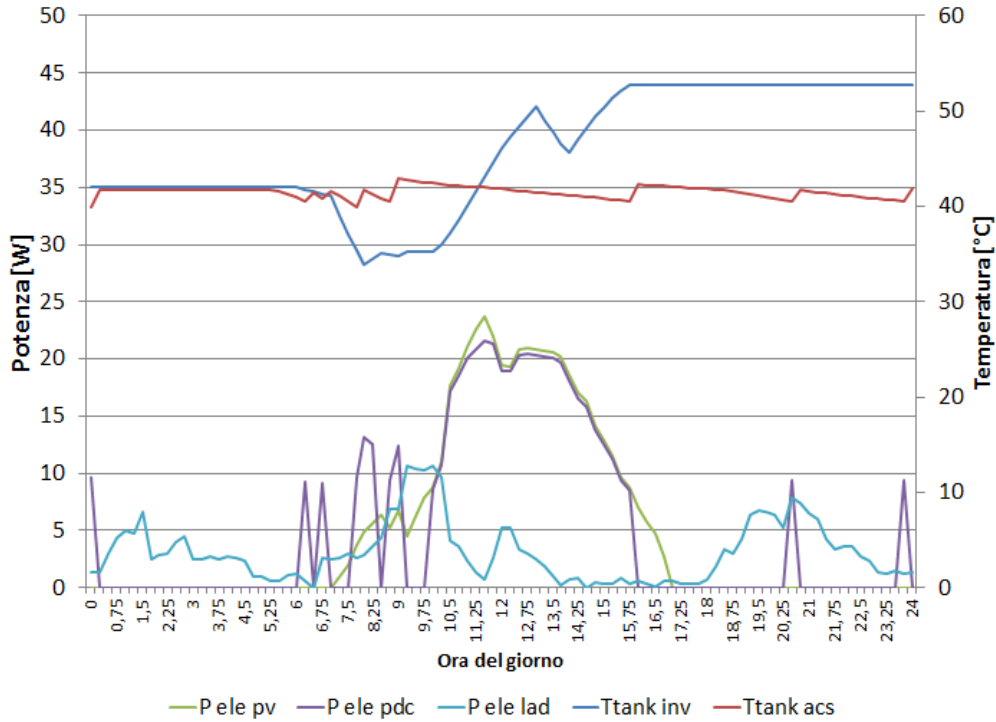


Figura 80: Simulazione giorno tipo invernale - Scenario 1.

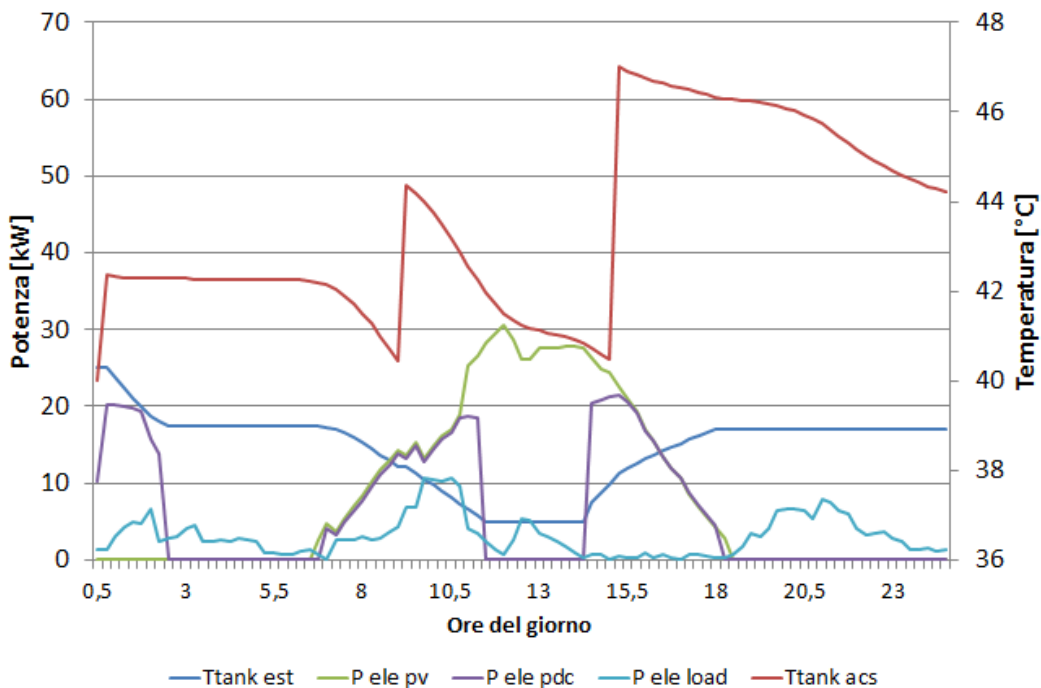


Figura 81: Simulazione giorni tipo estivo- Scenario 1.

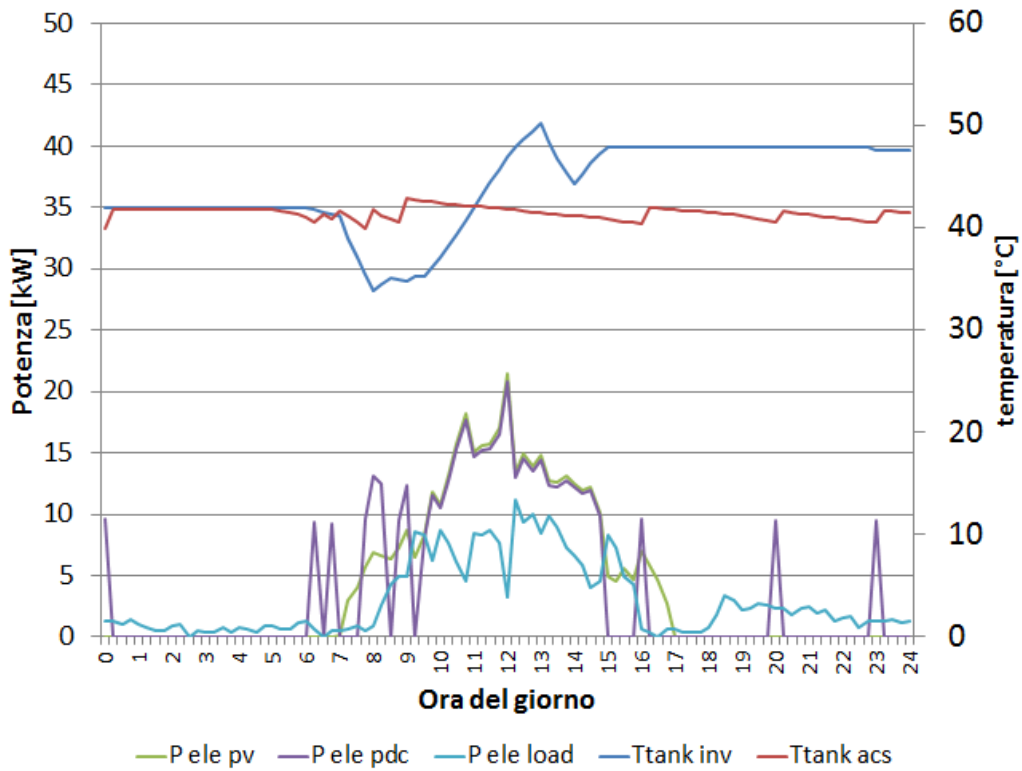


Figura 82: Simulazione giorno tipo invernale – Scenario DR1.

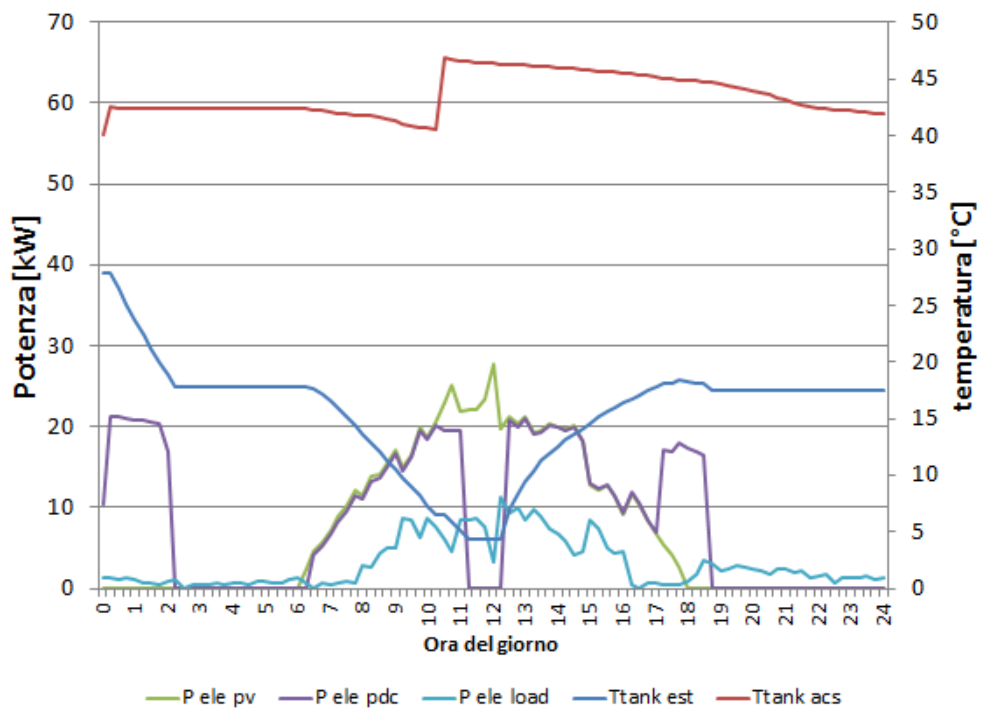


Figura 83: Simulazione giorno tipo estivo – Scenario DR1.

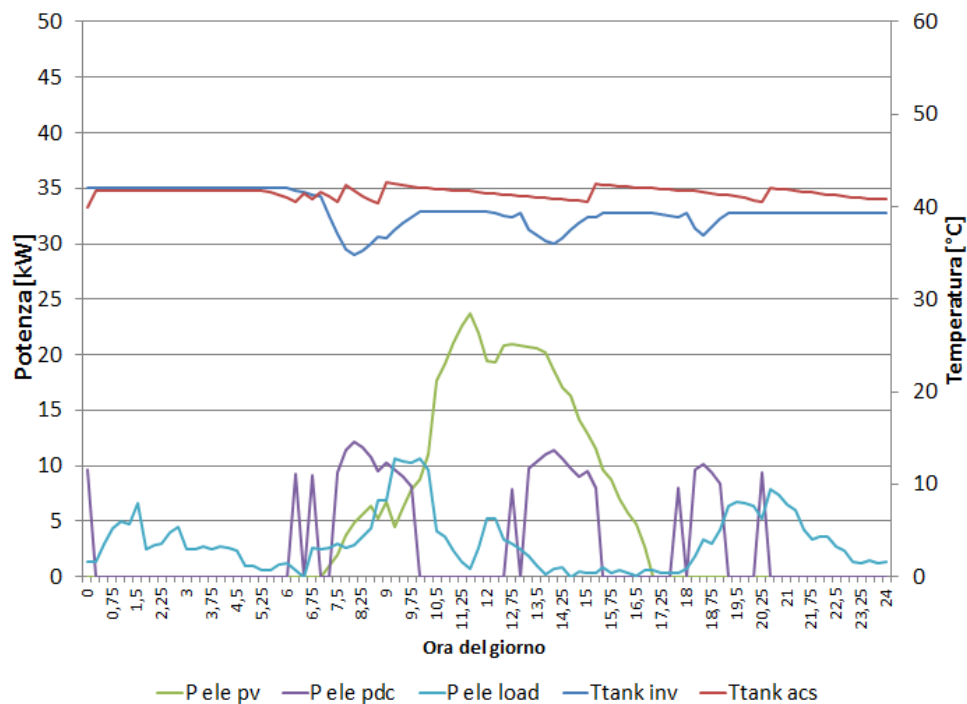


Figura 84: Simulazione giorno tipo invernale – Scenario 01

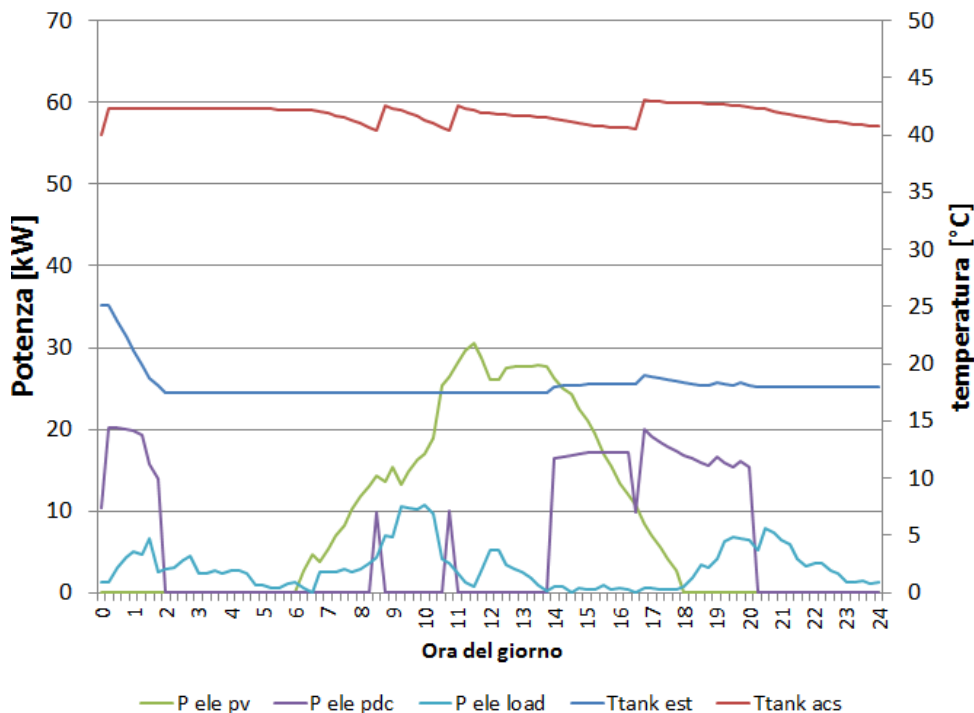


Figura 85: Simulazione giorno tipo estivo – Scenario 01.

Come si può osservare dai grafici di Figura 80 (scenario 1) il sistema di controllo con logica “inseguimento FV”, riesce a variare la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore per sovrapporla alla potenza disponibile da fotovoltaico (data dalla differenza tra la potenza prodotta e quella assorbita dalla somma carichi elettrici delle singole unità immobiliari). Il controllo ad inseguimento FV della pompa di calore comporta nelle ore di ridotto carico termico un conseguente innalzamento della temperatura degli accumuli.

La logica di controllo ad “inseguimento FV” della pompa di calore è meno efficace nella stagione estiva (Figura 81), in quanto, rispetto al caso invernale, si raggiunge più velocemente il valore minimo tecnico della temperatura dell’acqua nell’accumulo (4,5 °C) con il conseguente spegnimento della pompa di calore anche in presenza di eccesso di produzione da FV locale.

La logica DR applicata ai carichi flessibili nello Scenario DR1 comporta l’accensione degli stessi nelle ore di produzione dell’impianto FV con la conseguente riduzione della potenza disponibile per modulare la pompa di calore (Figura 82); ciò comporta anche una riduzione del coefficiente di autosufficienza energetica come è possibile osservare nell’istogramma di Figura 67.

Infine si nota come l’assenza del sistema di controllo ad inseguimento FV nelle simulazioni delle Scenario 01 di Figura 84 e di Figura 85 comporta una attivazione della pompa di calore legata esclusivamente al profilo di carico termico; in questo caso si può osservare come la temperatura dell’accumulo si mantiene ad un valore minimo di confort e non viene utilizzato per accumulare energia termica in eccesso nelle ore di produzione dell’impianto FV.

4.4.4 Risultati di simulazione caso studio: produzione ACS distribuita

Nello schema di Figura 86 si riporta la configurazione d’impianto ibrido a servizio della microcomunità energetica simulata, corrispondente allo Scenario 2; quest’ultimo, a differenza del primo scenario, prevede la produzione locale di ACS per singola unità immobiliare con pompa di calore installata in ciascuno dei 10 appartamenti che costituiscono il condominio del caso studio.

Le pompe di calore per ACS in ciascun appartamento incrementano la quota dei carichi flessibili che può essere gestita dal soggetto Aggregatore.

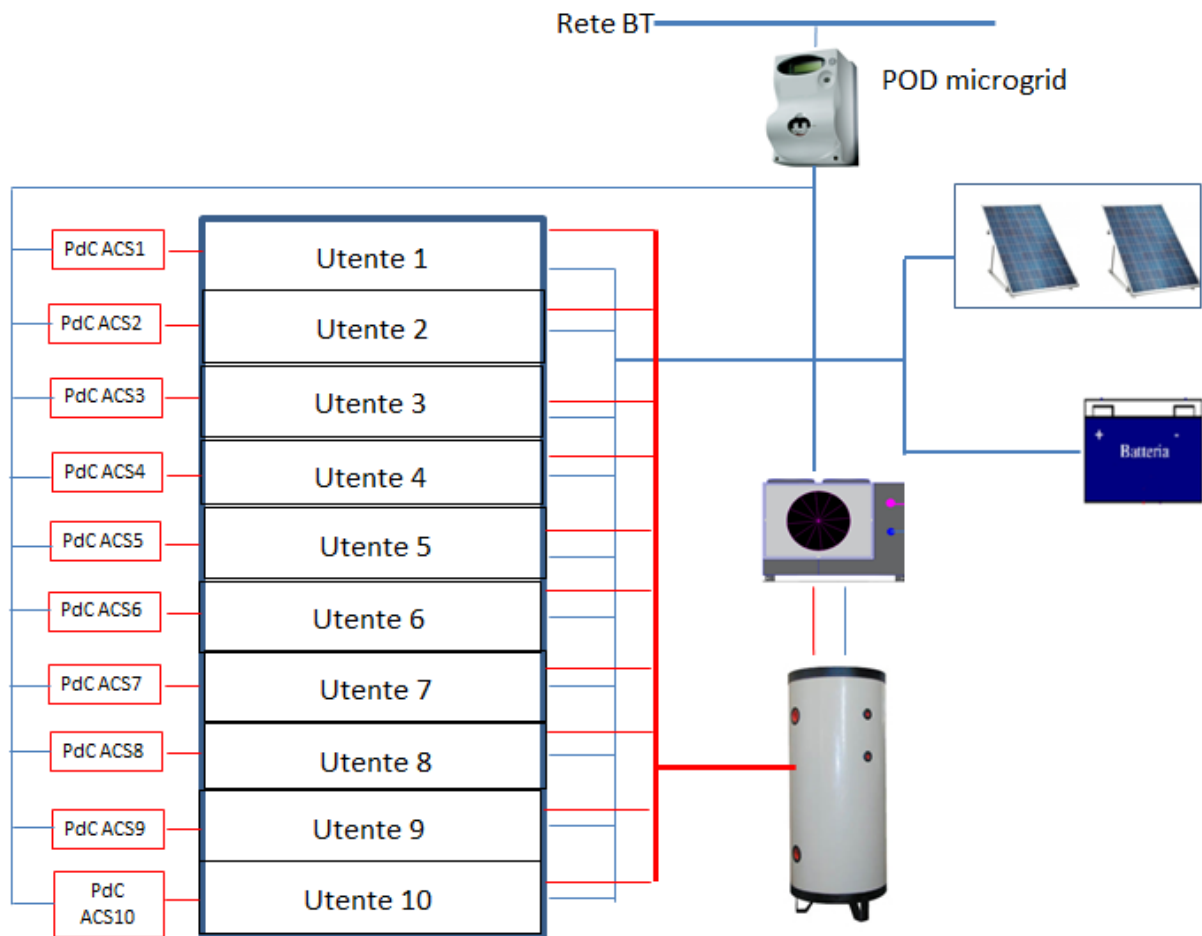


Figura 86: Schema semplificato impianto ibrido a servizio della microcomunità – Scenario 2.

Si riporta di seguito la sintesi dell'analisi energetica confrontando i principali risultati energetici ottenuti per i tre scenari sopra descritti, considerando la capacità della batteria pari a 0 kWh, il volume dell'accumulo ACS pari a 5 m e un volume dell'accumulo termico variabile da 19 m³ a 29m³.

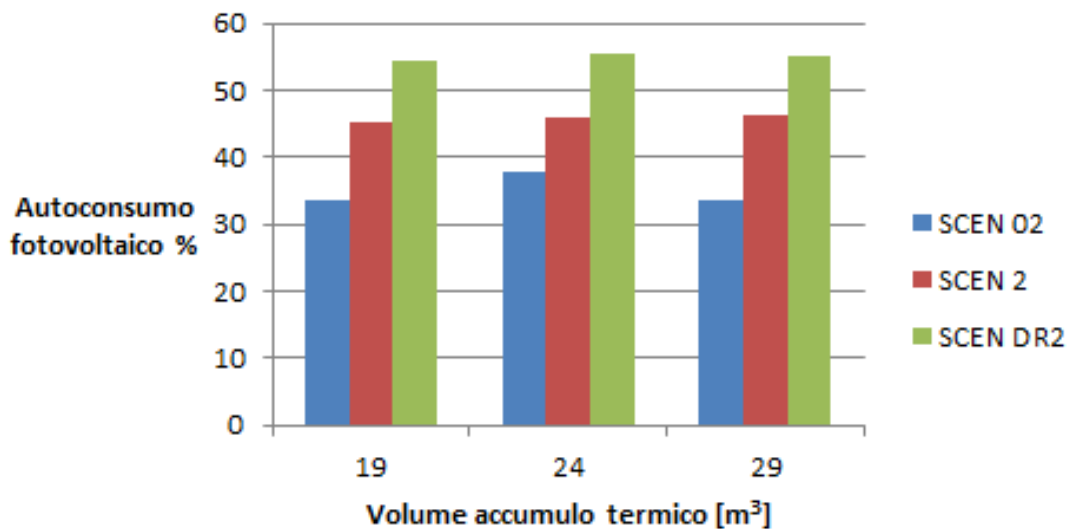


Figura 87: Autoconsumo fotovoltaico in funzione dell'accumulo termico, calcolato per ogni scenario simulato.

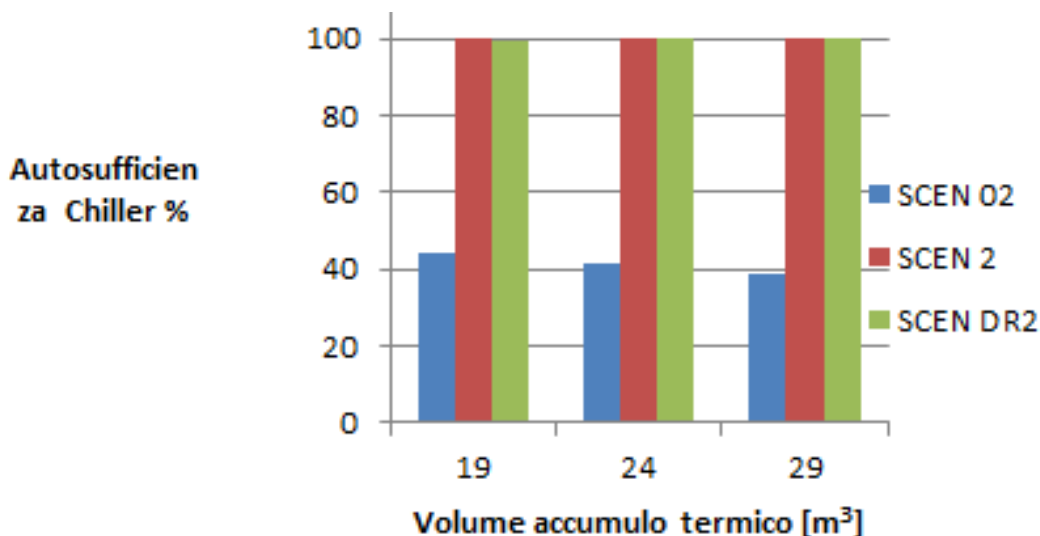


Figura 88: Autosufficienza pompa di calore nel periodo estivo in funzione dell'accumulo termico, calcolato per ogni scenario simulato.

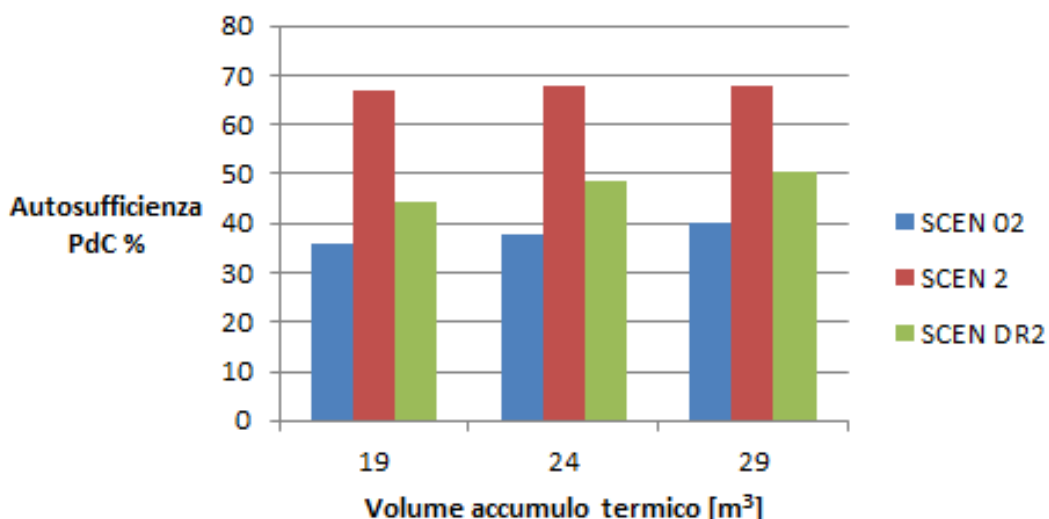


Figura 89: Autosufficienza PdC durante il funzionamento invernale in funzione dell'accumulo termico, calcolato per ogni scenario simulato.

Dall'analisi dei risultati energetici sopra riportati si evince che:

- 1) Scenario 2: Le pompa di calore per ACS distribuite nelle singole unità immobiliari comportano un lieve incremento del coefficiente di autoconsumo rispetto allo Scenario 1.
- 2) Scenario DR2: l'applicazione delle logiche Demand Response alla pompa di calore per ACS distribuite e la gestione ottimizzata dalla pompa di calore centralizzata ad "inseguimento FV" comporta un incremento del 30% dei valori di autoconsumo rispetto allo scenario 02 (scenario base che non prevede l'applicazione di nessuna logica di gestione ottimizzata dei carichi).
- 3) Scenario DR2: L'applicazione delle logiche Demand Response ai carichi flessibili e alle pompa di calore per ACS installate nei singoli appartamenti riduce il coefficiente di autosufficienza energetica della pompa di calore centralizzata (Figura 89). Infatti la logica DR sposta l'accensione dei suddetti carichi nelle ore di produzione del fotovoltaico riducendo, ulteriormente rispetto allo scenario 1, la potenza disponibile per modulare la pompa di calore centralizzata.

4) L'elevata potenza prodotta dall'impianto FV nella stagione estiva consente il raggiungimento del 100% di autosufficienza energetica della pompa di calore (Figura 88) anche per lo Scenario DR2;

Si riportano di seguito i principali risultati dell'analisi economica del caso studio simulato in termini di guadagno anno del Soggetto Aggregatore corrispondente allo Scenario 2.

Si riporta in particolare il trend del guadagno economico del soggetto Aggregatore all'aumentare della capacità dell'accumulo elettrico applicando sia il regime di Scambio Sul Posto (SSP) sia il regime di ritiro dedicato (RID).

Dalla Figura 90 e dalla Figura 91 si può osservare come, incrementando la capacità di batteria installata aumentano i guadagni per il soggetto Aggregatore come conseguenza dell'incremento dell'autoconsumo; inoltre si nota come si riduce la differenza tra i due regimi SSP e RID all'aumentare della capacità di batteria installata e quindi dell'autoconsumo.

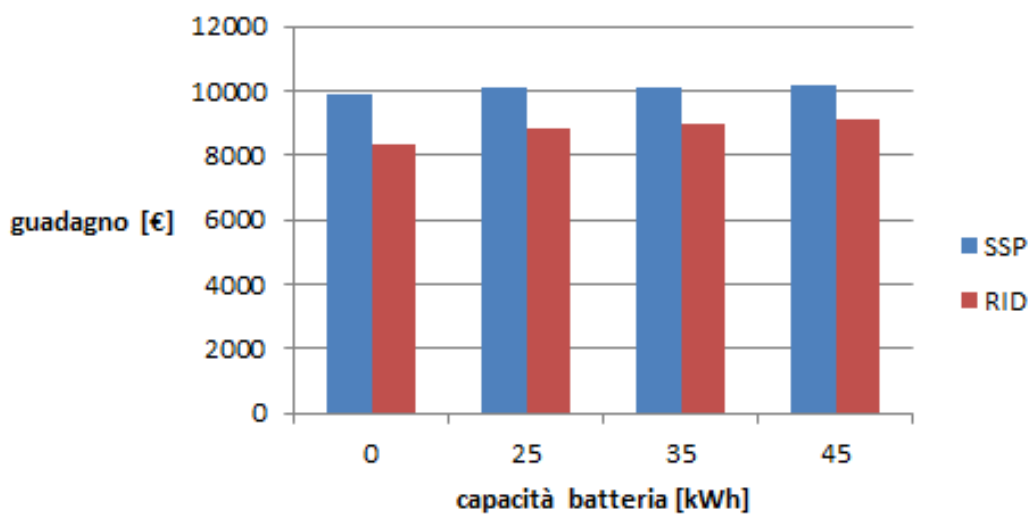


Figura 90: Guadagni del gestore della microcomunità in funzione del volume dell'accumulo elettrico, con meccanismo SSP e RID – Accumulo termico 24 m³ - Scenario 2.

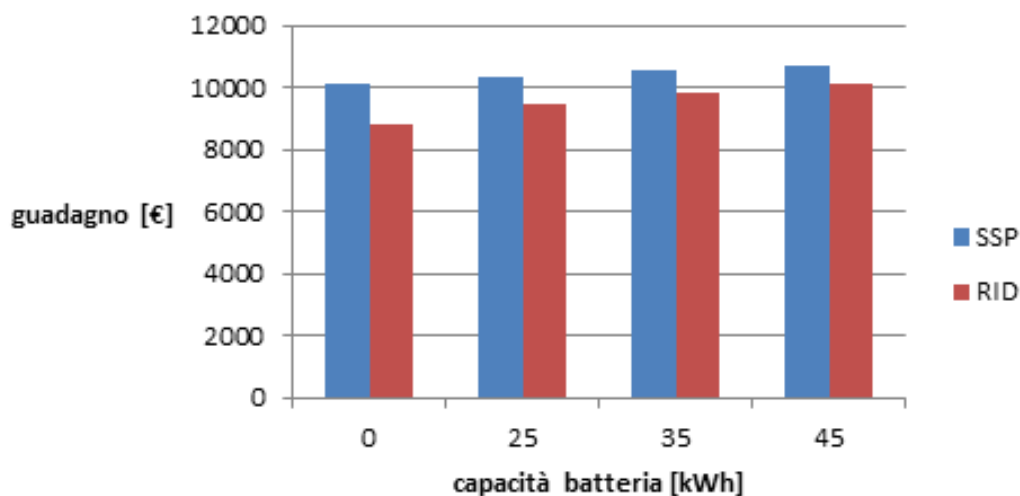


Figura 91: Guadagni del gestore della comunità in funzione del volume dell'accumulo elettrico, con meccanismo SSP e RID- Accumulo termico 24 m³ - Scenario DR2.

Si riporta di seguito la sintesi dei guadagni economici da parte dell'Aggregatore al variare del volume dell'accumulo termico e in assenza di accumulo elettrico.

Dalla Figura 92 e Figura 93 si può osservare come l'incremento dei guadagni non sono legati alla capacità dell'accumulo termico ma alla logica di gestione dell'impianto ibrido. In particolare si nota come passando dallo Scenario 02 (assenza di logica per ottimizzare l'autoconsumo e assenza di accumulo elettrico) allo Scenario 2 e allo Scenario DR2 (applicazione logica ad inseguimento FV e logica Demand Response) i guadagni per il soggetto Aggregatore si incrementano fino al 10 %.

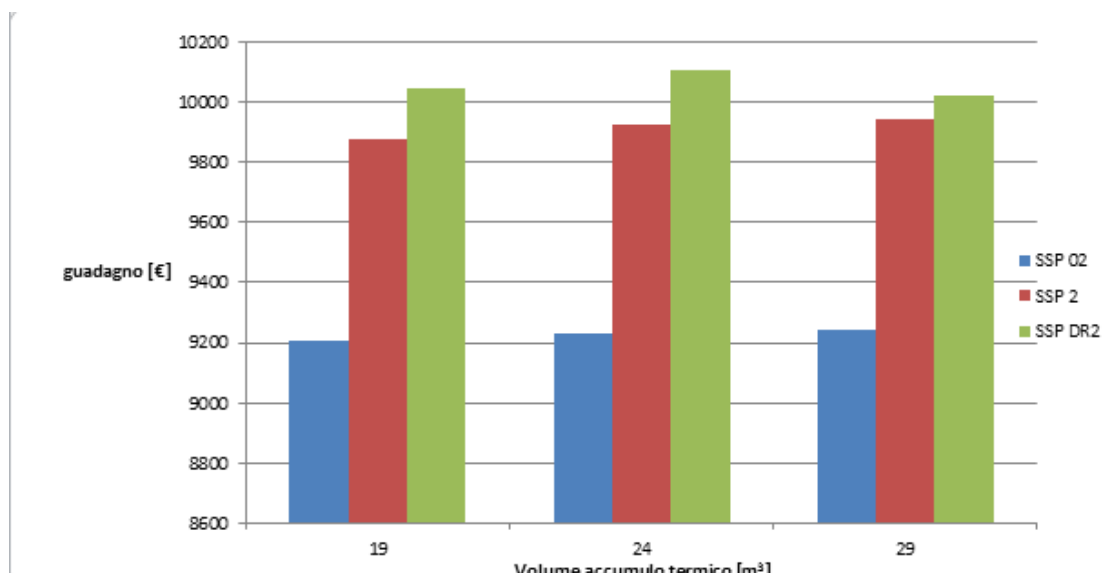


Figura 92: Guadagni del gestore della comunità in funzione del volume dell'accumulo termico, considerando il meccanismo di SSP nei tre scenari simulati batteria 0 kWh.

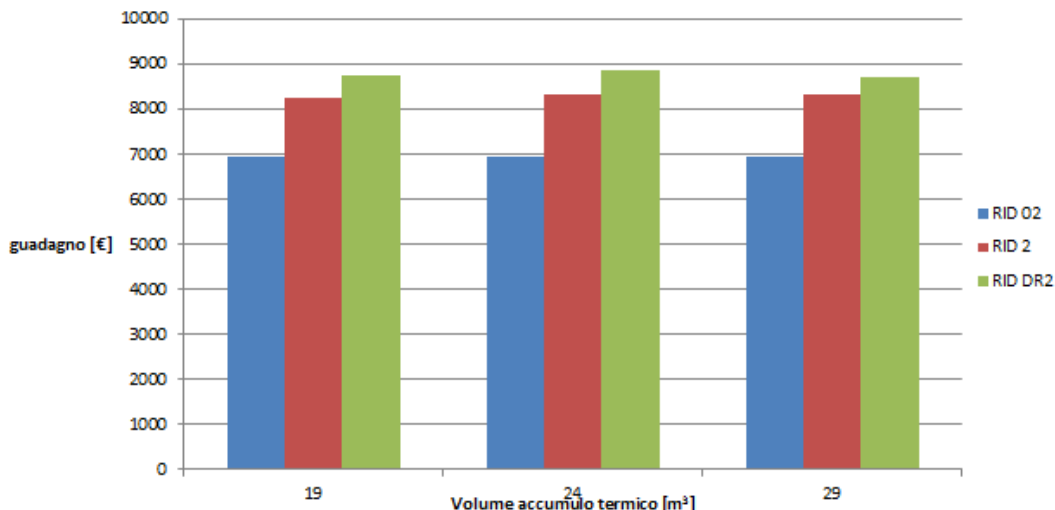


Figura 93: Guadagni del gestore della comunità in funzione del volume dell'accumulo termico, considerando il meccanismo di RID, nei tre scenari simulati.- batteria 0 kWh.

Per valutare quale tra gli scenari simulati risulti effettivamente più conveniente per il soggetto Aggregatore (considerando anche il costo di investimento iniziale), si riporta di seguito il calcolo del VAN per ciascuno degli casi analizzati.

Dalla Figura 94 si può osservare come all'aumentare della capacità di batteria si riduce il VAN a causa dell'incremento del costo di installazione iniziale.

Applicando le logiche DR (Figura 95), il VAN aumenta, poiché i guadagni aumentano conseguentemente all'incremento dell'autoconsumo, determinando una riduzione del tempo di rientro dell'investimento.

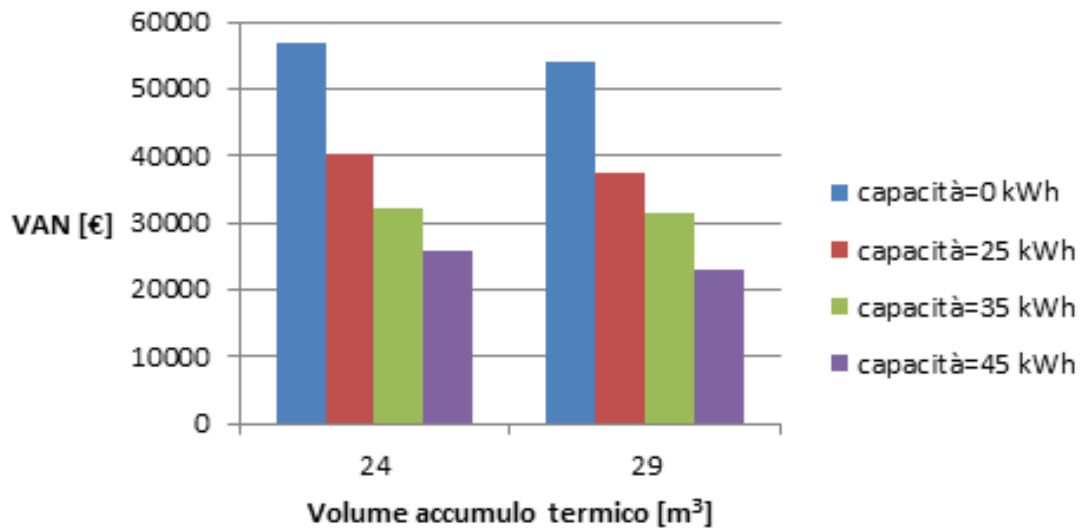


Figura 94: Scenario 2: Andamento del VAN in funzione del volume dell'accumulo termico, al variare della capacità della batteria.

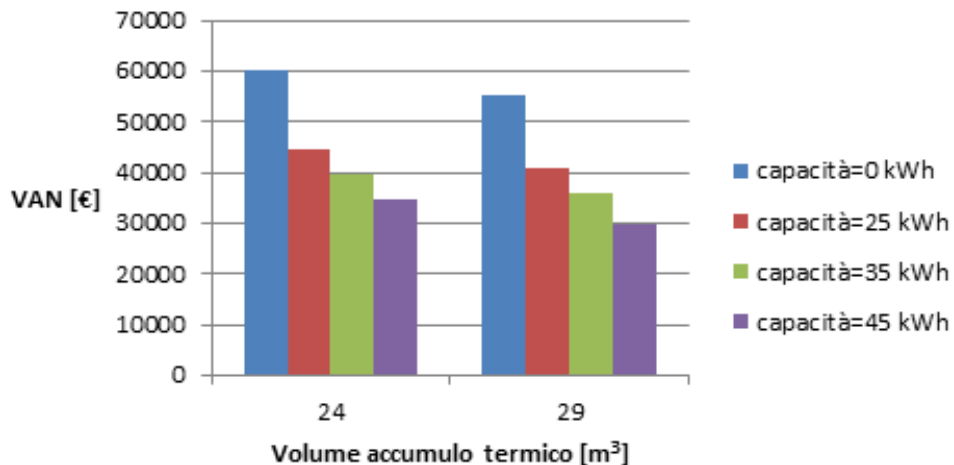


Figura 95: Scenario DR2: Andamento del VAN in funzione del volume dell'accumulo termico, al variare della capacità della batteria.

Osservando la sintesi dell'analisi economica corrispondente ai tre scenari simulati (Figura 96) si evince che il valore di VAN maggiore si ha in corrispondenza dello scenario DR2.

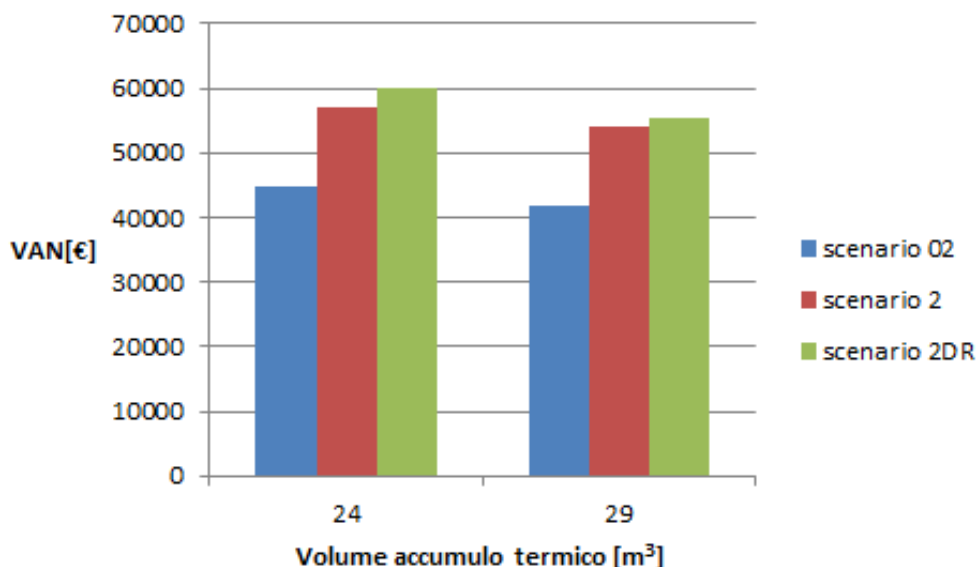


Figura 96: Andamento del VAN in funzione del volume dell’accumulo termico, al variare della capacità della batteria nei tre scenari simulati.

Si riportano di seguito i flussi di cassa annui cumulati corrispondenti alla simulazione della microcomunità energetica con Scenario 2 e Scenario DR2.

Come si evince dal grafico di *Figura 98*, in corrispondenza dello Scenario DR2 si ottiene un tempo il ritorno minimo dell’investimento (TR) pari a 13 anni. (circa due anni in meno rispetto al tempo di ritorno corrispondente allo Scenario DR1).

Per quest’ultimo caso si ipotizza un incentivo del 50% dei costi di investimento iniziali per l’acquisizione e l’installazione di tutti i componenti dell’impianto ibrido compreso i sistemi d’accumulo elettrico. In *Figura 99* si riporta il flusso di cassa annuo cumulato per lo Scenario DR2 con batteria 25 kWh e accumulo termico 24 m³ con regime Scambio Sul Posto.

Come si evince dall’andamento dei flussi di cassa, l’ipotesi dell’incentivo riduce il Tempo di Ritorno dal tredicesimo anno al sesto anno con un valore del VAN complessivo al venticinquesimo anno pari a circa 90.000€.

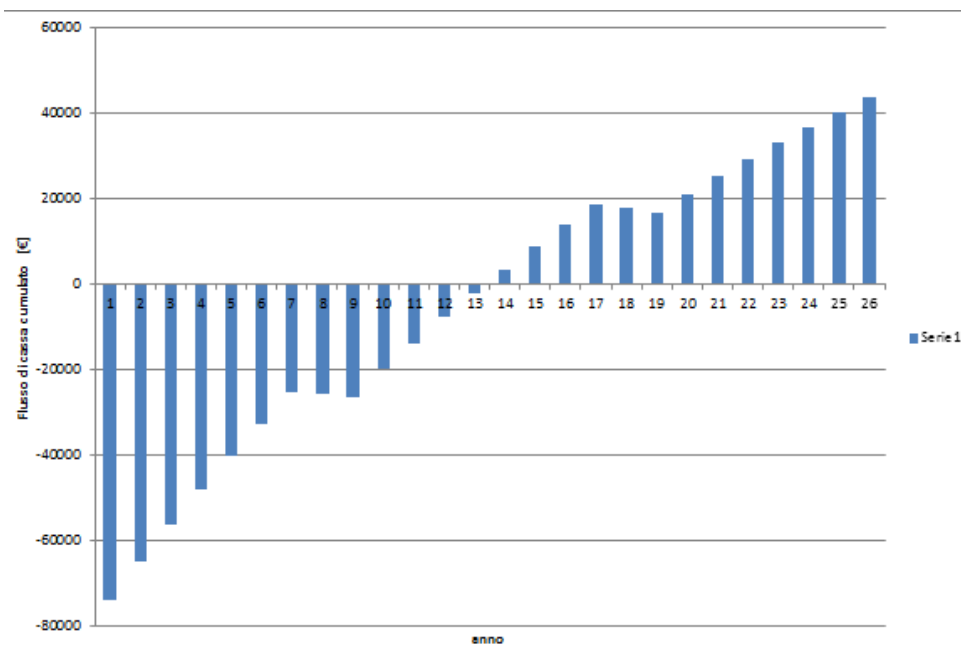


Figura 97: Flussi di cassa cumulati - accumulo termico pari a 24 m³, capacità batteria nulla, Scambio Sul Posto -Scenario 2.

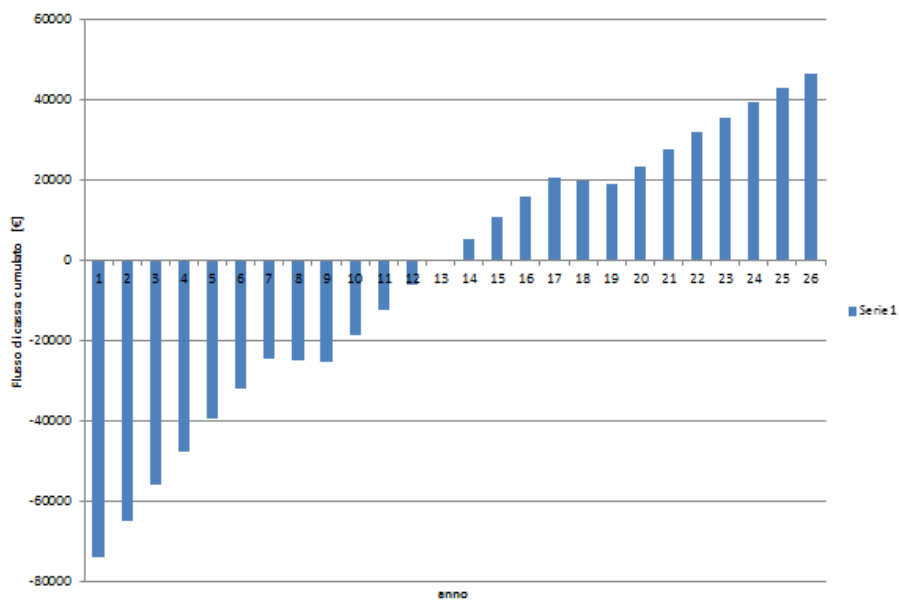


Figura 98: Flussi di cassa cumulati - accumulo termico pari a 24 m³, capacità batteria nulla, Scambio Sul Posto - Scenario DR2

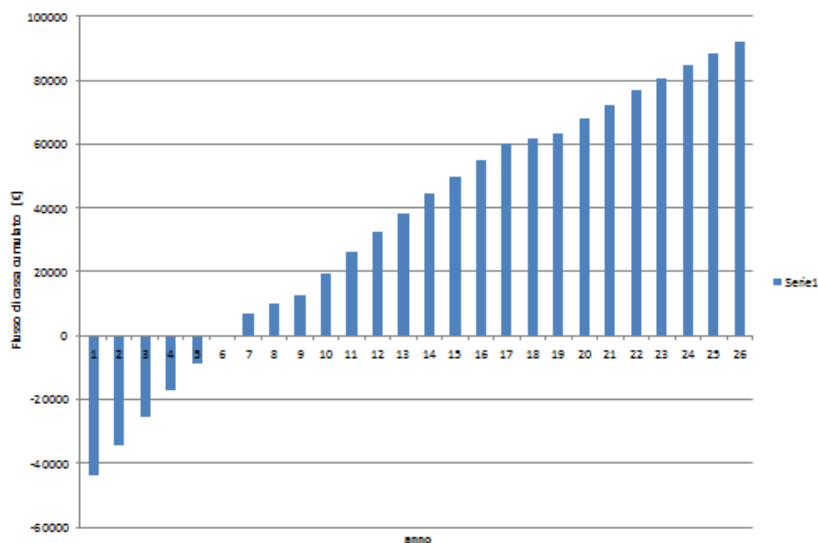


Figura 99: Flussi di cassa cumulati - accumulo termico pari a 24 m³- capacità batteria pari a 25 kWh, incentivo 50% investimento iniziale - SSP – Scenario DR2.

Confrontando i risultati economici ottenuti per lo Scenario1 (riportati in Figura 75) e quelli ottenuto per lo Scenario 2 (Figura 96) si osserva che la soluzione economicamente migliore si ottiene per lo Scenario DR2 a cui corrisponde un valore del VAN al venticinquesimo anno pari a circa 60.000 €.

5 Prove con sistemi real time dell’impianto ibrido utilizzando emulatori hardware dei singoli componenti

L’utilizzo di sistemi di emulazione permette di ottenere una valutazione più vicina al comportamento reale dell’impianto prima della realizzazione dello stesso. Inoltre è possibile sviluppare metodologie di controllo personalizzate e flessibili in relazione alla tipologia di edificio con il quale si interfaccia e alle esigenze degli occupanti.

Estendendo lo studio avviato nelle precedenti annualità, sono state provate le logiche di gestione dell’impianto ibrido a servizio della microcomunità energetica integrando la piattaforma di simulazione sopradescritta con un emulatore hardware della pompa di calore aria/acqua.

Il sistema di seguito descritto consente di provare, in condizioni di funzionamento prossime a quelle reali, il sistema di controllo che gestisce la potenza assorbita dalla pompa di calore centralizzata in funzione della potenza disponibile da fotovoltaico. Rispetto alle prove effettuate nelle precedenti annualità, nello studio di seguito descritto sono state effettuate le seguenti integrazioni: i) Nel simulatore dell’impianto ibrido è stato sostituito il modello simulink della pompa di calore con la scheda hardware che emula il suo comportamento reale; ii) utilizzando il componente Real-Time Synchronization di Simulink è stato possibile eseguire in tempo reale la simulazione della microcomunità energetica interfacciata con l’emulatore hardware; quest’ultima funzione ha consentito di valutare come la reale dinamica della pompa di calore (emulata) riesce ad a seguire la produzione dell’impianto FV locale (applicazione della logica inseguimento FV) e la richiesta del carico termico dell’edificio (simulati).

5.2 *Integrazione della piattaforma di simulazione dell'impianto ibrido con l'emulatore hardware della pompa di calore*

Si riporta di seguito lo schema del banco prova implementato in laboratorio per integrare i modelli MatLab/Simulink della microcomunità energetica e dell'impianto ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. con l'emulatore hardware (Carel- μ PC Simulator) della pompa di calore attraverso un canale Modbus su TCP/IP.

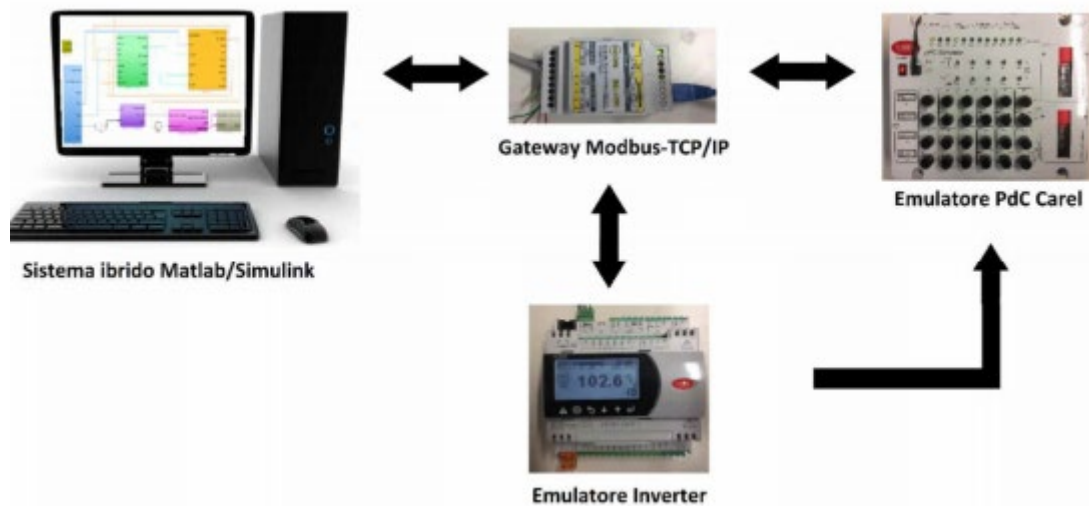


Figura 100: Schema integrazione Simulatore impianto ibrido - emulatore hardware pompa di calore.

Per il realizzare il banco prova di Figura 100 è stato utilizzato un emulatore della Carel già acquisito e provato nelle precedenti annualità.

L'emulatore della Carel permette di simulare il comportamento di vari tipi di compressori installati all'interno delle reali pompe di calore. Nel caso in esame è stata scelta una pompa di calore con potenza termica nominale simile a quella simulata nel caso studio della microcomunità energetica (70 kWt)

E' possibile gestire la potenza assorbita dalla pompa di calore emulata grazie alla presenza di un emulatore dell'inverter (Figura 100) che in funzione di un segnale esterno regola il numero di giri del compressore dal 20 % al 100 % restituendo in uscita il relativo assorbimento elettrico.

L'emulatore Carel utilizzato nel banco prova è costituito della stessa scheda di controllo installata nella pompa di calore dell'impianto sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. di Casaccia.

Come indicato in Figura 100, il modello Matlab/Simulink dell'impianto ibrido comunica direttamente con l'emulatore attraverso un gateway; quest'ultimo serve a convertire il messaggio Modbus su TCP/IP, inviato dal modello Simulink attraverso l'uscita LAN del PC, in un protocollo Modbus su seriale RS485 utilizzato dall'interfaccia dell'emulatore.

Il nuovo blocco Simulink implementato in questa annualità è in grado di scrivere sull'emulatore diverse variabili tra cui il numero di giri del compressore e i set-point di temperatura; contemporaneamente il blocco Simulink legge la potenza assorbita dalla pompa di calore in corrispondenza al punto di funzionamento della poma di calore. Con la suddetta funzione è stato possibile simulare in laboratorio un comportamento reale della pompa di calore gestita con le logiche di controllo previste nella la gestione del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. per incrementare l'autoconsumo delle fonti rinnovabili locali.

In particolare nelle prove riportate di seguito è stata utilizzata la piattaforma Matlab/Simulink per simulare il modello la microcomunità energetica costituito da un condominio con 10 appartamenti interfacciato con il sistema hardware di Figura 100 per emulare:

- il funzionamento della pompa di calore (potenza termica, assorbimento elettrico, COP);
- la modulazione della potenza assorbita dalla pompa di calore in funzione del segnale inviato all'inverter per modulare il numero di giri del compressore.

La prova è stata effettuata in tempo reale utilizzando il blocco Real – Time Synchronization di Simulink quest’ultimo sincronizza il time step di simulazione con il reale tempo di esecuzione.

5.2.1 Blocco interfaccia simulatore-emulatore

Si riporta di seguito lo schema a blocchi semplificato per indicare come avviene lo scambio di informazioni tra il simulatore e l’emulatore:

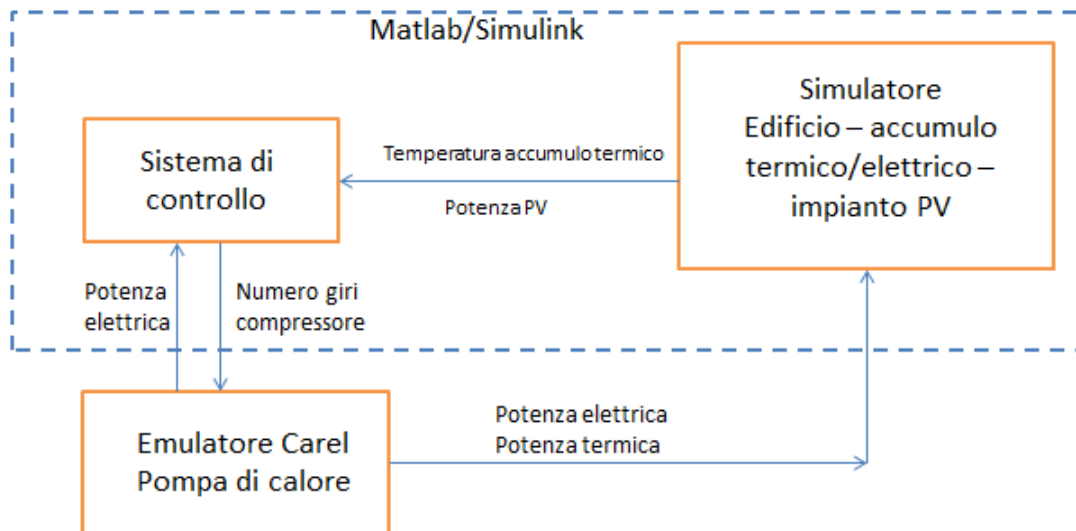


Figura 101: Schema a blocchi semplificato interfaccia Simulatore microcomunità energetica emulatore pompa di calore.

Come si può osservare dallo schema di Figura 101, il sistema di controllo, in funzione della potenza prodotta dall’impianto FV e dalla temperatura dell’accumulo termico, scrive il numero di giri del compressore della pompa di calore per massimizzare l’autoconsumo.

L’emulatore restituisce al simulatore l’andamento della potenza elettrica assorbita e della potenza termica generata (*quest’ultimo valore viene in questa fase viene generato utilizzando le curve caratteristiche della pompa di calore ricavate dal modello commerciale*) con il quale il simulatore varia lo stato di carica delle batterie e la temperatura dell’accumulo termico dell’impianto ibrido a servizio del condominio.

L’interfaccia software tra il simulatore e l’emulatore è stata implementata in Simulink con il modello riportato in Figura 102; quest’ultimo, come si può osservare nello schema, è gestito da due Pulse Generator dalla cui uscita vengono attivati alternativamente i blocchi di scrittura e lettura come di seguito indicato:

- 0 = abilita il blocco per la scrittura del numero di giro del compressore;
- 1 = abilita il blocco per la lettura della potenza elettrica;
- 2 = abilita il blocco per la lettura del numero di giri effettivi.

0 = scrittura
 1= lettura potenza elettrica
 2= lettura n giri

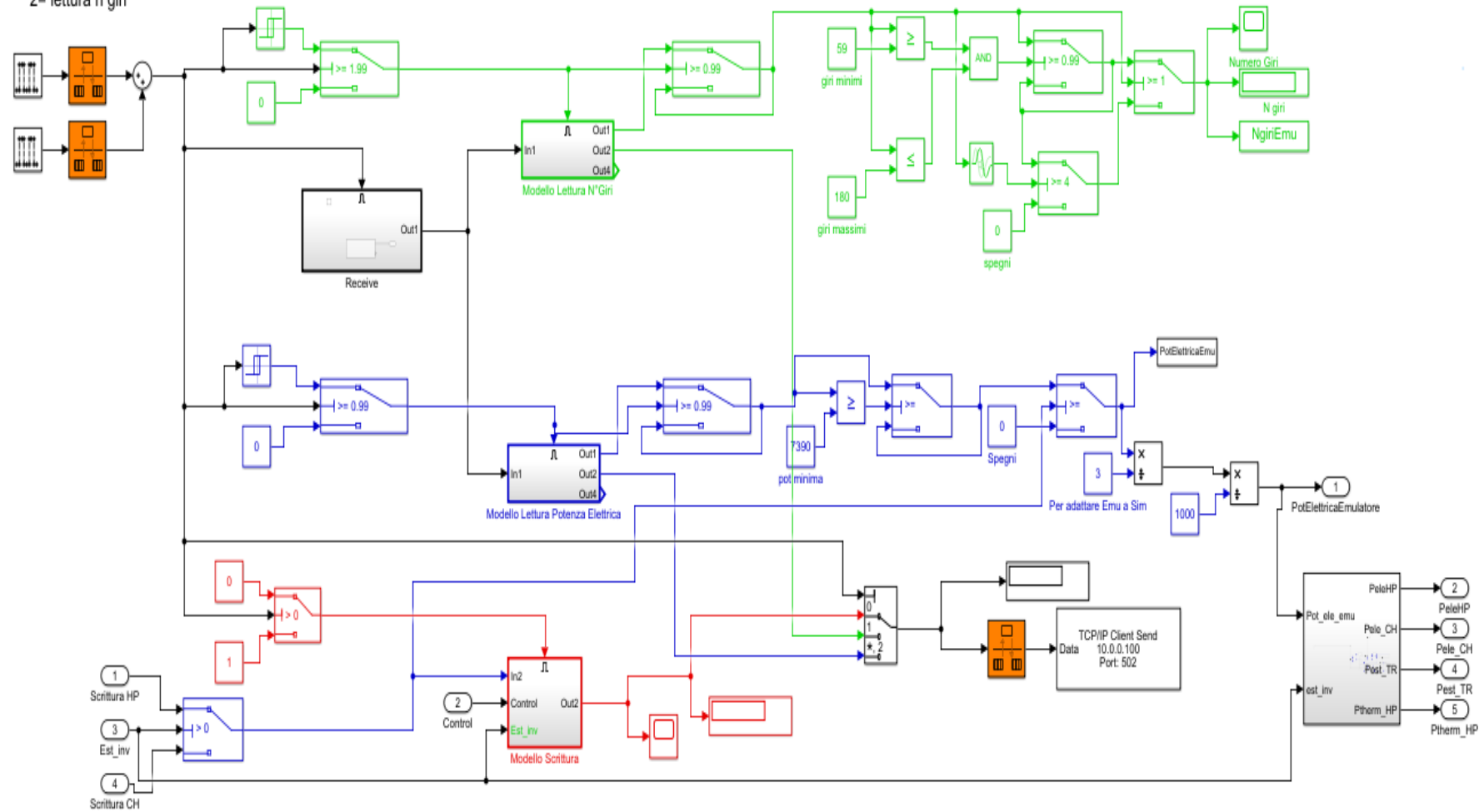


Figura 102: Modello simulink per integrare il simulatore della microcomunità energetica con l'emulatore hardware della pompa di calore.

Blocco lettura: n° giri compressore –lettura potenza elettrica

Per leggere le variabili “numero giri compressore” e “potenza elettrica assorbita”, i relativi blocchi simulink inviano alla porta “TCP/IP Send” un messaggio Modbus descritto di seguito.

```

transID=uint16(2);
%%
% apparently, the channel is successfully opened.
transID = uint16(transID+1); % 16b Transaction Identifier
ProtID = uint16(0); % 16b Protocol ID (0 for ModBus) NON VARIARE
Lenghf = uint16(4); % 16b Remaining bits (6) Lunghezza dei valori letti
UnitID = uint16(1); % Unit ID (0) Indirizzo Unità
UnitID = bitshift(UnitID,8); %Traduzione indirizzo
Funcod = uint16(3); % Function code: write (6) Indicazione della funzione...
%3 lettura holding register...6 Scrittura ecc ecc
UnitIDFuncod = bitor(Funcod,UnitID);
Add = uint16(18); % 16b Address of the register (8501)Valore decimale dell'indirizzo Modbus da cui partire
Val = uint16(2);
%Val= uint16(2);% 16b Data (5)
message = [transID; ProtID; Lenghf; UnitIDFuncod; Add; Val];
    
```

Figura 103: Estratto della codice Modbus implementato in Simulink per la lettura delle variabili dell’Emulatore.

La funzione che abilita la lettura è indicata nel codice Modbus di Figura 103 alla voce “Funcod” e vale 1 per leggere le variabili digitali e 3 per leggere quelle analogiche.

Il messaggio Modbus che viene inviato alla porta TCP/IP è il vettore “message” con 6 componenti che contiene tra gli altri parametri il registro Modbus dell’emulatore (variabile “Add”) corrispondente al registro variabile da leggere.

La porta TCP/IP è implementata con il blocco Simulink: "TCP/IP Send" indicato in Figura 102 e mostrato nel dettaglio in Figura 104; quest’ultimo incapsula la struttura dati Modbus e la trasmette all’emulatore attraverso il canale TCP/IP.

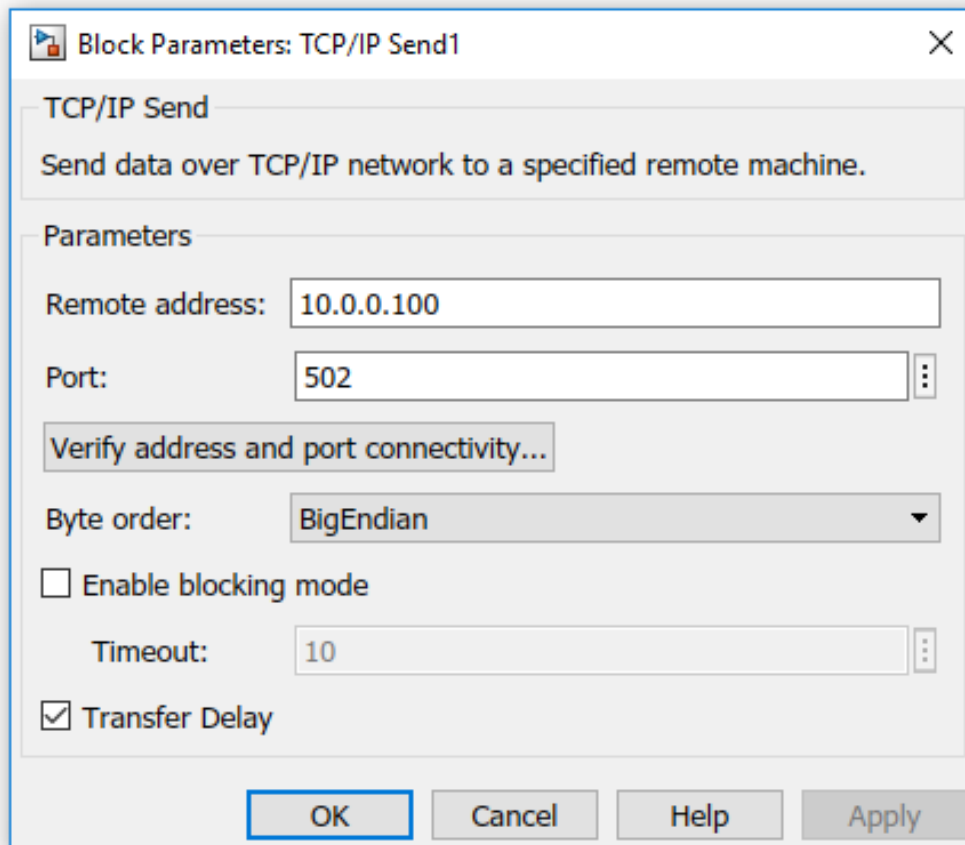
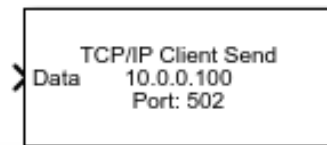


Figura 104: Blocco Simulink per trasmettere il messaggio Modbus all'emulatore.

Per inviare correttamente il messaggio è necessario impostare nel blocco di Figura 104:

- l'IP del gateway a cui è connesso lo strumento di misura da interrogare;
- la porta attraverso la quale il gateway riceve i messaggi Modbus TCP/IP;
- il timeout corrispondente al numero di time step che il blocco aspetta senza ottenere risposta dallo strumento dopo il quale Simulink va in errore.

L'impostazione di quest'ultimo parametro è fondamentale per garantire la continuità del monitoraggio e dipende dalla velocità con la quale è possibile stabilire la connessione con lo strumento remoto.

La scheda dell'emulatore risponde inviando un messaggio Modbus al blocco "TCP/IP Receive" di Simulink indicato nello schema di Figura 105. Il messaggio ricevuto è una stringa di 13 byte di cui solo gli ultimi 4 contengono l'informazione richiesta. Per tale motivo il messaggio viene inviato ad una funzione Matlab che converte gli ultimi 4 valori da decimale a esadecimale, li concatena in un'unica stringa e alla fine riconverte il valore ottenuto in decimale corrispondente al valore istantaneo trasmesso dall'emulatore.

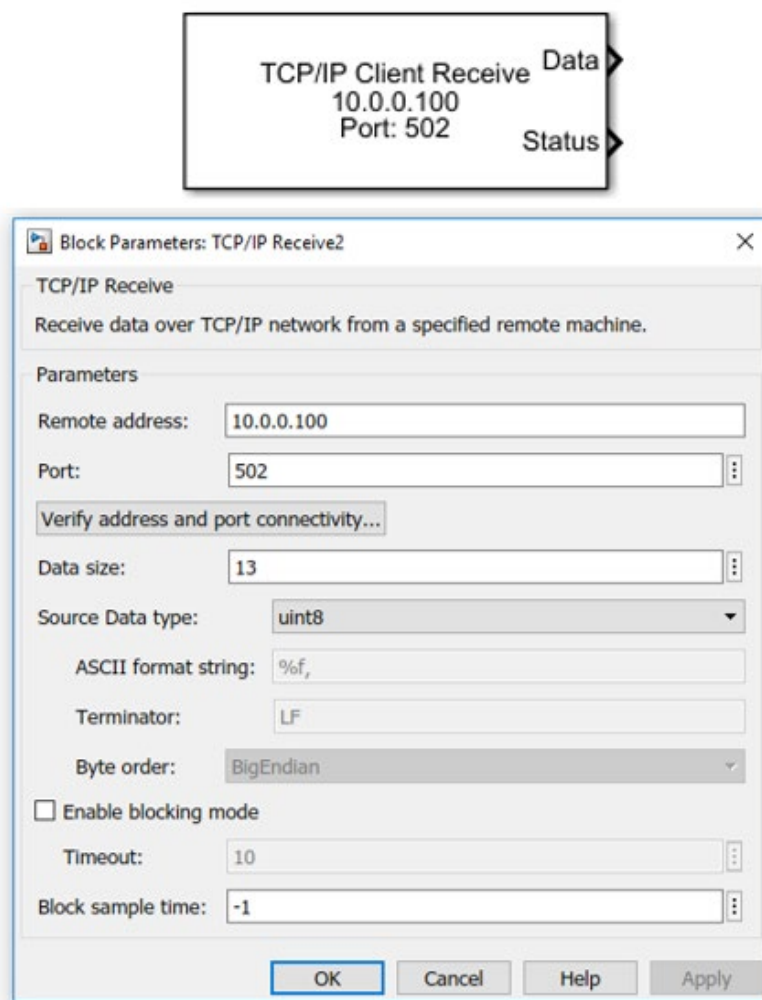


Figura 105: Blocco Simulink per ricevere il messaggio Modbus dall'emulatore.

Il blocco “TCP/IP Receive” di Figura 105 necessita dei seguenti parametri per il corretto funzionamento:

- l’IP del gateway da cui ricevere il messaggio;
- la dimensione delle informazioni contenute nel messaggio espressa in byte (Data size = 13);
- il tipo di codifica del dato ricevuto (uint8);
- il timeout, il cui valore impostato è uguale al blocco “TCP/IP Send”;
- il sample time: intervallo di attesa durante la simulazione per il campionamento dei messaggi ricevuti. Il sample time consente di campionare dei messaggi con un intervallo adatto alla costante di tempo del fenomeno fisico monitorato.

Dalle prove effettuate si è potuto verificare che per evitare errori e blocchi nello scambio di dati (in lettura e in scrittura) in tempo reale tra il simulatore e emulatore, il sample time del simulatore deve essere impostato a passo fisso con un valore minimo di 30 secondi.

Blocco scrittura variabili

Per scrivere il numero di giri del compressore o il set point di temperatura dell’accumulo, si utilizza il blocco “modello scrittura” riportato nello schema di Figura 102.

Il modello scrittura variabili implementa il codice Modbus tramite una Mathfunction come riportato in Figura 106. Nel messaggio inviato sono presenti due parametri: i) l’indirizzo del registro Modbus della variabile da scrivere (variabile “Add”) posta fissa a 77 per scrivere il numero di giri; ii) il valore da scrivere (variabile “Val”) moltiplicato per 10. Quest’ultimo viene fornito come output dal sistema di controllo in

Simulink: in base alla lettura della potenza disponibile da FV (simulato) viene variato il numero di giri del compressore e di conseguenza la potenza assorbita dalla pompa di calore.

```

transID=uint16(3);
transID = uint16(transID+1); % 16b Transaction Identifier:
ProtID = uint16(0); % 16b Protocol ID (0 for ModBus) NON VARIARE
Lenghf = uint16(4); % 16b Remaining bits (6) Lunghezza dei valori letti
UnitID = uint16(1); % Unit ID (0) Indirizzo Unità
UnitID = bitshift(UnitID,8); %Traduzione indirizzo
FunCod = uint16(6); % Function code: write (6) Indicazione della funzione.
%3 lettura holding register...6 Scrittura ecc ecc
UnitIDFunCod = bitor(FunCod,UnitID);
Add = uint16(77);
Val = uint16(L1); % 16b Data (5) transID*10
message = [transID; ProtID; Lenghf; UnitIDFunCod; Add; Val];

```

Figura 106: Codice Modbus per la scrittura numero giri compressore.

La pompa di calore, di default, lavora in modalità “automatico” con una potenza che è proporzionale alla differenza di temperatura tra il set-point e la temperatura di mandata del fluido.

Per abilitare la scrittura del numero di giri è necessario cambiare il tipo di gestione dell’emulatore da “automatico” a “manuale”. Questo può essere effettuato mediante il suo display (uguale al display della pompa i calore reale) nella voce “Manual request hp” selezionando “MAN”.

5.2.2 Blocco Simulink Real-Time Synchronization

Come anticipato nei precedenti paragrafi, per avere una comunicazione temporale coordinata tra l’emulatore e il simulatore è stato utilizzato il blocco Real-Time Synchronization di Simulink riportato in Figura 107:

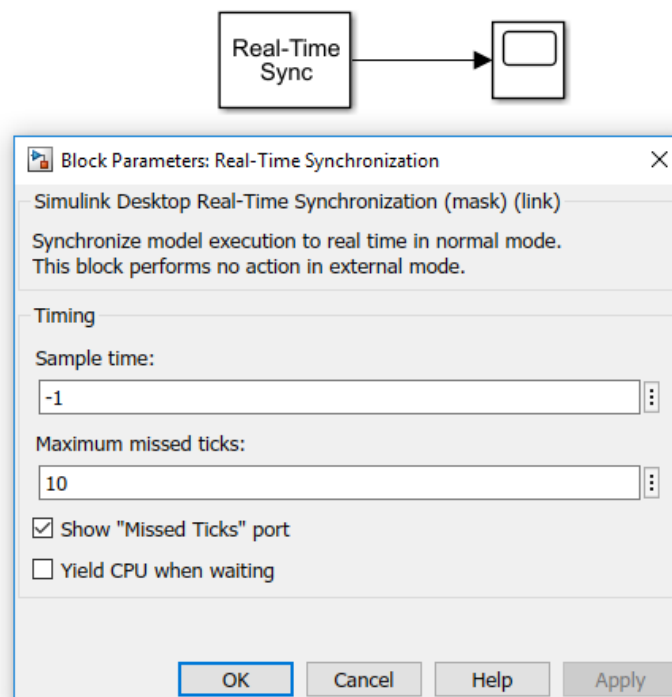


Figura 107: Configurazione del blocco Simulink Real Time Synchronization.

Tale blocco permette al modello di girare con un tempo coincidente con il tempo reale visualizzando gli eventuali punti persi durante la simulazione. Nel caso in esame è stato impostato un massimo numero di punti persi pari a 10, oltre il quale la simulazione si blocca.

Inoltre deve essere opportunamente settato il sample time con valore uguale o multiplo intero del passo di simulazione.

5.2.3 Criticità riscontrate nella fase di calibrazione

La struttura in Matlab/simulink implementata per la comunicazione tra simulatore ed emulatore non consente la lettura e la scrittura contemporaneamente delle variabili di controllo, queste due azioni vengono eseguite su passi differenti con un ritardo pari a uno o più passi di simulazione e un conseguente errore tra il valore impostato e il valor effettivamente letto.

Per valutare il suddetto errore sono state effettuate diverse prove; si riporta in Figura 108 l’andamento della potenza prodotta dal campo FV (da simulatore) e la potenza della pompa di calore (da emulata hardware) regolata con logica “ad inseguimento FV”; la prova è stata eseguita per un tempo di circa 60 minuti in inverno, con un passo di 90 secondi, durante la quale è possibile apprezzare come variano le principali grandezze in esame.

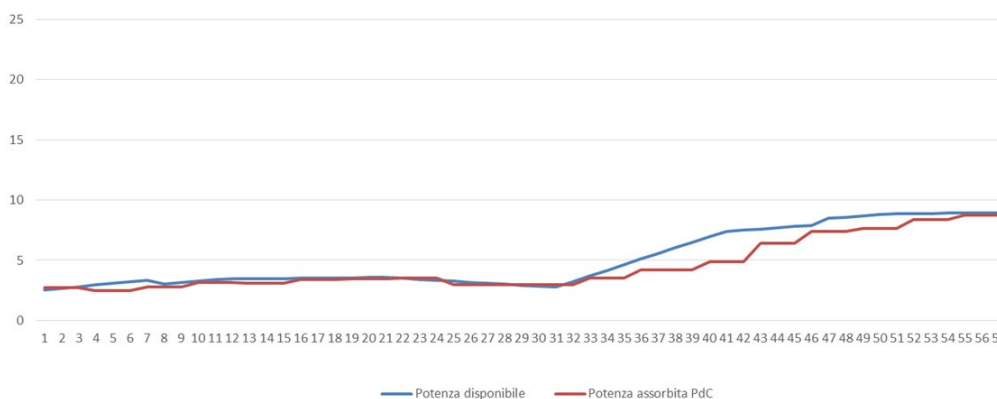


Figura 108: Prova regolazione potenza pompa di calore per inseguire potenza prodotta da FV.

Nella prova di Figura 108 è stato calcolato il massimo errore percentuale, $e\%$, dovuto sia al ritardo di comunicazione sia all’inerzia che ha l’emulatore ad adattarsi al nuovo set point del numero di giri del compressore:

$$e\% = \frac{\text{Valore Potenza FV} - \text{Valore potenza pdc}}{\text{Valore FV}} \cdot 100 = \frac{6,48 - 4,2}{6,48} \cdot 100 = 35\% \quad (5)$$

Il suddetto errore pari al 35% tende comunque ad azzerarsi dopo pochi step di simulazione; nel caso specifico della prova riportata in Figura 108 l’errore si annulla dopo pochi minuti.

5.3 prove con il sistema simulatore-emulatore

Si riportano di seguito le prove sperimentali effettuate con il sistema simulatore-emulatore riproducendo il funzionamento in una giornata tipo del sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. applicato ad un caso studio aventi le seguenti caratteristiche:

- codominio costituito da 10 appartamenti;
- modello accumuli termici costituito da due serbatoi, uno caldo ed uno freddo, da 10 m³ ciascuno;
- modello impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a 45 kWp;
- modello sistema d’accumulo elettrico con una capacità di 25 kWh.

- pompa di calore aria/acqua riprodotta con emulatore Carel le cui caratteristiche tecniche sono le seguenti:

Tabella 21: Caratteristiche pompa di calore emulata.

Riscaldamento	Potenza Elettrica nominale	16 kW
	COP	4,95
Raffrescamento	Potenza Elettrica nominale	16 kW
	COP	3,24

Come previsto dalla Scenario 2 simulato nel precedente capitolo, l'ACS viene prodotta con pompa di calore installata nei singoli appartamenti.

I flussi energetici dell'impianto ibrido a servizio del condominio simulato vengono gestiti da un unico sistema di controllo in modo da:

- soddisfare le richieste elettriche degli utenti privilegiando l'energia prodotta dal campo fotovoltaico;
- modulare la potenza assorbita dalla pompa di calore per inseguire la produzione del campo fotovoltaico locale;
- accumulare la potenza termica istantanea prodotta in eccesso rispetto al carico (load shifting termico);
- accumulare la potenza elettrica istantanea prodotta in eccesso rispetto al carico (load shifting elettrico).

Il controllo dell'assorbimento elettrico della pompa di calore avviene regolando con il PI, implementato in Simulink, il numero di giri del compressore in modo da inseguire la produzione istantanea del campo fotovoltaico locale come descritto nei precedenti capitoli.

Prima di avviare la prova, il funzionamento della pompa di calore è stata impostata da automatico in manuale; durante la prova il controllo può tornare in modalità automatico quando si manifestano le seguenti condizioni:

Funzionamento invernale

L'emulatore della pompa di calore passa al controllo automatico definito "inseguimento termico", indipendentemente dalla presenza del fotovoltaico, quando la temperatura dell'accumulo scende sotto i 35°C e rimane attivo finché la stessa non raggiunge i 38°C.

Inoltre, l'inseguimento termico determina un avvio graduale del compressore della pompa di calore in funzione della differenza tra la temperatura del serbatoio e il set-point da raggiungere.

Funzionamento estivo

Il controllo passa in modalità automatico quando la temperatura dell'accumulo freddo sale sopra 16°C. L'inverter avvia il compressore al minimo numero di giri quando la temperatura inizia a salire sopra 16°C per portarsi al massimo numero di giri e alla massima potenza assorbita una volta raggiunta la temperatura di 20°C. La modalità automatica rimane attiva fin quando la temperatura non riscende sotto i 16 °C.

Durante il funzionamento in modalità "inseguimento fotovoltaico" il sistema di controllo gestisce la pompa di calore come di seguito indicato:

Inseguimento fotovoltaico invernale:

Il sistema di controllo regola la potenza assorbita dalla pompa di calore in modo da inseguire la potenza disponibile del fotovoltaico (calcolata come differenza tra la potenza prodotta e il profilo di carico elettrico

del condominio), modulando la capacità del compressore fino ad un valore minimo pari al 20% della capacità nominale. In questo modo, come negli esempi di seguito riportati, è stato possibile ottenere valori di autoconsumo del fotovoltaico attorno all'80%, nonostante i ritardi dovuti alle inerzie e alla comunicazione tra i dispositivi. Il sistema di controllo spegne la pompa di calore quando la temperatura dell'accumulo raggiunge il massimo valore previsto (pari a 55°), commuta invece su modalità automatica quando la temperatura dell'accumulo scende sotto i 35°C.

Inseguimento fotovoltaico estivo

Il compressore della pompa di calore si attiva in modo da inseguire la potenza disponibile del FV fino al raggiungimento della temperatura minima dell'accumulo freddo pari a 4,5 °C.

5.3.1 Emulazione giornata invernale

Per attivare l'emulatore della pompa di calore solo in riscaldamento, occorre settare dal display di Figura 109 la funzione "inverno" come illustrato di seguito:

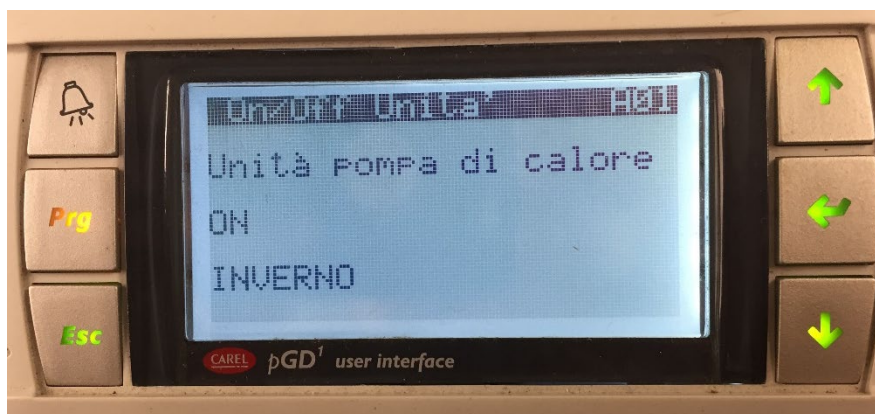


Figura 109: Foto del display per l'interfaccia emulatore – configurazione inverno.

Successivamente è possibile avviare il sistema simulatore -'emulazione, configurando un passo in simulink pari a 30 secondi e un intervallo della simulazione pari a 24 ore.

Si riporta di seguito il risultato della prova sperimentale completa di 24 ore in cui è possibile apprezzare l'andamento delle principali grandezze prese in esame:

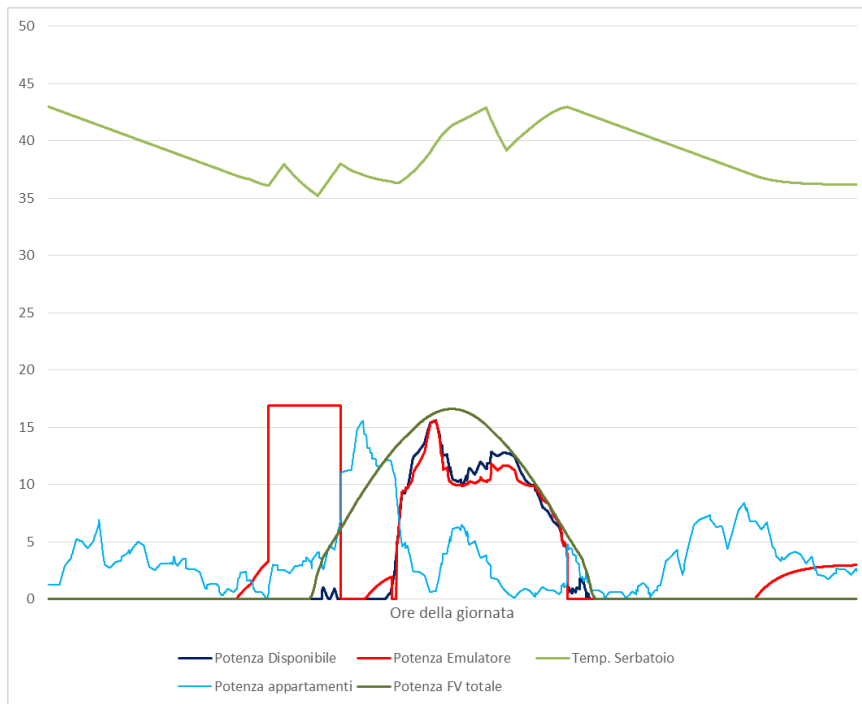


Figura 110: Andamento delle principali grandezze emulate-simulate in inverno.

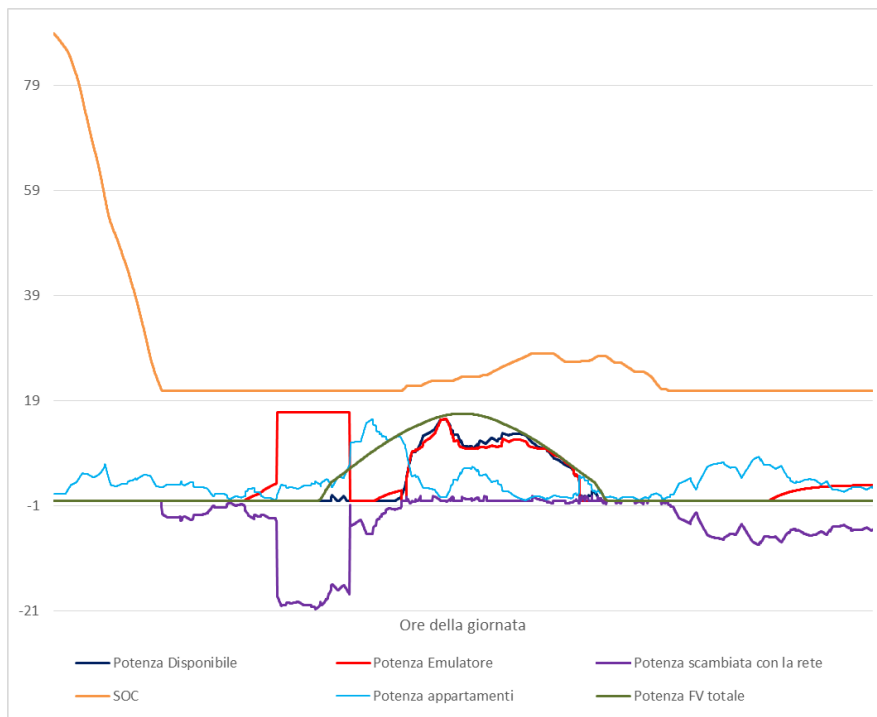


Figura 111: Andamento delle principali flussi di potenza nella prova sperimentale del sistema emulatore-simulatore –giorno tipo invernale.

Come è possibile vedere in Figura 111, la pompa di calore emulata si avvia in momenti diversi della giornata in funzione della temperatura dell'accumulo e della disponibilità della potenza prodotta dal fotovoltaico. In particolare, si può osservare dalla Figura 111 come il sistema di controllo attiva la funzione "inseguimento fotovoltaico" modulando la potenza della pompa di calore nelle ore centrali della giornata per inseguire la potenza disponibile prodotta localmente. Infatti è possibile apprezzare come in tali ore, la

potenza prelevata dalla rete (in viola, negativa) si riduce drasticamente rispetto alle altre ore della giornata. Inoltre in queste ore è stato possibile rialzare parzialmente lo stato di carica della batteria (SOC).

Nelle prime ore della giornata si osserva un avvio della pompa di calore in modalità inseguimento termico per riportare in temperatura il serbatoio che ha raggiunto nella notte la temperatura minima di 35 °C con conseguente prelievo di energia dalla rete data l'assenza di potenza disponibile sia dal fotovoltaico sia dalle batterie. Le logiche così implementate hanno permesso di raggiungere i seguenti indici di autoconsumo, autosufficienza e energia prelevata e immessa:

Tabella 22: Indici energetici e energia scambiata con la rete – inverno.

Autoconsumo	95%
Autosufficienza	53%
Energia Prelevata [kWh]	87,6
Energia Immessa [kWh]	1

Figura 112: Rappresentazione dei flussi di potenza simulati ed emulati in inverno.

A scopo dimostrativo, è stata effettuata una prova con sistema emulatore-simulatore escludendo il carico elettrico del condominio al fine di verificare come la pompa di calore emulata riesca ad inseguire quasi perfettamente la produzione fotovoltaica con uno scarto minore rispetto all'esempio precedente; come riportato nel grafico di Figura 113:



Figura 113: Prova emulatore – simulatore senza carico condominiale – giornata invernale.

Dall’andamento delle potenze di Figura 113 è possibile notare che la produzione fotovoltaica, nel caso di esclusione del carico elettrico di edificio, è sufficiente per portare il serbatoio alla massima temperatura e il SOC di batteria ad un valore superiore rispetto al caso precedente. Come si può osservare in Tabella 23, per questa ultima prova si è ottenuto un incremento degli indici energetici di autoconsumo e di autosufficienza rispetto al caso precedente mantenendo limitato a circa 1 kWh l’immissione di energia in rete come riportato nella seguente tabella:

Tabella 23: Indici energetici e energia scambiata con la rete – inverno senza carico condominiale.

Autoconsumo	98%
Autosufficienza	86%
Energia Prelevata [kWh]	15,55
Energia Immessa [kWh]	1,12

5.3.2 Emulazione giornata estiva

Per l'emulazione di una giornata estiva è stato posto l'emulatore in modo che funzioni in modalità solo raffreddamento accedendo al menù del PGD e selezionando la modalità Estate come illustrato in Figura 114:

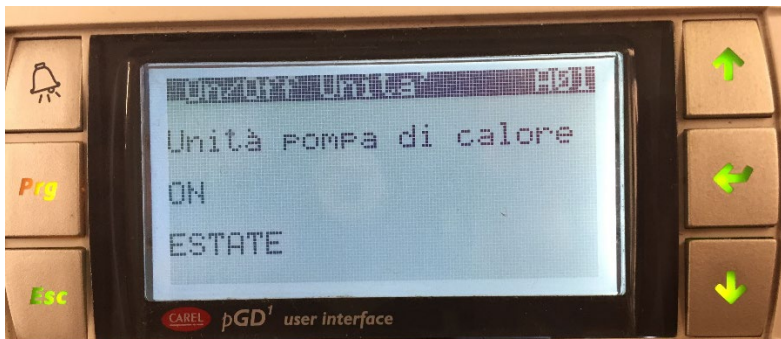


Figura 114: Foto PGD interfaccia emulatore pompa di calore – impostazione configurazione estate.

Si riportano di seguito i risultati della prova sperimentale eseguita configurando un passo minimo di simulazione pari a 30 secondi e un intervallo della stessa di 24 ore:

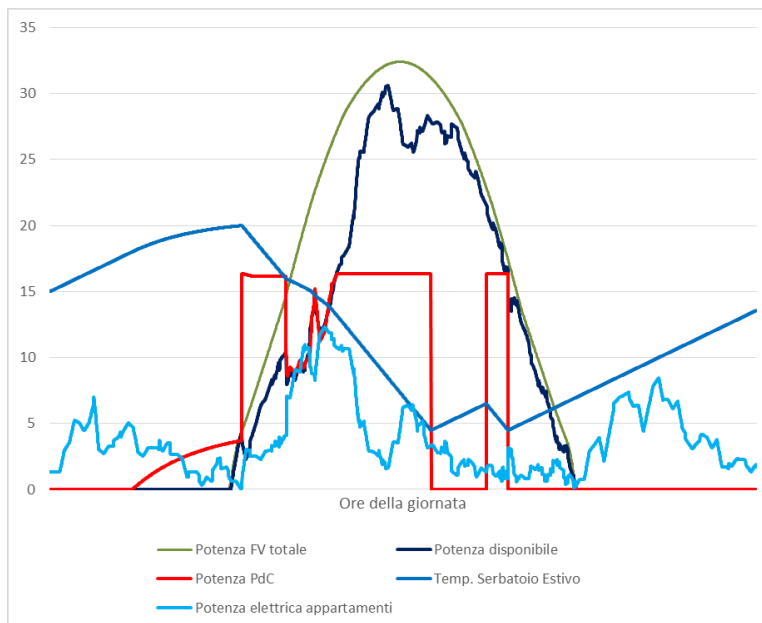


Figura 115: Rappresentazione delle principali grandezze emulate e simulate in estate.

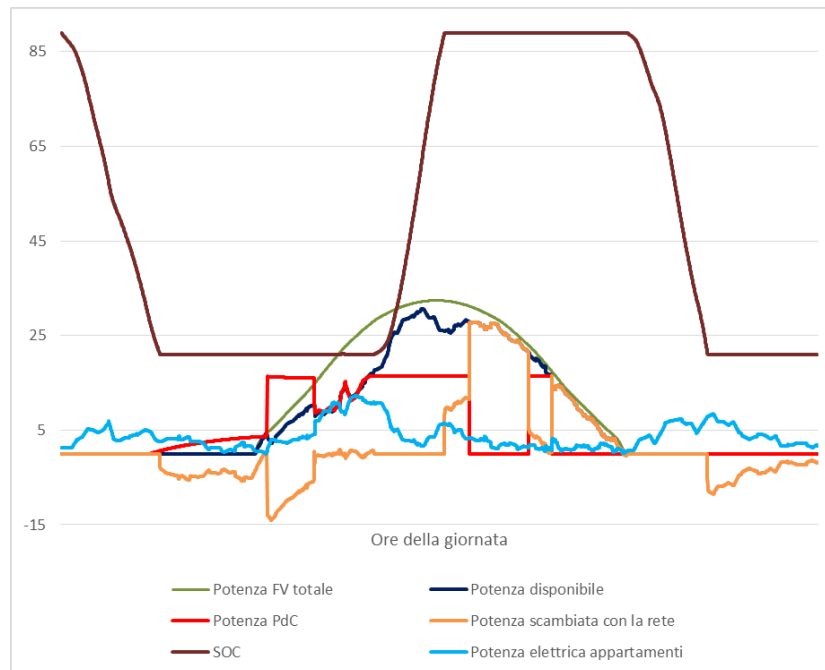


Figura 116: Rappresentazione dei flussi di potenza emulati e simulati in estate.

Come si può osservare dai grafici riportati in Figura 115 e in Figura 116, vista l'elevata potenza disponibile da FV rispetto al caso invernale, la modulazione del numero di giri applicata all'emulatore raggiunge il valore massimo e di conseguenza la massima potenza elettrica assorbita che satura ad un valore pari a circa 16 kW fino a quando la temperatura nell'accumulo termico non raggiunge il valore minimo tecnico consentito pari a 4,5 °C. La quota di potenza da FV eccedente il carico viene utilizzata prima per riportare il SOC delle batterie al valore massimo e successivamente viene immessa in rete. L'eccedenza di energia prodotta da FV e il pieno utilizzo degli accumuli termici ed elettrici hanno consentito di raggiungere un buon livello di autosufficienza della pompa di calore a discapito dell'autoconsumo della potenza prodotta localmente come indicato nei risultati energetici riportati in Tabella 24.

Tabella 24: Indici energetici e energia scambiata con la rete – estate

Autoconsumo	68%
Autosufficienza	80%
Energia Prelevata [kWh]	42,74
Energia Immessa [kWh]	75,29

6 Progettazione e installazione di un nuovo sistema di controllo dell'impianto ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. installato presso l'ENEA di Casaccia

In questa sezione è descritto il nuovo sistema di controllo progettato e installato nella prima annualità del PTR 2019-2021 presso l'impianto sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. del C.R. ENEA di Casaccia.

Il nuovo sistema hardware, descritto di seguito, è stato progettato per consentire una gestione da remoto e un monitoraggio di tutti i componenti che costituiscono l'impianto ibrido sperimentale; la struttura del nuovo sistema di controllo prevede inoltre l'utilizzo di un webserver con il quale è possibile impostare i parametri per provare e calibrare tutte le logiche di ottimizzazione dell'autoconsumo già implementate nella piattaforma di simulazione Matlab/simulink. Vista l'evoluzione tecnologia dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. prevista nelle prossime due annualità, il nuovo sistema di controllo è stato progettato prevedendo una predisposizione per consentire il cablaggio per i nuovi componenti.

6.1 Descrizione del nuovo sistema di controllo installato

Il primo passo per la progettazione del sistema di automazione è stato lo studio dei singoli componenti d'impianto e dei dispositivi in campo. Alcuni componenti già installati dispongono di schede di interfacciamento per il controllo diretto attraverso i protocolli di comunicazione (Modbus e CAN-Bus) mentre altri dispongono di semplici contatti di segnale (analogici e digitali) per il comando e la supervisione.

Di seguito si riportano le due tabelle riassuntive che indicano le tipologie di dispositivi e le modalità di interfacciamento utilizzate per il collegamento con il sistema di automazione:

Tabella 25: Protocollo di comunicazione componenti impianto S.A.P.I.EN.T.E..

Funzione	Comunicazione	Q.Tà
Gateway Modbus RTU/TCP IP	ModBus TCP	1
Analizzatore di rete elettrica	ModBus RS485	2
Misuratore di energia termica	ModBus RS485	5
Modulo di regolazione Dry-Cooler	ModBus RS485	2
Modulo di interfaccia Pompa di ricircolo	ModBus RS485	3
Pompa di calore	ModBus RS485	1
Carico elettrico 10kVA	ModBus TCP	1
Compensatore statico 30kVA	CAN-Bus	1

Tabella 26: Interfaccia dispositivi in campo.

Funzione	Contatto	Q.Tà
Sensore di temperatura a immersione	DC 0...10 V	8
Valvola a due vie	DC 0...10 V	3
Valvola a tre vie	DC 0...10 V	1
Bobina per resistenze di riscaldamento Accumuli	AC 24V	3

Viste le caratteristiche eterogenee dei protocolli di comunicazione è stato scelto un'unità di controllo multifunzione costituito da un PLC SENECA Z-TWS4 dotato di 4 I/O digitali integrati, memoria flash da 1GB, RAM 64GB, 1 porta CAN, 4 porte seriali, 2 porte USB, doppia porta Ethernet (LAN / WAN) e uno slot Micro SD card contenente una scheda 32 GB. Il PLC di Figura 117 è dotato di un web server per implementare sia i cruscotti associati al monitoraggio delle grandezze elettriche e termiche sia le interfacce utente necessarie per impostare i parametri delle logiche di controllo.



Figura 117: PLC per il controllo dell'sistema S.A.P.I.EN.T.E..

L'unità PLC di Figura 117 è in grado di gestire direttamente svariati protocolli di comunicazione tra cui in ModBus TCP, il ModBus RTU e il CAN-Bus che interessano lo specifico progetto.

Il software di programmazione principale utilizzato per la messa in servizio del sistema è Straton, uno strumento di sviluppo integrato basato sui linguaggi di programmazione propri della IEC 61131-3:

- Ladder Diagram (LD);
- Function Block Diagram (FBD);
- Instruction List (IL);
- Structured Text (ST);
- Sequential Function Chart (SFC).

Nel particolare caso le logiche di automazione sono state implementate attraverso il linguaggio ST ritenuto più versatile e facilmente riproponibile in eventuali espansioni future.

La CPU del dispositivo è sviluppata su base Linux in modo da integrarsi perfettamente con Straton ed offrire una configurazione del progetto più stabile senza rischi di crash durante il funzionamento in modalità automatica dell'hardware.

Si riporta di seguito lo schema semplificato del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. con indicazione del cablaggio dei singoli componenti d'impianto e dei dispositivi in campo con i relativi protocolli di comunicazione gestiti dal PLC.

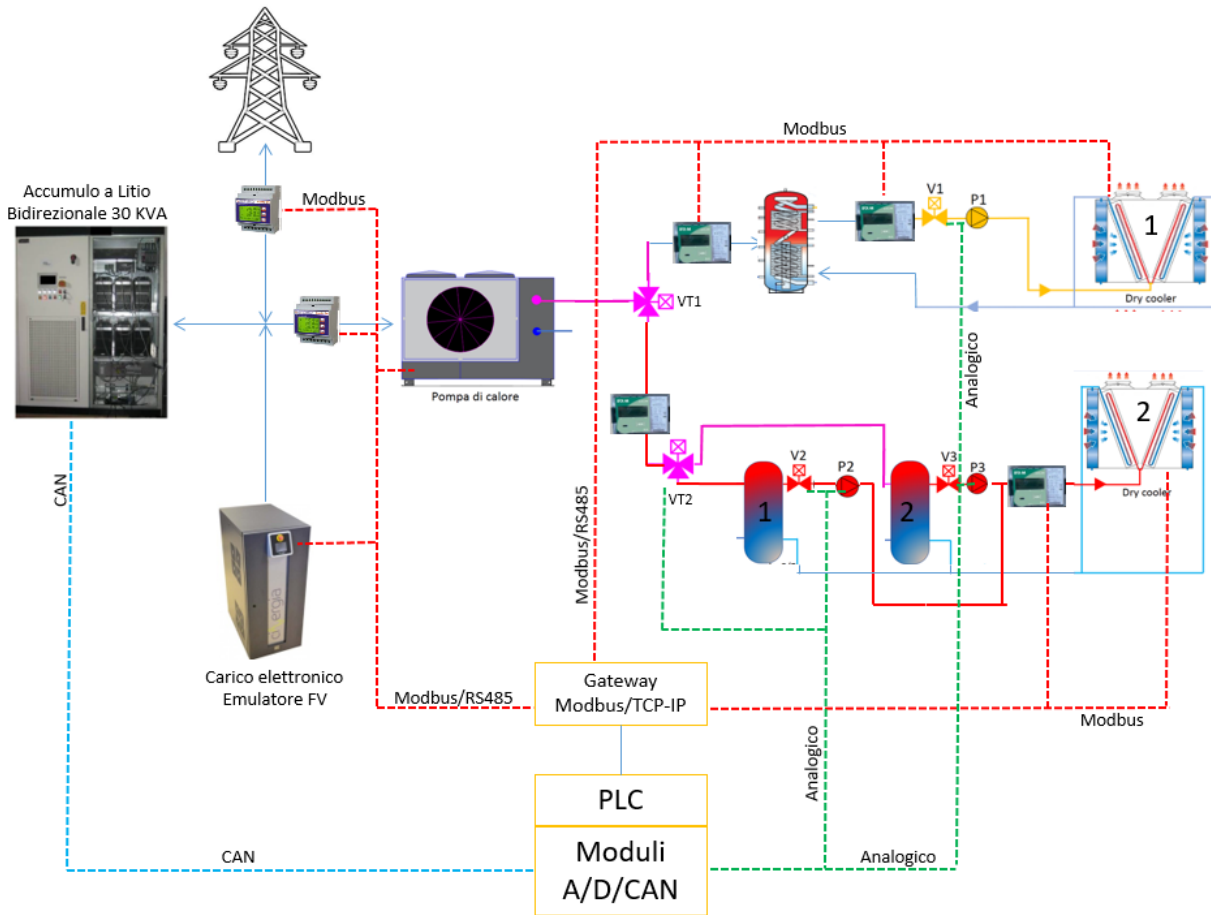


Figura 118: Schema cablaggio PLC e singoli componenti del sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. .

La comunicazione del PLC con le unità periferiche è effettuata tramite un cablaggio dedicato secondo i protocolli e i segnali indicati in Figura 118; mentre il PLC comunica con le unità locali (moduli Analogici/Digitali) tramite un protocollo Modbus RTU.

Il PLC comunica direttamente con l'accumulo a litio Bidirezionale 30 kVA tramite una interfaccia CAN. Inoltre tramite un Gateway Modbus/TCP-IP il PLC comunica con i componenti d'impianto dotati di porta seriale RS485 e interfaccia di comunicazione Modbus.

Il PLC i relativi moduli Analogici/Digitali indicati in Figura 118 sono posizionati all'interno di un unico quadro in resina (Figura 119) aventi dimensioni esterne pari a 450x505x202 mm.

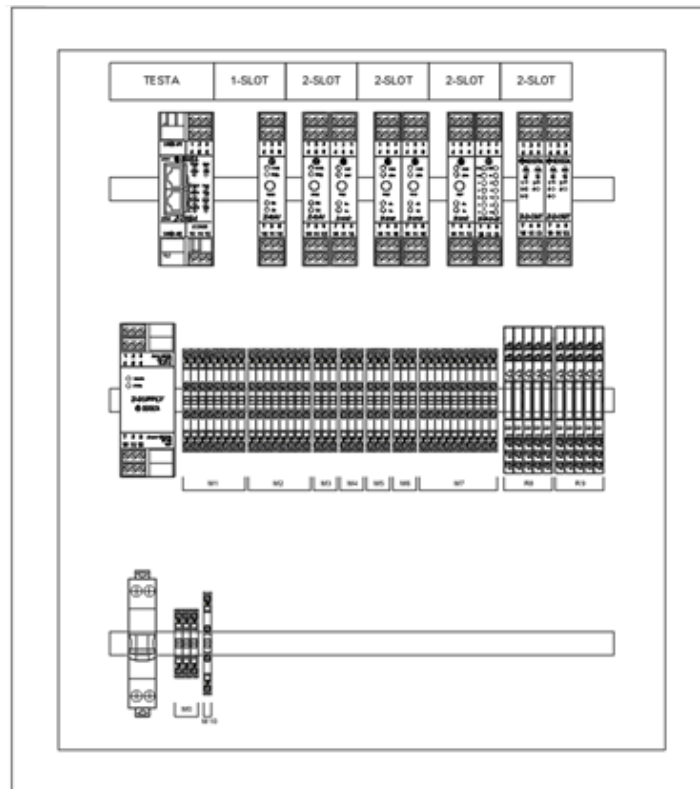


Figura 119 Quadro elettrico con modulo PLC e moduli Analogici e Digitali.

Sono di seguito elencati i dispositivi installati nel quadro di Figura 119 distribuiti su tre barre DIN da 18 moduli cadauna:

- n.1 interruttore magnetotermico 1P+N 6A 4.5kA Curva C (1 modulo);
- n.3 morsetti passanti da 2,5 mm²;
- n.39 morsetti a due piani indipendenti da 2,5mm²;
- n.10 interfacce modulari a relè, 1 contatto 6A 230Vac / bobina AC/DC 24V;
- n.1 alimentatore switching monofase 230Vac/24Vdc, 1,5A;
- n.1 controllore logico programmabile (PLC);
- n.2 moduli AI da 8ch;
- n.4 moduli AO da 3ch;
- n.1 modulo DI da 10ch;
- n.2 moduli DO da 5ch.

Si riporta di seguito il dettaglio dei singoli moduli Analogici Digitali gestiti dal PLC

6.1.1 Moduli analogici di ingresso (AI)

Il modulo per gli ingressi analogici utilizzato è il SENECA Z-8AI ad interfaccia ModBus RTU in grado di gestire fino ad un massimo di 8 segnali analogici in tensione o in corrente nei range $\pm 2,5$ Vdc, ± 10 Vdc e ± 20 mA con risoluzione a 16 bit. L'alimentazione ausiliaria del modulo può alimentare tutti e 8 i loop di corrente contemporaneamente. Tramite dip-switch è selezionabile l'ingresso in corrente con shunt interno. L'isolamento degli ingressi rispetto ai restanti circuiti in bassa tensione è di 1500 Vac. Secondo la configurazione di progetto sono stati installati 2 moduli per un totale di 16 ingressi analogici.

- I due moduli sono utilizzati per acquisire gli input dai sensori di temperatura posti nei tre accumuli e lo stato di apertura delle valvole motorizzate (V1, V2, V3, VT2 in Figura 118). Nella tabella sottostante si riporta la lista dei canali utilizzati per cablare i relativi dispositivi in campo e i canali ancora a disposizione.

Tabella 27: Associazione canali modulo Analogico ai dispositivi in campo.

ID	Modulo	Canale	Morsetto	Segnale
1	Z-8AI	1	8	Sonda temp. Accumulo. ACS T1
		2	9	Sonda temp. Accumulo. ACS T2
		3	10	Sonda temp. Accumulo. ACS T2
		4	11	Sonda temp. Accumulo. ACS T4
		5	5	Sonda temp. Accumulo 1 T5
		6	6	Sonda temp. Accumulo 1 T6
		7	1	Sonda temp. Accumulo. 2 T7
		8	2	Sonda temp. Accumulo. 2 T8
2	Z-8AI	1	8	Valvola V1
		2	9	Valvola V2
		3	10	Valvola V3
		4	11	Valvola VT2
		5	5	disponibile
		6	6	disponibile
		7	1	disponibile
		8	2	disponibile

6.1.2 Moduli analogici di uscita (AO)

Il modulo è il SENECA Z-3AO con 3 uscite analogiche impostabili in tensione o in corrente a 12 bit di risoluzione. Il modulo è dotato di una interfaccia ModBus RTU utilizzata per la gestione dei segnali analogici di ingresso. Il fondo scala e l'inizio scala sono programmabili in tensione nel range -10...+10V, 0...10V o 2...10V oppure in corrente nel range 4...20mA. L'isolamento dei canali di uscita rispetto ai restanti circuiti in bassa tensione è di 1500 Vac.

Secondo la configurazione di progetto sono stati installati 4 moduli per un totale di 12 uscite analogiche.

Per l'attuale configurazione di S.A.P.I.EN.T.E. sono utilizzati solo 2 dei moduli Analogici per comandare in tensione (+/- 10 V) l'apertura delle valvole motorizzate (V1, V2, V3, VT2 in Figura 118). Nella tabella sottostante si riporta la lista dei canali utilizzati e di quelli a disposizione.

Tabella 28:: Associazione canali modulo Analogico ai dispositivi in campo.

ID	Modulo	Canale	Morsetto	Segnale
3	Z-3AO	1	7	Valvola 1
		2	8	Valvola 2
		3	9	Valvola 3
4	Z-3AO	1	7	Valvola T3
		2	8	disponibile
		3	9	disponibile
5	Z-3AO	1	7	disponibile
		2	8	disponibile
		3	9	disponibile
6	Z-3AO	1	7	disponibile
		2	8	disponibile
		3	9	disponibile

6.1.3 Modulo digitale di ingresso (DI)

Il modulo Digitale per la gestione di futuri ingressi digitali è il SENECA Z-10-D-IN con 10 canali a negativo comune autoalimentati a 16Vdc. Tali ingressi sono dotati di un totalizzatore a 32 bit con frequenza massima di campionamento a 2.5 kHz. Tra le possibili funzionalità vi è anche la misura di: frequenza, periodo, tempo di ON e di OFF per tutti gli ingressi e la possibilità di impostare i totalizzatori per il conteggio in avanti o indietro con indicazione dell'overflow per ogni totalizzatore.

Nella configurazione di progetto è stato installato 1 modulo per un totale di 10 segnali digitali di ingresso.

Nelle tabella sottostante si riporta la lista dei canali a disposizione:

Tabella 29: Associazione canali modulo Digitale ai dispositivi in campo.

ID	Modulo	Canale	Morsetto	Contatto
7	Z-10-D-IN	1	2	disponibile
		2	3	disponibile
		3	4	disponibile
		4	5	disponibile
		5	6	disponibile
		6	7	disponibile
		7	8	disponibile
		8	9	disponibile
		9	10	disponibile
		10	11	disponibile

6.1.4 Moduli digitali di uscita (DO)

Il modulo utilizzato per gestione delle uscite digitali è il SENECA Z-D-OUT con 5 contatti a relè azionabili singolarmente. Ogni contatto può essere impostato come NO o NC con l'opzione di ritorno allo stato all'avvio o in caso di mancata comunicazione con ritardo di inserzione variabile da 50 a 2.500 ms.

Nonostante i contatti siano indipendenti presentano un unico comune condiviso; al fine di ovviare a situazione di azionamenti inattesi si è scelto di cablare ogni canale su un modulo di interfaccia a relè da 6A - 230 Vac elettromeccanico con bobina AC/DC a 24V.

I segnali digitali in uscita dal modulo pilotano l’inserzione delle resistenze elettriche installate in ciascuno dei tre accumuli termici

Per l’attuale configurazione del sistema S.A.P.I.EN.T.E. sono stati installati 2 moduli per un totale di 10 segnali digitali di uscita. Nella tabella sottostante si riporta la lista dei canali utilizzati e di quelli a disposizione:

Tabella 30:Associazione canali modulo Digitale d’uscita ai dispositivi in campo.

ID	Modulo	Canale	Morsetto	Contatto
8	Z-D-OUT	1	7	Bobina Resistenza RS1 ACS
		2	8	Bobina Resistenza RS2 ACC1
		3	9	Bobina Resistenza RS3 ACC2
		4	10	disponibile
		5	11	disponibile
9	Z-D-OUT	1	7	disponibile
		2	8	disponibile
		3	9	disponibile
		4	10	disponibile
		5	11	disponibile

6.2 Web server per la gestione utente del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E.

Per gestire l’automatismo dei componenti d’impianto e la supervisione costante delle grandezze acquisite ed elaborate, sono state progettate e implementate nel web serve del PLC specifiche pagine di interfaccia utente attraverso le quali è possibile:

- accendere e spegnere manualmente ciascun componente d’impianto;
- impostare i parametri del sistema di controllo automatico (es temperatura accumulo di set point, costanti controllore PID);
- impostare manualmente le condizioni di funzionamento (es. numero giri compressore pompa di calore)
- monitorare le grandezze istantanee;
- programmare uno schedule orario di funzionamanto (es. profilo di carico termico attraverso accensione dryccoler);
- visualizzare lo stato dei componenti e dispositivi del layout d’impianto.

Come esempio si riporta di seguito l’interfaccia implementata per la gestione della pompa di calore Acqua/Aria con la quale è possibile:

- 1) impostare il funzionamento automatico della pompa di calore settando i set point di temperatura per l’accumulo ACS e i set point di temperatura in riscaldamento e in condizionamento per i due accumuli inerziali;
- 2) impostare manualmente il numero di giri del compressore e di conseguenza modificare la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore sia nel funzionamento caldo/freddo sia nel funzionamento in ACS. In questo caso vengono bypassati i set point di temperatura utilizzati per il funzionamento automatico
- 3) monitorare i valori istantanei di temperatura degli accumuli, nonché la temperatura dell’aria esterna

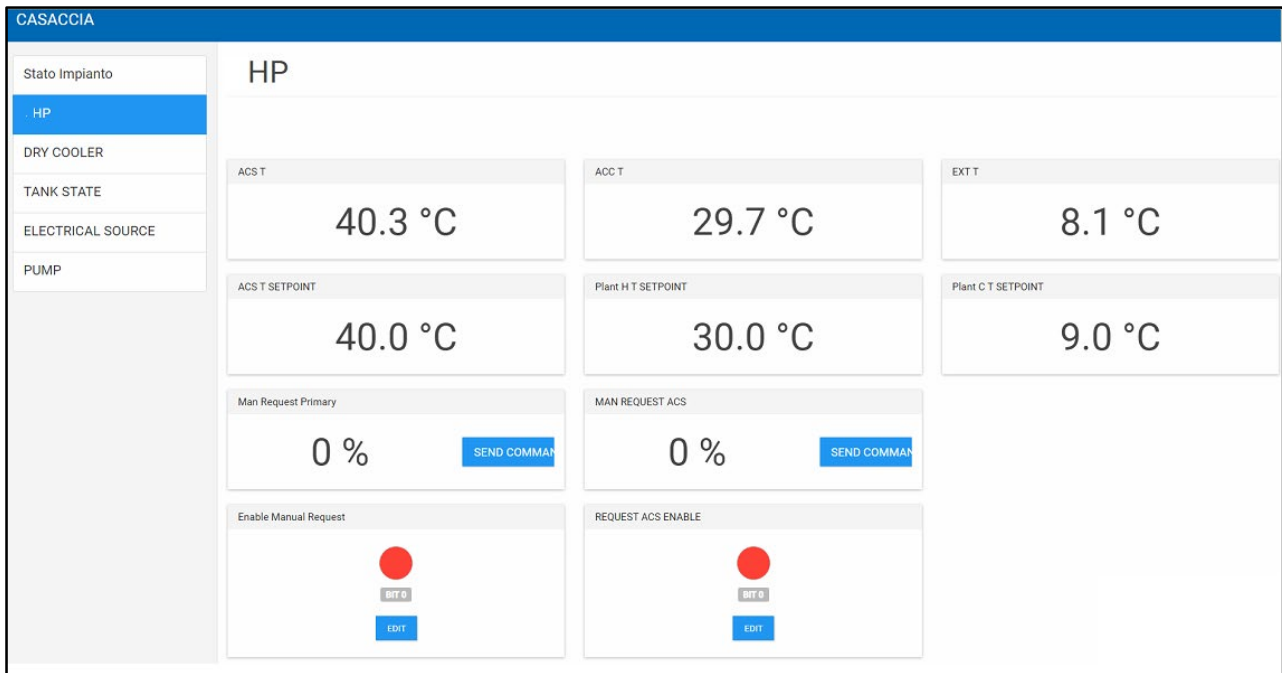


Figura 120: Web server del PLC impiegato su S.A.P.I.EN.T.E.: interfaccia per il monitoraggio e controllo della pompa di calore.

Nella Figura 121 viene riportata l'immagine dell'interfaccia utente relativa al monitoraggio delle grandezze rilevate dai misuratori di energia termica installati nell'impianto. Come è visibile dalla figura, da ogni meter è possibile leggere e memorizzare nel data logger: la temperatura di mandata, quella di ritorno, la portata dell'acqua, la potenza termica, l'energia in modalità di riscaldamento e di raffreddamento.

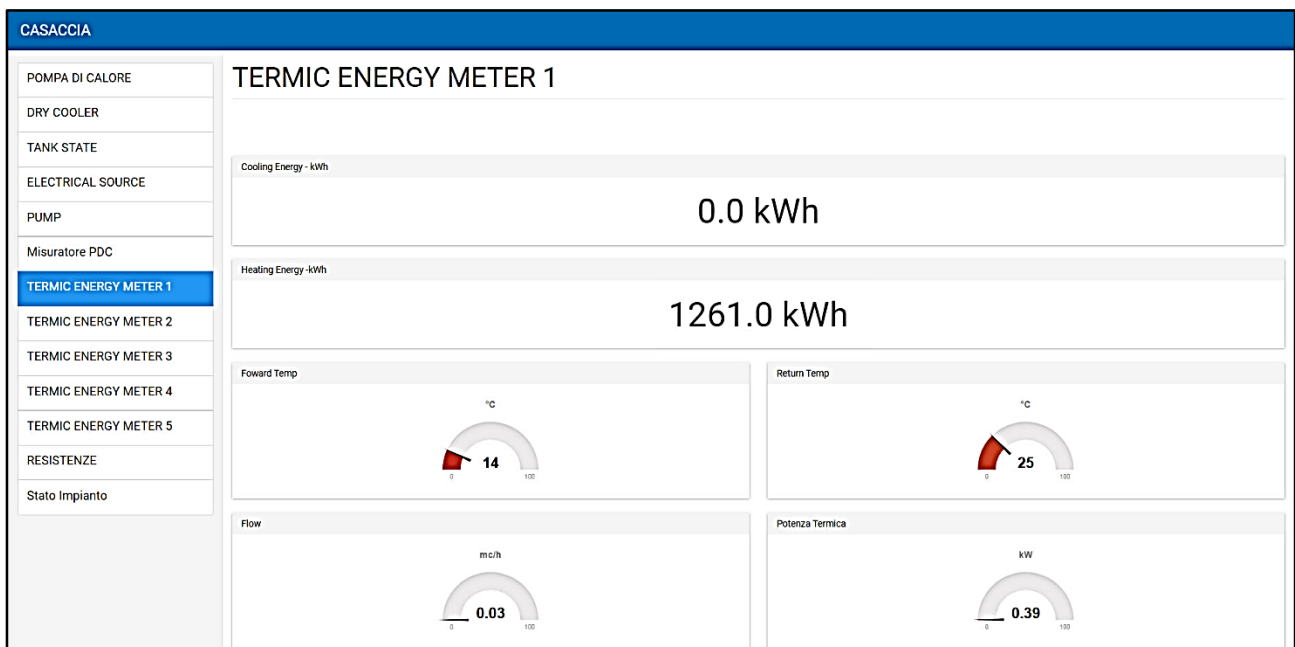


Figura 121: Interfaccia utente per il monitoraggio dei misuratori di energia termica.

Ogni accumulo è dotato di una resistenza elettrica per il riscaldamento dell'acqua che può essere attivata, ad esempio, nei periodi sovrapproduzione del campo fotovoltaico quando gli accumuli hanno raggiunto la massima temperatura di funzionamento della PdC. Per l'attivazione/disattivazione delle tre resistenze elettriche si può utilizzare un apposito pannello dell'interfaccia utente la cui immagine è riportata in Figura 122. Ogni resistenza può essere gestita in modo indipendente dalle altre.

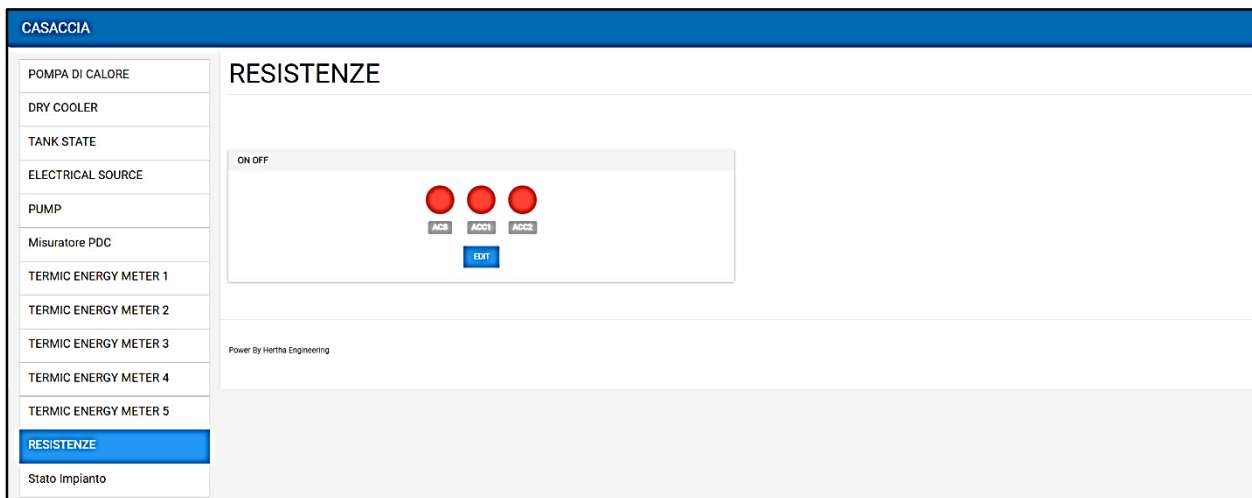


Figura 122: Interfaccia utente per l’attivazione/disattivazione delle resistenze blindate per il riscaldamento dell’acqua nei tre accumuli.

6.3 Prime prove sull’impianto S.A.P.I.EN.T.E. con il nuovo sistema di controllo e misura dei principali parametri energetici

Nel corso della presente attività di ricerca sono state condotte preliminari campagne di misura per la caratterizzazione delle varie parti dell’impianto S.A.P.I.EN.T.E. Si è intrapreso lo studio della risposta elettrica e termica delle principali componenti dell’impianto alle varie sollecitazioni esterne, e attualmente sono in corso ulteriori approfondimenti. In particolare, nel paragrafo 6.3.1 è stata analizzata la produzione di energia termica e l’assorbimento elettrico della pompa di calore (PdC) al variare del punto di lavoro del compressore (capacità del compressore) dal 25% al 100%. Lo studio consente di caratterizzare le prestazioni della macchina (potenza elettrica assorbita e potenza termica generata) al variare del numero di giri del compressore; le tabelle ottenute dalle prove riportate di seguito sono infatti fondamentali per implementare l’automatismo del sistema di controllo che dovrà adattare, nelle prove sperimentali, la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore a quella fornita dall’impianto FV locale per massimizzare l’autoconsumo.

A tal proposito, nel paragrafo 6.6 è stato dimostrato sperimentalmente come agendo manualmente sulla variabile “capacità del compressore” del registro Modbus l’andamento temporale della potenza elettrica assorbita dalla PdC risulta sufficientemente fedele a quello della potenza elettrica prodotta dal campo FV emulato.

Inoltre in 6.5, sono stati eseguiti i primi test riguardanti i due *dry cooler* presenti nell’impianto per misurarne l’entità del carico termico ottenuto al variare della velocità di rotazione della ventola e del flusso d’acqua circolante. Infine in 6.4, si sono effettuate delle misure preliminari volte a valutare la dispersione di calore e quindi le perdite energetiche degli accumuli d’acqua presenti nell’impianto. Nei successivi paragrafi verranno, con maggiore dettaglio, descritte le misure e le relative elaborazioni sui dati acquisiti sull’impianto S.A.P.I.EN.T.E.

6.3.1 Produzione di energia termica e assorbimento elettrico della pompa di calore al variare del numero di giri del compressore

Sono state eseguite misure finalizzate alla caratterizzazione del comportamento elettrico e termico della pompa di calore in funzione del numero di giri del compressore. Per effettuare la suddetta prova è stata utilizzata l’interfaccia utente di Figura 123e Figura 124, implementata utilizzando il webserver del PLC.

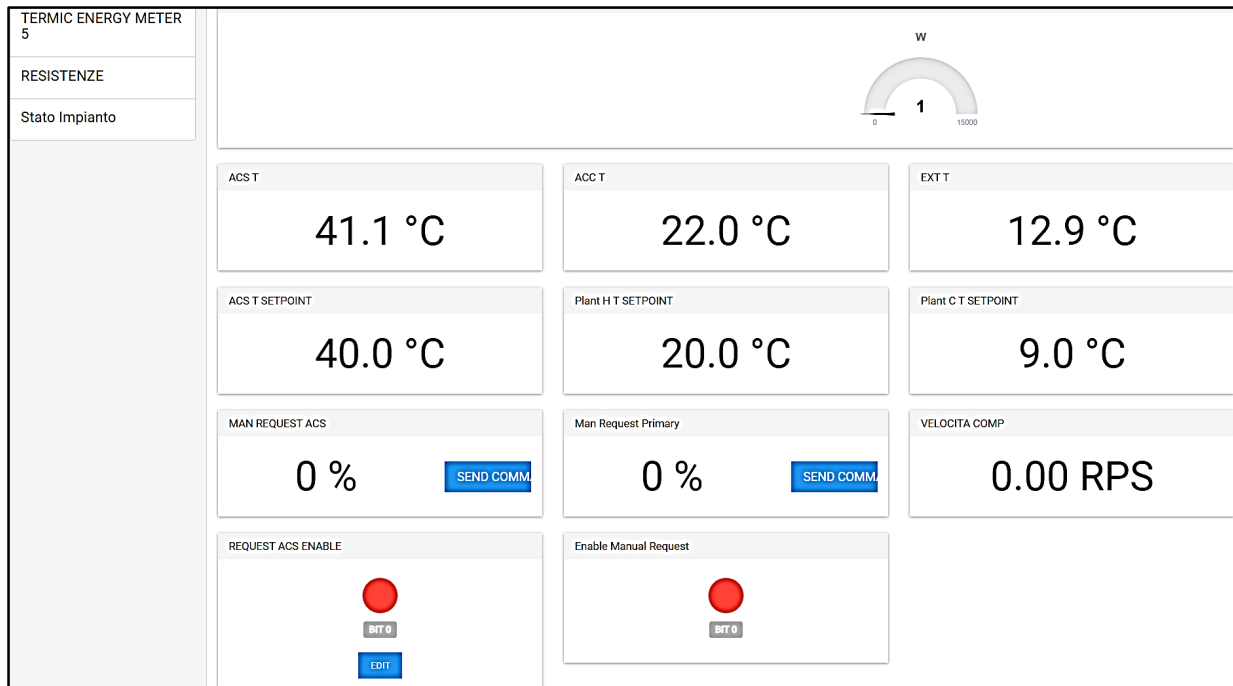


Figura 123: Web server PLC con interfaccia utente per monitorare e controllare la pompa di calore - parte 1.

Per regolare il numero di giri del compressore dall'esterno occorre impostare la modalità di gestione della pompa di calore in manuale agendo sul tasto rosso "Enable Manual Request" indicato nell'interfaccia di Figura 123.

Attivando la modalità manuale vengono bypassati i set point di temperatura utilizzati per il funzionamento caldo/freddo e per l'ACS nel funzionamento automatico; il punto di funzionamento della macchina viene stabilito dall'operatore impostando da 0% al 100% la capacità del compressore attraverso la variabile "man Request primary" indicata nell'interfaccia di Figura 123. Con la stessa interfaccia è possibile leggere la velocità di rotazione del compressore (corrispondente alla capacità impostata), la corrispondente potenza elettrica assorbita, la potenza termica prodotta dalla PdC, la temperatura dell'acqua dell'accumulo ACS e la temperatura dell'aria esterna. Tutte le suddette variabili vengono memorizzate nel data logger del PLC per essere scaricate ed elaborate successivamente. Con l'interfaccia web di Figura 124 è possibile osservare altre grandezze elettriche dettagliate della pompa di calore: tensione e corrente di ciascuna fase, energia assorbita.

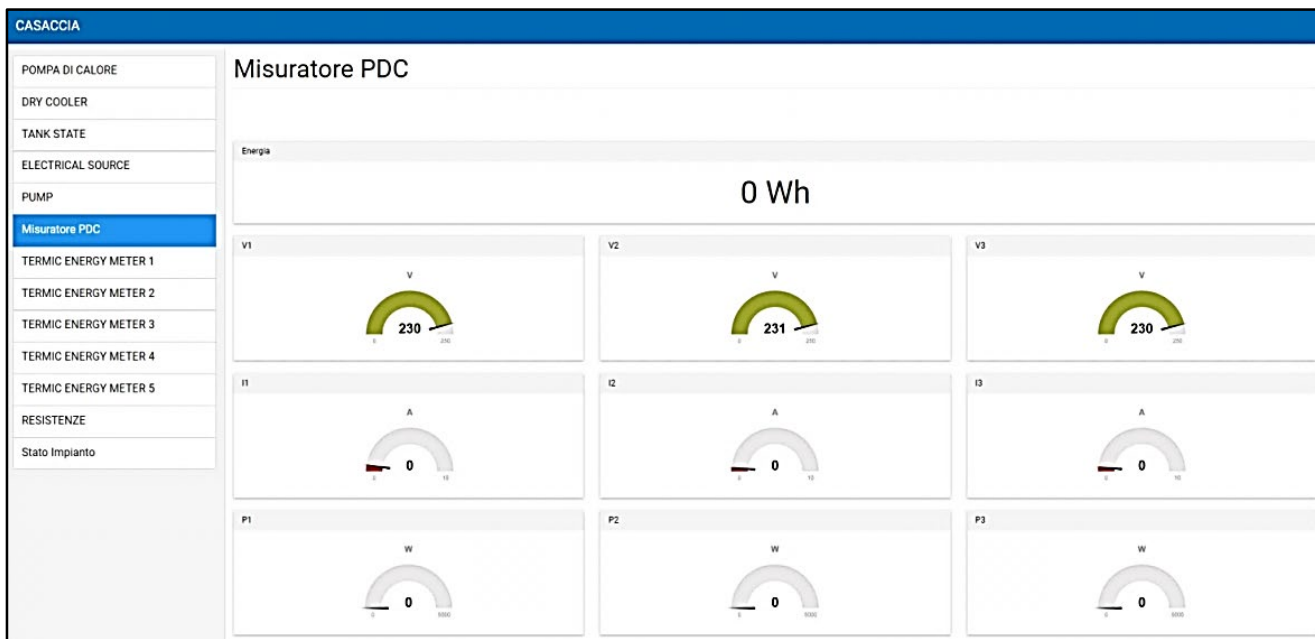


Figura 124: Web server PLC con interfaccia utente per monitorare e controllare la pompa di calore - parte 2.

Nella Tabella 31 vengono sintetizzati i dati raccolti da una delle sessioni di misura. In particolare, si riporta la velocità di rotazione del compressore, l’assorbimento elettrico, la produzione termica in riscaldamento e il COP della PdC, al variare della capacità del compressore. I dati si riferiscono ad una misura eseguita con una temperatura dell’aria esterna di circa 15 °C e con la temperatura dell’acqua all’interno dell’accumulo di 40 °C.

Tabella 31: Produzione di energia termica e assorbimento elettrico della pompa di calore al variare della velocità di rotazione del compressore.

Capacità del compressore [%]	RPS	Potenza elettrica [kW]	Potenza termica [kW]	COP
0 – 20	0	0	0	#
25	30	1.57	6.4	4.08
30	36	2.03	8.5	4.19
35	42	2.43	10.8	4.44
40	48	2.84	12.9	4.54
45	54	3.15	15.2	4.82
50	60	3.57	17.8	4.99
55	66	3.98	19.9	5.00
60	72	4.49	21.6	4.81
65	78	5.00	23.4	4.68
70	84	5.42	24.7	4.56
75	90	6.04	26.3	4.35
80	96	6.56	27.5	4.19
85	102	7.18	28.8	4.01
90	108	7.80	29.8	3.82
95	110	8.10	30.4	3.75
100	110	8.20	30.5	3.72

Come si evince dai dati riportati in tabella, per attivare la PdC è necessario impostare una capacità del compressore almeno pari al 25 %, infatti sotto tale soglia la macchina rimane spenta.

Si può osservare inoltre che dalla capacità minima del compressore, pari al 25%, il numero di giri si incrementa linearmente con un tasso di 1.2 RPS/(% capacità) fino alla capacità del 90 % (a cui corrisponde un numero di giri pari 108 RPS)

Oltre il 90 % il tasso di crescita diminuisce sino ad azzerarsi; dal 95% al 100% di capacità la velocità di rotazione del compressore raggiunge il suo valore massimo pari 110 RPS. I dati mostrano che, nelle condizioni di misura descritte sopra, quando la PdC lavora al minimo regime assorbe una potenza elettrica di circa 1.57 kW e produce una potenza termica di 6.4 kW con un COP pari a 4.08. La Figura 125 riporta graficamente i dati della Tabella 31 in modo da fornire un quadro sinottico delle relazioni intercorrenti tra la potenza elettrica assorbita, la potenza termica in riscaldamento prodotta, il COP e la capacità del compressore della PdC.

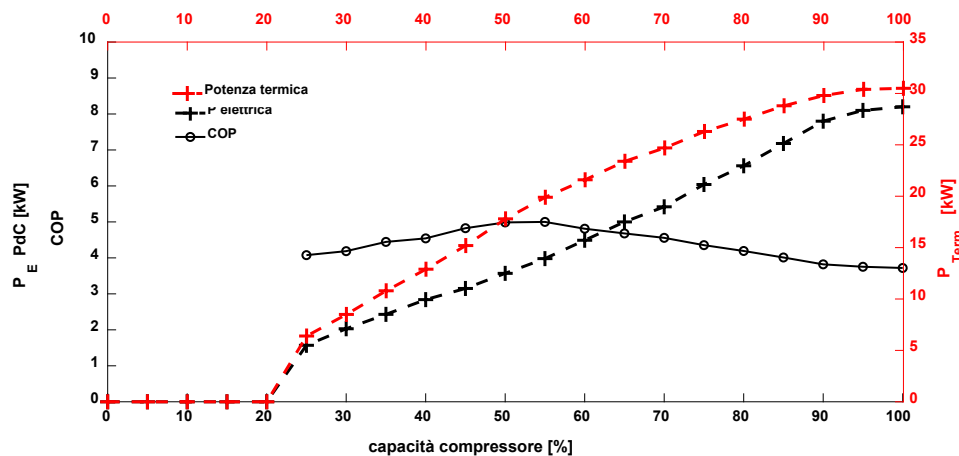


Figura 125: Andamento della potenza elettrica assorbita, della potenza termica in riscaldamento prodotta e del relativo COP della PdC, in funzione della capacità del compressore, con temperatura dell'aria esterna di 15°C e temperatura dell'acqua all'interno dell'accumulo di 40°C.

Dalla Figura 125 si nota che il COP assume valori più elevati in condizioni di medio regime di funzionamento della macchina, con capacità del compressore compreso tra il 50 % e il 60 %. In questa specifica misura il COP raggiunge un valore massimo pari a 5.

Scopo delle prove è stato anche quello di valutare con quale dinamica la pompa di calore adegua la potenza elettrica assorbita al variare delle condizioni al contorno pur mantenendo costante la capacità (numero di giri) del compressore. Quest'ultima prova consente di acquisire le informazioni necessarie per la successiva implementazione del controllore ad anello chiuso che gestirà la pompa di calore in funzione della produzione del FV.

Ad esempio si riporta in Figura 126 l'andamento temporale della potenza elettrica assorbita dalla PdC posta in modalità di funzionamento manuale ACS, con una capacità del compressore costante del 40 % e con una velocità del compressore anch'esso costante e pari a 48 RPS. Come si evince dalla Figura 126 la potenza elettrica cresce del 25 %, passando da circa 3 kW a 3.75 kW, in 80 minuti di attività della macchina. Per completezza si fa osservare che durante l'esecuzione della misura la temperatura dell'aria esterna è diminuita linearmente da 15.9 C a 13.1 C.

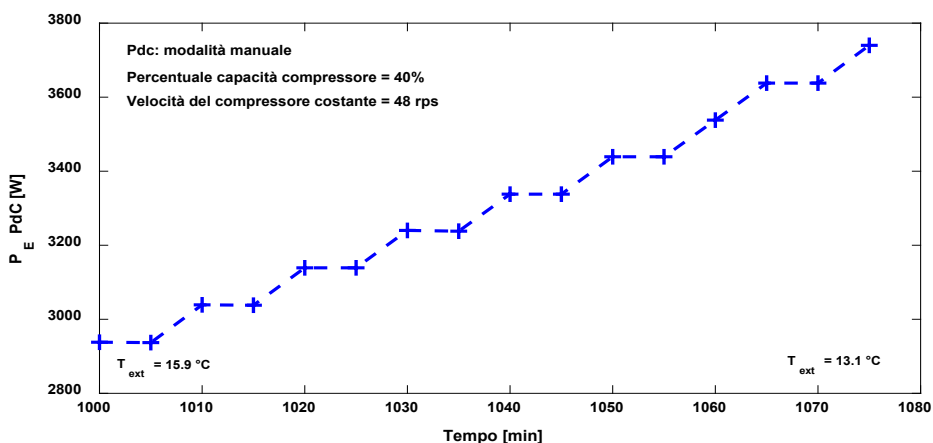


Figura 126: Andamento temporale della potenza elettrica assorbita dalla PdC con velocità del compressore costante.

Nella Figura 127 viene invece riportato l’andamento della temperatura dell’acqua calda sanitaria del boiler durante l’esperimento descritto sopra. Si osserva che, in circa 80 minuti di funzionamento della PdC, la temperatura dell’ACS aumenta da 41.5°C a 52.8°C ($\Delta T = 11.3^\circ\text{C}$), registrando quindi un incremento di circa il 27 %. Dalla Figura 127 è inoltre possibile osservare che trascorsi dieci minuti dall’accensione della PdC, la temperatura aumenta, con buona approssimazione, in modo lineare col tempo e con un tasso di crescita di 10 C/h. Durante l’intervallo di tempo in cui la temperatura cresce in modo lineare l’energia accumulata risulta pari a 11,61 kWh e la potenza termica media trasferita è di circa 12kW.

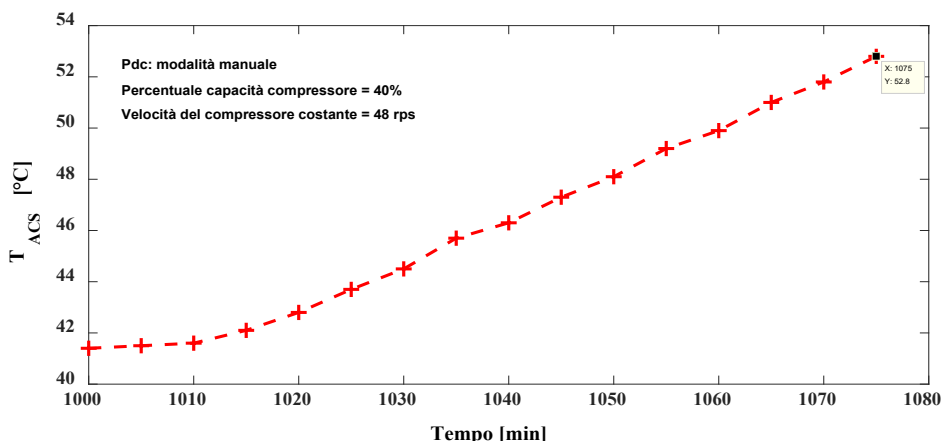


Figura 127: Andamento temporale della temperatura dell’ACS durante il funzionamento della PdC con velocità del compressore costante.

Infine, si riporta in Figura 128 l’evoluzione dell’energia elettrica assorbita dalla PdC in funzione della temperatura di ritorno dall’accumulo dell’acqua calda sanitaria mantenendo la velocità di rotazione del compressore costante. Si può osservare con quale pendenza cresce il consumo elettrico della PdC con la temperatura di ritorno dall’accumulo di ACS.

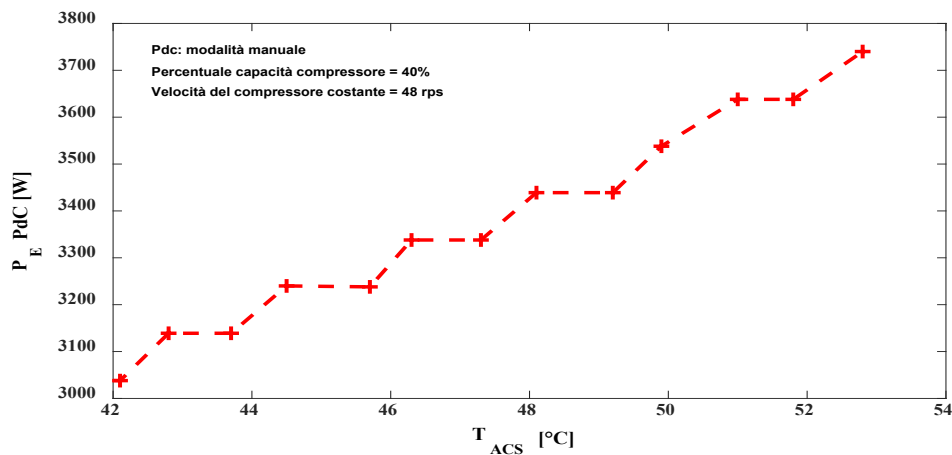


Figura 128: Andamento della potenza elettrica assorbita dalla Pdc con velocità del compressore costante in funzione della temperatura dell’acqua calda sanitaria.

6.4 Monitoraggio della temperatura degli accumuli e stima della dispersione di calore

Come già descritto nelle sezioni precedenti del presente report, per la caratterizzazione dell’impianto ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. sono stati installati diversi sensori di temperatura in ciascuna sezione dell’impianto. Il sistema permette di monitorare e memorizzare tutte le temperature acquisite dalle varie sonde affinché si possa avere un maggiore controllo dell’intero impianto. Durante la presente attività si sono eseguite misure preliminari volte a valutare la dispersione di calore e quindi le perdite termiche degli accumuli.

L’utente può monitorare la temperatura dell’acqua presente nei tre serbatoi (ACS, ACC1 e ACC2) attraverso l’interfaccia web mostrata in Figura 129.

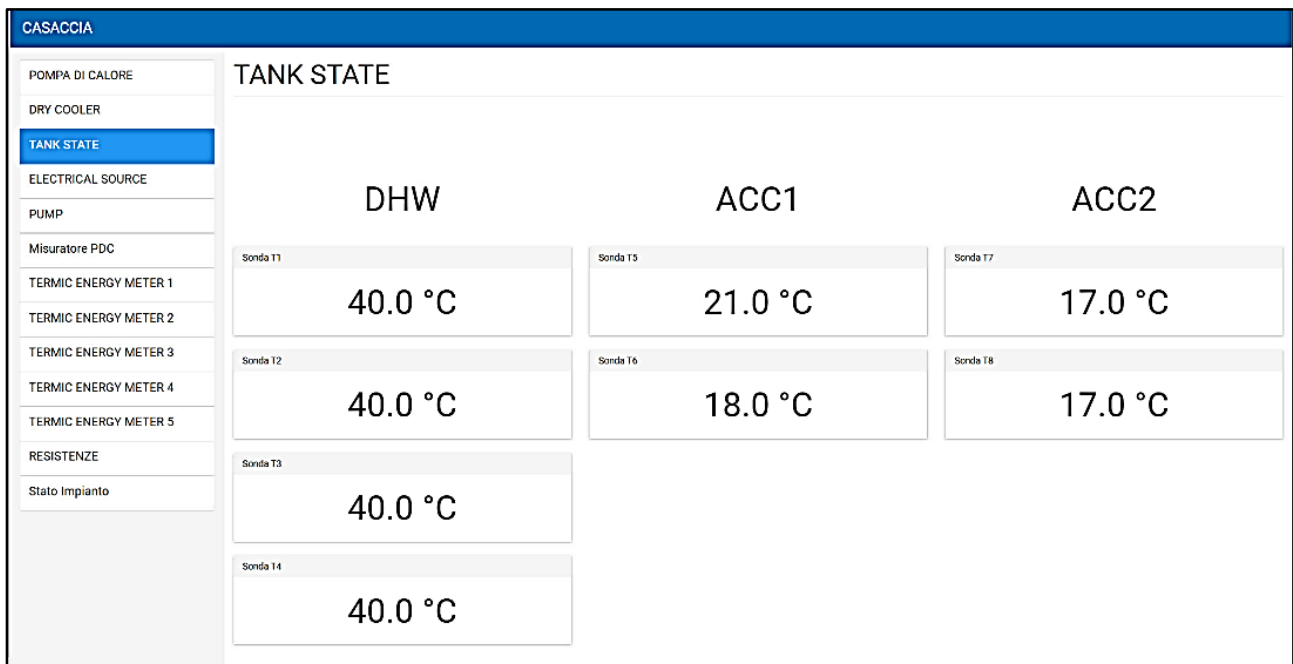


Figura 129: Web server PLC: interfaccia utente per il monitoraggio della temperatura dell’acqua negli accumuli.

A titolo di esempio si riporta l'andamento temporale della temperatura dell'acqua calda sanitaria con la pompa di calore in modalità di *standby* e in assenza di carico termico. Come si vede dalla Figura 130, la temperatura dell'acqua diminuisce di 1°C in dieci ore e quindi decresce con un tasso di 0.1°C/h. Considerando che all'interno dell'accumulo sono presenti circa 1000 kg di acqua si stima una potenza termica media dissipata dall'accumulo di circa 115 W, con la temperatura esterna di 11°C e con la temperatura media dell'acqua all'interno del boiler di circa 41°C.

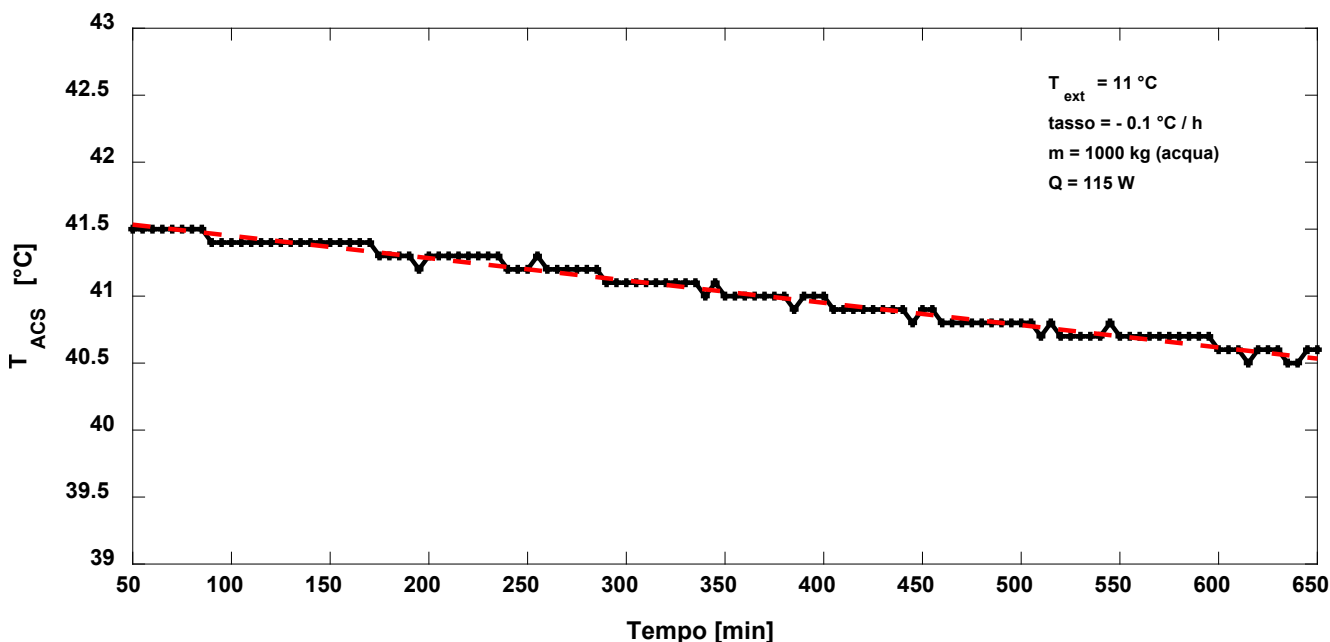


Figura 130: Andamento temporale della temperatura dell'ACS (in nero) con impianto in *standby* (PdC non attiva e senza richiesta esterna di carico termico) e retta di regressione lineare (in rosso).

Nella Figura 131 si riporta invece l'andamento nel tempo della temperatura rilevata dalla sonda B2 che misura la temperatura dell'acqua nel tratto comune di ritorno dai due accumuli inerziali alla pompa di calore. Come è ben evidente la PdC si attiva periodicamente quando la temperatura misurata dalla sonda B2 scende sotto 3°C rispetto alla temperatura di set point impostata (banda impostata dal controllo interno della PdC). Come di evince Figura 131, a causa delle dispersioni del tratto di tubo dove è installata la sonda B2, la poma di calore riparte con un periodo di soli 75 minuti e rimane attiva per un periodo molto ridotto, in quanto, attivando il circolatore la sonda sente la portata d'acqua proveniente dall'accumulo con valori sicuramente superiori al tratto di tubo dove è installata la stessa sonda. Si stanno valutando le soluzioni per evitare gli avviamenti periodici ripetuti in Figura 131 quando la pompa di calore è in modalità *standby* in assenza di carico; una soluzione potrebbe essere quella di avviare il circolatore per brevi periodi in modo da far coincidere la temperatura del tratto di tubo con quella dello strato inferiore dell'accumulo.

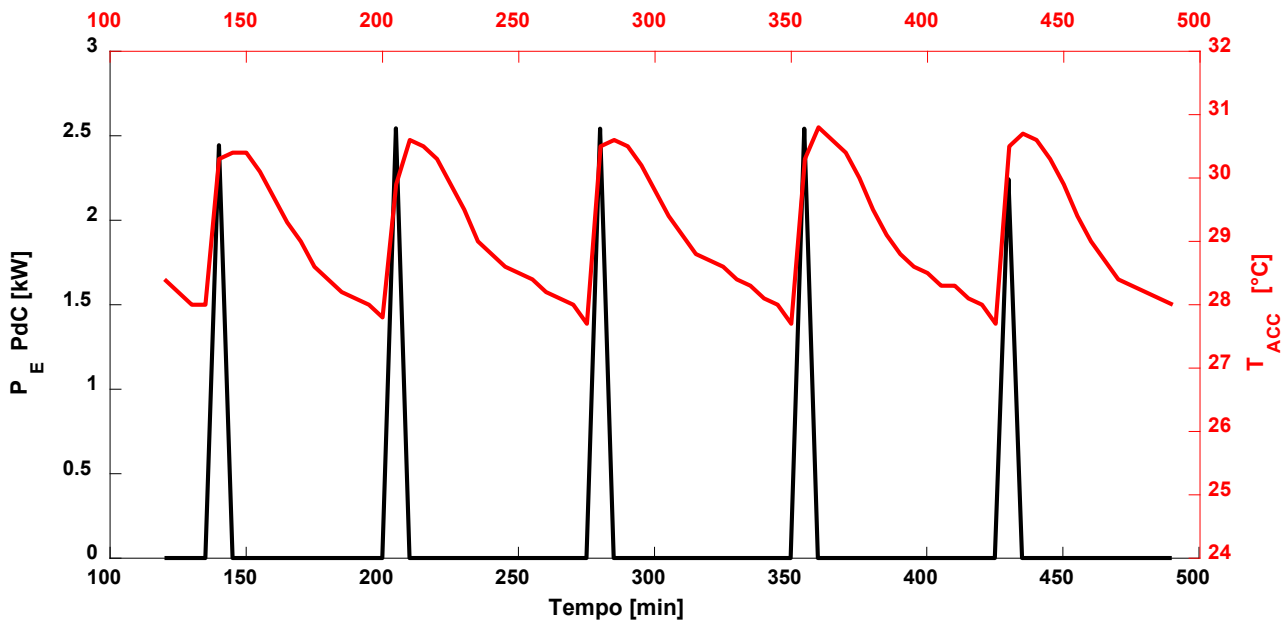


Figura 131: Andamento temporale della temperatura dell’accumulo (in rosso) e potenza elettrica assorbita dalla PdC (in nero) senza richiesta di carico termico esterno.

6.5 Controllo delle pompe di circolazione e dei dry cooler per misura del carico termico dissipato

Come già indicato nei precedenti paragrafi il sistema di controllo consente di pilotare la portata delle pompe di circolazione e la velocità di rotazione dei ventilatori dei *dry cooler*, permettendo di emulare un profilo di carico termico per climatizzazione e ACS modulabile.

Nella Figura 132 viene riportata un’immagine dell’interfaccia utente del client web che permette all’utente di impostare per ognuno dei tre circolatori installati nell’impianto la percentuale della sua capacità a cui corrisponde una data portata in m³/h.

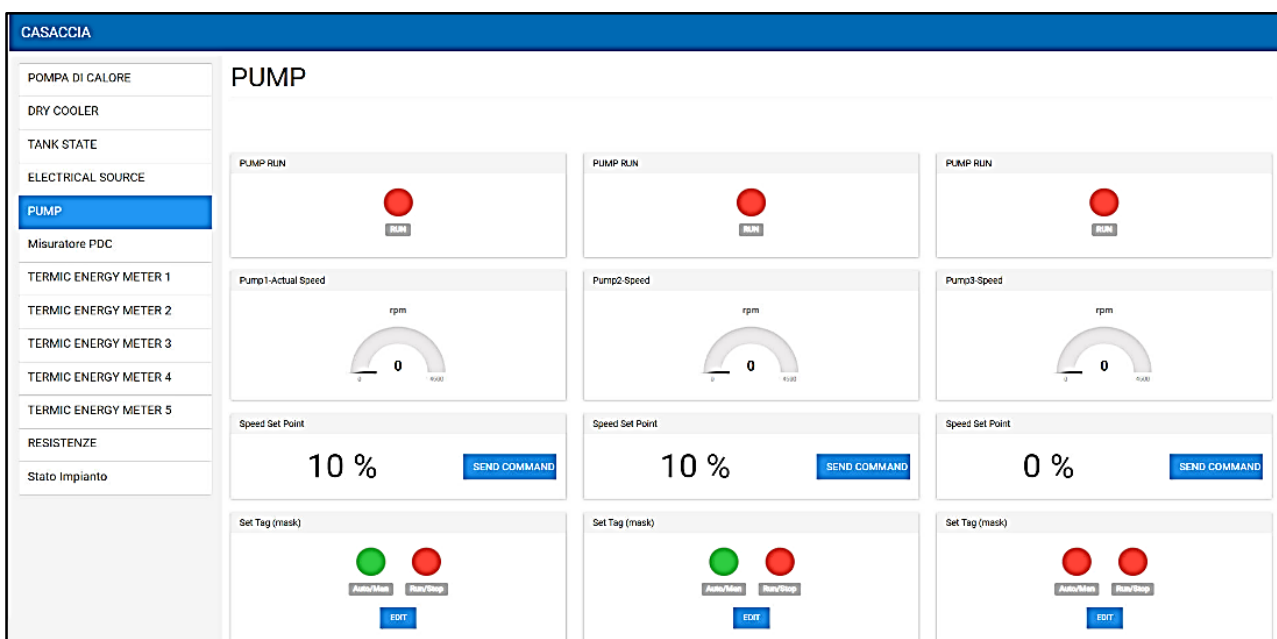


Figura 132: Interfaccia utente per il controllo e monitoraggio della portata dei circolatori.

Per il controllo ed il monitoraggio della velocità di rotazione delle ventole dei dry-cooler si è implementato un altro pannello dell'interfaccia utente, come mostrato in Figura 133. Anche in questo caso l'operatore può impostare per ciascuno dei due dry cooler la velocità di rotazione della ventola dallo 0% al 100% della velocità nominale.

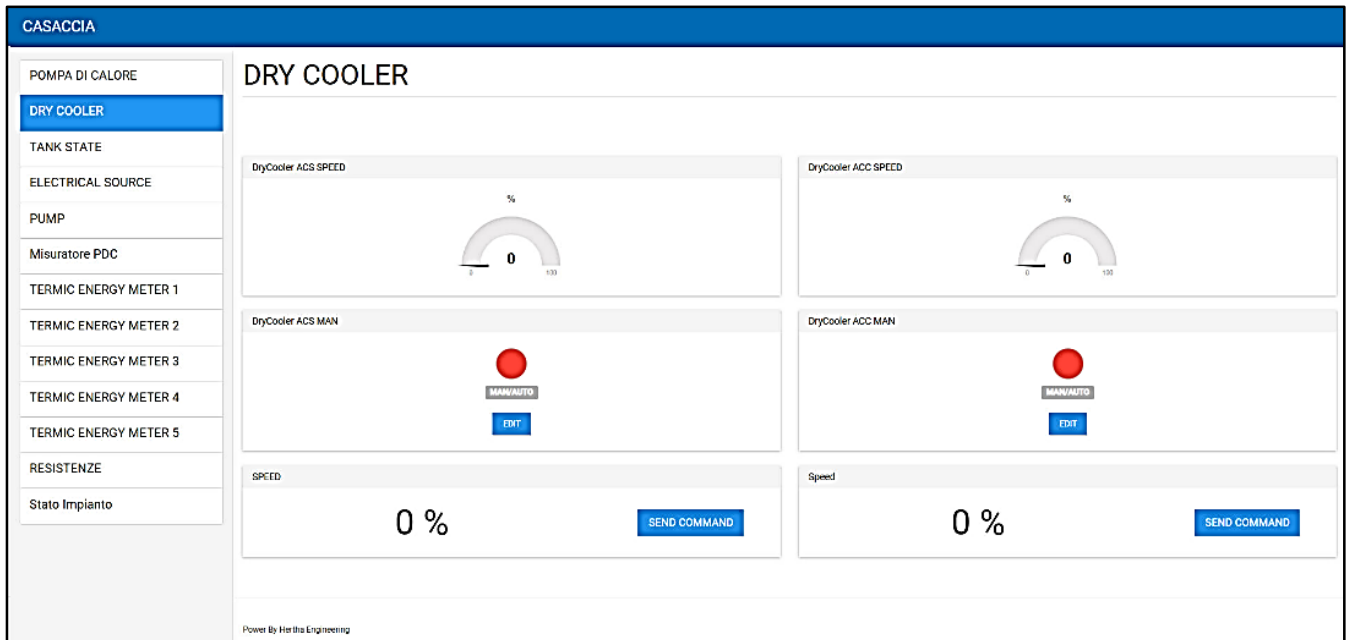


Figura 133: Interfaccia utente per il controllo e monitoraggio dei dry cooler.

Nella presente prova sono state effettuate le misure sperimentali modulando i circolatori e i drycooler con lo scopo di determinare i range di carico riproducibili per emulare i profili orari delle utenze condominiali servite dal sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E..

Nel seguito vengono riportati i risultati di una delle misure preliminari effettuata mantenendo costante la velocità del circolatore collegato all'accumulo d'ACS con una portata circolante nel dry cooler pari a 0.52 m³/h.

Durante la prova la pompa di calore è stata impostata per mantenere costante la temperatura dell'acqua presente nell'accumulo; in tal modo, durante la misura, la temperatura dell'acqua all'ingresso del *dry cooler* è stata mantenuta costante e pari a 50°C, mentre la temperatura dell'aria esterna è risultata essere pari a 14.3°C. I risultati sono riportati in Figura 134, in cui è visibile il carico termico ottenuto (in nero) e la temperatura dell'acqua in uscita dal *dry cooler* (in rosso) al variare della velocità della ventola.

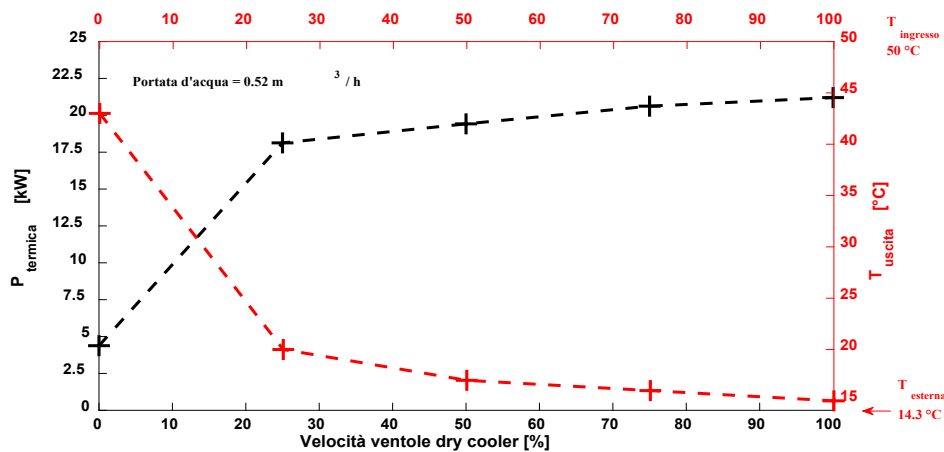


Figura 134: Carico termico (in nero) e temperatura dell'acqua in uscita dal dry cooler (in rosso) al variare della velocità della ventola del dry cooler. Misura eseguita con portata e temperatura dell'acqua in ingresso costanti e rispettivamente pari a 0.52 m³/h e 50°C

Come si evince, si è ottenuto un elevato carico termico (4.38kW) con la ventola del *dry cooler* ferma (velocità ventola 0%). Nelle condizioni di misura descritte sopra, l'andamento del carico termico cresce sensibilmente a partire dalle basse velocità di rotazione della ventola per poi saturare e crescere lentamente a più elevati regimi di rotazione, raggiungendo un valore massimo pari a 21.2kW. Nel caso in esame, l'80% del massimo carico termico dissipato si raggiunge con una velocità della ventola di appena il 25%. Infine, è possibile notare che nelle condizioni di massimo regime di scambio termico la temperatura dell'acqua in uscita dal *dry cooler* è pari a 15.1°C, appena superiore a quella della temperatura dell'aria esterna (14.3°C) ed il salto di temperatura tra l'acqua in ingresso e in uscita vale circa 35°C.

Dalla prova si evince la necessità di modulare oltre alla velocità di rotazione delle ventole anche la portata d'acqua in ingresso attraverso la regolazione dei circolatori e l'apertura delle valvole motorizzate. Con le suddette regolazioni sarà possibile ampliare il range di variazione delle potenza termica dissipata dai drycooler.

6.6 Prova controllo pompa di calore ad "inseguimento fotovoltaico"

Come più volte indicato nel presente report uno degli obiettivi principali che si propone l'impianto S.A.P.I.EN.T.E. è quello di poter massimizzare l'autoconsumo della potenza istantanea prodotta dalle fonti rinnovabili locali e minimizzare lo scambio elettrico con la rete esterna.

Pertanto, l'impianto deve essere in grado di poter accumulare il più possibile un eventuale eccesso di energia elettrica proveniente dalle fonti rinnovabili interne. Per tale motivo, una delle principali logiche di controllo del sistema S.A.P.I.EN.T.E., già provata nella piattaforma di simulazione Matlab/Simulink, è quella di accumulare l'energia elettrica in eccesso, prodotta dal fotovoltaico locale, sotto forma di energia termica mediante l'utilizzo della pompa di calore aria/acqua e i relativi accumuli termici. In questo caso il sistema di controllo centrale modulerà la potenza elettrica assorbita dalla PdC al fine di inseguire la potenza prodotta dal campo FV.

In questa sezione si riportano i risultati delle prove preliminari condotte durante la presente attività per verificare la capacità della pompa di calore dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. ad inseguire una data curva di potenza fotovoltaica (prova effettuata anche con il banco prova emulatore – simulatore descritto nel capitolo 5).

Come già visto nel paragrafo 6.3.1, ponendo la PdC in modalità di controllo manuale, è possibile variarne la potenza assorbita agendo sulla capacità del compressore e quindi sulla velocità di rotazione del compressore (vedi Tabella 31).

Nella Figura 135 si riportano i dati relativi ad una delle misure effettuate, in cui la linea verde tratteggiata indica l'andamento temporale della potenza prodotta dal campo FV in un arco temporale di circa tre ore,

durante la quale la potenza cresce con una caratteristica curva a semi-campana da circa 1kW sino a 5.5 kW. La curva verde corrisponde al campionamento di un impianto FV reale da 10 KWp durante il periodo invernale e riprodotta nella prova in oggetto con un passo temporale reale.

La linea nera della Figura 135 indica invece l'andamento temporale della potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore, ottenuta variando la capacità del compressore dal 25 % iniziale sino al 65 % finale. Come si evince, la curva nera insegue abbastanza fedelmente la curva verde tranne che nell'intorno del 730-esimo minuto, quando probabilmente il sistema di controllo interno della PdC disattiva temporaneamente la modalità di controllo manuale e gestisce autonomamente la macchina, facendola procedere per qualche minuto a massimo del suo regime (110RPS). I motivi di tale comportamento non sono attualmente chiari e sono in corso ulteriori indagini per scoprirne le cause.

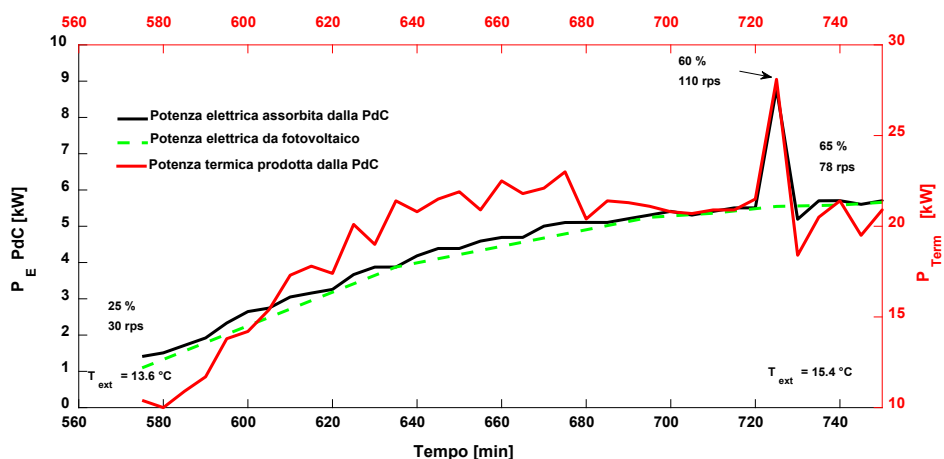


Figura 135: Andamento della potenza elettrica assorbita e della potenza termica prodotta dalla PdC, durante l'inseguimento elettrico della curva di potenza fornita dal generatore fotovoltaico.

Nella Figura 136 si riporta invece l'andamento della temperatura dell'acqua all'interno dell'accumulo durante l'esperimento di inseguimento della curva fotovoltaica appena descritto. Come si vede, la temperatura dell'acqua cresce quasi linearmente da circa 32°C a circa 47 C ($\Delta T = 15$ C), con un tasso di crescita di circa 5 C/h. Si tenga presente che durante la misura si è mantenuto il circolatore dell'accumulo acceso per mantenere contenuto l'innalzamento di temperatura dell'acqua.

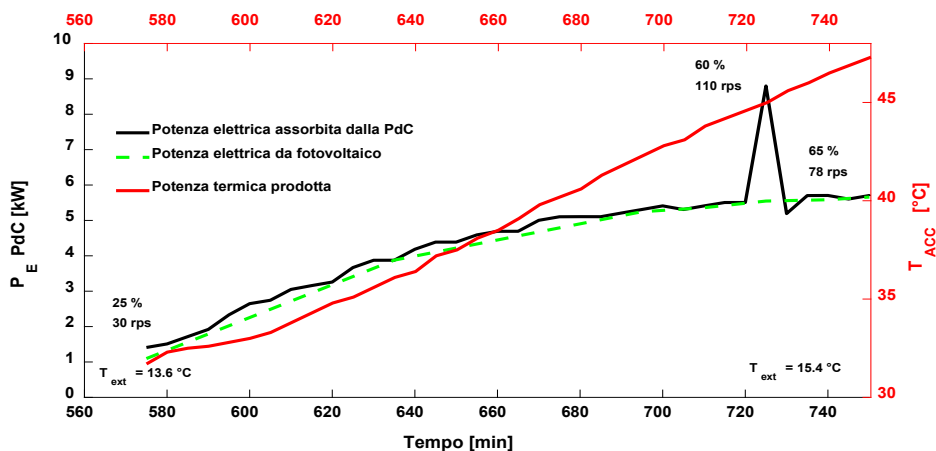


Figura 136: Andamento della potenza elettrica assorbita dalla PdC e della temperatura dell'acqua dell'accumulo, durante l'inseguimento elettrico della curva di potenza fornita dal generatore fotovoltaico.

7 Benefici della contabilizzazione individuale del calore nei condomini con impianto termico centralizzato

7.2 Introduzione

Nell'ambito della linea di ricerca in oggetto è stata estesa l'attività avviata nel precedente triennio sull'impatto energetico ed economico della termoregolazione e contabilizzazione individuale dei condomini prevista dal Dlgs 102/2014. L'analisi effettuata in questo studio valuta come il suddetto obbligo sia anche una opportunità di risparmio energetico per singoli utenti e come le soluzioni smart possono consentire una ulteriore riduzione dei consumi. In particolare, per quest'ultimo punto è stata implementata una architettura hardware e software che migliora la modalità e la frequenza con cui vengono fornite le informazioni agli occupanti aumentandone la consapevolezza sul proprio comportamento energetico, partendo dalla lettura dei ripartitori installati in corrispondenza di ogni corpo scaldante.

7.2.1 Transizione della normativa verso la contabilizzazione "Intelligente"

Con la Direttiva Europea 2012/27/UE è stato introdotto l'obbligo, per il settore residenziale caratterizzato da generazione centralizzata, di adottare sistemi di contabilizzazione entro la fine del 2016; la suddetta norma, pur evidenziando l'importanza di adottare sistemi di misura intelligenti per favorire l'accesso dei consumatori ai rispettivi dati di consumo, non ne stabiliva l'obbligatorietà. A tale scopo la direttiva 2018/2002 UE, modificando e ampliando alcuni punti della 2012/27/UE, stabilisce che:

- I contatori installati dopo il 25 Ottobre 2020 debbano consentire la lettura da remoto;
- Entro il 1° Gennaio 2027 tutti i sistemi di contabilizzazione debbano essere leggibili da remoto.

Inoltre, la direttiva 2018/2002 UE tratta due tematiche di particolare rilievo per lo scopo del presente studio. La prima riguarda la regolamentazione di una frequenza minima obbligatoria di fatturazione dei consumi, o di un'informazione che attesti l'andamento parziale degli stessi. Sfruttando le funzionalità aggiuntive di un sistema a lettura remota si stabilisce che, a partire dal 25 Ottobre 2020, l'utenza debba ricevere una fatturazione almeno ogni trimestre, se elettronica, altrimenti almeno due volte l'anno. La frequenza minima verrà fissata ad almeno una volta al mese a partire dal 1° Gennaio 2022.

Il secondo aspetto è legato al contenuto dell'informazione sub-annale; quest'ultimo deve quantomeno riportare un profilo temporale dei consumi effettivi, accompagnato da indicazioni quali, ad esempio, la previsione della spesa stagionale qualora l'andamento si mantenga mediamente simile a quello registrato fino al quel momento. Le indicazioni di carattere qualitativo non sono però soggette ad obblighi specifici e possono essere scelte liberamente dal gestore del servizio di lettura, purché esprimano in modo chiaro l'informazione sul consumo effettivo. La direttiva non descrive in modo tecnico cosa intende per "lettura da remoto", anche se il requisito minimo per individuare un sistema di questo tipo è senz'altro quello di consentire una rilevazione che non obblighi l'operatore ad accedere all'interno dei singoli appartamenti.

A ciascuno stato membro è affidata la possibilità di includere tra i dispositivi "leggibili da remoto" anche quelli a lettura "walk-by" o "drive-by". Per queste due tipologie è però richiesto il passaggio dell'operatore nei pressi dell'edificio, con un'acquisizione del dato che avviene ad una distanza tipica di 200 m, funzione anche della presenza di ostacoli e dell'ubicazione dei contatori in edificio. Va evidenziato che considerare questi sistemi leggibili da remoto rende più difficile rispettare l'obbligo di informare l'utenza con frequenza sub-annale. Per questa ragione è preferibile ricorrere a sistemi che, sfruttando dispositivi di concentrazione e trasmissione dati via internet (ad es. Gateway GSM), consentono un monitoraggio anche a distanza.

Anche la direttiva che modifica la passata EPBD (Energy Performance in Buildings Directive) 2010/31/UE introduce alcune importanti novità in merito alla "informatizzazione" dei servizi tecnici in ambito residenziale. La nuova direttiva sottolinea come l'obiettivo di riduzione del fabbisogno di energia primaria passi, oltre che per gli incentivi di riqualificazione del parco edilizio esistente e per la diffusione degli edifici ad energia quasi zero, anche dalla responsabilizzazione dei consumatori. Viene trattato per la prima volta il

tema di “edifici intelligenti”, caratterizzati dalla presenza di sistemi di automazione e controllo dell’edificio (BACS), adattabili sia a complessi edilizi esistenti sia a edifici di nuova costruzione. Quest’ultimi hanno come finalità quella di automatizzare le attività di monitoraggio e registrazione dei consumi, finora svolte attraverso ispezioni periodiche obbligatorie degli impianti di climatizzazione e controllo di qualità dell’aria. La direttiva estende il concetto di “impianto tecnico” anche ai sistemi automatici di monitoraggio dello stesso, richiedendo l’installazione di dispositivi che “autoregolano” la temperatura degli ambienti, qualora risultino economicamente vantaggiosi. L’introduzione sempre più marcata di dispositivi che incrementano lo scambio di informazioni tra l’interno dell’edificio e l’ambiente esterno consente anche ai produttori energetici di gestire più facilmente le richieste di carico complessive, attraverso azioni di “peak shaving” e “load leveling”. I produttori possono contare sulla partecipazione attiva degli utenti, incrementando la qualità del servizio (Active Demand Response).

Per misurare la “predisposizione all’intelligenza” di un edificio, quindi la sua capacità di adattarsi alle richieste di utenza e rete, la Direttiva Europea 844/2028 definisce lo “Smart Readiness Indicators”, un nuovo indice che fornisce una informazione agli utenti sul grado di intelligenza dei servizi tecnici presenti all’intero dell’edificio sotto diversi criteri d’impatto tra cui quello dell’informazione degli occupanti. Si osserva inoltre che tra i servizi intelligenti valutati dall’indice rientrano quelli che afferiscono al monitoraggio e controllo dei consumi dell’edificio.

7.1 Stima dei risparmi energetici ottenuti dalla contabilizzazione individuale del calore nei condomini con impianto termico centralizzato

In questa sezione viene valutato quale impatto i sistemi di ripartizione e termoregolazione, previsti dal Dlgs 102/2014 per i condomini con impianti centralizzati, hanno sui consumi complessivi per il riscaldamento dell’edificio. Al fine di validare la stima sui potenziali risparmi energetici ottenuti dalla precedente analisi svolta in collaborazione con l’Università di Cassino è stato ampliato il numero e la tipologia di condomini rispetto a quelli già analizzati. Il nuovo campione selezionato include principalmente edifici situati nel Nord Italia, interessando in particolare sia utenze dislocate nella provincia di Torino e Milano (zona climatica E), sia edifici con sede ad Aosta (zona climatica F) aventi caratteristiche eterogenee in merito agli aspetti tecnologici (tipologia di sistema di termoregolazione installato) e alla tipologia di utilizzo degli edifici (prime case e seconde case). Infatti, i due condomini di esaminati di Aosta, in particolare situati nelle località di Brusson e Gressan, sono prevalentemente impiegati come case per la stagione sciistica. Il risparmio raggiunto grazie all’impiego della termoregolazione è strettamente legato alla tipologia di sistema installato. È lecito infatti attendersi che una regolazione di tipo manuale, che necessita dell’intervento fisico dell’inquilino, porti a risparmi in media inferiori rispetto ad una programmazione dei profili di carico automatica e gestibile da remoto. [17]

Ancora una volta, a svolgere un ruolo di primaria importanza è l’utenza finale. In alcuni casi si osserva che, a fronte di un risparmio iniziale dovuto all’introduzione della regolazione, si registrano inaspettati consumi provocati da una gestione disattenta o poco oculata del sistema. Per raggiungere un risparmio che sia rilevante, è indispensabile informare, anche in modo semplificato, gli utenti sul funzionamento della tecnologia introdotta, e sensibilizzarli su tematiche di risparmio energetico.

7.1.1 Condominio Torino 1

Il condominio selezionato presenta un sistema di termoregolazione e contabilizzazione realizzato con valvole termostatiche, dotate di testina a regolazione manuale, e ripartitore. I dati raccolti ci permettono di effettuare sia delle considerazioni a livello globale per l’intero edificio sia per singolo appartamento. A partire dalla stagione di riscaldamento 2004/2005 si è ricostruito, tramite letture a consuntivo, lo storico dei consumi di riscaldamento.

Per confrontare i consumi in modo destagionalizzato è disponibile l’informazione sul consumo di metano contabilizzato in bolletta dal fornitore del servizio e sulla durata del periodo di accensione dei radiatori. I

dati meteo sono reperiti dalle registrazioni effettuate da Arpa Piemonte per il periodo 15 Ottobre - 15 Aprile. Tuttavia, per le stagioni in cui il servizio di riscaldamento è stato prolungato oltre il 15 Aprile, il calcolo dei gradi giorno restanti è stato condotto a partire dall'informazione sulla temperatura media giornaliera (o mensile) registrata online [15]. Le stagioni evidenziate in giallo in Tabella 32 sono quelle successive all'installazione delle valvole termostatiche e dei ripartitori.

Tabella 32: Confronto consumi destagionalizzati per riscaldamento pre e post installazione sistemi di contabilizzazione individuale.

Stagione	m3	GG	Giorni Risc	Consumo [m3/GG]	Media Pre	Risparmio 1	Risparmio 2
2004/2005	43348	2400	192	18,06	-	-	-
2005/2006	33378	2437	181	13,70	-	-	-
2006/2007	28570	1874	181	15,25	-	-	-
2007/2008	36617	2253	187	16,25	-	-	-
2008/2009	36298	2295	189	15,82	-	-	-
2009/2010	40464	2596	204	15,59	-	-	-
2010/2011	36576	2279	181	16,05	-	-	-
2012/2013	34850	2348	181	14,84	15,69	0,00	0
2013/2014	24498	2045	200	11,98	-	-23,67	0
2014/2015	24304	2031	191	11,97	-	-23,75	-0,11
2015/2016	22538	2080	181	10,84	-	-30,96	-9,55
2016/2017	28859	2157	211	13,38	-	-14,75	11,68
2017/2018	27435	2407	206	11,40	-	-27,37	-4,85
2018/2019	20399	2251	210	9,06	-	-42,26	-24,35

L'installazione delle termovalvole e dei ripartitori è avvenuta nell'estate del 2013. Nello stesso periodo è stata sostituita la caldaia centralizzata, passando ad un sistema a condensazione. Per questo motivo, il risparmio registrato tra le stagioni pre e post-intervento di retrofit è influenzato, oltre che dall'inserimento dei sistemi di contabilizzazione, anche da una sistema di generazione più efficiente.

Si è cercato allora di separare il risparmio derivante dall'utilizzo della caldaia a condensazione da quello relativo alla sola termoregolazione; la colonna indicata come "Risparmio 1" non distingue fra i due contributi: confronta i consumi di metano destagionalizzati (valutati in m³/GG) con la media dei consumi registrati nelle stagionalità passate ("Media Pre").

La colonna "Risparmio 2" è riferita al calcolo del risparmio per sola installazione dei ripartitori e termovalvole; per il suddetto calcolo si è scelto come anno di riferimento il primo immediatamente successivo all'introduzione della nuova caldaia. Supponendo invariato il rendimento di generazione, quest'ipotesi equivale ad attribuire alla sostituzione della caldaia tutti i risparmi conseguiti durante la stagione 2013/2014. Pur trattandosi di una semplificazione, è da ritenersi uno scenario realistico vista la difficoltà riscontrata nella corretta gestione del sistema di termoregolazione da parte dell'utente medio durante il primo anno post installazione.

Alla luce di quest'ultima considerazione, i risultati ottenuti possono essere riassunti come segue: se si includono gli effetti sul risparmio della nuova caldaia, il consumo di gas metano destagionalizzato diminuisce in media del 27%.

Osservando la colonna "risparmio 2" (calcolo del risparmio dovuto alla sola contabilizzazione e termoregolazione) i risparmi anno oscillano in un range compatibile con quanto già osservato negli studi delle precedenti annualità [16]. Se viene calcolato un valore medio della colonna "risparmio 2" dal 2014 al 2019, considerando anche i due anni anomali in cui i consumi hanno avuto un incremento di circa l'11% e un decremento del 24 %, si ottiene un risparmio medio di circa il 6% rispetto all'anno climatico zero (2013/2014).

Si ritiene altrettanto importante commentare i dati di consumo relativi ai singoli appartamenti, per alcuni casi in cui è più evidente il rapporto tra l'utenza e il sistema di termoregolazione. In particolare, si osservi l'andamento dei consumi, espresso in termini di UR stagionali, riportato in Figura 137.

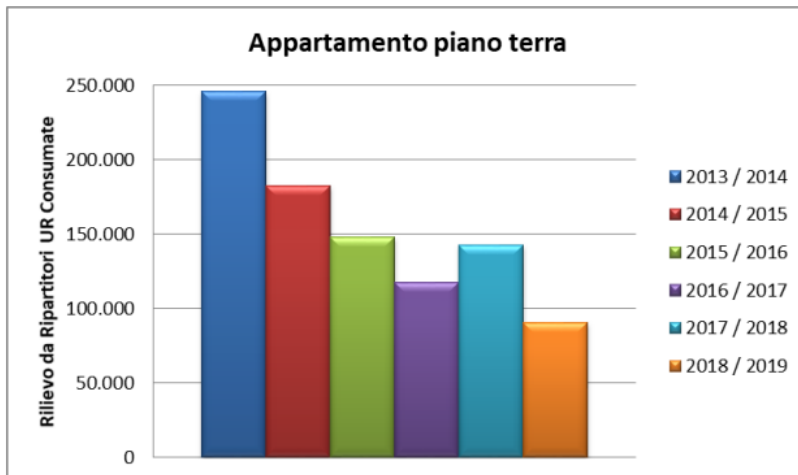


Figura 137: Analisi fabbisogno termico condominio Torino 1: dettaglio rilievo annuale totali ripartitori appartamento piano terra.

I diagrammi riportati in Figura 137 rappresentano il trend delle UR totali rilevati annualmente in un appartamento gestito dall'utente in modo "consapevole". L'utente, per il primo anno dall'introduzione della termoregolazione, ha scelto di non installare la testina termostatica manuale sulle valvole di ciascun radiatore. Nella prima stagione 2013/14, vista la totale assenza di controllo sulla potenza erogata, ha fatto registrare il consumo più alto rispetto agli altri inquilini. Negli anni successivi ha scelto di regolare manualmente l'apertura della valvola sulla base dell'indicazione letta di volta in volta su un termometro posizionato all'interno del locale. È evidente il risparmio conseguito avendo chiaro lo scopo della termoregolazione e contabilizzazione: spendere in proporzione a quanto consumato e, dunque, consumare solo quando necessario.

7.1.2 Caso studio "Torino 2"

Il secondo caso studio riguarda l'analisi dei consumi di un gruppo di 18 condomini siti a Torino caratterizzati dall'installazione, in anni diversi, di sistemi di contabilizzazione e termoregolazione del tipo valvola termostatica con testina manuale e ripartitori per ciascuno dei radiatori presenti nelle unità immobiliari. Si riporta nella seguente tabella i dati caratteristici di ciascuno dei 18 condomini analizzati dove si riportano oltre alla tipologia di caldaia e sistema di ripartizione e termoregolazione anche i relativi anni di installazione per ciascun condominio.

Tabella 33: Dati caratteristici condoni analizzati per il caso studio “Torino 2”.

EDIFICIO			GENERATORE				SISTEMA CONTABILIZZAZIONE		TERMOREGOLAZIONE	
	N. ALL	VOL [m ³]	TIPOLOGIA	ANNO installazione nuova Caldia	P UTILE [kW]	TIPOLOGIA	ANNO	TIPOLOGIA	Anno installazione	
Condominio	1	35	5.675	TRADIZ	2001	174,1	RIPARTITORI	2018	VALVOLE TERM	2018
Condominio	2	39	3.690	COND	2006	113,0	RIPARTITORI	2018	VALVOLE TERM	2018
Condominio	3	18	2.230	COND	2005	84,2	RIPARTITORI	2018	VALVOLE TERM	2018
Condominio	4	35	6.647	COND	2007	180,0	RIPARTITORI	2018	VALVOLE TERM	2018
Condominio	5	12	3.041	TRADIZ	1996	102,6	RIPARTITORI	2018	VALVOLE TERM	2018
Condominio	6	28	5.603	TRADIZ	1997	174,0	RIPARTITORI	2018	VALVOLE TERM	2018
Condominio	7	35	6.560	COND	2014	180,0	RIPARTITORI	2014	VALVOLE TERM	2014
Condominio	8	40	7.360	COND	2011	293,0	RIPARTITORI	2011	VALVOLE TERM	2011
Condominio	9	18	4.429	COND	2011	112,1	RIPARTITORI	2011	VALVOLE TERM	2011
Condominio	10	21	4.719	COND	2011	112,1	RIPARTITORI	2011	VALVOLE TERM	2011
Condominio	11	13	2.553	COND	2011	81,4	RIPARTITORI	2011	VALVOLE TERM	2011
Condominio	12	40	4.529	COND	2008	102,0	RIPARTITORI	2010	VALVOLE TERM	2010
Condominio	13	50	8.753	COND	2005	285,0	RIPARTITORI	2016	VALVOLE TERM	2016
Condominio	14	70	11.814	COND	2005	370,0	RIPARTITORI	2015	VALVOLE TERM	2015
Condominio	15	10	1.898	COND	2003	80,0	RIPARTITORI	2014	VALVOLE TERM	2014
Condominio	16	25	4.714	COND	2005	180,3	RIPARTITORI	2017	VALVOLE TERM	2017
Condominio	17	12	3.015	COND	2009	105,0	RIPARTITORI	2012	VALVOLE TERM	2012
Condominio	18	12	3.015	COND	2009	105,0	RIPARTITORI	2012	VALVOLE TERM	2012

La Tabella 34 riassume i risultati ottenuti confrontando per ciascun condominio il consumo di combustibile destagionalizzato nelle varie stagioni di riscaldamento.

Tabella 34: Analisi risparmi medi condomini post intervento.

EDIFICIO		Risparmio Separato		
		Risparmio Medio complessivo [%]	Risparmio per sostituzione Caldaia [%]	Risparmio per contabilizzazione e termoregolazione [%]
condomini con solo una stagione di misure post installazione				
Condominio	1	-6,6	-	-6,6
Condominio	2	-2,1	-	-2,1
Condominio	3	-19,4	-	-19,4
Condominio	4	-27,0	-	-27,0
Condominio	5	-27,2	-	-27,2
Condominio	6	-9,4	-	-9,4
condomini con installazione ripartitori e termoregolazione contemporanea alla sostituzione della caldaia				
Condominio	7	-32,7	-18,39	-14,36
Condominio	8	-27,8	-22,69	-5,14
Condominio	9	-43,0	-31,08	-11,90
Condominio	10	-19,4	-34,15	14,75
Condominio	11	-22,2	-26,20	4,01
condomini con installazione ripartitori e termoregolazione dopo installazione caldaia				
Condominio	12	-6,7	-	-6,7
Condominio	13	-7,6	-	-7,6
Condominio	14	0,03	-	0,03
Condominio	15	-9,9	-	-9,9
Condominio	16	-10,4	-	-10,4
Condominio	17	-4,3	-	-4,3
Condominio	18	-1,7	-	-1,7

I risparmi medi destagionalizzati riportati in Tabella 34 sono valutati a partire dai risparmi dei singoli anni calcolati a partire dall'anno di introduzione della termoregolazione come indicato dalla relazione seguente

$$Risp. Anno_i \% = \frac{\frac{m_i^3}{GG_i} - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \frac{m_j^3}{GG_j}}{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \frac{m_j^3}{GG_j}} \% \tag{6}$$

Dove:

- $\frac{m_i^3}{GG_i}$: rapporto tra i m3 di combustibile consumati e i gradi giorno registrati nell'anno i-esimo di valutazione del risparmio (post-installazione delle termovalvole);
- $\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \frac{m_j^3}{GG_j}$: media dei consumi del periodo precedente all'introduzione delle termovalvole;
- n : numero di stagioni antecedenti l'introduzione delle termovalvole.

Anche in questo caso, poiché in alcuni dei condomini esaminati l'anno di installazione dei sistemi di termoregolazione e contabilizzazione coincide con la sostituzione della caldaia, si è scelto di valutare prima sia il risparmio medio complessivamente raggiunto con l'installazione dei due sistemi (Colonna Risparmio medio complessivo) sia il contributo separato dei due interventi: colonna Risparmio per sostituzione caldaia colonna Risparmio per Ripartizione e termoregolazione.

Con Riferimento alla Tabella 34, nella colonna "Risparmio Medio complessivo" si è calcolato, per ciascun condominio, la media dei risparmi annuali conseguiti considerando tutte le stagioni post-intervento impiantistico dell'impianto

Nei casi in cui l'installazione della nuova caldaia è avvenuto nello stesso anno di installazione delle termovalvole la separazione delle due voci è stata realizzata partendo dalla stessa ipotesi fatta per il precedente caso studio "Torino 1": si attribuisce il risparmio relativo al primo anno post-retrofit interamente alla caldaia; il risparmio dal secondo anno post installazione è associato alla sola termoregolazione..

Nonostante la forte variabilità dei risultati ottenuti, giustificata dalla molteplicità di aspetti da tenere in considerazione – l'analisi sembra confermare i risultati attesi:

Se si tiene conto del risparmio attribuito alla sola introduzione del sistema "termovalvola + ripartitore" si ottiene una riduzione di circa il 10% dei consumi complessivi di energia primaria. Invece, il risparmio ottenuto con sostituzione della sola caldaia si attesta a circa il 26%.

7.1.3 Condominio Milano

Il caso studio di Milano è un condominio costituito da tre piani – per un volume totale riscaldato pari a circa 1100 m³ tramite caldaia a condensazione di 67 kW – ed utilizzato dalle rispettive unità familiari come prima casa. Il condominio è dotato, a partire dall'estate del 2017, del sistema di ripartizione e termoregolazione del tipo "Totalizzatore ad ore compensate".

Il sistema installato in ogni unità immobiliare del condominio esaminato presenta un livello di automazione superiore rispetto ai precedenti casi studio.. Infatti ogni ambiente è dotato di un sistema di ripartizione e termoregolazione tramite il quale è possibile effettuare una regolazione a comando elettronico. Questa soluzione, consente un livello di programmazione del sistema e dei singoli componenti non più completamente affidata all'azione meccanica dell'utente, ma regolabile da un'unità centrale con schedule orari, giornalieri, mensili o stagionali in funzione del tipo di utilizzo della singola zona riscaldata.

Le caratteristiche più complesse del sistema installato, unite alla possibilità della gestione da remoto, fanno sì che il sistema di termoregolazione abbia livelli funzionali più evolute che per essere pienamente sfruttate è fondamentale che l'utenza venga ben informata e formata.

La Figura 138 espone i risultati ottenuti dall'analisi dei consumi del condominio:

MILANO (MI)									
Periodo Risc	gg	Tmedia giornaliera	GG	metano (letture)	fattore di conversione	Smc	Smc/GG	Risparmio %	
2015	ottobre	15	13,6	96					
	novembre	30	8,9	333					
	dicembre	31	5,1	462					
2016	gennaio	31	3,9	499					
	febbraio	29	6,9	380					
	marzo	31	9,9	313					
	aprile	14	15,4	64					
	novembre	30	8,5	345					
	dicembre	31	3,8	502					
2017	gennaio	31	1,7	567					
	febbraio	28	6,5	378					
	marzo	31	12,4	236					
	aprile	14	15	70					
2016-17		180		2197	6737	1,005358	6.773	3,08	100%
15/10/17	14/04/18	181	7,9	2190	5275	1,005358	5.303	2,42	-21%
15/10/18	14/04/19	181	9,3	1937	4583	1,005358	4.608	2,38	-23%

Figura 138: Analisi consumi a del caso studio pre e post installazione del sistema di contabilizzazione e termoregolazione individuale.

Le stagioni di cui si dispongono i dati di consumo sono quella immediatamente precedente l'installazione del sistema di contabilizzazione e termoregolazione individuale (2016/17) e le due successive (fino al 2018/19) evidenziate in giallo in Figura 138.

Per destagionalizzare i consumi di ciascun anno climatico è stato necessario determinare la durata del periodo di riscaldamento (colonna "gg") e i corrispondenti gradi giorno effettivi.

Per riferire i gradi giorno al solo periodo di utilizzo del sistema di riscaldamento e non alle intere annualità considerate, è stato necessario effettuare il calcolo a partire dalle temperature medie mensili registrate per la città di Milano.

Dalla definizione di grado giorno, supponendo una temperatura interna di progetto pari a 20°C, si ottiene che:

$$GG = \sum_{i=1}^n gg_i * (20 - T_{ave,month})_i \quad (7)$$

Dove:

- GG [°C]: gradi giorno stagionali;
- gg_i : giorni di riscaldamento riferiti all'i-esimo mese della stagione;
- $T_{ave,month}$ [°C]: Temperatura media mensile riferita all'i-esimo mese della stagione;
- n : numero dei mesi che compongono la stagione di riscaldamento.

Le letture dei consumi utilizzati in caldaia vengono convertiti in Sm^3 tramite l'utilizzo di un coefficiente di conversione C, indicato in bolletta dal fornitore del servizio. A questo punto, analogamente a quanto svolto per i casi precedenti, vengono destagionalizzati i consumi e scelto come riferimento per la valutazione del risparmio l'anno precedente l'installazione dei sistemi di ripartizione e termoregolazione.

Il risparmio percentuale viene calcolato come:

$$Risp. Anno_i \% = \frac{\frac{Sm_i^3}{GG_i} - \frac{Sm_{rif}^3}{GG_{rif}}}{\frac{Sm_{rif}^3}{GG_{rif}}} \% \quad (7)$$

Dove il pedice "rif" è riferito alla stagione utilizzata come riferimento, ovvero quella 2016/17.

Come riportato in Figura 138 il risparmio conseguito per la prima stagione di utilizzo del sistema di ripartizione e termoregolazione è pari al 21%, mentre per la seconda stagione si riscontra un risparmio del 23 % rispetto all'annualità 2016/2017.

7.2 Condominio ad occupazione saltuaria sito in provincia di Aosta

Il condominio analizzato sito è un edificio utilizzato come "casa vacanza" sito in una località di montagna quindi definibile ad occupazione saltuaria dotato dal 2014 di sistema di ripartizione e termoregolazione installato in corrispondenza di ogni radiatore delle singole unità immobiliare.

Per la valutazione dei consumi e dei risparmi riportati di seguito occorre precisare che, anche se il tipo di occupazione del condominio è saltuaria, l'impianto di riscaldamento è attivo tutto l'anno e gestito dal sistema di termoregolazione con funzione antigelo nei giorni di non utilizzo.

Il sistema di contabilizzazione installato è del tipo "Totalizzatore ad ore compensate" simile al precedente caso studio di Milano; il sistema infatti presenta un elevato livello di automazione con la possibilità di:

- i) effettuare una termoregolazione a comando elettronico dei singoli ambienti;
- ii) gestire i set point di temperatura da remoto attraverso una piattaforma centralizzata raggiungibile dagli utenti via internet.

Per la valutazione dei consumi del condominio non è stato possibile reperire le informazioni meteorologiche affidabili per tutte le stagionalità prese in esame.

Tuttavia, a partire dalla prima stagione di utilizzo del sistema di ripartizione e termoregolazione (2014/15), è possibile sfruttare il dato registrato dalla sonda di temperatura esterna del sistema per il calcolo dei Gradi

Giorno stagionali. Per quanto concerne le stagioni antecedenti l'installazione (2012/13 e 2013/14), si è ricorso alla seguente procedura semplificata:

- Confronto dei gradi giorno registrati da Arpa Valle d'Aosta, per le stagioni a partire dalla 2014/15, con i gradi giorno calcolati per le stesse stagioni tramite il sistema termoregolazione installato; quest'ultimo mette, infatti, a disposizione il valore di temperatura esterna medio giornaliero;
- Valutazione dello scostamento medio tra i gradi giorno Arpa e i gradi giorno effettivi misurati con il sistema di termoregolazione installato;
- Applicazione dello scostamento medio ai dati di Arpa Valle D'Aosta riferiti alle stagioni 2012/13 e 2013/14.

L'ipotesi può essere ritenuta accettabile, constatando che la variabilità dei Gradi Giorno per il sito in esame è piuttosto bassa, con valori compresi nel range 3500÷4000 °C (zona climatica F).

Per l'analisi dei risparmi energetici sono stati confrontati i consumi di gasolio riferiti a due anni precedenti e a quattro anni successivi l'installazione dei sistemi di termoregolazione.

Si riporta nella seguente tabella l'analisi dei consumi energetici per i due pre installazione del sistema di contabilizzazione e termoregolazione di cui si conoscono i consumi di gasolio.

Tabella 35: Analisi dei consumi energetici pre-installazione sistema di contabilizzazione e termoregolazione per il condominio esaminato a utilizzo saltuario.

Stagione	giorni riscaldamento effettivo	Temperatura esterna media	Gradi giorno (GG)	Consumo gasolio	Coefficiente di occupazione (CUC)	Consumo destagionalizzato	Media consumi pre installazione termoregolazione	Indice di consumo - occupazione (Ic)	Media Consumi pre installazione con indice di occupazione
		[°C]		(litri)		litri/GG	[litri/GG]	[litri/GG/CUC]	[litri/GG/CUC]
2012/13	265	-	3850	5000	0,174	1,30	-	7,46	-
2013/14	265	-	3566	5200	0,174	1,46		8,38	
						media consumi	1,38	media consumi	7,92

Visto la destinazione d'uso del condominio del tipo saltuario, sono state fatte due valutazioni separate per il calcolo del risparmio ottenuto.

La prima valutazione non tiene in considerazione il grado di occupazione del condominio, effettuando un calcolo del risparmio per le singole stagioni post installazione come di seguito indicato:

$$Risparmio\ 1\ \%_i = \frac{\left(\frac{C_{oil}}{GG}\right)_i - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^2 \left(\frac{C_{oil}}{GG}\right)_j}{\frac{1}{2} \sum_{j=1}^2 \left(\frac{C_{oil}}{GG}\right)_j} \quad (8)$$

Dove:

- $\left(\frac{C_{oil}}{GG}\right)_i$: consumo destagionalizzato di gasolio nella i-esima annualità;
- $\frac{1}{2} \sum_{j=1}^2 \left(\frac{C_{oil}}{GG}\right)_j$: media dei consumi destagionalizzati di gasolio delle due stagioni antecedenti l'installazione del sistema di contabilizzazione e termoregolazione individuale.

Applicando la formula precedente si ottiene un risparmio energetico per le singole stagioni di riscaldamento dal 13% al 34% con un valore medio pari al 23% (colonna "Risparmio 1" Tabella 36).

Tabella 36: Analisi dei consumi energetici post installazione sistema di ripartizione e termoregolazione.

Stagione	giorni riscaldamento effettivo	Temperatura esterna media [°C]	Gradi giorno (GG)	Consumo gasolio Litri/anno	Coefficiente di occupazione (CUC)	Consumo Gasolio destagionalizzato Litri/anno*GG	Risparmio 1[%]	Indice di consumo - occupazione (Ic)	Risparmio 2 con indice di occupazione [%]
2014/15	265	6,5	3578	4030	0,18	1,13	-18,28	6,26	-21,01
2015/16	266	5,9	3751	4076	0,13	1,09	-21,17	8,36	5,52
2016/17	265	6,0	3710	3775	0,11	1,02	-26,19	9,25	16,76
2017/18	265	5,2	3922	4695	0,24	1,20	-13,16	4,99	-37,04
2018/19	265	5,8	3763	3399	0,21	0,90	-34,48	4,30	-45,71
					media	1,07	-22,66		-16,30

Per valutare il risparmio energetico ottenuto in funzione dell'affettiva occupazione del condomino (colonna Risparmio 2 in Tabella 36) è stato definito il seguente indice, I_c , in funzione del Coefficiente di Utilizzo di Condominio CUC; quest'ultimo è fornito dal software di gestione del sistema di ripartizione e termoregolazione ed è valutato come rapporto tra la somma di tutti gli UR (unità di Riparto) di tutti i radiatori (secondo UNI 11388) e la somma delle URmax di ciascun radiatore (calcolato secondo UNI 11388 ipotizzando uno scenario in cui i radiatori non siano provvisti di termoregolazione)

$$I_c = \left(\frac{Coil}{GG * CUC} \right)_i, \tag{9}$$

dove:

- I_{c_i} è l'indice di consumo per coefficiente di utilizzo relativo all'anno i-esimo

- Coil: consumo di gasolio per l'anno i-esimo

La scelta di porre a denominatore il CUC è finalizzata ad aumentare l'indice di consumo nei casi in cui il grado di occupazione risulta più basso. In questo modo, a parità di consumo di gasolio destagionalizzato (Coil/GG), viene valorizzata la stagione con più alto utilizzo dell'edificio, poiché caratterizzata da un consumo più attento e razionale.

A questo punto, le voci della colonna "Risparmio 2 %" vengono calcolate come:

$$Risparmio\ 2\ \%_i = \frac{I_{c_i} - I_{c_{medio-pre}}}{I_{c_{medio-pre}}} \tag{10}$$

Dove:

$I_{c_{medio-pre}}$: è il valore dell'indice calcolato negli anni precedenti l'installazione del nuovo sistema di termoregolazione. Non avendo a disposizione i dati per calcolare il suddetto indice negli anni 2012-2014 è stato ipotizzato un valore dell'indice I_c pari alla media degli anni 2014 -2019 pari a 0,174 come indicato in Tabella 35.

Al netto delle valutazioni di carattere quantitativo, che certificano un consumo ridotto di gasolio a partire dall'introduzione del termoautonomo, si ritiene che quest'ultimo indice consenta di evidenziare da un punto di vista "più qualitativo" la gestione del sistema.

Infatti, anche se dalla la colonna Risparmio 2 della Tabella 35, si evince un risparmio medio pari a circa il 16%, superiore ai casi precedenti, allo stesso tempo si può osservare come l'introduzione del CUC porti a incrementi di consumo nelle stagioni 2015 e 2015 in cui il grado di utilizzo dell'edificio è più basso. Si ricorda comunque che nonostante il condominio ha un utilizzo saltuario come seconda casa, l'impianto termico è sempre attivo e gestito dal sistema di controllo in modalità antigelo per mantenere gli ambienti a circa 14 °C.

7.2.1 Secondo condominio ad occupazione saltuaria in provincia di Aosta

Si tratta di un "super-condominio" che può essere suddiviso in due edifici distinti: G1 e G2-G3 entrambi alimentati da una rete di teleriscaldamento con acqua a 90 °C per riscaldamento e acqua calda sanitaria.

Nel 2016 per tutte le unità immobiliari del condominio sono stati installati i sistemi contabilizzazione individuale. Il tipo di distribuzione a colonne montanti ha richiesto l'utilizzo di un sistema di

contabilizzazione di tipo indiretto; sono stati installati sistemi tipo: Totalizzatore dei tempi di inserzione compensato in temperatura.

Il sistema installato presenta inoltre le caratteristiche di automatismo elettronico degli elementi terminali e di accessibilità da remoto simili al condominio esaminato nel caso precedente.

La temperatura di mandata dell'acqua alla sotto-centrale termica è regolata con una sonda esterna che effettua la modulazione di una valvola a tre vie. Questa, in base ad una curva di regolazione programmata, si occupa della miscelazione del fluido direttamente sul circuito primario. Inoltre, mediante sensori di pressione, si regola la portata delle pompe di circolazione in funzione del numero di radiatori con valvola termostatica aperta.

In fase di determinazione dei gradi giorno stagionali, vista l'assenza di stazioni metereologiche accessibili nelle vicinanze, si è seguito il ragionamento seguente:

- Per le stagioni caratterizzate dall'utilizzo del sistema di ripartizione e termoregolazione (2016/17 a seguire) è stato fatto un calcolo manuale partendo dalla lettura della temperatura media esterna giornaliera, registrata con il sensore di temperatura esterna del sistema;
- Per l'ultima stagione sprovvista di sistema di termo-regolazione (2015/16) sono state confrontate le rilevazioni ottenute per il condominio di Brusson, trattandosi di due località prossime, simili sia per altitudine sia per caratteristiche climatiche. Il calcolo dei gradi giorno è stato condotto in questo modo:
 - 1) Individuazione dello scostamento medio tra i gradi giorno rilevati per Pila e Brusson dal sistema di termoregolazione installato nei due condomini nelle stagioni dal 2016/17 in poi;
 - 2) Applicazione dello scostamento al valore dei gradi giorno calcolati per Brusson nella stagione 2015/16.

Si riporta in Tabella 37 l'analisi dei consumi e dei risparmi generati dal sistema di contabilizzazione e termoregolazione. In particolare sono stati analizzati i consumi annuali contabilizzati per ciascuno dei due pié di stabile (G1, G2-G3) come forniti dal gestore della rete di teleriscaldamento. Per il periodo pre installazione è stato recuperato solo il dato relativo all'anno precedente.

Tabella 37: Analisi consumi e risparmi del secondo condominio a uso saltuario sito in provincia di Aosta.

Analisi Consumi G1						
Stagione	Consumo termico piedistabile [MWh]	Gradi giorno (GG)	Consumo termico destagionalizzato [MWh/GG]	Risparmio 1 %	CUC	Risparmio 2 %
2015/2016	988	3932	0,25	0	0,22	0
2016/2017	748	3841	0,19	-22,5	0,19	-11,44
2017/2018	795	4077	0,19	-22,4	0,25	-30,90
2018/2019	725	4021	0,18	-28,2	0,22	-28,37
			media	-24,4		-23,57

Analisi Consumi G2-G3						
Stagione	Consumo termico piedistabile [MWh]	Gradi giorno (GG)	Consumo termico destagionalizzato [MWh/GG]	Risparmio 1 %	CUC	Risparmio 2 %
2015/2016	967	3932	0,25	0	0,22	0
2016/2017	691	3841	0,18	-26,8	0,21	-23,15
2017/2018	704	4077	0,17	-29,8	0,27	-42,93
2018/2019	653	4021	0,16	-34,0	0,18	-19,26
			media	-30,2		-28,4

Il sistema di contabilizzazione e termoregolazione è stato avviato nella prima annualità partendo dalle condizioni imposte dal programma “antigelo” (temperatura di set-point fissata a 14°C).

Osservando la Tabella 37 si nota la sensibile riduzione dei consumi termici tra la prima stagione con il sistema di termoregolazione (2016/2017) e la stagione precedente (2015/2016).

Come nel caso precedente, il risparmio è stato valutato secondo le due modalità:

- valutando le differenze di consumo rispetto alla stagione senza termoregolazione (risparmio 1 in Tabella 37): si ottiene un risparmio medio pari al 27%

- considerando la differente occupazione media degli edifici introducendo per ciascun anno il coefficiente di utilizzo del condominio, CUC – (Risparmio 2 in Tabella 37): si ottiene un risparmio medio pari al 26%.

7.2.2 Considerazioni Riassuntive

si riporta di seguito una tabella con la sintesi dei risparmi valutati per i condomini esaminati in questo studio differenziati per categoria di edificio (“prima casa”, “seconda casa”) e la tipologia di sistema di termoregolazione e contabilizzazione installato:

Tabella 38: Sintesi analisi risparmi energetici per i condomini esaminati.

Tipologia Utenza	Tipologia Sistema termoregolazione	Risparmio Medio %
Prime Case	manuale	12,30
Prima casa	automatico controllo elettronico da remoto	22,00
Seconda Casa	automatico controllo elettronico da remoto	22,6
Seconda Casa	automatico controllo elettronico da remoto	27,3

La Tabella 38 include tutte le utenze in cui l’introduzione dei sistemi di termoregolazione non è avvenuta in contemporanea con la sostituzione della caldaia. Il risparmio indicato nella colonna “Risparmio Medio %” rappresenta la media dei risparmi conseguiti considerando tutte le stagioni post-retrofit del sistema di termoregolazione.

Si nota come, dai dati di consumo ottenuti e dalle ipotesi fatte nei precedenti paragrafi, un sistema di termoregolazione dotato di un livello evoluto di automatismo (controllo elettronico da remoto) consente di raggiungere valori di risparmio maggiori rispetto al sistema di regolazione con impostazione manuale della termovalvola.

7.3 Analisi di una architettura smart per la contabilizzazione individuale del calore nei condomini

Nella prima annualità del progetto di ricerca sono stati definite le architetture per implementare un sistema di contabilizzazione individuale di tipo smart in grado di trasferire in modo continuo agli occupanti le informazioni sulla qualità dei propri consumi termici. L’informazione sui propri consumi, anche in modo semplificato, consente agli stessi occupanti di adattare i propri comportamenti energetici secondo i feedback forniti dalla piattaforma web o da un app che elabora le informazioni dei singoli ripartitori installati presso la propria abitazione.

Per fornire all’utente una informazione sulla qualità dei propri consumi sono stati implementati appositi indici semplificati e adattati allo specifico sistema di ripartizione e termoregolazione installato

nell'appartamento. Si riportano di seguito gli indici di consumo elaborati per una successiva implementazione degli stessi in una piattaforma web utilizzata dai singoli utenti finali.

In questa annualità inoltre sono stati individuati i condomini già dotati di diversi sistemi di contabilizzazione individuale dove poter installare i sistemi di trasmissione dati per trasferire le misure su una piattaforma web; quest'ultima potrà elaborare con una frequenza oraria, giornaliera o settimanale gli indici energetici semplificati e fornire un feedback all'utente per il controllo dei suoi consumi.

7.3.1 Definizione Indici Qualitativi da inserire nella piattaforma web del sistema di contabilizzazione "smart"

In questa sezione si riportano gli indicatori di risparmio energetico da inserire all'interno della piattaforma IoT accessibile dagli utenti finali per ottenere un'informazione continua e semplificata sulla qualità dei propri consumi termici.

Si ritiene che, considerando le informazioni attualmente a disposizione del singolo utente, quest'ultimo necessiti di indicazioni aggiuntive che descrivano in modo più completo le modalità di gestione del proprio sistema di termoregolazione.

Un confronto tra le UR registrate nella stagione in corso e quelle misurate nello stesso periodo dell'anno precedente (come indicato in Figura 139) può non essere sufficiente a valutare l'effettivo comportamento energetico o l'effettivo risparmio conseguito. Infatti, un valore inferiore di UR rispetto alla stagione passata non necessariamente è sintomatico di una migliore regolazione del sistema, ma può semplicemente attribuirsi all'effetto di condizioni esterne complessivamente più favorevoli rispetto alle precedenti, che limitano le dispersioni attraverso l'involucro edilizio e, di conseguenza, l'energia richiesta ai corpi scaldanti.

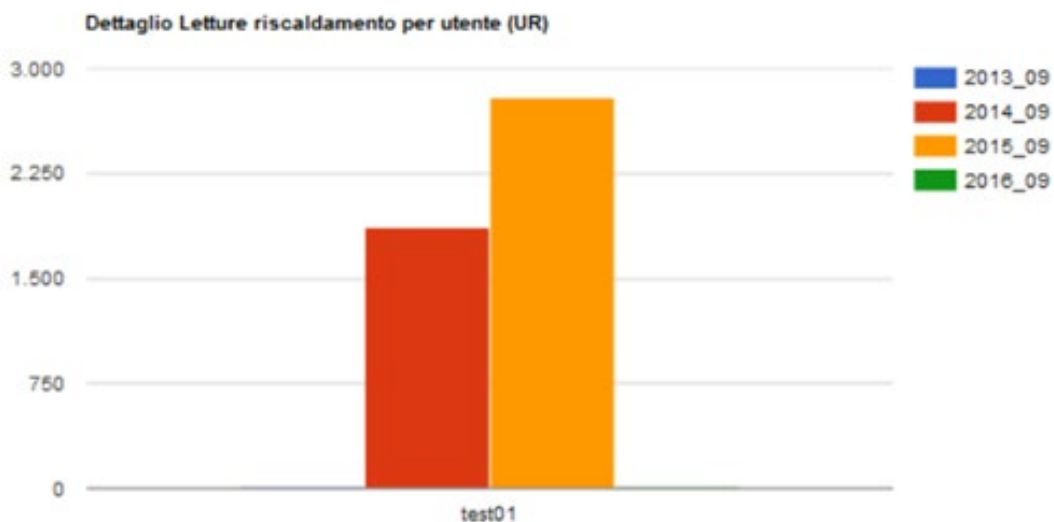


Figura 139: Confronto UR mensile per sistema di ripartizione installato presso utente condominiale.

In generale, la scelta di utilizzare le stagionalità passate come parametro di confronto per quella attuale può rivelarsi poco corretta. La variabilità delle misure condotte su periodi pregressi è spesso non trascurabile, potenzialmente influenzata da fasi dell'anno in cui l'impianto è utilizzato in modo "atipico" (programmi di riscaldamento diversi rispetto a quelli solitamente adottati), o caratterizzata da periodi di spegnimento per l'assenza temporanea degli inquilini.

Sarebbe meglio utilizzare come riferimento ("benchmark") un valore calcolato a partire da profili "tipici" di consumo. Questi vengono ricavati attraverso una diagnosi energetica dell'appartamento, condotta ipotizzando una modalità di occupazione reale dell'edificio (condizioni A3 "tailored rating"). Si ritiene che quest'ultima possa rappresentare un'ipotesi più affidabile, poiché qualunque indicazione di "sovra-consumo" è calcolata a partire da un confronto con il fabbisogno reale della zona in esame, ovvero con

l'energia minima richiesta ai terminali di impianto per mantenere in condizioni di comfort termigrometrico l'ambiente.

Inoltre sapere "quanto" si sta consumando, anche rispetto ad un comportamento ideale, non è necessariamente indicativo di "come" lo si sta facendo. Ad esempio nel caso di un'utenza che riduce la il set point di temperature sotto il livello di comfort. In questo caso il risparmio conseguito non è identificativo di una gestione corretta della termoregolazione, vista la potenziale sensazione di discomfort avvertita negli ambienti abitati. A tale scopo, si è scelto di affiancare all'indicazione sul consumo effettivo anche un indice basato sulla rilevazione della temperatura all'interno dei locali.

In questo modo, l'utenza può essere aggiornata sia sul consumo reale, sia avere accesso ad una panoramica delle temperature rilevate in ogni locale, che gli consente di risalire più facilmente alla causa principale del sovra-consumo (per esempio, il locale che si trova alla temperatura più distante da quella ipotizzata in condizioni ideali di utilizzo).

Un altro aspetto da analizzare è legato all'identificazione della frequenza ottimale con cui disporre dei suddetti indici. Questa deve permettere agli inquilini di intervenire in modo rapido sull'impianto al fine di correggere eventuali anomalie di gestione. Il tema è già stato discusso in ambito normativo, dove, come accennato in precedenza, si è stabilito che entro il 1° Gennaio 2022 gli utenti dotati di contatori intelligenti debbano ricevere una fatturazione che attesti l'andamento dei consumi almeno una volta al mese. Tuttavia, se un'informazione mensile può essere sufficiente a mantenere "sotto controllo" l'andamento dei consumi, non può ritenersi adatta a segnalare disattenzioni temporanee da parte dell'utenza.

È chiaro che, per correggere questo tipo di eventi, più l'informazione è data in tempo reale (es. frequenza oraria) più sarà possibile intervenire in tempo utile. Tuttavia, una frequenza di rilevazione dei consumi molto alta si scontra con alcuni limiti di tipo tecnologico. Se la batteria di alimentazione degli attuali sistemi di contabilizzazione è tarata per una durata media pari a 10 anni, lo stesso non può essere garantito se, invece di una volta al mese, il sistema dev'essere interrogato più volte in un'ora. Anche la frequenza di trasmissione dei dati a remoto dev'essere compatibile con le esigenze di lettura stabilite. Ne consegue che una transizione verso sistemi "smart" deve necessariamente corrispondere ad un adeguamento tecnologico del sistema.

Si riporta nei seguenti paragrafi l'implementazione degli indici sopra esposti adattandoli alla tecnologia utilizzata per la ripartizione e termoregolazione installata nel condominio; lo studio è una estensione delle elaborazioni già effettuate da ENEA e dall'Università di Cassino nel precedente triennio. [16].

7.3.2 Indice Consumo Giornaliero – Per singolo ambiente o Intero Edificio

L'indice di consumo giornaliero effettua un confronto tra il fabbisogno energetico teorico di riscaldamento di ciascun ambiente e il consumo realmente misurato. È definito come:

$$IG_1 = \frac{Q_{real} - Q_{th}}{Q_{th}} \% \quad (11)$$

Dove:

- " Q_{real} " [kWh]: consumo effettivamente registrato tramite contabilizzazione indiretta. Poiché i sistemi indiretti eseguono una misura del calore erogato dai terminali in UR (cfr. par 2.1), è necessario conoscere il coefficiente di conversione che identifica il rapporto kWh/UR, spesso noto in fase di taratura del sistema;
- " Q_{th} " [kWh]: fabbisogno teorico giornaliero, calcolato considerando il profilo di occupazione reale del locale. Questo termine può essere calcolato effettuando una diagnosi energetica in condizioni Asset rating (A3) come definito dalla UNI 11300 dell'ambiente (o appartamento) considerato, per determinarne il fabbisogno di energia di riscaldamento Quest'ultimo tiene conto di un profilo giornaliero di temperatura interna che simula l'utilizzo effettivo del locale. La diagnosi è tipicamente svolta su base stagionale considerando condizioni climatiche medie. Per passare al fabbisogno teorico giornaliero si utilizza la formula seguente:

$$Q_{th} = Q_{th,risc} * \frac{GG_i}{GG_{tot}} \quad (12)$$

Dove

$Q_{th,risc}$: è il fabbisogno termico complessivo calcolato in condizioni Asset rating secondo UNI TS 11300

" GG_i " e " GG_{tot} " sono rispettivamente i gradi giorno effettivi dell'i-esima giornata e i gradi giorno dell'intera stagione di riscaldamento, gli stessi utilizzati in fase di diagnosi energetica.












Per rendere più semplice e diretta l'interpretazione dell'indice da parte dell'utente finale si associa una scala di numeri naturali (da 0 a 5) come indicato in Tabella 39 a ciascun intervallo percentuale in cui può ricadere " IG_1 ". Ogni numero della scala è preceduto dal segno negativo, o positivo, qualora si attesti un risparmio, o un sovra-consumo rispetto al valore di riferimento. seguente riassume quanto indicato.

L'indice qualitativo " IG_1 " può essere applicato in tutti gli edifici dotati dei seguenti sistemi:

- Ripartitori di calore / Sistemi ITC che rendono disponibile alla piattaforma di monitoraggio remota, con frequenza giornaliera, le unità di ripartizione realmente consumate in ogni locale (o nell'appartamento). Queste vengono utilizzate per il calcolo del " Q_{real} ";
- Data-Logger di Temperatura installati all'esterno dell'edificio, per una misura oraria della temperatura esterna finalizzata al calcolo dei gradi giorno " GG_i ";

Inoltre, per una corretta valutazione dell'indice, bisogna disporre dei risultati della diagnosi energetica dell'unità abitativa (o di ogni locale dell'appartamento).

Tabella 39: Informazione-grafica indice giornaliero per utenza.

$+75\% \leq IG_1 \leq +100\%$	+5	
$+50\% \leq IG_1 \leq +75\%$	+4	
$+30\% \leq IG_1 \leq +50\%$	+3	
$+20\% \leq IG_1 \leq +30\%$	+2	
$+10\% \leq IG_1 \leq +20\%$	+1	
$-10\% \leq IG_1 \leq +10\%$	0	
$-20\% \leq IG_1 \leq -10\%$	-1	
$-30\% \leq IG_1 \leq -20\%$	-2	
$-50\% \leq IG_1 \leq -30\%$	-3	
$-75\% \leq IG_1 \leq -50\%$	-4	
$-100\% \leq IG_1 \leq -75\%$	-5	

7.3.3 Indice Temperatura Orario – Per singolo ambiente

L'indice di temperatura orario fornisce un'informazione per singolo ambiente sulla temperatura misurata attraverso un sensore (data-logger di temperatura) posto all'interno dell'ambiente riscaldato. Accoppiato al precedente " IG_1 " consente di effettuare una valutazione qualitativa sull'utilizzo del sistema di termoregolazione. Si osservi come la frequenza oraria di registrazione della temperatura ambientale consenta di riconoscere in tempo "quasi reale" eventuali anomalie di gestione del sistema. L'indice si calcola come:

$$IG_2 = T_{real} - T_{set-pt}. \quad (13)$$

Dove:

- T_{set-pt} : Temperatura di set-point oraria del singolo locale. Si ipotizza, ora per ora, un valore di temperatura di riferimento *ideale* per ciascun ambiente riscaldato che simuli il profilo di occupazione del locale nell'arco della giornata;
- T_{real} : Temperatura oraria effettiva del singolo locale.

Gli indici " IG_1 " e " IG_2 ", da implementare in una piattaforma Web, devono evidenziare eventuali scostamenti dei parametri rispetto ai valori di riferimento, se superiori ad una certa soglia di tolleranza.

Una potenziale logica di monitoraggio adottabile dall'utenza consiste nel:




1. Controllare l'andamento orario di " IG_2 ". In questo modo è possibile verificare che la temperatura ottenuta tramite termoregolazione ambientale sia in linea con il valore di set-point ideale corrispondente ad una gestione "virtuosa" del sistema;
2. Verificare, tramite l'informazione fornita da " IG_1 " a fine giornata (o dalle UR misurate per ogni locale, cfr. par. 4.2.2.5.), che il consumo non sia superiore rispetto al riferimento giornaliero.

Questa procedura può esporre l'utenza a differenti scenari:

- Se l'indice di consumo giornaliero presenta colorazione rossa (tabella 4), evidenziando un consumo eccessivo nel locale considerato, e " IG_2 " si è mantenuto a valori superiori a "+1" per un numero sostanziale di ore della stessa giornata, è possibile che la temperatura impostata nel locale tramite valvole termostatiche sia eccessiva rispetto alle reali esigenze di comfort (es. valvola lasciata erroneamente in condizione di apertura massima);
- Se l'indice di consumo giornaliero presenta colorazione rossa e " IG_2 " si è mantenuto a valori compresi tra "-2" e "0" per un numero sostanziale di ore della stessa giornata, è possibile che il locale sia stato soggetto a eccessive perdite per ventilazione (es. ambiente che non raggiunge mai, o quasi mai, la temperatura di set-point oraria perché le finestre vengono lasciate aperte mentre il riscaldamento è attivo);
- Se l'indice di consumo giornaliero presenta colorazione gialla o verde e " IG_2 " si è mantenuto a valori superiori rispetto a "-1", il sistema è stato utilizzato in modo complessivamente corretto, sfruttando al meglio gli apporti gratuiti solari e il calore disperso in ambiente dalle persone.

In accordo a quanto fatto per " IG_1 ", viene proposta una visualizzazione grafica di " IG_2 " che metta maggiormente in risalto il comportamento dell'indice per l'utente medio come indicato in Tabella 40:

Tabella 40: Informazione-grafica indice di temperatura.

$IG_2 > +1\text{ }^{\circ}\text{C}$		Temperatura interna maggiore di quella di comfort (si consiglia un'apertura minore della valvola termostatica)
$-1\text{ }^{\circ}\text{C} \leq IG_2 \leq +1\text{ }^{\circ}\text{C}$		Temperatura interna pari al valore di comfort
$IG_2 < -1\text{ }^{\circ}\text{C}$		Temperatura interna minore di quella di comfort (controllare che le finestre dell'ambiente siano chiuse correttamente)

L'indice qualitativo " IG_2 " può essere applicato in tutti gli edifici dotati dei seguenti sistemi:

- Data-Logger di Temperatura, installati all'interno di ogni locale riscaldato, per la registrazione (su piattaforma Web di monitoraggio dei consumi) della temperatura interna. I sensori di temperatura devono essere posizionati in modo da non risentire di eventuali sorgenti disturbo locali (es. corpi scaldanti o finestre).

7.3.4 Indice di Consumo Mensile – Intero Appartamento

L'indice giornaliero, pur rappresentando un parametro estremamente utile nel favorire una risposta rapida dell'utenza, è influenzato dalla forte variabilità delle condizioni climatiche che caratterizzano la singola giornata.

Per questo motivo, è utile dare all'utenza anche un'indicazione che sia di carattere più "generale", calcolata su base mensile. A tal proposito si riporta di seguito l'indice di consumo mensile semplificato elaborato dall'Università di Cassino nel precedente triennio.

La definizione dell'indice mensile è del tutto analoga a quella di " IG_1 ":

$$IM = \frac{Q_{real} - Q_{th}}{Q_{th}} \% \quad (14)$$

In questo caso, però, il fabbisogno teorico, " Q_{th} ", calcolato in condizioni di Asset rating e quello misurato, " Q_{real} ", sono calcolati con riferimento all'intero mese in esame.

Anche per questo indice può essere utilizzata l'info-grafica proposta in Tabella 39

7.3.5 Indice di Confronto Mensile tra appartamenti dello stesso condominio

Consente all'utenza di confrontare il proprio profilo di consumo con un andamento rappresentativo della media di tutti gli inquilini dello stesso condominio, sottoposti a simili condizioni climatiche esterne. La media viene calcolata selezionando tutte le utenze con profilo di occupazione dell'appartamento simile a quello in esame. Ne consegue che vanno scartati i consumi relativi a unità abitative parzialmente abitate o disabitate. Inoltre, la scelta di mediare il dato su tutti gli utenti dello stabile consente di "compensare" i consumi più alti o più bassi caratteristici degli appartamenti tipicamente più o meno "svantaggiati".

L'indice è definito come:

$$IC = \frac{IM_{utente} - IM_{media}}{IM_{media}} \% \quad (15)$$

Dove:

- IM_{utente} : Indice mensile dell'utente considerato;
- IM_{media} : Media degli indici mensili degli inquilini dello stesso condominio.

Si ritiene inoltre che l'indice possa avviare un meccanismo di "competizione energetica" tra gli inquilini, con l'obiettivo di conseguire il risparmio energetico maggiore.

7.3.6 Indice di Consumo Giornaliero

Si riporta per completezza di esposizione la definizione dell'indice giornaliero elaborato da ENEA nel precedente triennio con l'obiettivo di poterlo confrontare con i precedenti indici elaborati in questa annualità.

Partendo direttamente dall'informazione sulle unità di ripartizione contabilizzate giornalmente (UR), si ritiene che possa rappresentare un'indicazione utile a evidenziare eventuali cattive gestioni della termoregolazione ambientale.

U.I.	Codice radiatore	Vano	Potenza installata	UR
3	12	soggiorno	1869	756
3	11	camera	1462	482
3	9	camera	1112	678
3	8	ingresso	835	141
3	10	bagno	604	508

Figura 140: Indice di consumo giornaliero basato sul confronto UR-potenza installata.

Il principio seguito è quello di affiancare al dato sulla potenza dei radiatori installati nei diversi locali il valore giornaliero delle unità calore contabilizzate dai corrispondenti ripartitori. In uno scenario in cui non è utilizzata la regolazione con valvole termostatiche i locali vengono riscaldati in proporzione alla potenza del radiatore in essi installato. Ci si attenderebbe, quindi, una rappresentazione delle UR simile a quella della potenza installata, con valori più alti per i locali con radiatori di potenza maggiore e viceversa. Al contrario, utilizzando le valvole termostatiche, l'energia termica rilasciata dal radiatore è proporzionale alla portata che circola al suo interno, funzione del grado di apertura della valvola stessa. Osservando i risultati proposti in Figura 140 è possibile elaborare diverse conclusioni sulle modalità di utilizzo del sistema.

Si osservi come, nonostante la potenza del radiatore 11 sia maggiore rispetto a quella del radiatore 9, le UR misurate in quest'ultimo ambiente siano maggiori. Ciò può essere ricondotto ad un differente utilizzo dei due ambienti, che porta l'utenza a posizionare la testina del radiatore 11 su una temperatura più bassa rispetto a quella impostata per il radiatore 9. In caso di utilizzo simile dei locali, però, il valore più alto di UR in camera 9 può essere sintomatico di un locale fortemente ventilato (finestre aperte) che non è in grado di raggiungere la temperatura impostata tramite regolazione. Un'altra possibile interpretazione è il posizionamento erroneo della testina manuale del radiatore 9 (caso molto frequente se il locale è destinato a ragazzi). Per quanto riguarda l'ingresso, un valore così basso di UR misurate può essere spiegato sia ipotizzando un utilizzo poco frequente del locale, con valvola termostatica in posizione di chiusura, sia dalla presenza di un possibile ostacolo che copre il radiatore (es. tenda) e che facilita una lettura erronea della temperatura da parte del sensore termico.

7.3.7 Definizione e valutazione economica preliminare di un sistema di contabilizzazione “smart”

Si riporta di seguito l’analisi tecnico-economica dei sistemi necessari da installare presso alcuni condomini già dotati di sistema di ripartizione e termoregolazione di tipo tradizionale per poter realizzare un sistema. Obiettivo dello studio è individuare i componenti necessari da integrare a un sistema di contabilizzazione esistente per l’implementazione di una soluzione smart facilmente accessibile dagli utenti finali.

In particolare, per il suddetto studio e per la successiva fase sperimentale sono stati individuati tre condomini in provincia di Frosinone e un condominio di Milano. I condomini in provincia di Frosinone sono stati oggetto di studio da parte dell’Università di Cassino nel precedente triennio nell’ambito dell’attività di analisi dell’impatto sui consumi energetici derivante dall’installazione dei sistemi di termoregolazione tradizionali [16].

Nell’ottica di sviluppare un sistema che abbia come priorità quella di sensibilizzare gli inquilini sui rispettivi consumi, evidenziando (attraverso gli indici di qualità dei paragrafi precedenti) la possibilità migliorare la gestione della termoregolazione, l’analisi prevede il retrofit degli attuali sistemi attraverso i seguenti interventi:

- Introduzione della piattaforma IoT (descritta nei paragrafi precedenti) per un’acquisizione automatica dei dati del condominio registrato. L’accesso al portale garantisce all’utente finale la possibilità di visualizzare il proprio consumo in tempo reale e, soprattutto, di consultare gli indici qualitativi, le cui definizioni e logiche di funzionamento sono esposte nei precedenti paragrafi;
- Installazione di sistemi hardware negli edifici, quali sensori di temperatura e componenti per l’acquisizione e trasferimento dati via “wireless”.

L’analisi economica prevede la valutazione dei soli “extra-costi” associati all’utilizzo dei nuovi componenti. Se, ad esempio, il condominio sostiene già un costo di lettura delle unità di ripartizione individuali, la valutazione prenderà in esame solamente l’incremento del costo provocato dalla lettura aggiuntiva della temperatura ambiente, o di una frequenza di rilevazione più alta.

Di conseguenza, sono esclusi dall’analisi i costi associati all’installazione di sistemi di termoregolazione o ripartizione dei consumi; infatti in nessuno dei casi esaminati risulta necessaria la sostituzione degli stessi, poiché già compatibili con un tipo di lettura effettuabile via radio, previa installazione di apposita centralina/gateway di comunicazione GSM (ove non già esistente).

I costi per l’utilizzo/gestione della piattaforma sono stati stabiliti a partire da preventivi richiesti alle software house che gestiscono già una piattaforma Web per l’acquisizione di misure da sistemi di contabilizzazione individuale. Il costo dei sensori di temperatura si è ottenuto da una ricerca tra le differenti soluzioni proposte sul mercato.

L’analisi economica è stata completata con il calcolo del VAN a 10 anni per ciascuna delle soluzioni individuate. L’analisi di fattibilità economica è stato condotto utilizzando il software TIHM sviluppati da ENEA e da Università di Cassino nel precedente triennio, con il quale sono stati valutati i flussi di cassa annui generati dalla soluzione smart individuata, il tempo di ritorno dell’investimento iniziale e il VAN valutato a 10 anni.

Nei paragrafi successivi sono presentate le architetture smart progettate per ciascun edificio esaminato e i risultati delle rispettive valutazioni economiche.

7.3.8 Caso studio 1

L’edificio in provincia di Frosinone è costituito da 9 appartamenti, disposti in due blocchi collegati, come mostrato in Figura 141:



Figura 141: Caso studio per progettazione sistema di contabilizzazione Smart - Condominio 1

Ciascun appartamento dell'edificio indicato in Figura 141 è dotato di 7 radiatori, escluso un interno con 8 radiatori.

Attualmente l'edificio presenta un sistema di contabilizzazione con ripartitori di calore (UNI EN 834) disponibili alla lettura radio. La termoregolazione è effettuata per mezzo di valvole termostatiche a regolazione meccanica. Si segnala, inoltre, la presenza di 2 data-logger di temperatura installati per ciascun appartamento (18 complessivi), eventualmente integrabili al sistema in fase di progetto.



L'attuale struttura del sistema di termoregolazione e contabilizzazione è composto:

- 64 sistemi valvola termostatica + ripartitore (installati su ciascun radiatore). Il ripartitore è dotato di interfaccia radio per poter comunicare le letture delle unità calore a remoto. Per implementare la successiva architettura Smart la frequenza delle letture delle UR di ciascun ripartitore deve essere giornaliera al fine di valutare gli indici sopra descritti;
- 1 Contatore di calore (Heat Meter già installato nel locale caldaia) per la misura diretta dei consumi termici di riscaldamento associati all'intero condominio. Attualmente le letture sono reperibili via radio con frequenza di rilevazione giornaliera;
- 1 sensore di temperatura esterna con frequenza oraria di lettura.

Per implementare l'architettura Smart e trasferire sulla piattaforma web le misure necessarie a calcolo degli indici energetici è necessario l'installazione di:

- 1 ripetitore sufficiente ad una copertura di tutti e 3 i piani dell'edificio;
- 1 Gateway GSM per la tele-lettura dei dati di consumo da postazione remota;
- 64 sensori di temperatura interna (uno per ogni ambiente climatizzato) che devono consentire la rilevazione della temperatura con frequenza oraria.

Individuati i suddetti componenti, si riporta di seguito l'analisi economica condotta con il software TIHM. Nella prima parte del software vengono inseriti i dati climatici e geometrici e viene valutato il consumo di combustibile consumato in condizioni Asset rating (da media dei consumi annui effettivo)

TECHNICAL ASSESSMENT AND VIABILITY

Comune	*	Anagni
Età edificio		1976-1982
Tipologia edificio		Abitazioni economiche/popolari/ultrapopolari
Numero appartamenti totali	*	8
Numero medio corpi scaldanti per appartamento	*	7
Numero piani	*	3
Numero edifici	*	1
Superficie Totale utile edificio [m2]	*	723,99
Tipo Combustibile		Gas Naturale
Potere Calorifero Inferiore, PCI [kWh/a.c.]	*	9,60
Superficie media unità immobiliare [m2]		90,49675
Energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale riferita alla superficie utile, E _{ph,area} [kWh/m2/anno]	*	170,83
Gradi Giorno		1911
Zona climatica		D
Periodo di utilizzo riscaldamento		1 novembre-15 aprile
Consumo medio combustibile [a.c./anno]		
Energia primaria riferita alla superficie utile (Operational Rating), E _{ph} [kWh/m2 anno]		--
Fattore d'uso, f _{z,uso}		--
Che tipo di sistema di contabilizzazione del calore è installato?	*	HCA
Fluido termovettore	*	Acqua calda a bassa Temperatura (<90°C)
Tipologia impianto di distribuzione	*	verticale
Tipo di terminale di emissione	*	Radiatori

Pagina 1

Figura 142: Dati caratteristici e valutazione consumo combustibile: condominio 1

Si riportano in Figura 143 (estratta dal software THIM) sia i costi iniziali per l'installazione dei componenti e per l'implementazione della piattaforma web (capex), sia i costi annui per la gestione delle letture ricorrenti necessari al calcolo degli indici (opex).

Per valutare un risparmio economico annuo è stato stimato un beneficio energetico integrativo rispetto alla soluzione tradizionale esistente pari al 15%.

INSERIMENTO COSTI					
Inserimento costi standard	Installazione di:		Sistemi Smart		
	CAPEX	€	4.330,00		
	OPEX	€	320,00		
	€/unità	unità	€		
Recupero automatico dati e Implementazione Indici Piattaforma	€	1.600,00	1	€	1.600,00
Definizione Anagrafica Condominio su Piattaforma	€	10,00	8	€	80,00
Gestione Ricorrente letture su Piattaforma	€	5,00	64	€	320,00
Installazione Ripetitore	€	200,00	1	€	200,00
Installazione Gateway GSM	€	450,00	1	€	450,00
Installazione Sensori di Temperatura	€	20,00	100	€	2.000,00
	-		N/R	€	-
Eventuali incentivi fiscali				0%	
BENEFICIO BASE				15%	
				Indietro	Avanti

Figura 143: Valutazione costi per sistema contabilizzazione Smart – Condominio 1.

Come indicato nella successiva pagina, considerando una spesa annua per il riscaldamento del condominio di circa 11.5000 € si ottiene un risparmio di circa 1720 €/anno a cui vanno sottratti i costi annui di 320 € gestione della piattaforma web. Come si può osservare dai flussi di cassa di Figura 144 si ottiene un tempo di ritorno dell’investimento al sesto anno e un VAN al decimo anno pari a circa 5000 €.

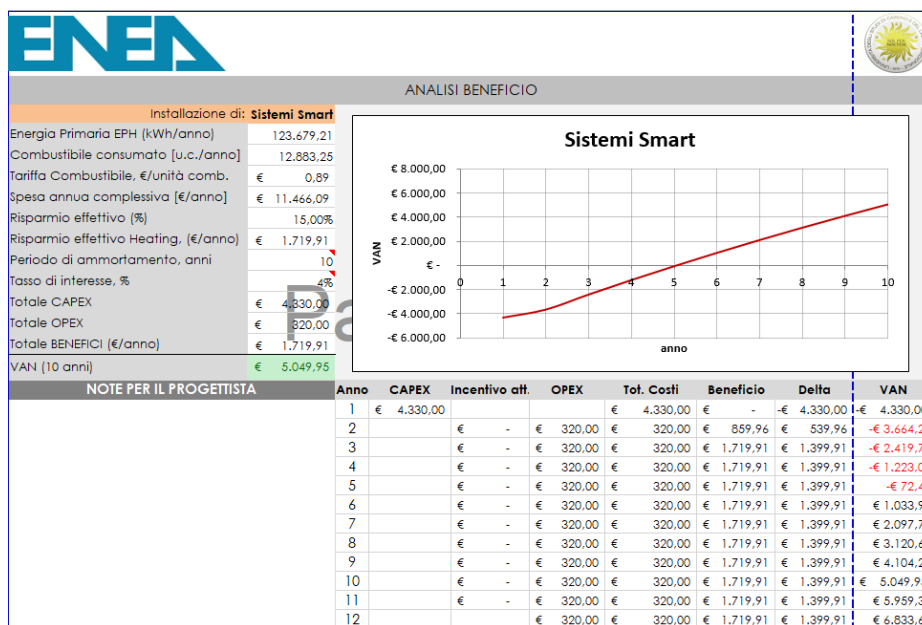


Figura 144: Flussi di cassa anno e VAN per caso studio Condominio 1

7.3.9 Caso studio 2

Il secondo condominio ubicato in Provincia di Frosinone ha caratteristiche simili al caso studio precedente, infatti questo è costituito da 8 appartamenti, disposti in due blocchi collegati, come mostrato in Figura 145



Figura 145: Caso studio per progettazione sistema di contabilizzazione Smart - Condominio 2


Ciascun appartamento è dotato di 8 radiatori. Attualmente l'edificio presenta un sistema di contabilizzazione con totalizzatori compensati del tipo ITC-TC (UNI 11388) disponibili alla lettura via radio. L'attuale struttura del sistema di termoregolazione e contabilizzazione è composto:

- 64 sistemi ITC-TC (installati su ciascun radiatore). La frequenza delle letture delle UR di ciascun radiatore deve essere giornaliera, al fine di stimare i consumi associati a ciascun corpo scaldante in tempo "quasi reale";
- 1 Contatore di calore (Heat Meter installato nel locale caldaia) per la misura diretta dei consumi dei kWh termici di riscaldamento associati all'intero condominio. Le letture sono reperibili via radio con frequenza di rilevazione giornaliera;
- 1 sensore di temperatura esterna (già installato) con frequenza oraria di lettura del dato di temperatura.

Per implementare l'architettura Smart e per trasferire sulla piattaforma web le misure necessarie al calcolo degli indici energetici sono necessari i seguenti componenti:

- 64 sensori di temperatura interna (da installare, uno per ogni ambiente climatizzato) che devono consentire la rilevazione della temperatura con frequenza oraria;
- 1 ripetitore (da installare) sufficiente ad una copertura di tutti e 3 i piani dell'edificio;
- 1 Gateway GSM (da installare) per la tele-lettura dei dati di consumo da postazione remota;

Si riportano in Figura 146 e in Figura 147 i risultati dell'analisi economica condotta con il software THIM:



TECHNICAL ASSESSMENT AND VIABILITY

Comune	*	Anagni
Età edificio		1976-1982
Tipologia edificio		Abitazioni economiche/popolari/ultrapopolari
Numero appartamenti totali	*	8
Numero medio corpi scaldanti per appartamento	*	8
Numero piani	*	3
Numero edifici	*	1
SuperficieTotale utile edificio [m2]	*	643,26
Tipo Combustibile	*	Gas Naturale
Potere Calorifero Inferiore, PCI [kWh/u.c.]	*	9,60
Superficie media unità immobiliare [m2]		80,4075
Energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale riferita alla superficie utile, Eph,nren [kWh/m2/anno]	*	176,63

Figura 146: Informazioni generali caso studio condominio 2

L’energia primaria non rinnovabile viene ricavata dalla media dei consumi annui di energia primaria riportati in bolletta.

Anche in questo caso, il beneficio stimato è pari al 15%.

INSERIMENTO COSTI			
Inserimento costi standard	Installazione di:		Sistemi Smart
	CAPEX	€	4.330,00
	OPEX	€	320,00
		€/unità	unità
			€
Recupero automatico dati e Implementazione Indici Piattaforma	€	1.600,00	1
Definizione Anagrafica Condominio su Piattaforma	€	10,00	8
Gestione Ricorrente letture su Piattaforma	€	5,00	64
Installazione Ripetitore	€	200,00	1
Installazione Gateway GSM	€	450,00	1
Installazione Sensori di Temperatura	€	20,00	100
	-		N/R
Eventuali incentivi fiscali			0%
BENEFICIO BASE			15%

Indietro Avanti

Figura 147:Inserimento Costi per sistema Smart caso studio condominio 2.

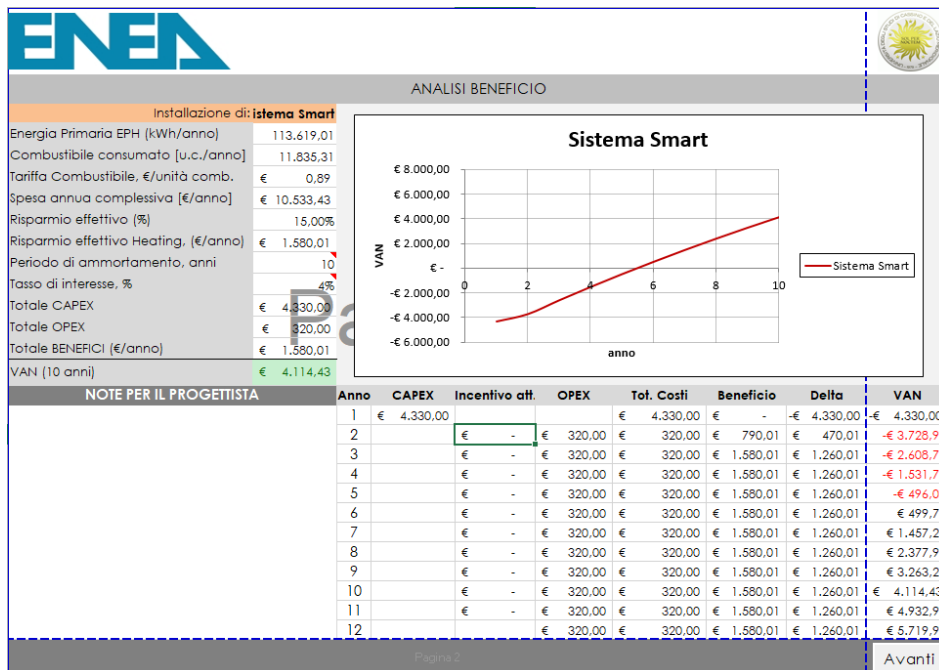


Figura 148:Flussi di cassa e calcolo VAN per sistema Samrta caso studio condominio 2.

Come osservato in Figura 148, l'investimento per implementare il sistema di contabilizzazione Smart nel condominio Anagni 2 comporta un tempo di ritorno dell'investimento iniziale tra il quinto e il sesto anno con un VAN al decimo anno pari a circa 4100 € confrontabile con i risultati ottenuti con quelli del caso studio Anagni 1.

7.3.10 Caso studio 3

Anche il condominio del caso studio 3 si trova in provincia di Frosinone ed è costituito da 10 appartamenti, ciascuno di essi dotato di 10 radiatori come descritto in Figura 149.

Attualmente il condominio presenta un sistema di contabilizzazione con ripartitori di calore (UNI EN 834) disponibili alla lettura radio. La termoregolazione è effettuata per mezzo di valvole termostatiche a regolazione meccanica. Si segnala, inoltre, la presenza di 2 data-logger di temperatura installati per ciascun appartamento, eventualmente integrabili al sistema in fase di progettazione.

In particolare l'attuale struttura del sistema di termoregolazione e contabilizzazione è caratterizzato da:

- 100 sistemi valvola termostatica + ripartitore (installati su ciascun radiatore). Il ripartitore è dotato di interfaccia radio per poter comunicare le letture delle unità calore a remoto. La frequenza delle letture delle UR di ciascun ripartitore deve essere giornaliera, al fine di stimare i consumi associati a ciascun corpo scaldante in tempo "quasi reale";
- 1 Contatore di calore (Heat Meter installato nel locale caldaia) per la misura diretta dei consumi dei kWh termici di riscaldamento associati all'intero condominio. Le letture sono reperibili via radio con frequenza di rilevazione giornaliera;
- 1 sensore di temperatura esterna (già installato) con frequenza oraria di lettura del dato di temperatura;

Per l'implementazione del sistema Smart è necessario l'installazione dei seguenti componenti integrativi:

- 100 sensori di temperatura interna (da installare, uno per ogni ambiente climatizzato) che devono consentire la rilevazione della temperatura con frequenza oraria;
- 2 ripetitori sufficienti ad una copertura dell'intero edificio;
- 1 Gateway GSM per la tele-lettura dei dati di consumo da postazione remota.

Si allegano i risultati dell'analisi economica:

TECHNICAL ASSESSMENT AND VIABILITY	
Comune	* Ceprano
Età edificio	1976-1982
Tipologia edificio	Abitazioni economiche/popolari/ultrapopolari
Numero appartamenti totali	* 10
Numero medio corpi scaldanti per appartamento	* 10
Numero piani	* -
Numero edifici	* 1
SuperficieTotale utile edificio [m2]	* 992,49
Tipo Combustibile	* Gas Naturale
Potere Calorifero Inferiore, PCI [kWh/u.c.]	* 9,60
Superficie media unità immobiliare [m2]	99,249
Energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale riferita alla superficie utile, Eph,nren [kWh/m2/anno]	* 80,26

Figura 149:-Descrizione Generale caso studio condominio 3.

Si riporta in Figura 150 l'analisi dei costi per l'implementazione del sistema smart per il caso studio 3.

INSERIMENTO COSTI			
Inserimento costi standard	Installazione di:		Sistema Smart
	CAPEX	€	3.550,00
	OPEX	€	500,00
	€/unità	unità	€
Recupero automatico dati e Implementazione Indici Piattaforma	€ 1.600,00	1	€ 1.600,00
Definizione Anagrafica Condominio su Piattaforma	€ 10,00	10	€ 100,00
Gestione Ricorrente letture su Piattaforma	€ 5,00	100	€ 500,00
Installazione Ripetitore	€ 200,00	2	€ 400,00
Installazione Gateway GSM	€ 450,00	1	€ 450,00
Installazione Sensori di Temperatura	€ 10,00	100	€ 1.000,00

Figura 150: Inserimento costi per sistema Smart – Caso studio condominio 3

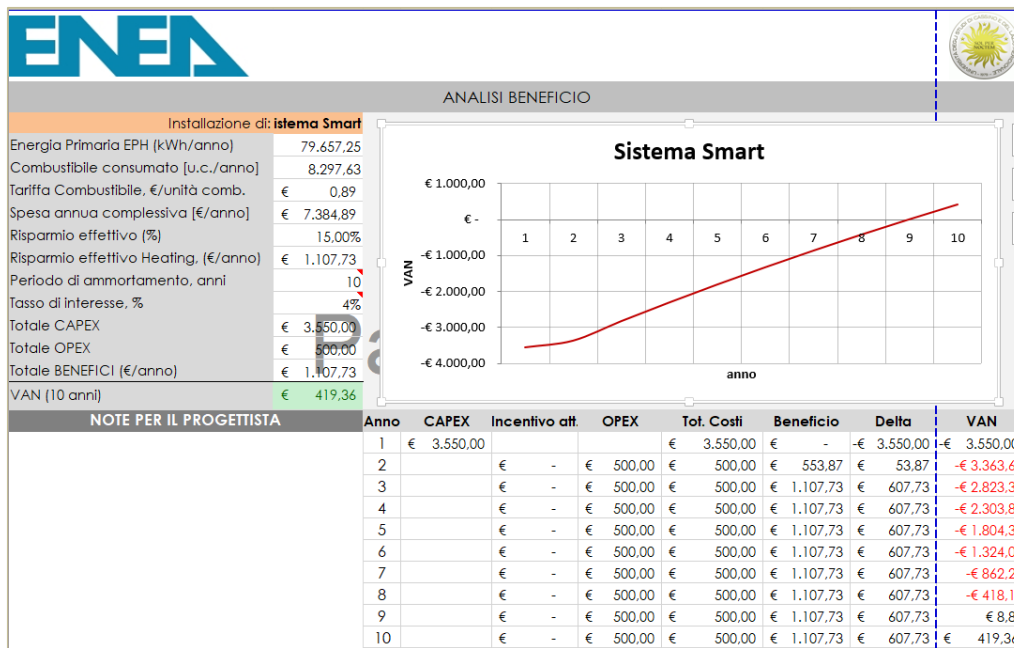


Figura 151 :Flussi di cassa annuo e VAN per sistema di contabilizzazione Smart – Caso studio condominio 3.

Dalla Figura 151 si noti come, rispetto ai condomini esaminati nei casi studio precedenti, un consumo di combustibile mediamente più basso, unito ad un costo di investimento fisso maggiore (più sensori da installare), ritardi l'anno di rientro dall'investimento iniziale dai 6 anni per i condomini di Anagni ai circa 8,5 anni per l'edificio di Ceprano

7.3.11 Caso studio 4

Il condominio del caso studio 4 è ubicato nel comune di Milano ed è costituito da 3 appartamenti, disposti su tre piani. Ciascun appartamento è dotato di 8 radiatori. Attualmente l'edificio presenta un sistema di contabilizzazione con totalizzatori compensati del tipo ITC-TC (UNI 11388)

Questa configurazione, rispetto alle precedenti, consente di integrare più agevolmente il sistema "smart" in fase di progetto, poiché la struttura del sistema di contabilizzazione e termoregolazione installato prevede già la trasmissione dei dati al software di tele-gestione. Ne consegue che componenti quali concentratori di piano e modem/gateway GSM risultano già correttamente configurati e predisposti per la lettura a distanza dei dati raccolti. Il loro costo di installazione non viene dunque incluso all'interno dell'analisi. Viene comunque considerata l'installazione dei sensori di temperatura, poiché, come visto, le attuali sonde di temperatura interna, essendo installata molto vicino al corpo radiante, non forniscono un dato rappresentativo dell'effettiva temperatura degli ambienti riscaldati.

L'attuale struttura del sistema di termoregolazione e contabilizzazione è costituito da:

- 24 sistemi ITC-TC (installati su ciascun radiatore). La frequenza delle letture delle UR di ciascun radiatore deve essere giornaliera. Questa tipologia di sistema non è compatibile con una visualizzazione dei consumi ripartita per ogni corpo scaldante. È consultabile il dato dei "Punti Anno" solo a livello di appartamento complessivo;
- 1 sensore di temperatura esterna con frequenza oraria di lettura del dato di temperatura;
- 3 unità di piano per la raccolta dei dati di consumo e temperature registrati nei rispettivi alloggi;
- 1 Gateway GSM per la tele-lettura dei dati di consumo da postazione remota.

Per la realizzazione dell'architettura Smart è necessario installare i seguenti componenti

- 24 sensori di temperatura interna (da installare, uno per ogni ambiente climatizzato) che devono consentire la rilevazione della temperatura con frequenza oraria;

Si allegano i risultati dell'analisi economica condotta:

TECHNICAL ASSESSMENT AND VIABILITY	
Comune	Milano
Età edificio	
Tipologia edificio	Abitazioni civili rurali / villini / alloggi tipici
Numero appartamenti totali	3
Numero medio corpi scaldanti per appartamento	8
Numero piani	3
Numero edifici	1
Superficie Totale utile edificio [m2]	-
Tipo Combustibile	Gas Naturale
Potere Calorifero Inferiore, PCI [kWh/u.e.]	9,60
Superficie media unità immobiliare [m2]	-
Energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale riferita alla superficie utile, Eph,nren [kWh/m2/anno]	-
Gradi Giorno	2404
Zona climatica	E
Periodo di utilizzo riscaldamento	15 ottobre - 14 aprile
Consumo medio combustibile [u.e./anno]	5531,67

Figura 152: Descrizione Generale – caso studio condominio 4.

Per l'analisi economica è stato inserito nella tabella di Figura 152 il consumo di combustibile medio registrato nelle ultime tre annualità.

Si riporta in Figura 153 l'analisi dei costi per l'implementazione del sistema smart per il caso studio 4.

INSERIMENTO COSTI			
Inserimento costi standard	Installazione di:		Sistema Smart
	CAPEX	€	2.110,00
	OPEX	€	120,00
	€/unità	unità	€
Recupero automatico dati e Implementazione Indici Piattaforma	€ 1.600,00	1	€ 1.600,00
Definizione Anagrafica Condominio su Piattaforma	€ 10,00	3	€ 30,00
Gestione Ricorrente letture e visualizzazione indici su Piattaforma	€ 5,00	24	€ 120,00
Installazione Sensori di Temperatura	€ 20,00	24	€ 480,00
	-	N/R	€ -
	-	N/R	€ -
	-	N/R	€ -

Figura 153:-Inserimento costi per sistema Smart - caso studio condominio 4.

Il risparmio previsto per questo edificio è ipotizzato pari al 10%. Il risparmio ipotizzato è più basso rispetto a quella ipotizzata per i sistemi precedenti dovuto alla particolare tipologia di termoregolazione in uso. Pur richiedendo un livello di esperienza maggiore degli utenti finali, si tratta di una tecnologia già dotata di un livello di automatismo elevato e consente già di visionare in tempo reale tutte le informazioni sullo stato di

utilizzo dell'impianto. Dalle suddette valutazioni ne consegue che il margine di miglioramento del risparmio ottenibile tramite il nuovo sistema informativo potrebbe essere minore.

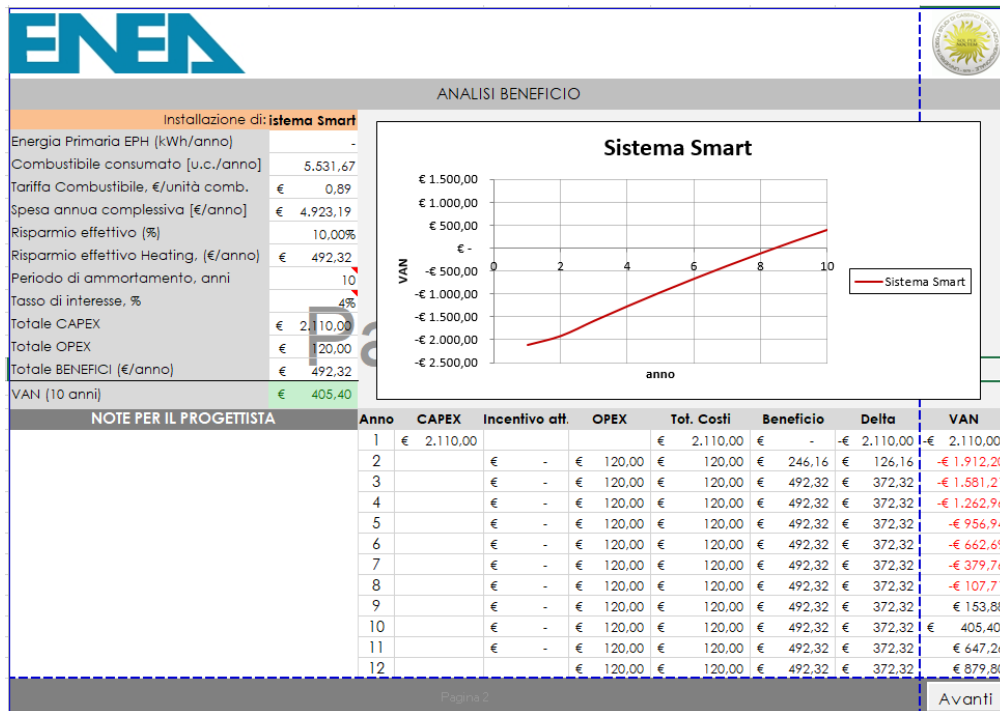


Figura 154: Flussi di cassa e calcolo VAN per sistema Smart – vaso studio condominio 4.

Come si evince dal grafico di Figura 154, nonostante un beneficio più basso, la riduzione dell'investimento iniziale, per l'assenza delle voci di costo associate al Gateway e ai concentratori di piano, rende complessivamente vantaggioso l'investimento con un tempo di ritorno previsto intorno al nono anno e un VAN al decimo anno maggiore di zero (405 €).

7.4 Impatto sui consumi energetici delle dovuto a distacchi di singole unità immobiliari dall'impianto termico centralizzato: prima analisi

Nell'ambito del tema della contabilizzazione del calore è stato avviato uno studio con l'obiettivo di valutare i possibili impatti che differenti profili di utilizzo degli impianti termici di singole unità immobiliari possono determinare sui consumi degli appartamenti confinanti al fine di individuare e proporre possibili soluzioni.

In questa annualità sono stati valutati le possibili variazioni di fabbisogno termico di singole unità immobiliari riscaldate, causate dal modificarsi delle dispersioni di calore tra gli appartamenti confinanti in presenza di distacchi di singoli appartamenti con l'impianto di riscaldamento inattivo.

In questo studio si presentano i risultati della simulazione di diversi condomini reali e delle singole unità abitative utilizzando il metodo di calcolo semistazionario in Asset rating previsto dalla UNI TS 11300 -1

In particolare, al fine di valutare come le condizioni climatiche possano influenzare le variazioni dei consumi delle singole unità immobiliari a seguito dei suddetti distacchi degli appartamenti confinanti, tale studio è stato esteso a quattro condomini siti nelle seguenti città Torino, Ceprano, Trapani.

I risultati ottenuti negli esempi riportati di seguito sono da intendersi puramente qualitativi e meritano un approfondimento utilizzando e confrontando metodi di calcolo diversi (es. analisi dinamica oraria secondo norma UNI EN ISO 52016).

7.4.1 Caso studio condominio in provincia di Trapani

Il condominio di Trapani di cui si sono ipotizzati i distacchi descritti di seguito ha le seguenti caratteristiche:

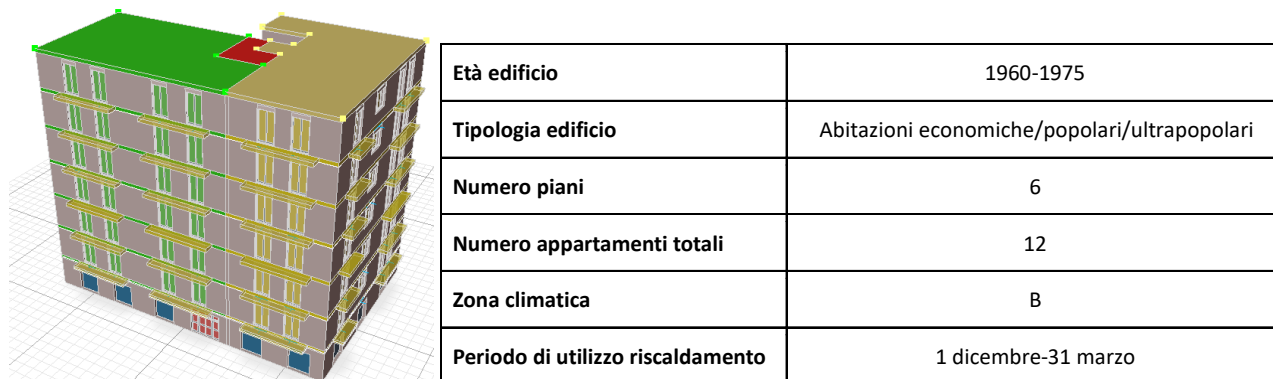


Figura 155: Caratteristiche generali – caso studio condominio in provincia di Trapani.

Per lo studio in oggetto è stato ipotizzato il distacco dall’impianto termico centralizzato dell’appartamento disposto a secondo piano (Figura 156) ipotizza che l’appartamento distaccato non sia riscaldato.

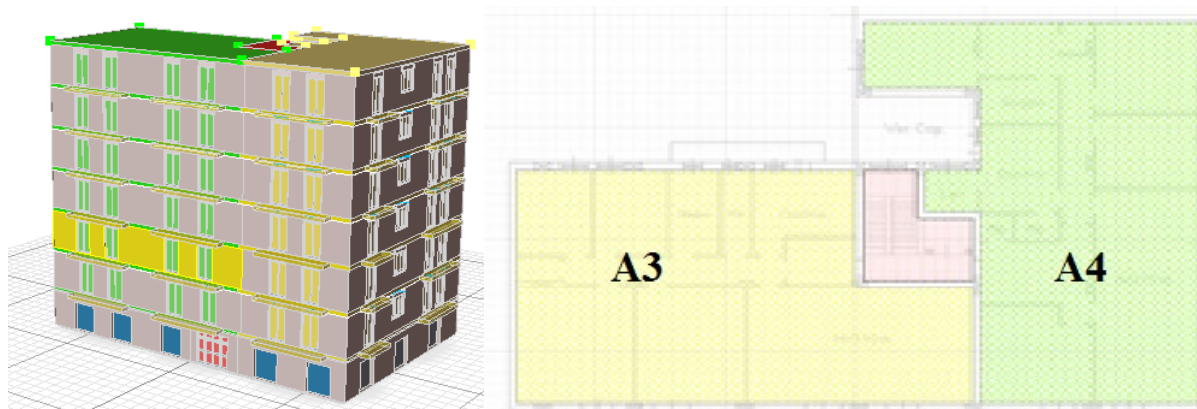


Figura 156: Appartamento distaccato (giallo) dall’impianto termico centralizzato e non riscaldato (A3) – appartamento riscaldato confinante (A4) sullo stesso piano.

Come indicato in Figura 156, l’appartamento distaccato confina nello stesso piano con l’appartamento A4 (area verde); risulta inoltre adiacente all’appartamento del piano terra (A1) e con l’appartamento del piano terzo (A5)

Si riportano nella seguente tabella di sintesi le caratteristiche termofisiche principali degli appartamenti confinanti e i fabbisogni termici calcolati in Asset rating (UNI TS 11300 -1) pre e post distacco dell’appartamento A2

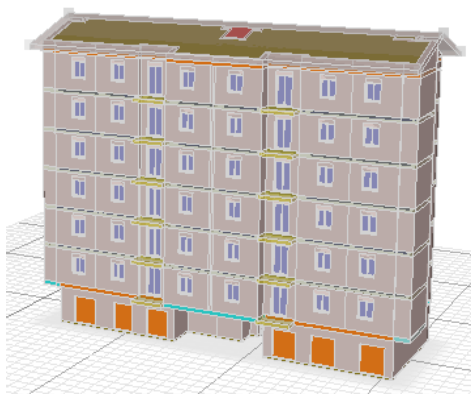
Tabella 41: Sintesi risultati simulazione in Asset rating condominio Trapani – consumi appartamenti adiacenti pre e post distacco appartamento A2.

UNI TS 11300 - Funzionamento Impianto Riscaldamento Continuo															
A3 Piano 2 - distaccato															
Appartamenti confinanti			Variazioni coefficienti di scambio Ht superfici Appartamenti confinanti					Fabbisogni Appartamenti confinanti							
			Struttura	A m ²	U W/(m ² K)	b _{tr,x} media	ΔH = A*U*b _{tr,x}	Ht		ΔHt		QH,nd		ΔQH,nd	
								pre W/K	post W/K	W/K	%	pre kWh/anno	post kWh/anno	kWh/anno	%
A1	Piano 1	Sottostante	Soffitto	159,00	1,76	0,37	103,00	328,96	432,756	103,80	31,55	5988,72	7561,74	1573,02	26,27
			Parete VS	13,98	0,75	0,03	0,35								
			Parete VS	13,53	0,75	0,03	0,34								
			Porta VS	1,89	1,90	0,03	0,12								
			Totale				103,80								
A4	Piano 1	Adiacente	Tramezzo	15,63	0,75	0,37	4,36	261,20	266,167	4,96	1,90	4410,19	4493,99	83,80	1,90
			Parete VS	7,38	0,75	0,03	0,18								
			Parete VS	6,48	0,75	0,03	0,16								
			Parete VS	5,73	0,75	0,03	0,14								
			Porta VS	1,89	1,90	0,03	0,12								
			Totale				4,97								
A5	Piano 3	Sovrastante	Pavimento	159,90	1,41	0,37	83,50	232,986	317,288	84,30	36,18	3934,53	5312,02	1377,49	35,01
			Parete VS	13,98	0,75	0,03	0,35								
			Parete VS	13,53	0,75	0,03	0,34								
			Porta VS	1,89	1,90	0,03	0,12								
			Totale				84,30								

Come si può osservare dalla Figura 41 gli appartamenti che potrebbero subire un maggiore incremento dei consumi sono quelli adiacenti al piano superiore (A5) e inferiore (A1) rispetto all'appartamento distaccato (A2). Infatti, per questi appartamenti la superficie di scambio, pari a circa 160 mq, è nettamente superiore rispetto alla superficie confinante con l'appartamento confinante sullo stesso piano (circa 16 mq). L'incremento percentuale del fabbisogno termico per l'appartamento A5 (posto al piano superiore) è superiore rispetto all'incremento percentuale che subisce l'appartamento di piano terra (A1); poiché quest'ultimo si trova già in una situazione più gravosa, in quanto confinante con il garage non riscaldato.

7.4.2 Caso studio condominio in provincia di Frosinone

Il condominio del secondo caso studio, di cui si sono ipotizzati i distacchi descritti di seguito, ha le seguenti caratteristiche:



Età edificio	1960-1975
Tipologia edificio	economiche/popolari/ultrapopolari
Numero piani	6
Numero appartamenti totali	12
Zona climatica	C
Periodo di utilizzo riscaldamento	15 novembre-31 marzo

Figura 157: Caratteristiche condominio – Caso studio condominio in provincia di Frosinone.

Per lo studio in oggetto è stato ipotizzato il distacco dall'impianto termico centralizzato dell'appartamento disposto a *secondo piano* (Figura 158). Come per il caso precedente si ipotizza che l'appartamento distaccato non sia riscaldato.



Figura 158: Appartamento distaccato (giallo) dall'impianto termico centralizzato e non riscaldato (A3) – appartamento riscaldato confinante (A4) sullo stesso piano.- Caso studio condominio in provincia di Frosinone

Come indicato in Figura 158, l'appartamento distaccato confina nello stesso piano con l'appartamento A4 (area verde); risulta inoltre adiacente all'appartamento del piano terra (A1) e con l'appartamento del piano terzo (A5)

Si riportano in Tabella 42 le caratteristiche termofisiche principali degli appartamenti confinanti e i fabbisogni termici calcolati in Asset rating (UNI TS 11300 -1) pre e post distacco dell'appartamento A2

Tabella 42: Sintesi risultati simulazione in Asset rating– consumi appartamenti adiacenti pre e post distacco appartamento A2.- Caso studio condominio in provincia di Frosinone

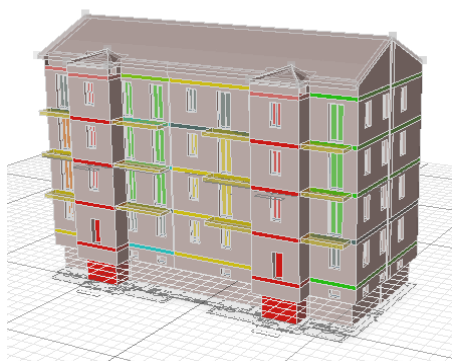
UNI TS 11300 - Funzionamento Impianto Riscaldamento Continuo															
A3 Piano 2 - distaccato															
Appartamenti confinanti			Variazioni coefficienti di scambio Ht superfici Appartamenti confinanti					Fabbisogni Appartamenti confinanti							
			Struttura	A m ²	U W/(m ² K)	b _{v,x} media	ΔH = A*U*b _{v,x}	Ht		ΔHt		QH,nd		ΔQH,nd	
pre W/K	post W/K	W/K						%	pre distacco kWh/anno	post distacco kWh/anno	kWh/anno	%			
A1	Piano 1	Sottostante	Soffitto	103,45	1,76	0,40	73,51	308,90	382,9	74,00	23,96	8844,11	10847,35	2003,24	22,65
			Parete VS	2,45	1,02	0,02	0,05								
			Parete VS	4,28	1,02	0,02	0,09								
			Parete VS	1,73	1,02	0,02	0,03								
			Parete VS	2,01	1,02	0,02	0,04								
			Parete VS	9,50	1,02	0,02	0,19								
			Porta Vs	1,78	2,60	0,45	0,09								
			Totale				74,00								
A4	Piano 2	Adiacente	Tramezzo	9,38	1,02	0,40	3,88	188,70	194,78	4,37	2,32	4959,58	5169,64	210,06	4,24
			Parete VS	2,45	1,02	0,02	0,05								
			Parete VS	4,28	1,02	0,02	0,09								
			Parete VS	1,66	1,02	0,02	0,03								
			Parete VS	9,50	1,02	0,02	0,19								
			Parete VS	2,11	1,02	0,02	0,04								
			Porta Vs	1,68	2,60	0,02	0,09								
			Totale				4,37								
A5	Piano 2	Sovrastante	Pavimento	103,45	1,41	0,40	58,99	189,61	249,09	59,48	31,37	5023,20	6682,26	1659,06	33,03
			Parete VS	2,45	1,02	0,02	0,05								
			Parete VS	4,28	1,02	0,02	0,09								
			Parete VS	1,73	1,02	0,02	0,03								
			Parete VS	9,50	1,02	0,02	0,04								
			Parete VS	9,50	1,02	0,02	0,19								
			Porta Vs	1,78	2,60	0,02	0,09								
			Totale				59,48								

Come per l'esempio precedente, dalla Tabella 42 si evince che gli appartamenti che potrebbero subire un maggiore incremento dei consumi sono quelli adiacenti al piano superiore (A5) e inferiore (A1) rispetto all'appartamento distaccato (A2). Infatti per questi appartamenti la superficie di scambio, pari a circa 103m² è nettamente superiore rispetto alla superficie confinante con l'appartamento confinante sullo stesso piano (circa 9 mq).

In particolare anche per l'esempio del condominio in provincia di Frosinone, l'incremento percentuale del fabbisogno termico per l'appartamento A5 (posto al piano superiore) è superiore rispetto all'incremento dell'appartamento di piano terra (A1) dopo il distacco dell'unità A2. Infatti l'appartamento A1, confinando con i garage non riscaldati, presenta consumi termici ideali in condizioni standard (Asset rating) nettamente superiori all'appartamento A5 del terzo piano.

7.4.3 Caso studio condominio di Torino

Il condominio di Torino, considerato come caso studio per valutare l'impatto del distacco di una unità immobiliare, è un edificio di edilizia popolare, le cui caratteristiche sono riportate di seguito



Età edificio	1960-1975
Tipologia edificio	Abitazioni economiche/popolari/ultrapopolari
Numero piani	20
Numero appartamenti totali	4
Zona climatica	E
Periodo di utilizzo riscaldamento	15 ottobre-14 aprile

Figura 159 Caratteristiche condominio – Caso studio condominio nel comune di Torino.

Rispetto ai condomini simulati nei precedenti paragrafi, le unità immobiliari del caso studio di Torino presentano una superficie utile minore. In particolare, come indicato in Figura 160, per lo studio in oggetto è stato ipotizzato il distacco dall'impianto termico centralizzato di un appartamento disposto a secondo piano avente una superficie utile di circa 40 mq. Come per i casi precedenti si ipotizza che l'appartamento distaccato non sia riscaldato.

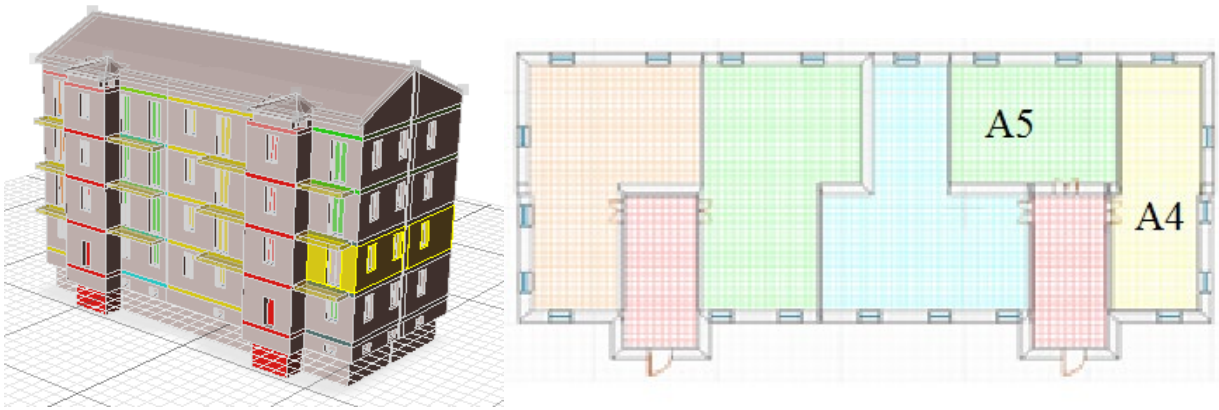


Figura 160: Appartamento distaccato (giallo) e non riscaldato (A4) – appartamento riscaldato confinante (A5) sullo stesso piano.- Caso studio condominio nel comune di Torino

Come indicato Figura 160, l'appartamento distaccato (A4) confina nello stesso piano con l'appartamento A5 (area azzurra); risulta inoltre adiacente all'appartamento del piano terra (A1) e con l'appartamento del piano terzo (A7)

Si riportano nella seguente tabella di sintesi le caratteristiche termofisiche principali degli appartamenti confinanti e i fabbisogni termici calcolati in Asset rating (UNI TS 11300 -1) pre e post distacco dell'appartamento A2.

Tabella 43: Sintesi risultati simulazione in Asset rating – consumi appartamenti adiacenti pre e post distacco appartamento A4. - Caso studio condominio di Torino

Temperature Medie Mensili Metodo Semi Stazionario UNI TS 11300 - Funzionamento Impianto Riscaldamento Continuo															
A4 - Scala 1 Piano 1 - distaccato															
Appartamenti confinanti			Variazioni coefficienti di scambio Ht superfici Appartamenti confinanti					Fabbisogni Appartamenti confinanti							
			Struttura	A m ²	U W/(m ² K)	b _{v,x} media	$\Delta H = A \cdot U \cdot b_{v,x}$	Ht		ΔHt		QH,nd		$\Delta QH,nd$	
						pre W/K	post W/K	W/K	%	pre kWh/anno	post kWh/anno	kWh/anno	%		
A1	Scala 1 Piano Terra	Sottostante	Soffitto	36,32	1,69	0,49	30,45	129,71	160,51	30,80	23,74	7443,73	9170,51	1726,78	23,20
			Parete VS	15,16	0,96	0,02	0,31								
			Porta VS	0,94	1,17	0,02	0,02								
			Porta VS	0,94	1,17	0,02	0,02								
			Totale												
A5	Scala 1 Piano 1	Adiacente	Tramezzo	15,90	1,55	0,49	12,23	50,71	63,81	13,10	25,84	2819,27	3566,38	747,11	26,50
			Tramezzo	1,40	0,98	0,49	0,68								
			Parete VS	7,39	0,98	0,02	0,15								
			Parete VS	0,94	1,17	0,02	0,02								
			Parete VS	0,94	1,17	0,02	0,02								
			Totale												
A7	Scala 1 Piano 2	Sovrastante	Pavimento	36,32	1,37	0,49	24,61	120,41	145,37	24,96	20,73	6716,66	8140,74	1424,08	21,20
			Parete VS	15,16	0,96	0,02	0,31								
			Parete VS	0,94	1,17	0,02	0,02								
			Parete VS	0,94	1,17	0,02	0,02								
			Totale												

Diversamente dagli esempi precedenti, in questo caso tutti gli appartamenti confinanti presentano un incremento dei consumi termici equivalenti conseguenti al distacco dell'appartamento A4; infatti, come si evince dalla Tabella 43, la parete che separa l'appartamento A5 dall'appartamento distaccato ha un'area non molto inferiore alla superficie dei solai che separano gli appartamenti al piano superiore e inferiore dell'unità distaccata.

Inoltre dalla Tabella 43, si evince che per il caso studio di Torino il maggiore incremento percentuale del fabbisogno termico, pari al 26,5%, si ha per l'appartamento adiacente dello stesso piano (A1) essendo quest'ultimo, prima del distacco dell'unità A4, in una condizione particolarmente favorevole da un punto di vista delle dispersioni.

8 Analisi e applicazione del nuovo indice SRI (Smart Readiness indicator) per valutare l'intelligenza degli edifici

In questa annualità ENEA ha partecipato agli stakeholder meeting e al public beta testing della prima metodologia di calcolo del nuovo indice SRI – Smart Readiness Indicator – elaborata dal Consorzio coordinato dall'istituto di ricerca belga VITO il cui studio, promosso dalla Commissione Europea, è ancora in corso ed è prevista una conclusione dei lavori per Luglio 2020. [18] [19]

La Direttiva Europea 2018/844 [20] incoraggia l'uso delle tecnologie intelligenti (Smart Ready Technologies - SRT) ai fini dell'efficienza, del comfort e della flessibilità degli edifici; l'art.8 della stessa Direttiva prevede infatti l'istituzione di un sistema comune Europeo facoltativo per valutare la "predisposizione all'intelligenza" (Smart Readiness) degli edifici, ovvero la capacità di adattare il proprio funzionamento alle esigenze sia degli utilizzatori sia della rete. Il nuovo indice "Smart Readiness Indicator" (SRI) sarà chiamato a valutare l'integrazione di tecnologie avanzate e dei sistemi di controllo per il risparmio energetico, il benessere degli occupanti e la flessibilità dell'edificio alle esigenze della rete elettrica.

Obiettivo del nuovo indice, così come stabilito dalla suddetta Direttiva, è quello di valutare le seguenti funzionalità chiave degli edifici:

- capacità di adattare il funzionamento secondo le esigenze degli occupanti e di informarli sull'andamento dei consumi energetici;
- capacità mantenere una gestione efficiente dell'edificio, ricorrendo ad esempio a fonti rinnovabili;
- capacità di gestire il carico in modo flessibile (con logiche di Demand Response) per interagire attivamente con la rete.

Nel rapporto intermedio di Luglio 2019¹ il gruppo di lavoro ha proposto un primo quadro metodologico per il calcolo dell'indice che prevede un approccio del tipo checklist secondo i seguenti punti:

- i) valutare i singoli servizi smart ready rilevanti presenti nell'immobile;
- ii) valutare il punteggio del servizio in base a vari criteri;
- iii) associare un punteggio complessivo utilizzando un metodo di valutazione del tipo multicriterio.

Per valutare l'SRI dell'edificio il gruppo di lavoro ha previsto un catalogo con 54 servizi intelligenti (una versione semplificata del calcolo ne prevede 27) raggruppati nei seguenti 9 domini tecnici: riscaldamento, raffrescamento, ACS, ventilazione meccanica, produzione e accumulo di energia elettrica da fonti rinnovabili, illuminazione, sistemi dinamici per il controllo dell'involucro edilizio, ricarica di veicoli elettrici, monitoraggio e controllo.

I servizi di ciascun dominio sono valutati secondo sette criteri d'impatto: risparmio energetico, manutenzione e predizione guasti, comfort, convenienza, informazione degli occupanti, benessere, flessibilità per la rete.

¹ <https://smartreadinessindicator.eu/milestones-and-documents>- Interim report July 2019 of the 2nd technical support study on the smart readiness indicator for buildings.

A ciascun servizio viene associato livello funzionale che definisce il livello di intelligenza e di automatismo raggiunto dal servizio stesso. Come si riporta in Tabella 44, nel caso del servizio “controllo del sistema di emissione” del Dominio tecnico Riscaldamento, sono previsti i seguenti livelli funzionali: nessun controllo automatico, unico termostato centralizzato, controllo della temperatura per singolo ambiente, controllo della temperatura per singolo ambiente e comunicazione con sistema BACS, controllo della temperatura per singolo ambiente e comunicazione con sensori di presenza.

Tabella 44: Punteggi associati ai livelli funzionali del servizio “controllo sistema di emissione” per ciascuno dei criteri d’impatto – Dominio Riscaldamento.

Heating-1a		Heat emission control		Service group: Heat control - demand side				
Functionality levels		IMPACTS						
		Energy savings on site	Flexibility for the grid and storage	Comfort	Convenience	Wellbeing and health	maintenance & fault prediction	information to occupants
level 0	No automatic control	0	0	0	0	0	0	0
level 1	Central automatic control (e.g. central thermostat)	+	0	+	+	0	0	0
level 2	Individual room control (e.g. thermostatic valves, or electronic controller)	++	0	++	++	0	0	0
level 3	Individual room control with communication between controllers and to BACS (e.g. scheduler, room temperature setpoint)	++	0	++	+++	0	+	0
level 4	Individual room control with communication and presence control	+++	0	++	+++	0	+	0

Tabella 45: Punteggi associati ai livelli funzionali del servizio Storage dell’energia elettrica generata localmente – Dominio: Elettricità da fonti rinnovabili.

electricity-3		Storage of locally generated energy		Service group: DER - Storage				
Functionality levels		IMPACTS						
		Energy savings on site	Flexibility for the grid and storage	Comfort	Convenience	Wellbeing and health	maintenance & fault prediction	information to occupants
level 0	None	0	0	0	0	0	0	0
level 1	Limited: small scale storage (batteries, TES,...)	0	+	0	+	0	0	0
level 2	Storage which can supply self-consumption for > 3 hours	0	++	0	+	0	0	0
level 3	Dynamically operated storage which can also feed back into the grid.	0	+++	0	++	0	0	0

Come si evince dal confronto tra la Tabella 44 e Tabella 45, il punteggio associato al livello funzionale dipende da quanto il servizio analizzato influenza il singolo criterio d'impatto; infatti, per il servizio "controllo elementi terminali" del Dominio "Riscaldamento", per quanto sia elevato il livello funzionale del servizio, il punteggio associato al criterio "Flessibilità per la rete e accumulo" non cambia in quanto il servizio non ha alcuna influenza sul criterio d'impatto. Se invece si fa riferimento al servizio "accumulo ed energia generata localmente" di Tabella 45, i punteggi relativi allo criterio d'impatto "Flessibilità per la rete e accumulo" sono crescenti al crescere dei livelli funzionali e, infatti, come si intuisce, il servizio analizzato ha una elevata influenza sul criterio d'impatto.

L'attuale metodologia prevede il calcolo di un SRI parziale per ciascuno dei sette criteri d'impatto, espresso in valore percentuale rispetto al massimo punteggio ideale ottenibile da un edificio di riferimento; mentre il calcolo dell'SRI complessivo viene espresso come media pesata del punteggio ottenuto dai sette criteri d'impatto.

8.2 *Applicazione della prima metodologia di calcolo dell'SRI ad alcuni casi studio nazionali*

L'ENEA ha preso parte al primo public testing sull'SRI promosso dal Gruppo di lavoro Europeo, applicando la procedura di calcolo proposta a diversi edifici presenti sul territorio Nazionale dotati di sistemi impiantistici particolarmente evoluti. Si riportano di seguito i risultati ottenuti dall'applicazione del calcolo dell'SRI ad uno degli edifici esaminati per il public testing della metodologia di calcolo in fase di studio.

8.2.1 *-Edificio uffici nord Italia*

L'edificio presenta un sistema centralizzato su piattaforma software per il monitoraggio e controllo dei seguenti impianti: riscaldamento, condizionamento, controllo qualità aria (UTA), illuminazione.

Si riportano di seguito le funzionalità principali dei domini tecnici e dei servizi presenti nell'edificio esaminato.

L'impianto di riscaldamento e condizionamento è servito da una pompa di calore capace di fornire allo stesso tempo energia termica per riscaldamento degli ambienti ed energia frigorifera.

L'impianto termico non presenta sistemi d'accumulo. Le temperature dei singoli ambienti possono essere impostate dal sistema di controllo centrale o dall'utente tramite un pulsante locale. Non sono presenti sensori di presenza né per regolare la temperatura degli ambienti né per regolare il livello di illuminazione. Quest'ultima funzione è svolta dalla piattaforma software dove l'operatore può impostare, anche con programmazione oraria, l'intensità luminosa di ciascun locale.

L'edificio è dotato di impianto fotovoltaico su tetto che non è dotato di sistema d'accumulo. L'edificio, pur essendo dotato di un sistema di gestione centralizzato di tutti i principali servizi tecnici attualmente non è dotato di tecnologie per applicare logiche di controllo per interagire con le esigenze della rete elettrica (es. logiche Demand Response, load shifting ecc). L'edificio è dotato di due colonnine tradizionali di ricarica dei veicoli elettrici; le colonnine consentono solo la ricarica e non cedono potenza dal veicolo verso la rete.

Si riportano nei seguenti grafici i risultati ottenuti applicando la prima metodologia di calcolo proposta per il calcolo dell'SRI (si ricorda che lo stesso metodo è ancora in fase di studio da parte del suddetto gruppo di lavoro). In particolare si riporta di seguito il punteggio parziale ottenuto per singolo Dominio tecnico presente nell'edificio

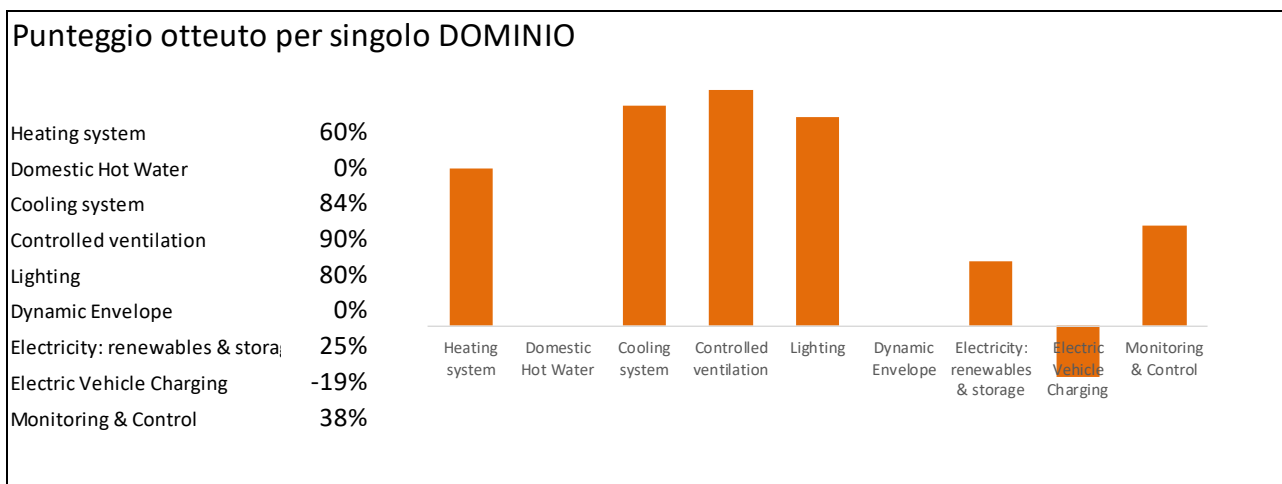


Figura 161: Punteggio parziale per singolo Dominio tecnico presente nell'edificio esaminato.

Dalla Figura 161 si evince come il punteggio parziale vale zero per il Dominio ACS in quanto assente o non dotato di servizi intelligenti previsti dal catalogo; mentre per Domini Riscaldamento, Condizionamento, Controllo di ricambi e illuminazione il punteggio parziale raggiunge valori elevati essendo gestiti da una piattaforma centralizzata garantendo un elevato livello di automazione.

Si riporta di seguito il punteggio raggiunto dai sette criteri d'impatto dalla cui media pesata dipende il calcolo dell'SRI complessivo:

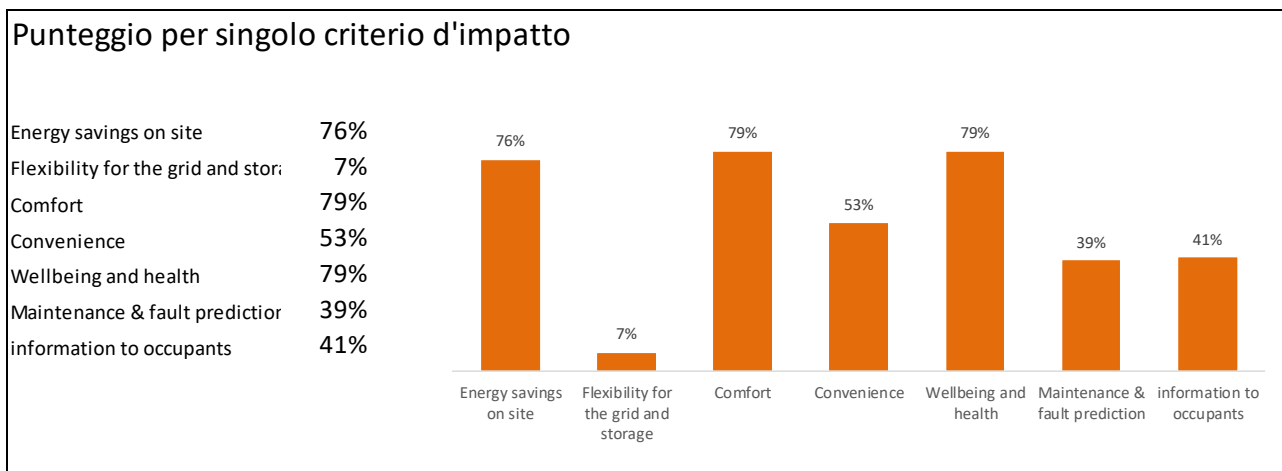


Figura 162: SRI parziale per ciascuno dei sette criteri d'impatto – applicazione all'edificio uffici esaminato.

Come si evince dalla Figura 162, non essendo presenti sistemi d'accumulo e non essendo implementati per i singoli impianti funzionalità che consentono una interazione con le esigenze della rete elettrica, per il criterio d'impatto "flessibilità per la rete e accumulo" si ottiene un valore più basso rispetto agli altri criteri pari al 7%

Dalla media pesata de singoli criteri d'impatto, come previsto, dalla metodologa proposta si ottiene un punteggio totale per l'SRI pari a 53%

8.2.2 Applicazione calcolo SRI all'impianto ibrido S.A.P.I.EN.T.E.

Tra i servizi intelligenti presenti nel catalogo di riferimento per il calcolo dell'SRI, molti sono potenzialmente erogabili dal sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. a servizio di un edificio condominiale; per tale motivo in questa annualità è stato verificato l'SRI raggiungibile dal sistema ibrido applicato al caso studio della microcomunità energetica già simulata nel capitolo due del presente report. Per il calcolo dell'SRI sono stati

considerati solo i seguenti Domini: riscaldamento, raffrescamento, produzione ACS e accumulo di energia elettrica da fonti rinnovabili, monitoraggio e controllo. Mentre tra i principali servizi intelligenti di cui valutare il livello funzionale sono stati considerati:

- modulazione potenza prodotta dalla pompa di calore aria/acqua;
- gestione sistema di accumulo per riscaldamento, raffrescamento e ACS;
- gestione della pompa di calore per autoconsumare la potenza prodotta dall'impianto FV locale;
- gestione della pompa di calore per interagire con la rete elettrica con funzioni demand response;
- gestione storage elettrico a litio con funzione di accumulo dell'energia prodotta in eccesso dall'impianto FV locale;
- gestione dei carichi dei singoli utenti con logiche Demand response per incrementare l'uso di fonte rinnovabile locale e interagire con le esigenze di rete.

Si riporta di seguito in Figura 163 e in Figura 164 il risultato del punteggio parziale per i singoli criteri d'impatto e per ciascuno dei Domini presenti nel sistema ibrido in oggetto

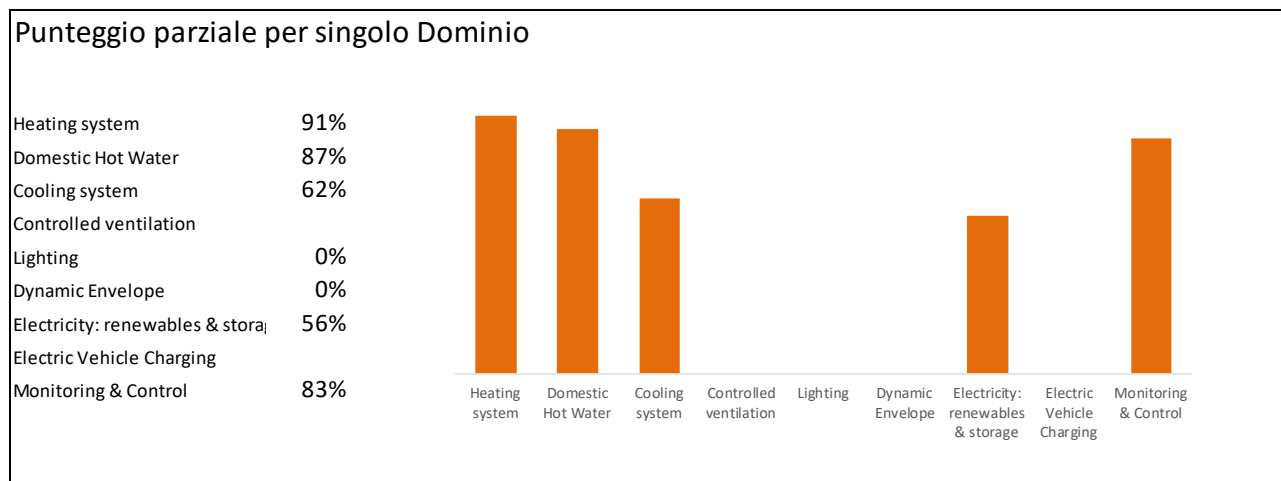


Figura 163: Punteggio parziale per singolo Dominio presente nell'impianto ibrido oggetto di studio.

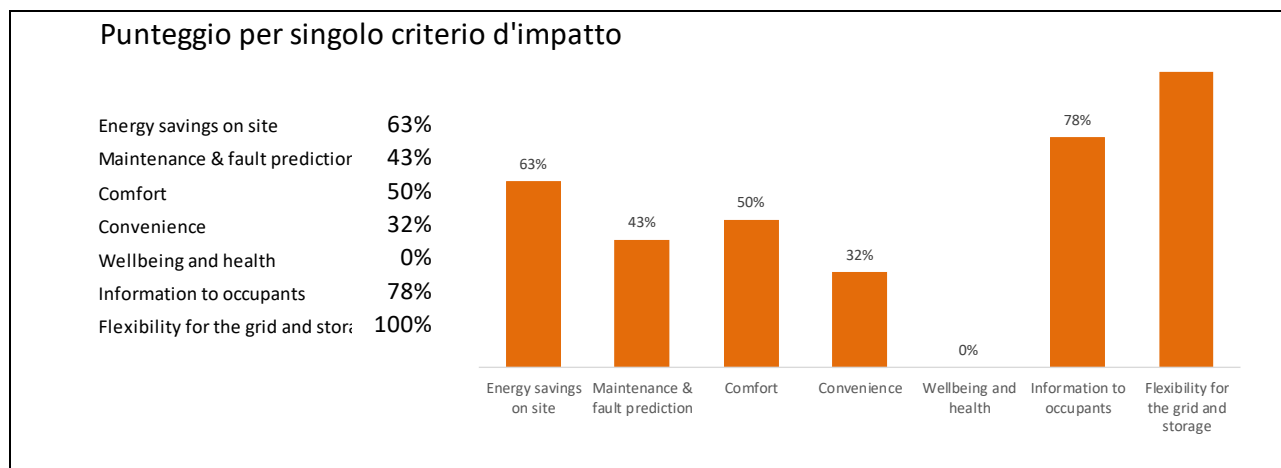


Figura 164: SRI parziale per singolo criterio d'impatto.

Per il caso studiato si è ottenuto un SRI complessivo pari al 69% dato dalla media pesata dei criteri d'impatto Figura 164 che variano in un range compreso tra il 43% per il criterio manutenzione e fault prediction al 100% per il criterio "Flessibilità per la rete e storage"; quest'ultimo infatti è tra i criteri

d’impatto che caratterizzano meglio le funzioni e gli obiettivi dell’impianto ibrido oggetto di studio della presente linea di attività.

9 Conclusioni

Nel presente documento si riportano i risultati delle attività riferite alla linea 3.1 prevista del Progetto 1.5 dell’accordo di Programma ENEA – MiSE sulla Ricerca del Sistema Elettrico.

Lo studio, come descritto nei precedenti capitoli, è stato suddiviso in tre principali sessioni. Nella prima fase dello studio sono state analizzate le soluzioni impiantistiche ibride che possano rappresentare le tecnologie abilitanti per diffondere i modelli di microcomunità energetica e di autoconsumo nei contesti condominiali previste dall’art 21 e dall’art. 22 della Direttiva (UE) 2018/2001.

In particolare, è stata valutata la possibilità di integrare il sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E., installato nel precedente triennio presso il C.R. ENEA Casaccia, con nuovi sistemi di generazione locale e nuove soluzioni per l’accumulo dell’energia termica ed elettrica.

Per il suddetto obiettivo è stata effettuata una analisi tecnico-economica per verificare la possibilità di installare un impianto micro eolico con generatori di taglia nominale pari a 3 kW; elaborando le misure anemometriche rilevate nel centro di Casaccia, sono state valutate le produzioni di diversi aerogeneratori individuando nella tecnologia ad asse verticale la soluzione più adatta al sito e alle prove sperimentali che verranno condotte con l’impianto S.A.P.I.EN.T.E.. Per la sezione generazione è stata analizzata anche la possibilità di installare un impianto fotovoltaico del tipo PVT – Hybrid PhotoVoltaic Thermal collectors - in copertura all’edificio F83 prospiciente l’impianto sperimentale. La soluzione tecnologica fotovoltaica ibrida PVT prevede l’integrazione in un unico modulo sia del generatore fotovoltaico elettrico sia del generatore solare termico. Per il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. è stato dimensionato un impianto PVT avente una potenza di picco pari a 6 kWp (elettrici).

Tra le nuove tecnologie da integrare con il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. è stata analizzata la possibilità di integrare un accumulo a supercondensatori funzionante in parallelo o in modo alternativo all’attuale accumulo a litio. Il nuovo banco di supercondensatori consentirà sia di valutare l’efficienza complessiva del sistema sperimentale con una tecnologia diversa dall’accumulo a litio, sia di gestire le variazioni rapide del sistema di generazione locale che non possono essere seguite dalla modulazione della pompa di calore e che sarebbero compensate dalla rete.

In questa annualità è stato progettato e installato il nuovo sistema di controllo che consente di gestire l’impianto sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. con le logiche di controllo implementate nelle precedenti annualità con la piattaforma di simulazione Matlab/simulink. Per installare il sistema di controllo è stato necessario completare il cablaggio dell’impianto per consentire la comunicazione secondo i relativi protocolli (Modbus su TCP/IP, CAN) e segnali (Digitale, Analogico 0-10 V) utilizzati dai singoli componenti e strumenti di monitoraggio presenti nel sistema. Il sistema di controllo è stato realizzato installando un quadro specifico contenente un PLC e diversi moduli di interfacce in/out per gestire i singoli protocolli di comunicazione con i componenti d’impianto. Il PLC consente grazie a un web server, oltre la memorizzazione di tutte le principali variabili, anche la gestione da remoto dell’impianto mediante la gestione di specifiche interfacce web che consentono l’attivazione e l’impostazione dei parametri dei singoli componenti.

Grazie al nuovo sistema di controllo sono state effettuate le prove che hanno consentito di caratterizzare i singoli componenti dell’impianto sperimentale al fine di ottimizzare le logiche di controllo ad anello chiuso che verranno applicate nella prossima annualità.

Come esempio, si riporta di seguito il grafico con i risultati della prova dove è stato verificato come la pompa di calore adatta, in funzione del segnale fornito dal sistema di controllo, l’assorbimento elettrico per inseguire la potenza istantanea prodotta dal campo FV emulato; si riporta di seguito il grafico che indica la dinamica delle singole variabili termiche ed elettriche monitorate durante la prova.

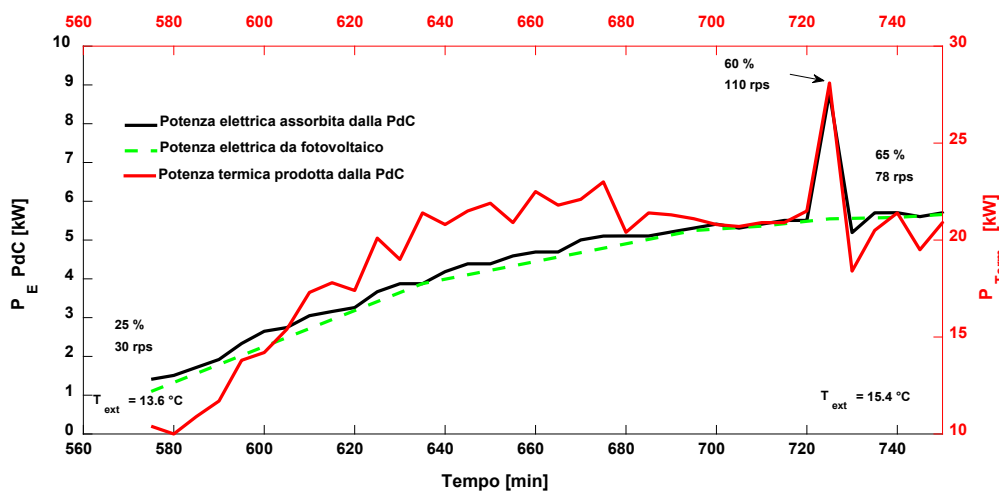


Figura 165: Andamento della potenza elettrica assorbita e della potenza termica prodotta dalla PdC, durante l'inseguimento elettrico della curva di potenza fornita dal generatore fotovoltaico.

Parallelamente all'attività sperimentale, sono stati simulati diversi scenari gestionali di una micro-comunità energetica costituita da un sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. a servizio di un condominio di 10 appartamenti.

In particolare, sono stati analizzati i vantaggi energetici ed economici per i singoli utenti e per il soggetto "Aggregatore" (gestore del sistema ibrido) della microcomunità applicando un controllo degli impianti e degli accumuli per aumentare l'autoconsumo delle fonti locali e gestendo i carichi programmabili delle singole unità abitative con logiche del tipo Demand Response.

Dalle simulazioni emerge come lo scenario energeticamente ed economicamente più conveniente sia quello in cui la gestione della pompa di calore ad inseguimento FV sia accoppiata ad una gestione dei carichi flessibili delle singole unità immobiliari (tra i carichi flessibili sono stati inseriti anche le pompe di calore per ACS installate in ciascun appartamento). Per il suddetto caso si ottiene un incremento dell'autoconsumo rispetto allo scenario base (nessuna logica di ottimizzazione dell'autoconsumo, nessuna gestione dei carichi flessibili) di circa il 30% e un incremento dei guadagni annui per il soggetto Aggregatore (consorzio di dei singoli utenti condominiali) di circa il 10%.

Nella seconda parte dello studio è stato ripreso lo studio sull'impatto energetico che termoregolazione e contabilizzazione individuale dei condomini prevista dal Dlgs 102/2014 comporta ai consumi dei singoli edifici. L'analisi, avviato nel precedente triennio con l'università di Cassino, è stata effettuata valutando i consumi di gas destagionalizzati in diversi condomini caratterizzati da diversi profili di utilizzo e diverse tecnologie per la ripartizione e termoregolazione della temperatura rispetto ai casi analizzati nel predente studio. Dall'elaborazione dei consumi emerge per i condomini esaminati un risparmio medio anno dal 10 % al 22% in funzione delle tipologie di occupazione (continua o saltuaria) e del livello di automazione delle tecnologie installate per la termoregolazione dei singoli ambienti.

Infine, il documento riporta una prima applicazione della metodologia di calcolo del nuovo indice SRI (Smart Readiness Indicator) per valutare il livello di intelligenza degli impianti tecnici di un edificio; la metodologia è ancora in fase di studio da parte del gruppo di lavoro coordinato dall'istituto di ricerca belga VITO e promosso dalla Commissione Europea.

In questo studio è stata applicata la metodologia di calcolo dell'SRI ancora in fase di studio a un edifici uso uffici del Nord Italia e a un ipotetico condominio di 10 appartamenti servito da un impianto ibrido centralizzato tipo S.A.P.I.EN.T.E. e gestito in modalità "microcomunità energetica". Per quest'ultimo caso studio si è ottenuto un SRI complessivo pari al 69% dato dalla media pesata dei sette criteri d'impatto previsti dall'attuale metodologia di calcolo. Il criterio d'impatto con il maggiore punteggio è "Flessibilità per la rete e storage", per il quale si è ottenuto un indice parziale pari a 100%. Quest'ultimo infatti è tra i criteri d'impatto che caratterizzano meglio le funzioni e gli obiettivi del sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E..

10 Riferimenti bibliografici

- [1] DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
- [2]: Haichao Wang, Elnaz Abdollahi, Risto Lahdelma, Wenling Jiao, Zhigang Zhou, Modelling and optimization of the smart hybrid renewable energy for communities (SHREC), *Renewable Energy*, Volume 84, 2015, Pages 114-123, ISSN 0960-1481,
- [3] Alessandro Franco, Fabio Fantozzi, "Experimental analysis of a self consumption strategy for residential building: The integration of PV system and geothermal heat pump," *Renewable Energy*, Volume 86, 2016, Pages 1075-1085, ISSN 0960-1481,
- [4] Calise F, Dentice d'Accadia M, Figaj RD, Vanoli L. A novel solar-assisted heat pump driven by photovoltaic/thermal collectors: Dynamic simulation and thermoeconomic optimization. *Energy* 2016;95:346–66. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.071>.
- [5] Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102: Attuazione della direttiva 2012/27/UE 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 (G.U. 18 luglio 2014, n. 165)
- [6] Decreto legislativo 18 luglio 2016, n. 141 Disposizioni integrative al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di attuazione della direttiva 2012/27/UE 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.
- [7] Decreto (UE) 2018/2002 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
- [8] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, and M. Kay, "Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91 (2018), 109-125
- [9] R. Hemmati and H. Saboori, "Emergence of hybrid energy storage systems in renewable energy and transport applications – A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65 (2016), 11-23
- [10] A. Das and P. K. Talapatra, "Modelling and analysis of a mini vertical axis wind turbine", *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 6 (2019), 184-194
- [11] Sandeep S. Joshi, Ashwinkumar S. Dhoble, Photovoltaic -Thermal systems (PVT): Technology review and future trends, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 92, 2018, Pages 848-882, ISSN 1364-0321,
- [12] D. Sheberla, J. C. Bachman, J. S. Elias, C.-J. Sun, Y. Shao-Horn, and M. Dincă, "Conductive MOF electrodes for stable supercapacitors with high areal capacitance", *Nature Materials*, 16 (2017), 220-224
- [13] F. Bonafè, "Charge/discharge device for a pack of supercapacitors," (2013).
- [14] Terza Edizione Smart Grid Report (2014) – Politecnico di Milano
- [15] <https://www.ilmeteo.it/portale/archivio-meteo/Torino>

- [16] M. Dell'Isola, G. Ficco, L. Canale, G. Cortellessa, A. Massimo, P. Vigo, Analisi dei benefici energetici ottenibili attraverso l'utilizzo dei sistemi di contabilizzazione e ripartizione del calore sul territorio nazionale, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA, Settembre 2017
- [17] M. Magri, Smart Readiness Indicator: Efficienza energetica, quanto conta la consapevolezza degli occupanti?, Aicarr Journal, Issn:2038-2723, Settembre 2019
- [18] Stijn Verbeke, Dorien Aerts, Glenn Rynders, Yixiao Ma, Paul Waide, INTERIM REPORT JULY 2019 OF THE 2 ND TECHNICAL SUPPORT STUDY ON THE SMART READINESS INDICATOR FOR BUILDINGS - 31 July 2019
- [19] <https://smartreadinessindicator.eu/milestones-and-documents>
- [20] 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