



Ricerca di Sistema elettrico

## Progettazione di soluzioni impiantistiche ibride per gli edifici a “potenza zero”

B. Di Pietra, A. Pannicelli, S. Piccinelli, A. Ciappa, F. Monteleone,  
Carlo Bommarito, G. Di Sarra, G. Pace

## PROGETTAZIONE DI SOLUZIONI IMPIANTISTICHE IBRIDE PER GLI EDIFICI A “POTENZA ZERO”

B. Di Pietra, A. Pannicelli, S. Piccinelli, F. Monteleone, Carlo Bommarito, G. Di Sarra , A. Ciappa. , G. Pace (ENEA)

Settembre 2017

Report Ricerca di Sistema Elettrico

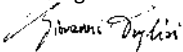
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2016

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

Progetto: D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: A. Soluzioni innovative per l'efficientamento degli edifici

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA 

Si ringrazia per la collaborazione: D. Sferlazzo, (ENEA) F. Anello, D. Meloni, P. Regina (ENEA), O. Calò (ENEA), Ing. G. Morosinotto (Eurac), Ing. S. Corradino (Università Palermo)

## Indice

Sommario .....	6
1. Introduzione .....	7
2. Sviluppo di nuovi modelli per il controllo di sistemi ibridi impiegati per l'ottimizzazione dell'energia autoconsumata da fonti rinnovabile .....	8
2.1 Introduzione .....	8
2.2 Sviluppo dei nuovi modelli e logiche di controllo del sistema pompa di calore con fotovoltaico e accumulo termico ed elettrico integrato .....	9
2.2.1 Nuovo sistema di controllo: inseguimento misto.....	13
2.2.2 Estensione del logiche di controllo alla produzione di acqua calda sanitaria .....	17
2.2.3 Avvio dello sviluppo di un modello di accumulo stagionale.....	19
2.2.4 Modello dell'accumulo elettrochimico.....	22
2.2.5 Indici energetici .....	26
2.2.6 Indici economici .....	28
2.2.7 Analisi parametrica e cicli di simulazione.....	30
2.2.8 Ottimizzazione taglia pompa di calore .....	31
<b>2.3</b> Applicazione dei modelli sviluppati a casi studio: analisi parametrica e dimensionamento ottimale del sistema ibrido con accumulo termico ed elettrico .....	32
2.3.1 Descrizione degli edifici e degli schemi impiantistici simulati.....	32
2.3.2 Edificio multifamiliare: descrizione delle volumetrie e delle caratteristiche termofisiche.....	33
2.3.3 Risultati analisi energetica ed economica: simulazione Edificio multifamiliare a Palermo ....	34
2.3.3.1 Dimensionamento ottimale dell'impianto fotovoltaico.....	34
2.3.3.2 Analisi parametrica.....	35
2.3.3.3 Dimensionamento pompa di calore al variare dell'accumulo termico .....	35
2.3.3.4 Analisi energetica ed economica dell'impianto ibrido con pompa di calore non controllata	36
2.3.3.5 Analisi energetica ed economica del sistema ibrido con controlli evoluti della pompa di calore	39
2.3.4 Risultati analisi energetica ed economica: simulazione Edificio multifamiliare a Milano.....	43
2.3.4.1 Dimensionamento ottimale dell'impianto fotovoltaico.....	44
2.3.4.2 Analisi parametrica.....	44
2.3.4.3 Dimensionamento pompa di calore .....	44
2.3.4.4 Risultati analisi energetica ed economica sistema ibrido in assenza di controllo.....	45
2.3.4.5 Risultati con l'inseguimento misto .....	48
2.4 Utilizzo di un emulatore hardware della pompa di calore per provare le logiche di controllo sviluppate in ambiente Matlab/simulink.....	51
2.4.1 Emulatore dell'inveretr Carel-μPC Simulator.....	52
2.4.2 Implementazione del sistema di comunicazione Modbus su TCP/IP .....	53
2.4.3 Modello Simulink utilizzato per l'integrazione dell'emulatore .....	55

2.4.4	Curve di funzionamento del compressore .....	59
2.4.5	Descrizione dello schema per provare il sistema di controllo base della pompa di calore.....	60
2.4.6	Descrizione dello schema per provare la logica di controllo ad inseguimento fotovoltaico ..	61
2.4.7	Descrizione dello schema per provare la logica di controllo ad inseguimento misto .....	62
2.4.8	Applicazione dei sistemi di controllo all'emulatore hardware delle pompa di calore .....	64
2.4.9	Considerazioni finali sui risultati del sistema di controllo applicati all'emulatore.....	65
3.	Progettazione esecutiva di un impianto prova per la sperimentazione dei sistemi ibridi per la climatizzazione degli edifici da fonte rinnovabile con accumulo termico ed elettrico .....	66
3.1	Introduzione .....	66
3.2	Sito di installazione.....	66
3.2.1	Posizionamento delle due cabine per l'installazione dei componenti termici ed elettrici .....	68
3.3	Dimensionamento della sezione elettrica .....	71
3.3.1	Normativa e Leggi di riferimento per il dimensionamento dell'impianto elettrico .....	71
3.3.2	Dimensionamento impianto fotovoltaico .....	72
3.3.3	La scelta della tecnologia fotovoltaica .....	75
3.3.4	inverter fotovoltaico.....	75
3.3.5	Dimensionamento campo fotovoltaico.....	76
3.3.6	Quadro sezionamento stringhe: Qcc.....	78
3.3.7	Compensatore statico - sistema d'accumulo elettrico sperimentale.....	79
3.3.8	quadro generale cabina 1 (Q1) e arrivo linea da rete ENEA.....	83
3.3.9	Quadro generale cabina 2 (Q2) .....	83
3.3.10	Caratteristiche costruttive dei quadri .....	84
3.3.11	cablaggi .....	84
3.3.12	calcolo corrente di cortocircuito per dimensionamento interruttori .....	85
3.3.13	Struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici.....	86
3.4	Dimensionamento della sezione termica .....	89
3.4.1	Pompa di calore .....	91
3.4.2	Caratteristiche dell'accumulo ACS e degli accumuli caldo/freddo.....	94
3.4.3	dry cooler.....	96
3.4.4	Criteri seguiti per il dimensionamento idraulico delle condutture e dei componenti idraulici	97
3.4.5	Dimensionamento circuito della pompa di calore .....	100
3.4.6	Circuito smaltimento carico per acqua calda sanitaria durante il periodo invernale .....	104
3.4.7	Circuito idraulico accumuli caldo/freddo – dry cooler .....	107
3.4.8	Il circuito di bypass accumulo ACS – dry cooler .....	110
3.4.9	Sistema di interfaccia dei componenti per la misura e il controllo .....	112
3.4.10	foto e particolari impianti ibrido realizzato presso il C.R Casaccia.....	114
4.	Implementazione di un sistema di controllo per la gestione della sezione elettrica integrata nel sistema ibrido sperimentale .....	117

4.1.1	Implementazione controllo sistema d'accumulo in real time con Matlab/Simulink .....	118
4.1.2	sviluppo sistema di interfaccia controllo esterno - compensatore .....	122
4.1.3	Implementazione sistema di controllo del compensatore nella real time machine e prime prove .....	125
4.1.4	Prova sperimentale controllo sistema d'accumulo con fotovoltaico e carico elettrico locale (emulati) .....	135
5.	Tecnologie per l'efficienza energetica nelle isole minori .....	140
5.1.1	Progettazione di un sistema sperimentale presso l'isola di Lampedusa denominato "islands in island" per provare nuove sistemi alimentati da fonte rinnovabile ottimizzate per le isole minori.....	140
5.1.2	Installazione nuovo sistema Free solar cooling compatto all'edificio del faro di Capo Grecale . .....	147
5.1.3	installazione sistema smart metering e prime misure impianto PV cooling .....	148
5.2	Effetti del particolato atmosferico sulla produzione di energia dei sistemi alimentati da fonte rinnovabile installati presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa .....	150
5.2.1	Introduzione .....	150
5.2.2	Descrizione delle attività svolte e risultati.....	152
5.2.3	Contesto e misure disponibili .....	152
5.2.4	Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare globale.....	156
5.2.4.1	Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare globale: segmento 1 .....	156
5.2.4.2	Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare globale: segmento 2 .....	163
5.2.5	Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare diretta .....	164
5.2.5.1	Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare diretta: segmento 1 .....	164
5.2.5.2	Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare diretta: segmento 2 .....	167
5.2.6	Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti della deposizione .....	168
5.2.7	Osservazioni finali.....	173
5.3	Monitoraggio degli scaldacqua di utenze residenziali isolate .....	173
6.	Analisi dell'impatto economico dei sistemi di contabilizzazione e ripartizione di costo nei condomini con impianto termico centralizzato.....	178
7.	Conclusioni .....	185
8.	Appendice.....	187
8.1	Appendice 1: schema unifilare quadro elettrico generale cabina 1 e quadro elettrico generale cabina 2 .....	187
8.2	Appendice 2: tavole progetto elettrico: disposizione componenti, cavi e cavidotti.....	190
9.	Bibliografia.....	197
10.	Abbreviazioni ed acronimi.....	199

## Sommario

Il presente rapporto descrive le attività di ricerca svolte da ENEA previste dal piano annuale di realizzazione (PAR) 2016 nell'ambito dell'Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA, in riferimento a quanto previsto dall'Obiettivo: A del progetto D1: Soluzioni innovative per l'efficientamento degli edifici.

Nel presente rapporto, proseguendo lo studio avviato nella precedente annualità, sono state approfondite le soluzioni tecnologiche e i sistemi di controllo che consentono integrare le tecnologie per la climatizzazione, le fonti rinnovabili elettriche e i sistemi di accumulo termico/elettrico per poter consentire la realizzazione di edifici ad elevata autosufficienza energetica e allo stesso tempo limitare o annullare lo scambio di potenza con la rete in modo da rendere un edificio a energia quasi zero a potenza quasi zero (NZPB).

Le soluzioni analizzate comportano evidenti benefici energetici legati ad un ridotto o nullo scambio di potenza con la rete e ad una elevata autosufficienza energetica da fonte rinnovabile locale, anche se le stesse non sempre risultano economicamente vantaggiosa per l'utente finale, in quanto, come risulta dai risultati di simulazioni, questo dipende dal sistema tariffario di riferimento e dai reali vantaggi legati alla riduzione della potenza impegnata.

Per poter analizzare le reali prestazioni delle suddette soluzioni tecnologiche, è stata effettuata la progettazione esecutiva e la realizzazione presso il C.R. ENEA Casaccia di un impianto sperimentale denominato "hybrid system".

L'impianto progettato è costituito da due sezioni separate: sezione termica e sezione elettrica. La sezione termica è costituita da una pompa di calore tipo aria/acqua ad inverter da 33 kWt con possibilità di modulare da remoto il numero di giri del compressore, da due accumuli inerziali da 1,5 mc ciascuno, da un accumulo per l'ACS da 1 mc e da due dry cooler (da 70 kW ciascuno) per emulare i carichi termici.

La modulazione del carico termico viene effettuato per mezzo della coppia valvole motorizzate circolatore a velocità variabile attraverso un protocollo Modbus su TCP/IP proveniente dal sistema di controllo in grado di riprodurre i profili di carico per diverse tipologie di utenze.

Oltre all'impianto ibrido sperimentale, nella stessa annualità è stato progettato e realizzato presso il l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa un laboratorio denominato "Islands in island" con l'obiettivo di confrontare le prestazioni energetiche di diverse soluzioni tecnologiche integrate con fonte rinnovabile per la climatizzazione e la produzione di ACS con l'obiettivo di valutare nelle successive annualità l'effettivo beneficio rispetto alle tecnologie tradizionali installate presso le utenze isolate. Nell'ambito di questa linea di attività, sono stati avviati, inoltre, gli studi per valutare gli effetti prodotti dal particolato atmosferico, o aerosol, sulla produzione energetica delle suddette soluzioni tecnologiche installate presso il Laboratorio ENEA di Lampedusa.

Nell'ambito del progetto D1 della presente linea di ricerca è stato analizzato il potenziale impatto energetico ed economico generato dalla contabilizzazione individuale del calore nei condomini previsto dall'art.9 del D.lgs. 102/2014 come modificato dal D.lgs. 141/2016. In particolare lo studio, rielaborando i risultati del censimento ISTAT del 2011, stima l'investimento complessivo su base regionale e nazionale e il tempo di ritorno medio in relazione ai potenziali benefici energetici introdotti dall'installazione dei sistemi di contabilizzazione individuale

## 1. Introduzione

Con il nuovo pacchetto legislativo contenuto nella così detta Clean Energy Package, la Commissione Europea intende operare una drastica trasformazione del sistema energetico europeo, proponendo un target di penetrazione al 27% delle fonti rinnovabili sui consumi lordi finali a livello comunitario entro il 2030 dando un ruolo fondamentale al tema dell'autoconsumo e all'istituzione di comunità energetiche per sostenere la penetrazione delle rinnovabili.

Contestualmente anche il sistema elettrico nazionale sta vivendo un periodo di profonda e continua trasformazione causato da una sempre maggiore diffusione di impianti di piccola taglia che sfruttano le fonti rinnovabili diffuse (in crescita nel 2015 di circa il 6% rispetto all'anno precedente).

Con la nuova Strategia Energetica Nazionale si punta al raggiungimento di una quota del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto agli attuali 17,5%. In particolare al 55% per le rinnovabili elettriche (dal 35%), al 30% per le rinnovabili termiche (dal 19,2%)

La stessa SEN pur favorendo l'incentivazione delle fonti rinnovabili non programmabili considera la configurazione in autoconsumo di tali impianti la via preferenziale per la loro diffusione nel nuovo sistema elettrico nazionale.

Attualmente, come indicato dall'AEEGSI, in media circa il 22% di quanto prodotto dai sistemi di generazione distribuita viene autoconsumato (+0.6 TWh rispetto al 2014), mentre la parte restante viene immessa in rete. Nel dettaglio, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili la percentuale autoconsumata è del 9,7%, mentre per gli impianti alimentati da fonti non rinnovabili (in particolare gli impianti termoelettrici alimentati da fonti fossili) la percentuale di autoconsumo è del 71,2%.

Il cambiamento in atto non interessa esclusivamente l'ammodernamento tecnologico ma anche quello regolatorio ( sistemi energetici chiusi, dispacciamento...) e tariffario; in particolare dal 2018, dopo tre anni di transizione verrà introdotta in maniera definitiva la tariffa non progressiva, l'energia avrà lo stesso prezzo indipendentemente dallo scaglione di consumo e alcune voci di costo saranno spostate sulle componenti fisse. Il nuovo sistema tariffario, se da una parte promuove l'utilizzo di tecnologie elettriche efficienti, potrebbe scoraggiare l'autoconsumo locale dei prosumers, in quanto rispetto alla precedente struttura tariffaria, alcune voci sono passati dalla componente variabile a quella fissa.

Nell'ambito di questo nuovo e complesso scenario energetico nazionale, risulta importante analizzare nel dettaglio le soluzioni tecnologiche che effettivamente possono contribuire alla diffusione delle fonti rinnovabili di piccola taglia (elettriche e termiche) favorendone l'autoconsumo locale come previsto dalla strategia europea e nazionale e allo stesso tempo essere economicamente convenienti per il cliente finale in relazione alla nuova struttura tariffaria.

Infatti poiché varie possono essere le soluzioni tecnologiche e sistemiche alternative e/o integrative alla classica installazione dei sistemi di accumulo, durante questa annualità sono state simulate e comparate soluzioni integrate che possano essere più efficienti e convenienti per gli utenti finali sia da un punto di vista energetico sia da quello economico.

Proseguendo lo studio avviato nella precedente annualità, sono state approfondite le soluzioni tecnologiche e i sistemi di controllo che consentono integrare le tecnologie per la climatizzazione, le fonti rinnovabili elettriche e i sistemi di accumulo termico per poter consentire la realizzazione di edifici ad elevata autosufficienza energetica e allo stesso tempo limitare o annullare lo scambio di potenza con la rete in modo da rendere un edificio a energia quasi zero a potenza quasi zero (NZPB).

Il sistema ibrido studio consiste nell'integrazione di una pompa di calore tipo aria/acqua ad inverter e di un impianto fotovoltaico accoppiato a sistemi di accumulo termici ed elettrici.

Con riferimento ai risultati raggiunti nella precedente annualità, sono stati estesi e migliorati i modelli implementati in Matlab/simulink per ottimizzare le logiche di controllo del sistema ibrido.

Grazie all'implementazione di nuove logiche di controllo del compressore della pompa di calore è possibile ottimizzare l'uso degli accumuli termici per incrementare l'effettivo autoconsumo dell'energia elettrica prodotta in loco dal campo fotovoltaico e trasferire nelle ore serali l'energia accumulata sotto forma termica limitando o annullando lo scambio di potenza con la rete (regime di scambio sul posto).

Al fine di indagare nel dettaglio i reali benefici economici offerti dal sistema ibrido oggetto di studio, sono stati integrati gli algoritmi per calcolare ad ogni time step di simulazione le singole componenti delle attuali tariffe elettriche (D2 e D3) e di quelle future (tariffa non progressiva).

Per poter confrontare i diversi scenari di gestione dell'impianto ibrido e i diversi regimi tariffari sono stati implementati i principali indici economici (Valore Attuale Netto, VAN, e Tempo di Ritorno, TR) che consentono di stimare i reali vantaggi apportati all'utente finale dalla soluzione ibrida proposta.

In questa annualità, come meglio descritto nei successivi paragrafi, sono stati progettati e realizzati rispettivamente presso il C.R. ENEA Casaccia e presso l'osservatorio climatico ENEA di Lampedusa due impianti sperimentali che consentiranno di studiare i sistemi ibridi sopra descritti, valutandone le effettive prestazioni in termini di autoconsumo istantaneo, e alcuni sistemi compatti per la climatizzazione e fornitura di ACS alle utenze isolate non interconnesse con il sistema elettrico nazionale.

Come descritto nei successivi capitoli l'impianto ibrido sperimentale realizzato presso il centro ENEA di Casaccia è costituito da due sezioni separate: sezione termica e sezione elettrica. La sezione termica è costituita da una pompa di calore tipo aria/acqua ad inverter da 33 kWt con possibilità di modulare da remoto il numero di giri del compressore, da due accumuli inerziali da 1,5 mc ciascuno, da un accumulo per l'ACS da 1 mc e da due dry cooler (da 70 kW ciascuno) per emulare i carichi termici.

Particolare rilevanza in questa annualità è stata riservata anche all'obbligo della contabilizzazione individuale del calore negli edifici condominiali o polifunzionali alimentati da un impianto centralizzato come previsto dall'art.9 del D.lgs. 102/2014 come modificato dal D.lgs. 141/2016 (obbligo dal 30 Giugno 2017)

In particolare è stato analizzato l'impatto del suddetto obbligo sia in termini di benefici energetici attesi sul territorio nazionale sia in termini di investimenti previsti per l'installazione dei dispositivi di contabilizzazione individuale.

Lo studio, rielaborando i risultati del censimento ISTAT del 2011, valuta su base regionale il numero potenziale delle unità abitative soggette all'obbligo di contabilizzazione individuale secondo i criteri di fattibilità tecnico economica previsti dal D.lgs. 102/2014; sulla base della suddetta stima è stato valutato l'investimento complessivo e il tempo di ritorno in relazione ai potenziali benefici energetici introdotti dalla maggiore consapevolezza per i singoli dei consumi da parte dei singoli utenti.

## 2. Sviluppo di nuovi modelli per il controllo di sistemi ibridi impiegati per l'ottimizzazione dell'energia autoconsumata da fonti rinnovabile

### 2.1 Introduzione

Proseguendo l'attività di ricerca avviata la scorsa annualità sono stati ottimizzati i modelli implementati in ambiente Matlab/simulink in grado di simulare una architettura impiantistica ibrida basata sull'integrazione di un mix tecnologico costituito da sorgenti rinnovabili, sistemi di accumulo termico ed elettrico e unità di climatizzazione come rappresentato in Figura 1.

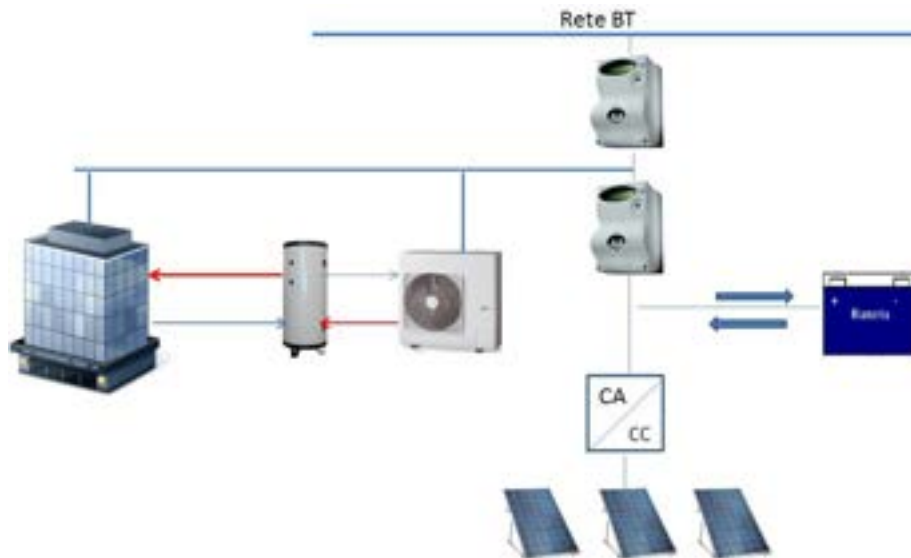


Figura 1: architettura impiantistica ibrida per incrementare l'autoconsumo e l'autosufficienza energetica da fonte rinnovabile

Il sistema ibrido studiato, grazie all'utilizzo degli accumuli termici ed elettrici e delle nuove logiche di controllo, permette di disaccoppiare il profilo di carico termico dell'utenza dal funzionamento della pompa di calore, comportando vantaggi particolarmente apprezzabili per le utenze in cui il profilo di riscaldamento e condizionamento è sfasato nel tempo dal profilo di produzione da FRNP.

Il nuovo sistema di controllo, perfezionato nel corso di questa annualità, consente di incrementare il più possibile l'autosufficienza della pompa di calore anche per bassi valori della potenza disponibile del campo FV locale. Questa funzione risulta particolarmente utile nel periodo invernale, quando la produzione da FV risulta limitata.

## 2.2 Sviluppo dei nuovi modelli e logiche di controllo del sistema pompa di calore con fotovoltaico e accumulo termico ed elettrico integrato

Nel corso di questa annualità sono stati acquisiti i regimi di funzionamento reali di pompe di calore che consentono una maggiore modularità del numero di giri del compressore al fine di estenderne il range di funzionamento anche a bassi valori della potenza prodotta dal campo fotovoltaico locale.

In particolare utilizzando apposite lookup table di Simulink riportate in Figura 2 sono state riprodotte le prestazioni della pompa di calore dal 100% al 25% del numero di giri di compressore (nella precedente annualità il compressore veniva modulato fino a 40% del numero di giri nominale).

Inoltre il nuovo modello consente di simulare il comportamento della pompa di calore installata nell'impianto ibrido sperimentale realizzato in questa annualità presso il C.R. ENEA Casaccia da 30 kWt.

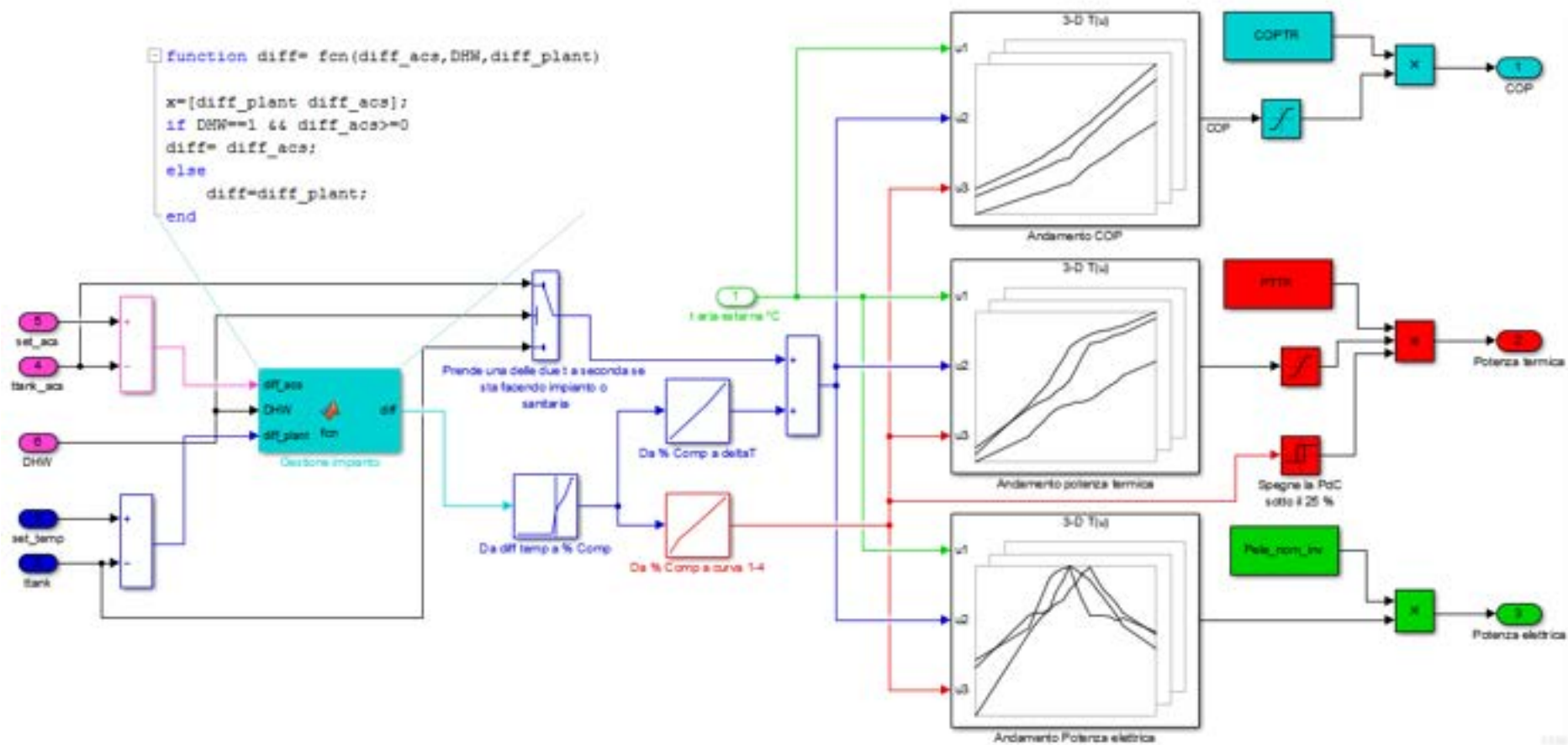


Figura 2: Modello Simulink pompa di calore Aria/acqua con nuove lookup table per riprodurre il comportamento dinamico della pompa di calore da 10 kWt a 50 kWt

Nel suo funzionamento base, la potenza elettrica assorbita dalla PdC è proporzionale alla differenza di temperatura tra la mandata del fluido ed il relativo setpoint. In base a questa differenza una lookup table stabilisce la percentuale del numero di giri del compressore. Di seguito è riportato il dettaglio della curva di funzionamento della macchina

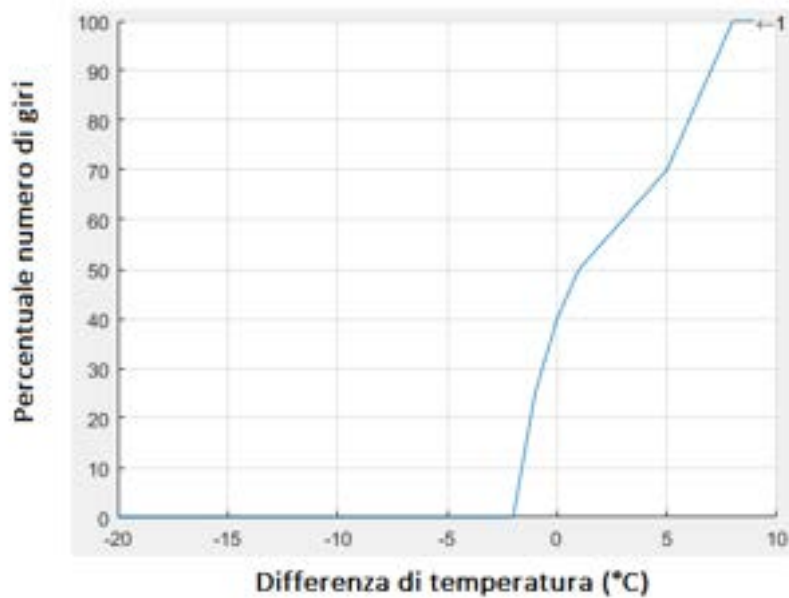


Figura 3: curva di funzionamento della macchina: percentuale del numero di giri in funzione della differenza di temperatura tra il setpoint e quella di ritorno del fluido

Come si può notare dal grafico, quando il salto di temperatura è elevato ( $>10\text{ °C}$ ) il compressore lavorerà al 100 %; invece quando la temperatura del fluido supera di  $1\text{ °C}$  il setpoint nominale, il numero di giri viene portato al 25 % fino allo spegnimento completo della macchina. La modulazione del compressore avviene mediante un inverter che varia la frequenza di alimentazione del motore elettrico. Solo per brevi intervalli temporali il numero di giri può salire fino al 110 %.

Un'ulteriore lookup table fornisce il salto di temperatura subito dal fluido nella macchina in base al regime di funzionamento del compressore; in tal modo è possibile calcolare la temperatura di mandata del fluido a partire da quella di ritorno dall'accumulo.

A questo punto, note la temperatura dell'aria esterna, la temperatura di mandata del fluido e la percentuale del numero di giri, tre diverse lookup tables 3D, tramite un'interpolazione, forniscono in uscita la potenza termica (o frigorifera) ceduta, il COP (o l'EER) e la potenza elettrica assorbita dal compressore. Le lookup tables implementate contengono i valori di funzionamento della macchina a diverse condizioni dell'aria, dell'acqua (al secondario) e del numero di giri. I parametri sono adimensionalizzati rispetto alla potenza nominale; in questo modo, ipotizzando che il comportamento della macchina non vari al variare della potenza scelta, è possibile simulare vari scenari anche con diverse taglie di PdC. Di seguito si riportano le curve di funzionamento del compressore implementate su Simulink, in funzione delle temperature dell'aria e dell'acqua; i valori sono stati ricavati dalle tabelle di funzionamento della macchina, in modalità riscaldamento e raffreddamento, fornite dal costruttore.

Breakpoints	Column	(1)	(2)	(3)
Row		35	45	55
(1)	-15	0.459	0.422	0.337
(2)	-7	0.574	0.529	0.422
(3)	-6	0.594	0.541	0.434
(4)	-5	0.612	0.558	0.444
(5)	-4	0.636	0.568	0.455
(6)	-3	0.655	0.584	0.465
(7)	-2	0.679	0.6	0.479
(8)	-1	0.701	0.608	0.483
(9)	0	0.725	0.646	0.511
(10)	1	0.749	0.679	0.537
(11)	2	0.776	0.715	0.566
(12)	3	0.802	0.741	0.588
(13)	4	0.828	0.768	0.608
(14)	5	0.857	0.798	0.632
(15)	6	0.887	0.824	0.655
(16)	7	0.917	0.853	0.677
(17)	12	1.051	0.978	0.776

COP/COP<sub>n</sub>

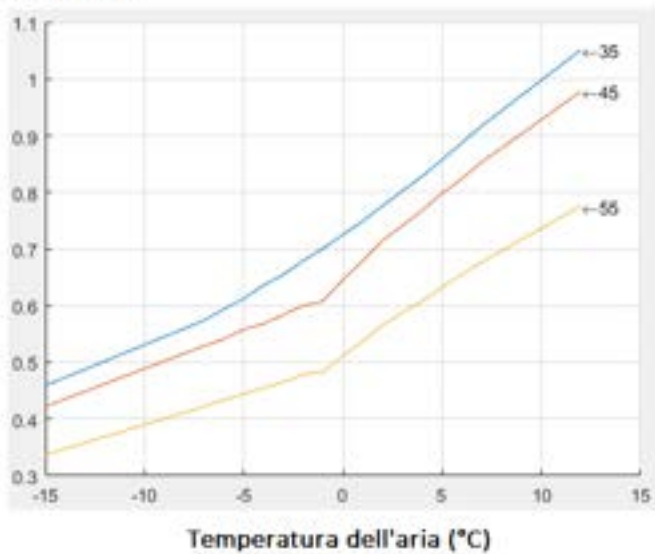


Figura 4: andamento del COP adimensionalizzato (al 25% del numero di giri) in funzione della temperatura dell'aria esterna, al variare della temperatura dell'acqua di mandata (°C)

Breakpoints	Column	(1)	(2)	(3)
Row		35	45	55
(1)	-15	0.298	0.327	0.268
(2)	-7	0.496	0.482	0.372
(3)	-6	0.527	0.497	0.4
(4)	-5	0.558	0.512	0.429
(5)	-4	0.589	0.526	0.458
(6)	-3	0.625	0.549	0.476
(7)	-2	0.682	0.571	0.495
(8)	-1	0.729	0.594	0.5
(9)	0	0.746	0.643	0.506
(10)	1	0.763	0.682	0.511
(11)	2	0.779	0.741	0.517
(12)	3	0.787	0.747	0.536
(13)	4	0.795	0.753	0.555
(14)	5	0.801	0.766	0.575
(15)	6	0.807	0.777	0.588
(16)	7	0.812	0.782	0.613
(17)	12	0.868	0.843	0.673

Pt/Pt<sub>n</sub>

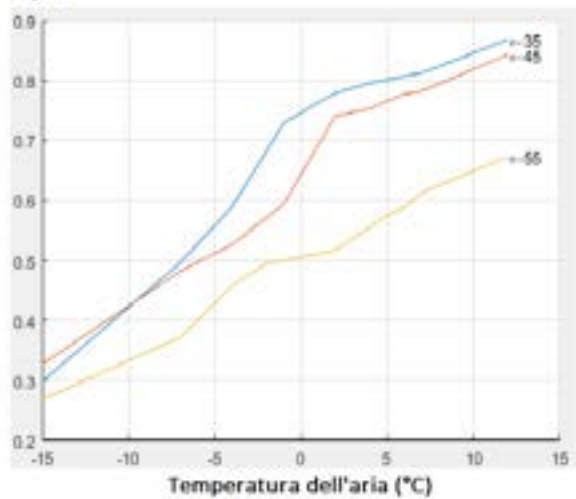


Figura 5: andamento della potenza termica adimensionalizzata (al 25% del numero di giri) in funzione della temperatura dell'aria esterna, al variare della temperatura dell'acqua di mandata (°C)

Breakpoints	Column	(1)	(2)	(3)
Row		35	45	55
(1)	-15	0.85	0.775	0.795
(2)	-7	0.864	0.911	0.88
(3)	-6	0.887	0.918	0.921
(4)	-5	0.911	0.918	0.966
(5)	-4	0.925	0.927	1.007
(6)	-3	0.971	0.94	1.025
(7)	-2	1.005	0.952	1.033
(8)	-1	1.039	0.977	1.036
(9)	0	1.029	0.994	0.99
(10)	1	1.018	1.019	0.951
(11)	2	1.005	1.036	0.913
(12)	3	0.991	1.007	0.911
(13)	4	0.96	0.98	0.913
(14)	5	0.925	0.96	0.909
(15)	6	0.91	0.942	0.898
(16)	7	0.886	0.917	0.906
(17)	12	0.826	0.862	0.888

Pe/Pen

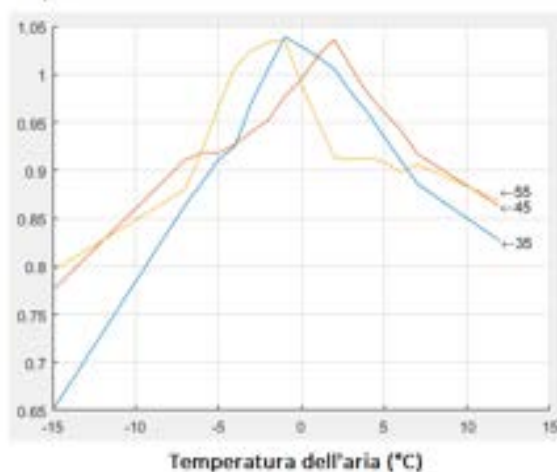


Figura 6: andamento della potenza elettrica adimensionalizzata (al 25% del numero di giri) in funzione della temperatura dell'aria esterna, al variare della temperatura dell'acqua di mandata (°C)

### 2.2.1 Nuovo sistema di controllo: inseguimento misto

Dalle simulazioni effettuate in questa annualità è emersa una criticità che caratterizza il controllo del compressore ad “inseguimento termico” implementato nella precedente annualità.

Nel controllo ad “inseguimento termico” il setpoint di temperatura di mandata viene regolato in maniera proporzionale alla disponibilità di energia elettrica da fotovoltaico secondo le funzioni riportate in Figura 7. L’incremento o il decremento della temperatura (Delta\_T) dipende dal rapporto tra la potenza generata dal fotovoltaico e la potenza elettrica nominale della pompa di calore. Il nuovo punto di lavoro dovrebbe variare l’assorbimento elettrico della pompa di calore al fine di avvicinarlo alla potenza generata di fotovoltaico.

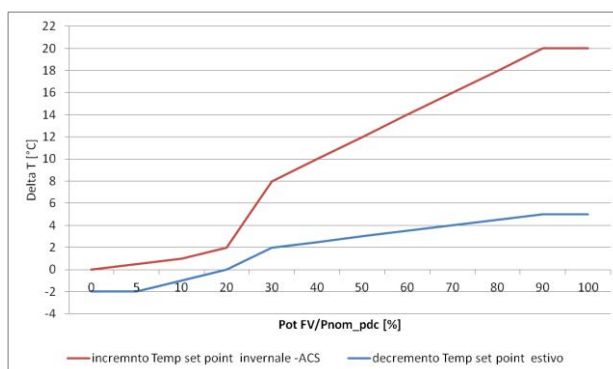


Figura 7: incremento/decremento setpoint temperatura di lavoro rispetto alla disponibilità di potenza da fotovoltaico – funzionamento estivo ed invernale

Tuttavia la PdC portando il fluido al nuovo setpoint stabilito dalla funzione, lavora ad una potenza che può differire notevolmente da quella disponibile dal fotovoltaico. Ciò, avviene perché, il consumo elettrico della Pompa di calore non dipende solo dalla variazione del numero di giri del compressore (proporzionale al salto di temperatura) ma anche dalla temperatura dell’aria e dell’acqua al secondario della macchina. Infatti, elaborando le curve di funzionamento della pompa di calore implementata in Matlab/simulink e riportate in Figura 8, la potenza elettrica a parità di regime del compressore cambia sensibilmente al variare della temperatura dell’aria (punto verde e punto rosso) e della temperatura di mandata dell’acqua (punto rosso e punto blu).

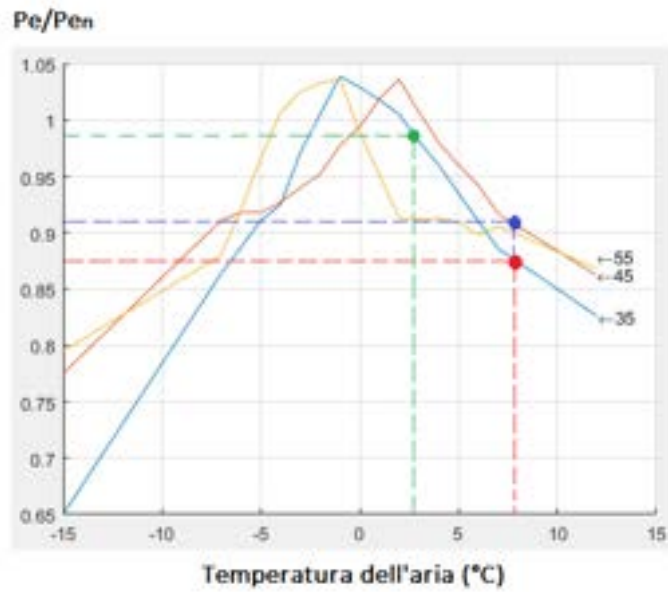


Figura 8: variazione della potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore rispetto alla potenza nominale al variare delle condizioni al contorno e del punto di funzionamento – curve elaborate con il modello della pompa di calore implementato in Matlab/Simulink

Il controllo “misto” implementato in questa annualità (Figura 8), supera la suddetta criticità in quanto incrementa il setpoint della temperatura di mandata del fluido solo dopo aver verificato che la potenza assorbita dal compressore è effettivamente coperta da quella disponibile del fotovoltaico.

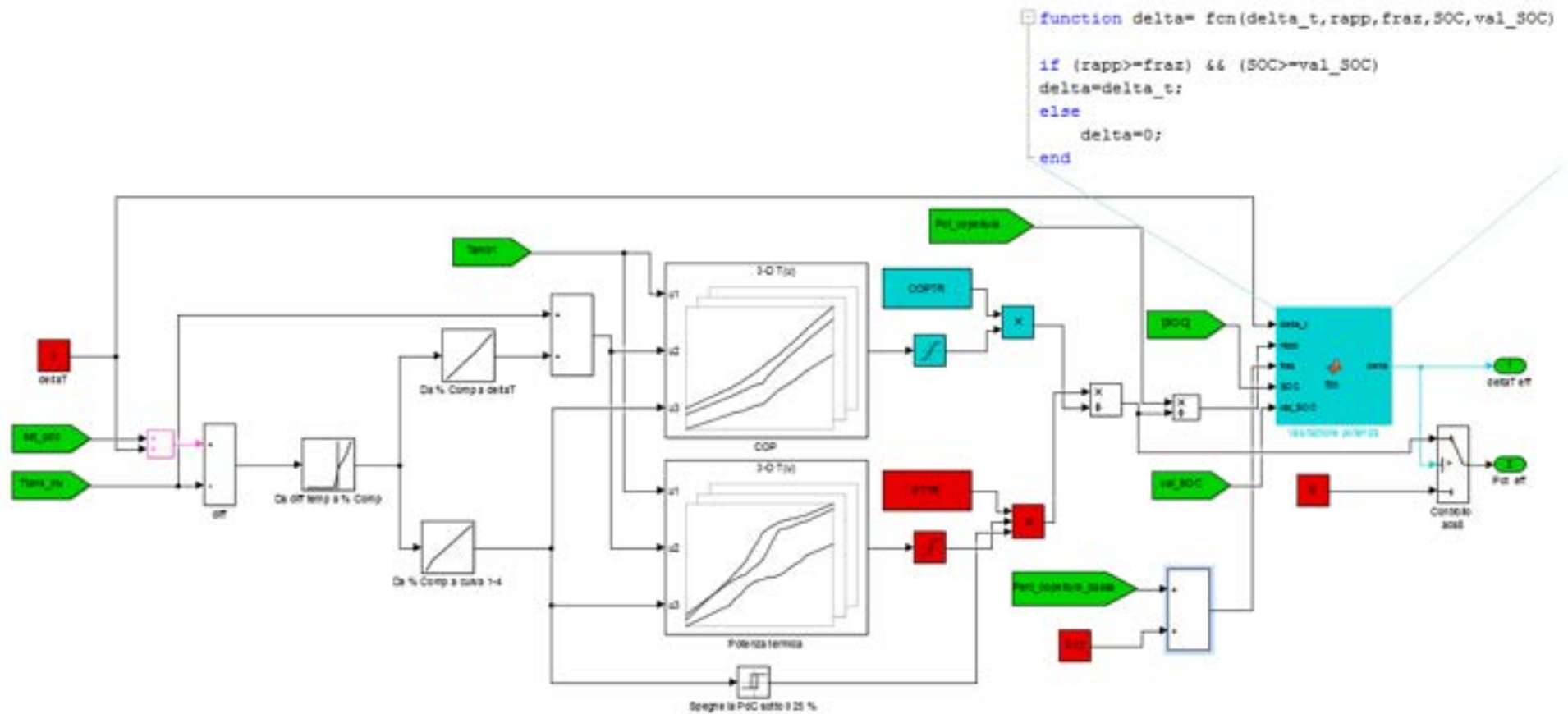


Figura 9: modello Simulink del sistema di controllo: inseguimento misto

Inoltre il controllo misto supera una seconda criticità legata alla gestione della pompa di calore con il controllo "inseguimento fotovoltaico" implementato nella precedente annualità. Il controllo inseguimento fotovoltaico, come si può osservare dalla Figura 10 regola il numero di giri del compressore con un controllore PID consentendo di far assorbire alla pompa di calore una potenza elettrica coincidente con la produzione dell'impianto FV. D'altra parte l'inseguimento fotovoltaico entra in funzione solo se la potenza prodotta è maggiore dell'assorbimento della pompa di calore corrispondente al 25% del numero di giri del compressore.; questo comporta che nei periodi basso irraggiamento solare la limitata potenza disponibile del campo FV potrebbe non coprire la richiesta dalla macchina con conseguente mancato avviamento della pompa di calore e l'immissione in rete di tutta la potenza disponibile.

Nel controllo ad inseguimento misto di Figura 9, viene imposto una percentuale di copertura della potenza assorbita dalla pompa di calore da parte del FV minore del 100 %, consentendo l'avvio della pompa di calore anche a bassi valori di irraggiamento solare; la quota di potenza non fornita dal campo fotovoltaico potrebbe essere compensata dall'accumulo elettrico presente nel sistema ibrido

L'obiettivo del controllo misto è quello di evitare l'immissione in rete della totale energia elettrica prodotta localmente nei periodo di basso irraggiamento (mesi invernali) ed evitare di approvvigionare l'energia necessaria alla pompa di calore solo dalla rete, ottimizzando autoconsumo e l'autosufficienza della pompa di calore .

Dai risultati di simulazione si evince come abbassamento la percentuale di copertura nei primi e negli ultimi giorni dell'anno si incrementa l'autoconsumo del fotovoltaico.

In Figura 10 si riportano i flussi di potenza scambiati tra fotovoltaico e pompa di calore applicando separatamente le tre modalità di controllo implementate. Si nota come, il controllo "misto" pur inseguendo meno fedelmente la potenza prodotta dal fotovoltaico, allunga la durata di funzionamento della pompa di calore evitando le partenze durante le ore serali.

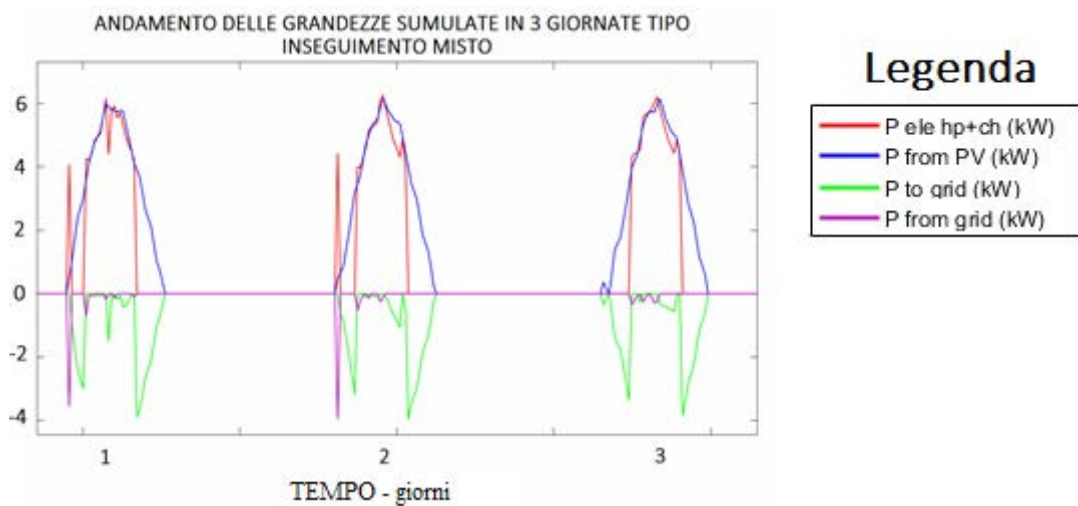
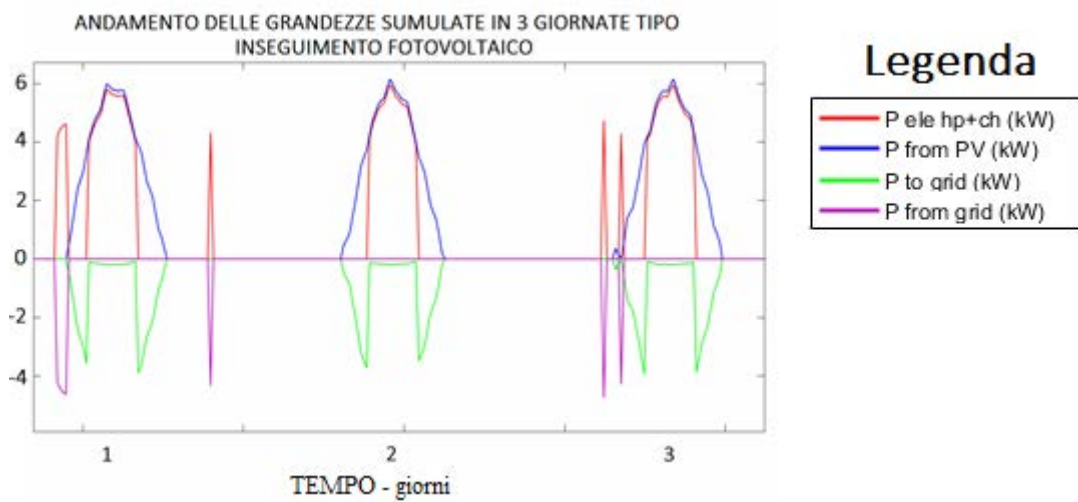
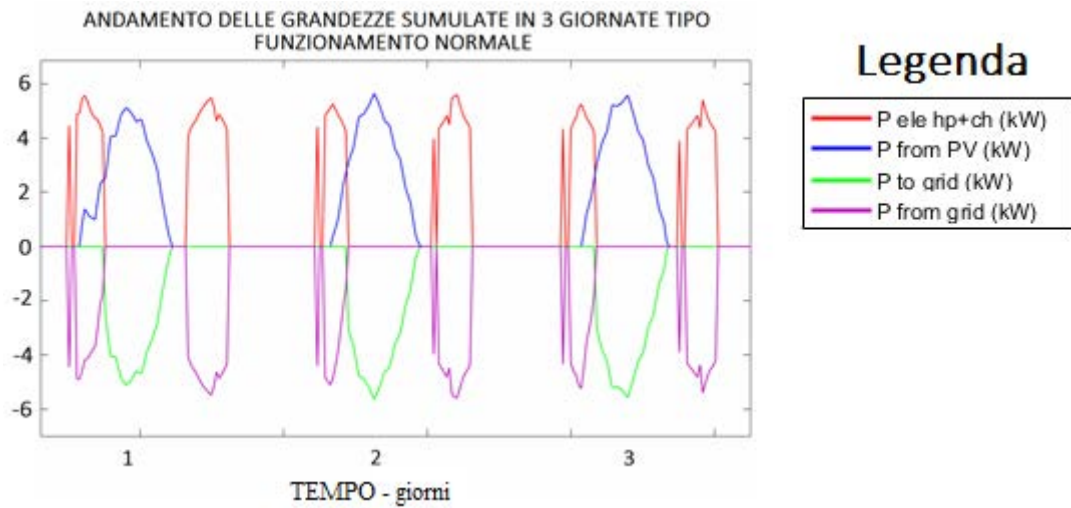


Figura 10: Applicazione dei tre sistemi di controllo al compressore della pompa di calore: andamento della potenza istantanea

## 2.2.2 Estensione del logiche di controllo alla produzione di acqua calda sanitaria

Per incrementare la capacità del sistema ibrido di autoconsumare l'energia prodotta dal campo fotovoltaico sotto forma termica sono state applicate le logiche di controllo, sviluppate per la gestione degli accumuli inerziali caldo/freddo, anche alla gestione dell'accumulo per l'acqua calda sanitaria (ACS).

In particolare in questa annualità è stato sviluppato il modello riportato in Figura 11, per consentire di commutare il controllo evoluto della pompa di calore (inseguimento misto o inseguimento fotovoltaico) dal funzionamento in riscaldamento al funzionamento in ACS.

Integrando lo schema di Figura 11, nel controllo misto o fotovoltaico, quando l'accumulo inerziale caldo/freddo raggiunge il suo valore massimo, un segnale (tank\_inv di Figura 11) commuta una valvola a tre vie "equivalente" verso l'accumulo ACS, in questo modo il compressore modula il numero di giri per continuare ad inseguire la potenza prodotta localmente dal fotovoltaico fino a raggiungere il valore limite di funzionamento della macchina (impostata nel modello per ACS pari a 60 °C).

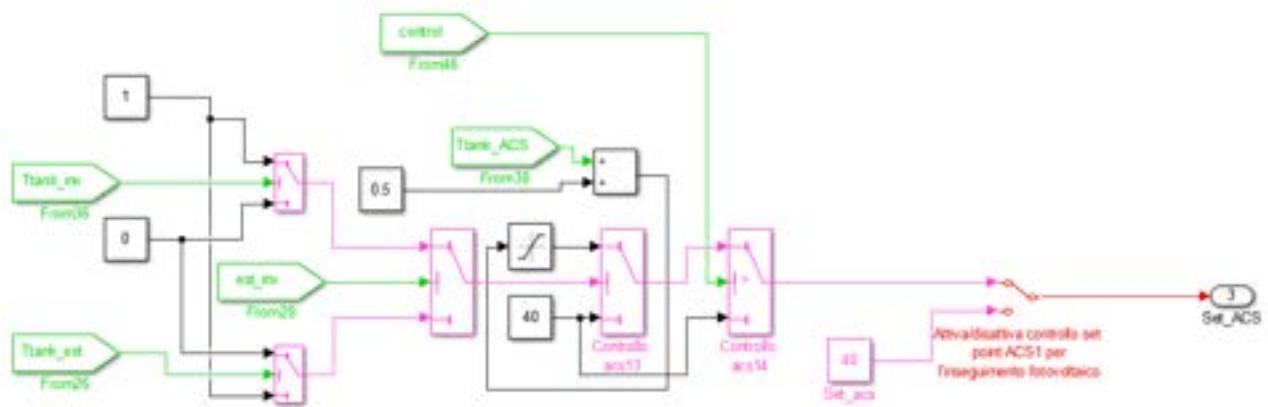


Figura 11: modello Simulink per gestire la potenza prodotta dall'accumulo inerziale pompa di calore verso l'accumulo di ACS applicando nel caso di modalità di controllo "inseguimento fotovoltaico"

In Figura 12 si riporta un esempio di commutazione del controllo ad inseguimento fotovoltaico dall'accumulo caldo all'accumulo ACS impostando una temperatura limite di funzionamento della pompa di calore pari a 50°C per riscaldamento e acqua calda sanitaria.

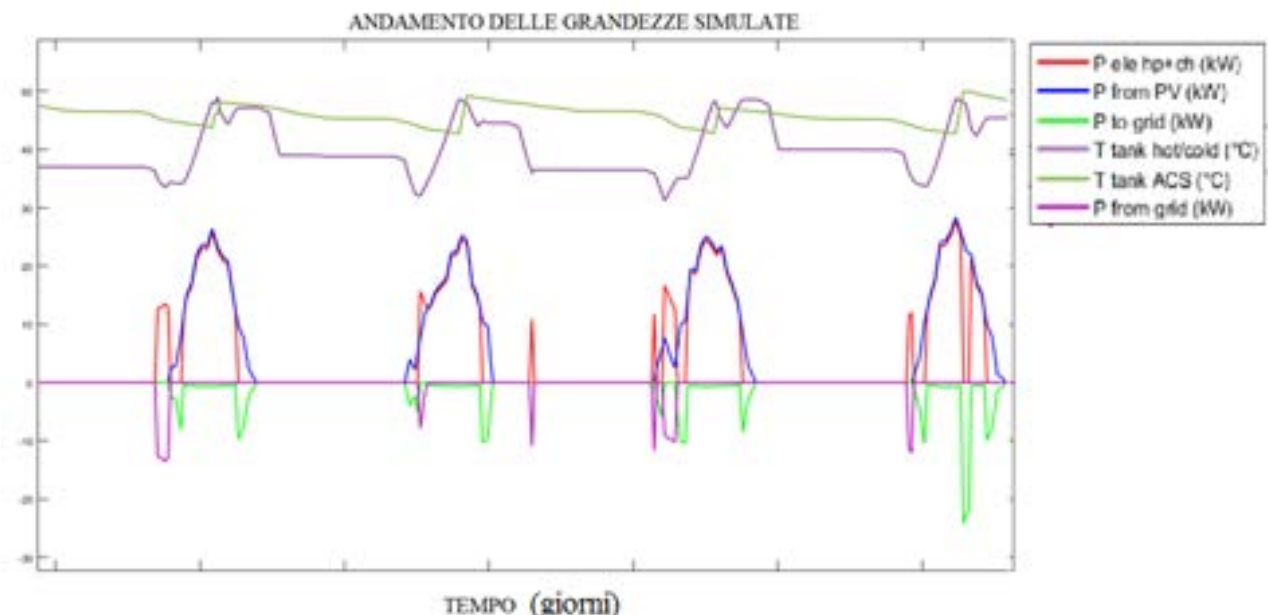


Figura 12: Simulazione 4 giorni tipo - periodo invernale - commutazione del controllo inseguimento fotovoltaico da accumulo caldo ad accumulo ACS

Come si nota dal grafico di Figura 12, quando la temperatura dell'accumulo caldo raggiunge il limite superiore (pari a 50°C), la macchina continua a funzionare incrementando la temperatura dell'acqua calda sanitaria fino al suo valore massimo..

### 2.2.3 Avvio dello sviluppo di un modello di accumulo stagionale

E' stato avviato lo studio e la modellizzazione di un sistema d'accumulo termico stagionale per controllare il compressore della pompa di calore anche nei periodi in cui il carico termico dell'edificio è normalmente nullo e la produzione del campo fotovoltaico risulta molto elevata.

Per utenze che usano la PdC solo ai fini del condizionamento ambientale e della produzione di ACS il problema che si presenta è il basso autoconsumo nelle stagioni intermedie, infatti viene a mancare un importante consumo elettrico dovuto alla climatizzazione degli ambienti.

Nei mesi intermedi (aprile – maggio, settembre ottobre) quando l'impianto di climatizzazione è spento (a meno della produzione di ACS) potenza prodotta dal fotovoltaico viene totalmente immessa in rete a meno dei consumi istantanei del carico base dell'edificio. Quest'ultimi comunque presentano un profilo non coincidente con la campana di produzione dell'impianto solare.

Come esempio si riporta in Figura 13 l'andamento dell'autoconsumo cumulato<sup>1</sup> dell'impianto fotovoltaico di un edificio di mono familiare con pompa di calore non controllata e in assenza di accumulo termico ed elettrico; come si osserva dalla figura Figura 13, il valore dell'autoconsumo si mantiene elevato durante la stagione invernale (bassa produzione fotovoltaica ed elevato carico termico) per scendere rapidamente nella stagione intermedia (carico termico nullo, pompa di calore spenta, elevata produzione fotovoltaica) per ricominciare a salire all'avvio della stagione di riscaldamento.

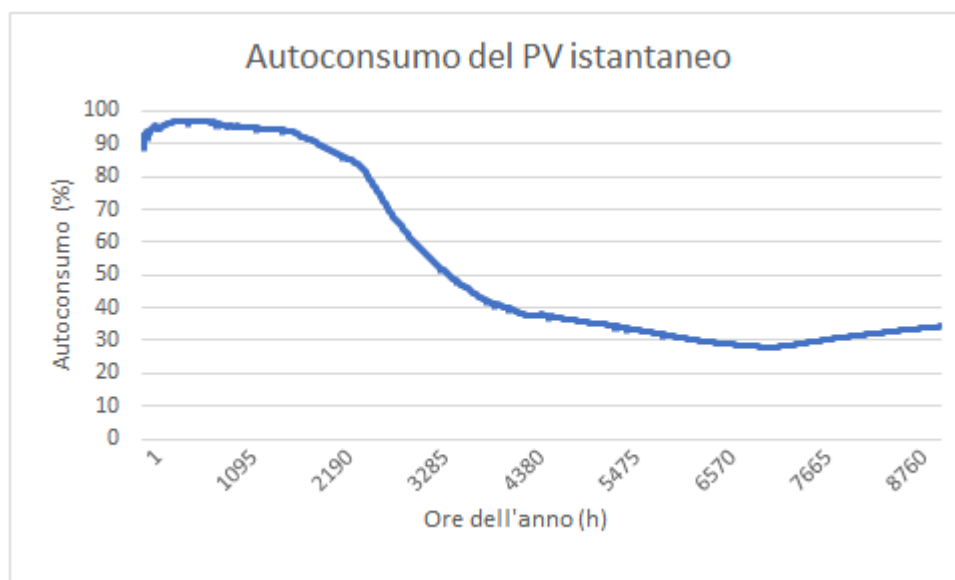


Figura 13:andamento annuale dell'autoconsumo cumulato

Inoltre, come sarò possibile osservare dai risultati dei casi studio riportati nei successivi paragrafi, nelle condizioni ottimali (applicando le logiche di controllo previste dal sistema ibrido) l'autoconsumo cumulato su base annuale non sale oltre il valore del 65 %.

Il problema dell'autoconsumo nelle stagioni intermedie riscontrato in questo lavoro, ma comunque sentito da tempo nella gestione degli impianti a fonte rinnovabile non programmabile, potrebbe essere risolto almeno dal punto di vista energetico, mediante la realizzazione di un accumulo termico stagionale.

<sup>1</sup> Autoconsumo cumulato =  $\frac{\sum P_{oi} * t_i - \sum P_{ui} * t_i}{\sum P_{oi} * t_i}$

dove

Po : è la totale potenza prodotta dal campo fotovoltaico

Pui= è la potenza immessa in rete dal campo fotovoltaico

t<sub>i</sub>: time step di simulazione

Grazie all'utilizzo di quest'ultimo, infatti, è possibile immagazzinare l'energia prodotta in eccesso dalle FRNP nelle stagioni intermedie e riutilizzarla nei periodi in cui la potenza prodotta dal fotovoltaico è insufficiente a coprire gli assorbimenti della pompa di calore termici. Questi sistemi sono molto diffusi nelle reti di teleriscaldamento o teleraffrescamento del nord Europa, servite da impianti solari termici.

In questa fase è stata affrontata l'analisi energetica dell'integrazione di un accumulo stagionale nel sistema ibrido, la sciando alle future estensioni dello studio nelle prossime annualità lo sviluppo del modello dettagliato dell'accumulo stagionale ne l'analisi economica legata alla realizzazione e utilizzo dello stesso.

L'analisi è stata condotta integrando nel sistema ibrido un modello di accumulo di elevata capacità come indicato nello schema Simulink riportato in Figura 14, basato sulle stesse equazioni che regolano il modello d'accumulo inerziale caldo/freddo.

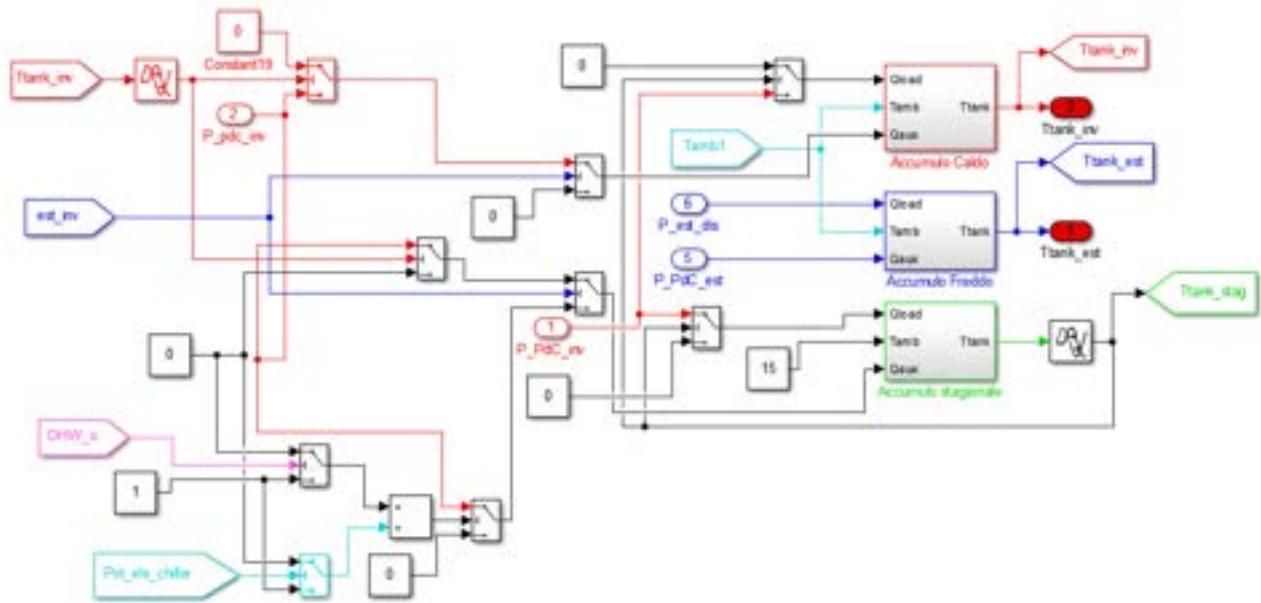


Figura 14: modello Simulink di gestione dell'accumulo stagionale

Nel caso analizzato è stato considerato un accumulo ad acqua interrato con una temperatura del terreno confinante pari a 15 °C (schema simulink di Figura 14)

Nei periodi di basso o nullo carico termico e durante la stagione estiva la potenza prodotta in eccesso dal fotovoltaico, applicando i nuovi controlli alla pompa di calore, viene accumulata sotto forma termica nell'accumulo stagionale fino al raggiungimento della temperatura limite di funzionamento della macchina. Nel modello di Figura 14 è previsto l'accumulo stagionale riesce a fornire potenza al carico solo se la sua temperatura è superiore ad un valore limite posto pari a 35 °C. L'energia "non utile " necessaria a riscaldare e a mantenere l'accumulo stagionale ad una temperatura superiore al suo valore limite comporta che i suoi benefici energetici non siano scontati.

Inoltre per valori elevati del volume d'accumulo può accadere che tutta l'energia in eccesso fornita nei mesi intermedi e durante il periodo estivo non sia sufficiente a raggiungere la temperatura minima utile.

Per valutare gli effettivi benefici dell'accumulo stagionale sono stati implementati i seguenti indici:

- Coefficiente di utilizzo dell'accumulo stagionale, CU: fornisce la percentuale di energia immessa nell'accumulo e utilizzata successivamente per alimentare il carico termico:

$$CU = 100 \cdot \frac{E_{carico/AS}}{E_{PdC/AS}}$$

essendo:

- $E_{carico/AS}$  l'energia fornita al carico dall'accumulo stagionale;
- $E_{PdC/AS}$  l'energia fornita dalla PdC all'accumulo stagionale.

- Fattore di copertura dell'accumulo stagionale, FC: fornisce la percentuale del carico termico per riscaldamento coperta dall'accumulo stagionale:

$$FC = 100 \cdot \frac{E_{carico/AS}}{E_{carico/AS} + E_{carico/AT}}$$

essendo:

- $E_{carico/AS}$  l'energia fornita al carico dall'accumulo stagionale;
- $E_{carico/AT}$  l'energia fornita al carico dall'accumulo termico giornaliero.

Percentuale di energia utile, PU: indica la percentuale di energia fornita all'accumulo stagionale quando la sua temperatura è sopra 35 °C, rispetto all'energia termica totale immagazzinata.

$$PU = 100 \cdot \frac{E_{PdC/AS>35}}{E_{PdC/AS<35} + E_{PdC/AT>35}}$$

essendo:

- $E_{PdC/AS>35}$  l'energia fornita all' accumulo stagionale sopra i 35 °C;
- $E_{PdC/AS<35}$  l'energia fornita all' accumulo stagionale sotto i 35 °C.

Si riportano di seguito i risultati di simulazione di un caso studio costituito da un edificio di circa 1400 mq con 10 appartamenti sito a Milano con un sistema ibrido costituito da un impianto fotovoltaico da 43 kWp a servizio della pompa di calore centralizzata da 100 kWt, un accumulo termico giornaliero da 34 m<sup>3</sup>

Di seguito sono mostrati i risultati di simulazione riportanti gli andamenti degli indici energetici al variare dell'accumulo termico stagionale.

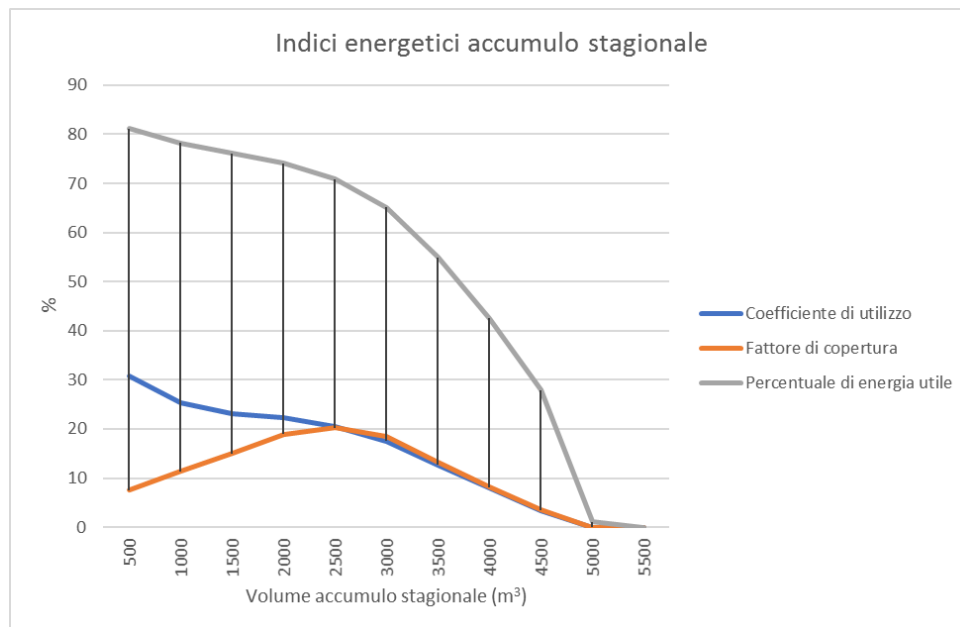


Figura 15: indici energetici relativi all'integrazione con l'accumulo stagionale

Come si può osservare dalla Figura 15, all'aumentare della capacità dell'accumulo stagionale diminuisce la percentuale di energia utile e di conseguenza il coefficiente di utilizzo; infatti è necessario fornire all'accumulo stagionale una maggiore quantità di energia per portarlo in temperatura (almeno 35 °C).

Il fattore di copertura invece è crescente fino a raggiungere un valore massimo per un accumulo stagionale pari a circa 2500 mc. Quest'ultimo valore coincide con il ginocchio della curva di Figura 16, dove si riporta l'andamento dell'autoconsumo cumulato all'aumentare dell'accumulo stagionale. oltre 2500 mc l'autoconsumo si incrementa solo di qualche punto per saturare ad un valore teorico massimo pari all'88%. Quest'ultimo valore si ritiene il limite teorico raggiungibile per l'autoconsumo nei sistemi con fotovoltaico e pompa di calore in assenza di accumulo elettrico; non si riesce a raggiungere il valore massimo del 100% a causa dei transitori della pompa di calore durante l'avvio e durante la commutazione da ACS a riscaldamento/raffrescamento; in queste fasi infatti il controllo evoluto della potenza assorbita non ha effetti e non è garantito l'assorbimento della potenza prodotta dal fotovoltaico.

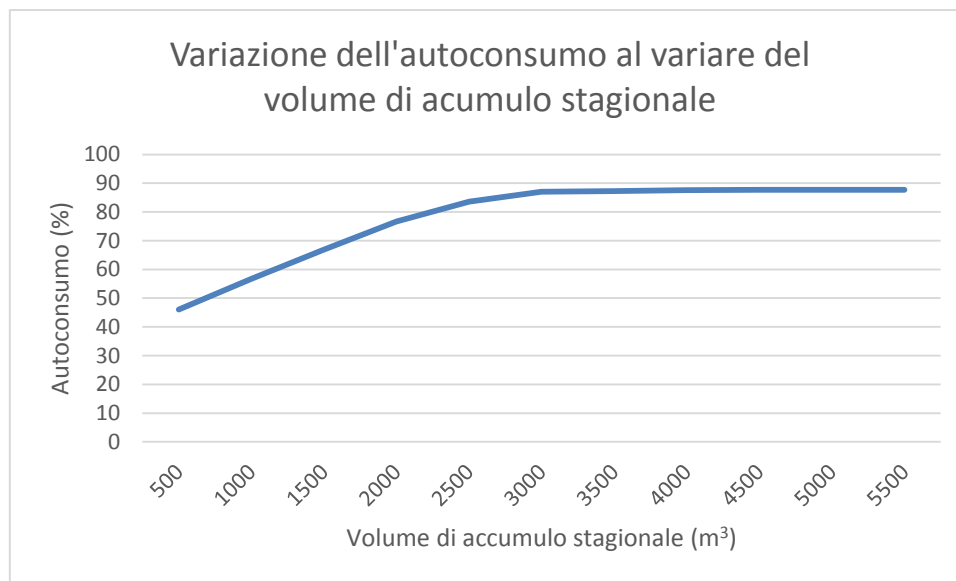


Figura 16: variazione dell'autoconsumo al variare della taglia dell'accumulo stagionale

#### 2.2.4 Modello dell'accumulo elettrochimico

In questa annualità sono stati risolte alcune criticità che interessavano il modello d'accumulo elettrochimico, integrato nella piattaforma che simula il sistema ibrido, causato da un passo di integrazione molto più elevato dei transitori elettrici che riguardano la carica e la scarica della batteria.

Il modello dell'accumulo descritto nel rapporto, RdS/PAR2015/136, calcola la potenza disponibile come differenza tra la potenza generata dal campo fotovoltaico e il carico elettrico (carico edificio + potenza elettrica pompa di calore) gestendo i flussi di potenza dell'impianto irido come segue:

- se la potenza disponibile è maggiore di zero (potenza del fotovoltaico superiore al carico) e l'accumulo è ad uno stato di SOC basso allora tutta la potenza immessa in batteria coincide con la potenza disponibile (a meno del rendimento di batteria e di conversione)
- se il SOC è alto (maggiore o uguale al 90%) tutta la potenza disponibile viene immessa in rete
- se la potenza disponibile minore di zero (potenza Fv inferiore al carico) e il SOC della batteria è alto, allora l'accumulo compensa la mancanza di produzione locale scaricando fino ad un SOC minimo limite impostato pari al 20%; se la potenza erogata dall'accumulo non è sufficiente o se l'accumulo ha raggiunto il SOC minimo, la differenza di potenza rispetto alla richiesta del carico viene prelevata dalla rete.

L'energia accumulata infatti non verrà mai ceduta in rete e l'accumulo non verrà mai caricato dalla rete. Dalla suddetta descrizione si evince che il modello dell'accumulo oltre a simulare i flussi di potenza da e verso la batteria gestisce anche lo scambio di potenza con la rete.

La logica funziona bene con passi temporali dell'ordine del secondo (non applicabili in quanto i tempi di simulazione sarebbero eccessivamente lunghi). Con il passo scelto nelle nostre simulazioni, pari a 900 s, (legato alla dinamica più lenta dei transitori termici degli edifici) questo modello mostra il seguente limite.

Nel caso in cui il SoC risulta inferiore a quello massimo (90%) la batteria viene abilitata ad accumulare energia a potenza costante per la durata del passo di integrazione 900 sec con la conseguenza che frequentemente la batteria potrebbe raggiungere valori di SOC superiori al 100% in quanto all'interno del passo di simulazione non può essere effettuato nessun tipo di controllo. Lo stesso problema si manifesta nei transitori di scarica in cui il SoC potrebbe scendere sotto il valore fisico dello 0%.

La criticità del modello di gestione dell'accumulo potrebbe falsare i risultati energetici (autoconsumo, autosufficienza, ecc...) ed economici.

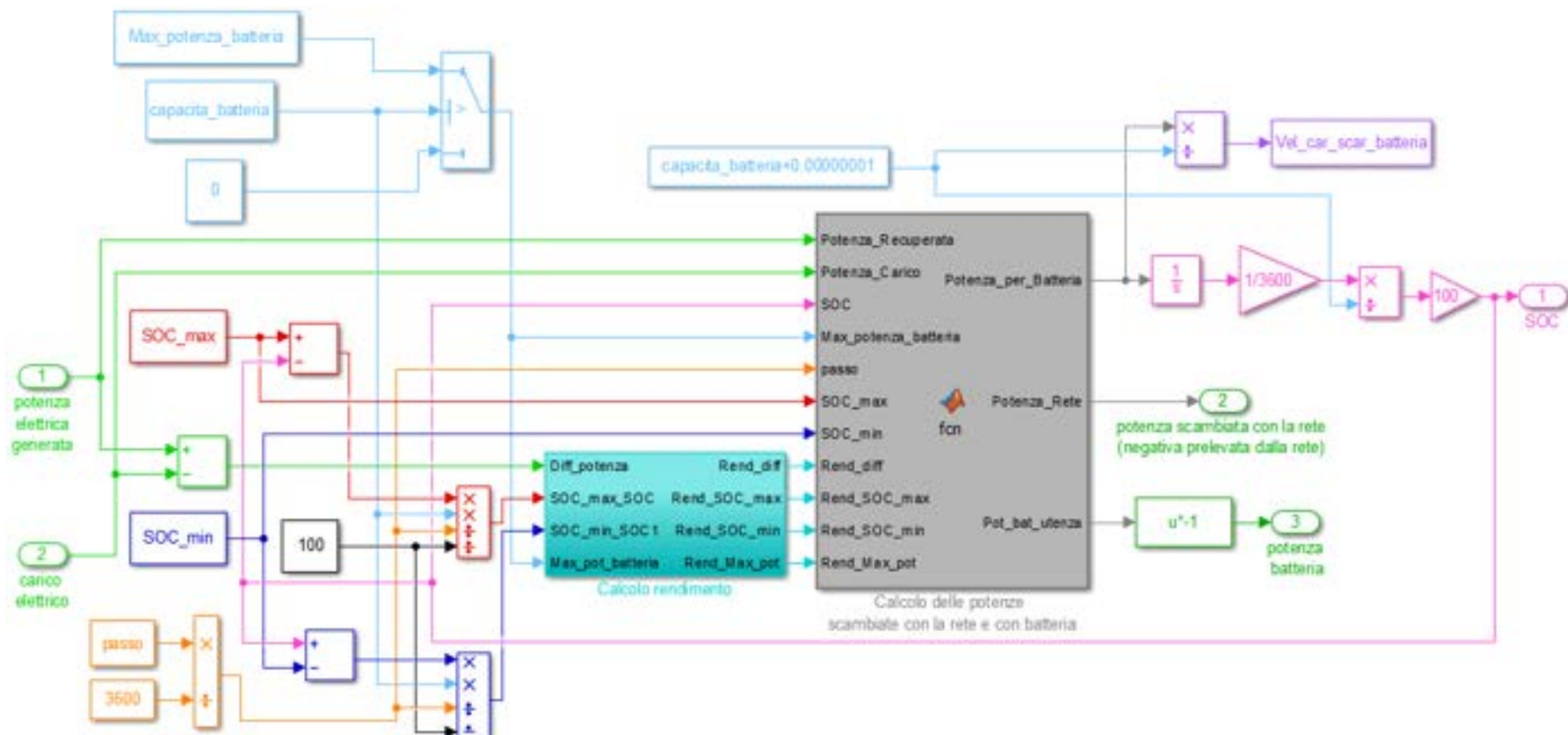


Figura 17: modello Simulink per gestire dell'accumulo elettrochimico

Il modello Simulink riceve in ingresso la differenza tra la potenza totale prodotta dal fotovoltaico e quella richiesta dal carico.

Questa viene utilizzata per stabilire (se è negativa) la quota di potenza che deve essere fornita dalla batteria e/o eventualmente dalla rete oppure (se è positiva) quanta ne viene riversata in batteria e/o eventualmente in rete. La quota di potenza scambiabile dalla batteria dipende dalla sua capacità e dal suo livello di SoC; questo non deve andare sotto il livello minimo o sopra quello massimo consentito al fine di garantire il funzionamento ottimale dell'accumulo e di non ridurre la vita utile. Il numero dei cicli di vita e i due SoC limite variano in base al tipo di batteria considerata.

Nella nuova Matlab Function "calcolo rendimento" riportato nello schema Simulink di Figura 17 viene calcolata la quantità di energia accumulabile dalla batteria senza che questa vada oltre i SoC limite; si riporta nella seguente figura il codice implementato nella Matlab function :

```

fon(Potenza_Recuperata, Potenza_Carico, SOC, mp_AFE, capacita_batteria, Max_potenza_batteria, passo,
SOC_max, SOC_min, Rend_diff, Rend_SOC_max, Rend_SOC_min, Rend_Max_pot)

Efficienza_Carica_Batteria=1;
Diff_Potenza=Potenza_Recuperata-Potenza_Carico;

if ((Diff_Potenza>mp_AFE && Diff_Potenza<Max_potenza_batteria) && (SOC<SOC_max))
    && ((Diff_Potenza*passo)*Rend_diff<=(SOC_max-SOC)*(capacita_batteria/100))

    Potenza_per_Batteria=Diff_Potenza*Efficienza_Carica_Batteria*Rend_diff;
    Potenza_Rete=0;
elseif ((Diff_Potenza>mp_AFE && Diff_Potenza<Max_potenza_batteria) && (SOC<SOC_max))
    && ((Diff_Potenza*passo)>=(SOC_max-SOC)*(capacita_batteria/100)/Rend_SOC_max)

    Potenza_per_Batteria=((SOC_max-SOC)*(capacita_batteria/100)*Efficienza_Carica_Batteria)/(passo);
    Potenza_Rete=Diff_Potenza-((SOC_max-SOC)*(capacita_batteria/100))/(passo*Rend_SOC_max);

elseif (Diff_Potenza>mp_AFE) && (Diff_Potenza>Max_potenza_batteria && SOC<SOC_max)
    && ((Max_potenza_batteria*passo)>=(SOC_max-SOC)*(capacita_batteria/100))

    Potenza_per_Batteria=Max_potenza_batteria*Efficienza_Carica_Batteria*Rend_Max_pot;
    Potenza_Rete=Diff_Potenza-Max_potenza_batteria;

elseif (Diff_Potenza>mp_AFE) && (Diff_Potenza>Max_potenza_batteria && SOC<SOC_max)
    && ((Max_potenza_batteria*passo)>=(SOC_max-SOC)*(capacita_batteria/100)/Rend_SOC_max)

    Potenza_per_Batteria=((SOC_max-SOC)*(capacita_batteria/100)*Efficienza_Carica_Batteria)/(passo);
    Potenza_Rete=Diff_Potenza-((SOC_max-SOC)*(capacita_batteria/100))/(passo*Rend_SOC_max);

elseif ((Diff_Potenza/Rend_diff<=-mp_AFE && Diff_Potenza/Rend_diff)>=-Max_potenza_batteria)
    && (SOC>SOC_min) && (SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100)>=-((Diff_Potenza*passo)/Rend_diff)

    Potenza_per_Batteria=Diff_Potenza*Efficienza_Carica_Batteria/Rend_diff;
    Pot_bat_usenza=Diff_Potenza*Efficienza_Carica_Batteria;
    Potenza_Rete=0;

elseif ((Diff_Potenza/Rend_diff<=-mp_AFE && Diff_Potenza/Rend_diff)>=-Max_potenza_batteria)
    && (SOC>SOC_min) && (SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100)*Rend_SOC_min<=-((Diff_Potenza*passo)

    Potenza_per_Batteria=-((SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100))/passo*Efficienza_Carica_Batteria;
    Pot_bat_usenza=-((SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100))/passo*Efficienza_Carica_Batteria*Rend_SOC_min;
    Potenza_Rete=Diff_Potenza+((SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100))/passo*Efficienza_Carica_Batteria*Rend_SOC_min;

elseif ((Diff_Potenza/Rend_diff<=-mp_AFE && Diff_Potenza<-Max_potenza_batteria)
    && (SOC>SOC_min) && (SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100)<=-((Max_potenza_batteria*passo))

    Potenza_per_Batteria=-((SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100))/passo*Efficienza_Carica_Batteria;
    Pot_bat_usenza=-((SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100))/passo*Efficienza_Carica_Batteria*Rend_SOC_min;
    Potenza_Rete=Diff_Potenza+((SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100))/passo*Efficienza_Carica_Batteria*Rend_SOC_min;

elseif ((Diff_Potenza/Rend_diff<=-mp_AFE && Diff_Potenza<-Max_potenza_batteria)
    && (SOC>SOC_min) && (SOC-SOC_min)*(capacita_batteria/100)*Rend_Max_pot>=-((Max_potenza_batteria*passo))

    Potenza_per_Batteria=-Max_potenza_batteria*Efficienza_Carica_Batteria;
    Pot_bat_usenza=-Max_potenza_batteria*Efficienza_Carica_Batteria*Rend_Max_pot;
    Potenza_Rete=Diff_Potenza+Max_potenza_batteria*Efficienza_Carica_Batteria*Rend_Max_pot;
else
    Potenza_Rete=Diff_Potenza;
    Potenza_per_Batteria=0;
end

```

Figura 18: codice per il calcolo delle potenze scambiate con la rete e con l'accumulo

Il codice riportato in Figura 18, stabilisce la corretta potenza limite da imporre come set point al sistema di accumulo secondo la seguente procedura:

primo passo : la potenza scambiata dalla batteria non può essere inferiore a quella minima di funzionamento dell'inverter bidirezionale, se è inferiore la potenza imposta all'inverter è zero e questa viene ceduta o ritirata dalla rete .

secondo passo: viene confrontato tra la potenza effettiva e quella scambiabile dalla batteria; quest'ultima è pari alla potenza limite dell'inverter (pari al massimo tra la potenza nominale del carico elettrico e la potenza installata del fotovoltaico, al fine di permettere alla batteria di accumulare tutta la potenza prodotta o fornire tutta quella richiesta senza limitazioni).

terzo passo: confronto tra l'energia che dovrebbe essere scambiata nel passo temporale e quella scambiabile dalla batteria prima di raggiungere i valori di SoC limite. Questo passaggio limita la potenza al valore massimo tale da garantire che nel passo di integrazione non si superi la capacità massima della batteria.

Al fine di valutare correttamente la convenienza economica (es.VAN) della soluzione ibrida analizzata sarà necessario valutare i costi di gestione; questi sono influenzati in particolare dalla vita utile del sistema di accumulo; infatti potrebbe essere necessario sostituirlo più volte nel periodo di osservazione (es. VAN a 10 anni) se lo stesso viene eccessivamente sollecitato rispetto al funzionamento nominale.

La vita utile del pacco batterie dipende dall'effettivo numero di cicli di carica e scarica; in questa annualità è stato perfezionato il calcolo del numero di cicli del sistema di accumulo.

Nel precedente modello viene conteggiato mezzo ciclo di carica/scarica ogni volta che il SoC sale sopra l'80 % o scende sotto il 40 %. nei casi di cicli parziali di carica e scarica come nel servizio di compensazione dei transitori di avvio della pompa di calore (durante i quali l'impianto FV non riesce a fornire la potenza richiesta), il SOC può oscillare più volte all'interno del range 40% - 80 % senza che il modello riesca a conteggiare i cicli di carica/scarica falsando così la durata della batteria e anche i risultati economici

Per superare tale criticità, in questa annualità è stato implementato un metodo per stimare il numero di cicli della batteria indipendentemente dal valore di SOC raggiunto secondo la seguente formula:

$$n_{cicli} = \frac{En\ totale\ scambiata\ dalla\ batteria}{2 \cdot (SOC_{max} - SOC_{min}) \cdot capacità\_batteria}$$

La vita utile della batteria dipende anche dalla velocità di carica o scarica; questa viene definita come rapporto tra la corrente di carica/scarica (A) e la capacità nominale della batteria (Ah) : una batteria da 70 Ah se eroga una corrente di 140 A, viene scaricata ad una velocità doppia rispetto a quella corrispondente alla corrente nominale.

Il nuovo modello limitando la velocità di scarica dell'accumulo al valore nominale garantendone la vita utile a quella prevista dal costruttore.

## 2.2.5 Indici energetici

In questa annualità sono stati implementati nuovi indici energetici per caratterizzare meglio il sistema ibrido considerato.

Si riportano di seguito tutte le variabili utilizzate per il calcolo degli indici energetici:

Nomenclatura		
$E_o$	kWh	Energia elettrica immessa in rete
$E_i$	kWh	Energia elettrica prelevata dalla rete
$E_{pv}$	kWh	Energia elettrica prodotta dal fotovoltaico
$E_{pvH}$	kWh	Energia elettrica prodotta dal fotovoltaico consumata dalla PdC/DHW
$E_{pvC}$	kWh	Energia elettrica prodotta dal fotovoltaico consumata dal chiller
$E_{unit}$	kWh	Energia elettrica consumata dall'unità
$E_{unitH}$	kWh	Energia elettrica consumata dalla PdC modalità PdC/DHW
$E_{unitC}$	kWh	Energia elettrica consumata dalla PdC modalità chiller
$Q_{unitH}$	kWh	Energia termica prodotta dalla PdC modalità PdC/DHW
$Q_{unitC}$	kWh	Energia frigorifera prodotta dalla PdC modalità chiller
$E_{iH}$	kWh	Energia elettrica consumata dalla PdC modalità PdC/DHW proveniente dalla rete

$E_{pvH}$	kWh	Energia elettrica consumata dalla PdC modalità PdC/DHW proveniente dal PV
$E_{iC}$	kWh	Energia elettrica consumata dalla PdC modalità chiller proveniente dalla rete
$E_{pvC}$	kWh	Energia elettrica consumata dalla PdC modalità chiller proveniente dal PV
$t_i$	n	Numero di step di simulazione
$f_p$		Coefficiente di conversione nazionale in energia primaria

Si riportano per comodità di seguito gli indici di autoconsumo e autosufficienza energetica, già implementati nella precedente annualità e utilizzati nei successivi casi studio.

Indice di autoconsumo dell'energia generata dall'impianto fotovoltaico:

$$A_{PV} = 100 \cdot \frac{En \text{ prodotta dal PV autoconsumata}}{En \text{ prodotta dal PV}} = 100 \cdot \frac{E_{pv} - E_o}{E_{pv}}$$

L'energia elettrica accumulata nelle batterie viene considerata come autoconsumata.

L'indice di autosufficienza energetica fornisce la percentuale di energia elettrica consumata dalla PdC coperta dal PV.

$$A_{PdC} = 100 \cdot \frac{En \text{ prodotta dal PV consumata dalla PdC}}{En \text{ consumata dalla PdC}} = 100 \cdot \frac{E_{pvH}}{E_{unitH}}$$

$$A_{CH} = 100 \cdot \frac{En \text{ prodotta dal PV consumata dal chiller}}{En \text{ consumata dal chiller}} = 100 \cdot \frac{E_{pvC}}{E_{unitC}}$$

Si precisa che i suddetti indici vengono calcolati sui bilanci istantanei di potenza e non sulle quantità integrali.

Come si evince dai casi studio riportati nei successivi paragrafi, i suddetti indici sono strettamente legati agli indici economici; infatti all'aumentare dell'autoconsumo e dell'autosufficienza si riduce lo scambio di potenza con la rete e variando l'importo della bolletta finale e i guadagni derivati dalla quota ceduta. Oltre gli indici sopra indicati in questa annualità sono stati implementati anche i seguenti:

- Il COP stagionale definito come il rapporto tra tutta l'energia termica fornita e quella elettrica consumata:

$$SCOP = \frac{Q_{unitH}}{E_{unitH}}$$

- L'EER stagionale definito come il rapporto tra tutta l'energia frigorifera fornita e quella elettrica consumata:

$$SEER = \frac{Q_{unitC}}{E_{unitC}}$$

- Il COP medio definito come una media dei vari COP; questo differisce da quello stagionale perché mette in evidenza le prestazioni medie della PdC:

$$\overline{COP} = \frac{\sum_{i=0}^x COP}{t_i}$$

- L'EER medio definito come una media dei vari EER; anche questo differisce da quello stagionale perché mette in evidenza le prestazioni medie della PdC in modalità chiller:

$$\overline{EER} = \frac{\sum_{i=0}^x EER}{t_i}$$

PEI: Primary Energy Index, definito come rapporto tra l'energia termica utile fornita all'edificio e l'energia primaria consumata.

Il PEI consente di valutare il risparmio di energia primaria dovuto all'effettivo incremento dell'autoconsumo di energia elettrica fornita localmente dall'impianto fotovoltaico. Il PEI è stato implementato per la stagione invernale (HP) e per la stagione estiva (CH) come di seguito indicato :

$$PEI_{HP} = \frac{Q_{unit_H}}{E_{unit_H} \cdot f_p} = \frac{Q_{unit_H}}{E_{i_H} \cdot 1,95 + E_{pv_H} \cdot 1}$$

$$PEI_{CH} = \frac{Q_{unit_C}}{E_{unit_C} \cdot f_p} = \frac{Q_{unit_C}}{E_{i_C} \cdot 1,95 + E_{pv_C} \cdot 1}$$

essendo 1,95 il fattore medio di conversione dell'energia elettrica in energia primaria. Esso è strettamente collegato al rendimento medio del parco centrali italiano.

### 2.2.6 Indici economici

Nel modello sono stati implementati gli indici economici più significativi per valutare l'effettiva convenienza del sistema ibrido studiato rispetto ai sistemi tradizionali applicando le attuali tariffe elettriche all'energia scambiata con la rete.

Per il suddetto scopo il simulatore calcola il VAN (Valore Attuale netto) e il TR (tempo di ritorno dagli investimenti) come investimenti) come riportato in Figura 19.

Figura 19.

```

%Flusso di cassa con SSP tariffe progressive
nr=0;
if (fix((n_cicli(end)*20)/4000))>=1
    nr=(fix((n_cicli(end)*20)/4000)); %numero di ricambi della batteria
elseif (fix((n_cicli(end)*20)/4000)<1
    nr=1; %numero di ricambi della batteria per invecchiamento se non supera i cicli
end
Costo_investimento_elettrico=(700*capacita_batteria)*(nr+1)+2000*PTotaleIB-300*(PTTR_base-PTTR);
Costo_investimento_termico=(800*(VaccTR-VaccTR_base)+1500*(VaccACS-VaccACS_base));
Costo_investimento=Costo_investimento_elettrico+Costo_investimento_termico;
Quota_detrazione_fiscale=0.50;
Numero_anni_detrazione_fiscale=10;
Vita_utile=20;
Risparmio_economico_annuo=Bolletta_Tar_prog-(CostBol_Tar_prog(end)-Ricavi_SSP_Tar_prog(end));
Risparmio_totale_per_detrazione_fiscale=(2000*PTotaleIB)*Quota_detrazione_fiscale;
Detrazione_fiscale_annua_non_attualizzata=Risparmio_totale_per_detrazione_fiscale/Numero_anni_detrazione_fiscale
i_na=0.02; %na=non attualizzato
for j=1:Vita_utile
    i_a(j)=1/((1+i_na)^j); %attualizzato
end
for j=1:Numero_anni_detrazione_fiscale
    Detrazione_fiscale_annua_attualizzata(j)=Detrazione_fiscale_annua_non_attualizzata*i_a(j);
end
for j=1:Vita_utile
    FC_a(j)=Risparmio_economico_annuo*i_a(j);
end
for j=1:Numero_anni_detrazione_fiscale
    FCT_a(j)=Detrazione_fiscale_annua_attualizzata(j)+FC_a(j);
end
for j=(Numero_anni_detrazione_fiscale+1):Vita_utile
    FCT_a(j)=FC_a(j);
end
TR_SSP_TP=Vita_utile;
FCT_vita_utile=0;
for j=1:(Vita_utile)
    FCT_vita_utile(j)=FCT_a(j)+FCT_vita_utile;
    FCT_vita_utile=FCT_vita_utile(j);
    VAN_SSP_TP(j)=FCT_vita_utile-Costo_investimento;
end
for j=2:(Vita_utile)
    if (VAN_SSP_TP(j))>=0 && (VAN_SSP_TP(j-1))<=0
        TR_SSP_TP=j;
    end
end
end

```

Figura 19: codice MatLab per il calcolo degli indicatori economici: VAN e TR

L'algoritmo riportato in Figura 19 tiene conto degli incentivi fiscali previsti per l'integrazione degli impianti fotovoltaici negli edifici (50% detrazione fiscale sulle spese di investimento ripartito in 10 anni).

Per il calcolo del VAN e del TR il simulatore ricava per ogni configurazione simulata il flusso di cassa annuo attualizzato ottenuto come: differenza tra risparmi ottenuti in bolletta dall'aumento dell'autosufficienza energetica (componente variabile) e dalla riduzione della potenza installata (componente fissa tariffa) meno i mancati introiti causati dall'aumento dell'autoconsumo (mancata energia immessa in rete, mancati ricavi da scambio sul posto o ritiro dedicato). Il VAN viene calcolato per una vita utile di 20 anni.

Per il calcolo dei flussi di cassa viene inoltre ricavato il numero di ricambi della batteria in funzione del numero di cicli. Il ricambio avviene non appena la batteria supera i 4000 cicli. Nel caso in cui questi non vengano superati nei 20 anni, viene ugualmente considerato un ricambio per invecchiamento.

I costi di investimento utilizzati nei successivi casi studio sono i seguenti: impianto fotovoltaico 2000 €/kW, accumuli elettrici 700 €/kWh, accumuli termici 800 €/m<sup>3</sup>, accumulo di ACS 1500 €/m<sup>3</sup>.

Ai costi di installazione vengono sottratti i risparmi dovuti alla riduzione della taglia della PdC rispetto al caso base (300 €/kW<sub>termico</sub>).

Per il calcolo dei flussi di cassa i sopra indicati modelli sono stati integrati con i modelli implementati l'anno precedente:

- modello per riprodurre le tariffe progressive D2 e D3
- modello per riprodurre le tariffe non progressive, TD, previste dal 2018
- modello per calcolare i ricavi dallo scambio sul posto : SSP
- modello per calcolare i ricavi da ritiro dedicato: RID

### 2.2.7 Analisi parametrica e cicli di simulazione

La ricerca della configurazione ottimale della soluzione ibrida proposta è stata indagata tramite l'analisi parametrica riportata in Figura 20, dove grazie a diversi cicli "for" annidati vengono provate diverse configurazioni della soluzione ibrida, variando le taglie dei principali componenti: potenza impianto fotovoltaico, volume accumulo caldo/freddo, Volume accumulo ACS, capacità della batteria.

```
for N_Moduli_PV = 120:20:400;  
  for VaccTR = 2:6:26;  
    for VaccACS = 2:2:2;  
      for capacita_batteria = 0:30:150;
```

Figura 20: sistema ricorsivo usato nei cicli di simulazione

Nella precedente annualità le simulazioni dell'analisi parametrica erano limitate solo ad un mese invernale ed un mese estivo, quest'anno ad ogni configurazione individuata dai cicli annidati, viene effettuata una simulazione annuale calcolando per ciascuna i seguenti indici energetici ed economici che consentono di effettuare una analisi di sensibilità sugli effetti generati dai controlli innovativi e dall'incremento degli accumuli termici ed elettrici integrati al sistema:

- il VAN con lo SSP e le tariffe progressive;
- il TR con lo SSP e le tariffe progressive;
- il VAN con lo SSP e le tariffe TD;
- il TR con lo SSP e le tariffe TD;
- il VAN con il RID e le tariffe progressive;
- il TR con il RID e le tariffe progressive;
- il VAN con il RID e le tariffe TD;
- il TR con il RID e le tariffe TD;
- l'energia prodotta dal PV;
- l'autoconsumo del fotovoltaico;
- l'autosufficienza del chiller;
- l'autosufficienza della PdC;
- l'energia elettrica consumata dalla PdC;
- l'energia elettrica consumata dal chiller;
- l'energia elettrica prelevata dalla rete;
- l'energia elettrica immessa in rete;
- massima potenza prelevata dalla rete;
- massima potenza immessa in rete;
- bolletta tariffe progressive;
- bolletta tariffe TD;
- ricavo SSP tariffe progressive;
- ricavo SSP tariffe TD;

- ricavo RID tariffe progressive;
- ricavo RID tariffe TD;
- autosufficienza totale;
- numero dei cicli della batteria;
- potenza termica della PdC;
- potenza elettrica installata (PdC ed eventuale carico elettrico base);
- COP stagionale;
- EER stagionale;
- COP medio;
- EER medio;
- energia consumata dai carichi base dell'edificio;
- temperatura media invernale;
- temperatura media estiva.

### 2.2.8 Ottimizzazione taglia pompa di calore

Nella seconda annualità è stata indagata la possibilità di ottimizzare la taglia della pompa di calore sfruttando il servizio di peak shaving termico; infatti una elevata inerzia dell'accumulo termico consente di disaccoppiare il picco di carico termico richiesto e la capacità della pompa di calore.

Si è ritenuto quindi necessario studiare e implementare in ambiente Matlab/simulink le correlazioni empiriche che consentono di limitare la potenza della pompa di calore installata in funzione della capacità dell'accumulo termico. Una riduzione della potenza elettrica installata della pompa di calore consente di limitare sia i costi di installazione sia i costi fissi in bolletta legati alla potenza contrattuale.

Utilizzando la piattaforma di simulazione del modello ibrido implementata nella precedente annualità, è stata ricavata empiricamente la funzione descritta di seguito che permette di rimodulare la taglia della potenza termica della PdC in funzione del volume dell'accumulo caldo e dell'accumulo ACS partendo dalla taglia iniziale scelta per una capacità base degli accumuli termici:

$$PT_{rid} = PT_{nom} \cdot 0,9 \left( \frac{V_{Acc} + V_{ACS}}{V_{Acc,b} + V_{ACS,b}} - 1 \right) \quad (1)$$

dove:

$PT_{rid}$  : è la nuova Potenza termica della pompa di calore

$PT_{nom}$ : è la potenza termica nominale della pompa di calore dimensionata per soddisfare il carico in presenza di accumulo con capacità base (volume minimo necessario al funzionamento dell'impianto)

$V_{acc}$ : valore ottimizzato del volume dell'accumulo caldo/freddo

$V_{ACS}$ : valore ottimizzato del volume dell'accumulo ACS

$V_{acc,b}$ : valore base del volume dell'accumulo caldo/freddo

$V_{ACS,b}$ : valore base del volume dell'accumulo ACS

La precedente formula è stata applicata ad un caso studio i cui risultati sono riportati nei seguenti grafici. Utilizzando la piattaforma di simulazione dell'impianto ibrido, è stato simulato un edificio condominiale a Palermo avente una superficie di circa 1200 mq con i seguenti impianti

Potenza impianto fotovoltaico: 31,5 kWp

Accumulo termico inerziale base: 2 mc

Accumulo ACS base: 2 mc

Si riporta nella Tabella 2-1 i risultati della simulazione dinamica con le seguenti taglie della pompa di calore

1) Dimensionamento non ottimizzato

- Potenza termica nominale pompa di calore non ottimizzata: 70 kW

- Potenza elettrica installata: 51 kW

2) Dimensionamento ottimizzato

Potenza termica nominale: 51 kW

Potenza elettrica installata: 39 kW

Accumulo termico inerziale: 14 mc

Accumulo ACS: 2 mc

**Tabella 2-1: Confronto risultati di simulazione con taglia pompa di calore ottimizzata e non ottimizzata**

	Potenza inst. 39 kW	potenza inst. 51 kW
Autoconsumo PV	59.79	58.11
Autosufficienza energetica PdC	34.23	27.45
Temperatura interna min invernale	15.46	15.46
Temperatura interna max invernale	21.47	21.39
temperatura interna min estiva	14.83	14.83
temperatura interna max estiva	26.61	26.61

Dai risultati riportati in Tabella 2-1, si può osservare come la taglia della pompa di calore ridotta secondo la formula empirica (1) di circa 20 kWt (da 70 kW a 50 kW) garantisce il mantenimento del confort interno dell'edificio e un incremento dei coefficienti di autoconsumo e autosufficienza energetica, con l'ulteriore vantaggio di ridurre la potenza elettrica installata di circa 12 kW

## **2.3 Applicazione dei modelli sviluppati a casi studio: analisi parametrica e dimensionamento ottimale del sistema ibrido con accumulo termico ed elettrico**

### **2.3.1 Descrizione degli edifici e degli schemi impiantistici simulati**

L'analisi parametrica della soluzione ibrida studiata è stata applicata a diversi casi studio con lo scopo di valutare i benefici energetici ed economici ottenibili in diverse zone climatiche (Palermo e Milano).

Il caso studiato riguarda un edificio multi familiare costituito da 10 appartamenti e occupato da 40 persone (secondo i profili di seguito descritti).

Il modello dinamico dell'edificio integrato nel simulatore dell'impianto ibrido è stato sviluppato nei precedenti Accordi di Programma Mise-ENEA nell'ambito della Ricerca del Sistema Elettrico e descritto nei Report RSE/2009/188, RdS/2010/25 e RdS/2011/178.

Nella seguente figura si riporta il confronto tra il sistema base utilizzato come riferimento dell'analisi economica riportata di seguito e l'impianto ibrido oggetto di studio.

Il sistema base è costituito dal semplice impianto fotovoltaico e pompa di calore senza alcuna integrazione tra essi e senza alcun sistema di controllo della potenza elettrica assorbita e della potenza termica erogata.

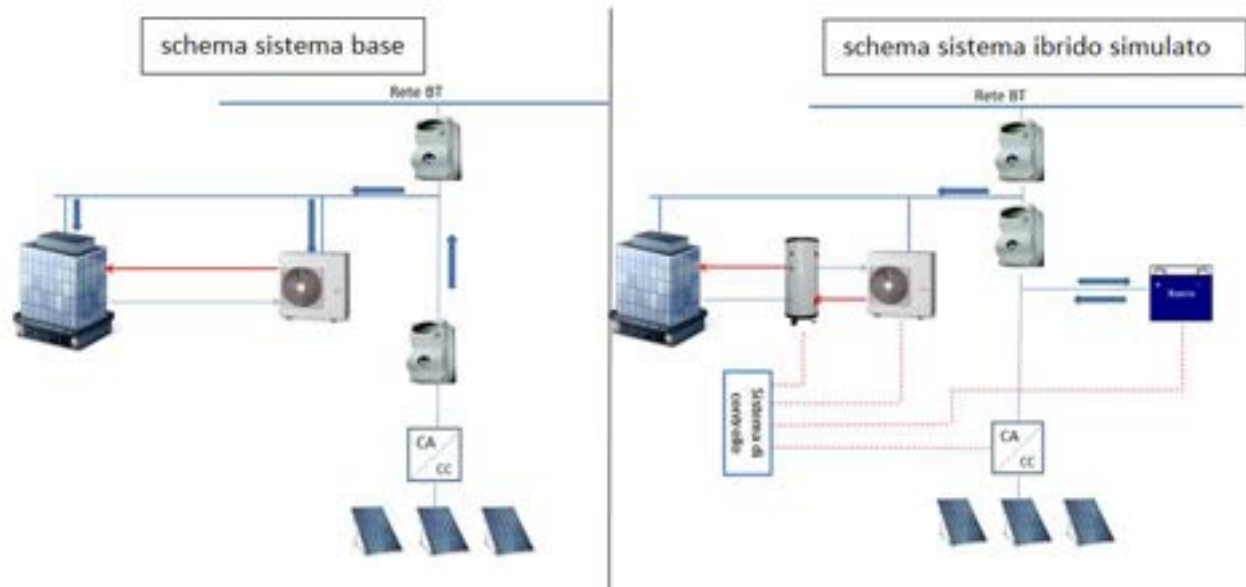


Figura 21: confronto schema sistema base e schema sistema ibrido simulato

### 2.3.2 Edificio multifamiliare: descrizione delle volumetrie e delle caratteristiche termofisiche

La sua struttura geometrica e le sue caratteristiche murarie sono quelle di un edificio reale. I parametri termofisici dell'edificio sono stati inseriti nel simulatore tramite il file "edificio.m" di Matlab. Le caratteristiche termofisiche e le grandezze geometriche dell'edificio sono di seguito riportate:

Tabella 2-2 caratteristiche geometriche e occupazionali dell'edificio

Superficie edificio (m <sup>2</sup> )	<b>1392</b>
Superficie involucro (m <sup>2</sup> )	1484
Volume (m <sup>3</sup> )	4228
Fattore di forma	0.35
Superficie trasparente (m <sup>2</sup> )	139
Numero appartamenti	10
Numero occupanti	40
Profilo occupazione	(0-8,13-15, 18-24)

Tabella 2-3 caratteristiche termofisiche dell'edificio

Elemento	Trasmittanza W/(m <sup>2</sup> K)
Solaio di copertura a tegole	1.744
Solaio di copertura a terrazza	1.739
Solaio intermedio	1.906
Pavimento	1.576
Superfici opache verticali esterne spesse (N, S, E)	0.720
Superfici opache verticali esterne sottili (N, O)	1.328

Superfici opache verticali interne	1.187
Superfici trasparenti tipo 1	4.443
Superfici trasparenti tipo 2	4.838
Superfici trasparenti tipo 3	4.077

Di seguito sono riportati gli andamenti dei CTSF dei muri esterni e dei tetti.

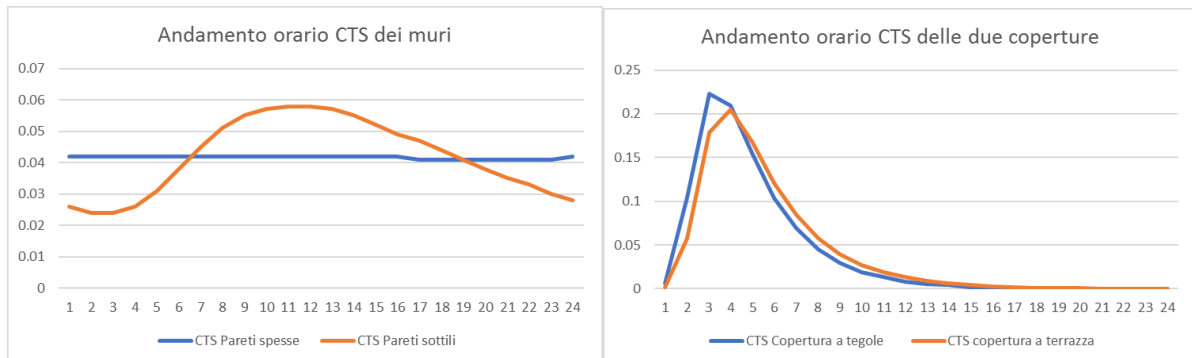


Figura 22: andamento orario dei CTS dei muri e coperture dell'edificio condominiale simulato

### 2.3.3 Risultati analisi energetica ed economica: simulazione Edificio multifamiliare a Palermo

Attraverso la simulazione dinamica dell'edificio è stato possibile dimensionare la pompa di calore come di seguito indicato per mantenere il confort nelle ore di occupazione invernali ed estivi.

Potenza termica nominale PdC (kW)	<b>70</b>
Potenza frigorifera nominale PdC (kW)	46
Profilo di accensione degli impianti	6-8, 12-14, 18-22

L'analisi parametrica del sistema ibrido applicato all'edificio in oggetto è stata svolta con le seguenti ipotesi:

- l'impianto FV è a servizio della sola pompa di calore, non vengono considerati i carichi elettrici di base dell'edificio
- Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico è stato effettuato cercando il punto di massimo tornaconto economico valorizzando l'energia immessa in rete con la tariffa prevista dal meccanismo del Ritiro Dedicato (RID).

#### 2.3.3.1 Dimensionamento ottimale dell'impianto fotovoltaico

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico per il caso studio è stato effettuato valutando gli indici economici, VAN e TR, al variare della potenza installata (non sono presenti accumuli termici e accumuli elettrici, non è attiva nessun controllo innovativo della pompa di calore).

L'analisi è stata condotta confrontando la tariffa elettrica progressiva D3 con la tariffa non progressiva TD in vigore dal 2018. In ciascun caso esaminato l'energia elettrica in eccesso immessa in rete è stata valutata con il regime del ritiro dedicato. Si riporta di seguito i grafici con la suddetta analisi parametrica.

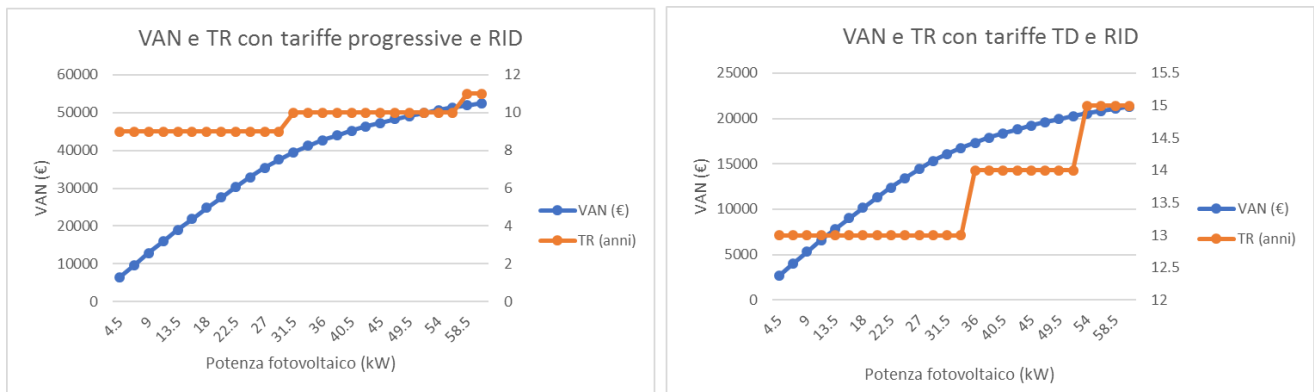


Figura 23: VAN e tempo di ritorno dell'impianto fotovoltaico al variare della taglia per due regimi tariffari

Con il ritiro dedicato i ricavi aumentano con l'aumentare dell'energia immessa in rete, questo comporta che il VAN presenta un andamento crescente con la potenza installata come indicato in Figura 23.

Il tempo di ritorno subisce una variazione a scalino per una taglia pari a circa 31,5 kWp; superando questo valore la quota di autoconsumo dell'impianto FV si riduce notevolmente con la conseguenza che l'incremento di investimento comporta un tempo di ritorno superiore.

Per il caso in esame si sceglie come taglia ottimale dell'impianto fotovoltaico una potenza installata pari a 31,5 kWp coincidente con l'assorbimento elettrico della pompa di calore al 100% del numero di giri del compressore.

### 2.3.3.2 Analisi parametrica

Nell'analisi parametrica riportata nei successivi paragrafi viene valutato il beneficio energetico ed economico apportato dall'impianto ibrido al caso base costituito dalla pompa di calore da 70 kWt e campo PV da 31,5 kWp. L'analisi è condotta variando i seguenti parametri:

- Variazione capacità accumulo termico da 2 a 26 m<sup>3</sup> con passi da 6 m<sup>3</sup>,
- capacità della batteria tra 0 e 75 kWh con passi di 15 kWh.
- controllo compressore della pompa di calore: nessuno, inseguimento fotovoltaico e controllo misto
- sistema tariffario : tariffa progressiva D3 e non progressivo TD (2018)

### 2.3.3.3 Dimensionamento pompa di calore al variare dell'accumulo termico

La taglia della pompa di calore viene ottimizzata per ciascuna taglia dell'accumulo termico come indicato dalla formula empirica (1), in modo da sfruttare il servizio di load shedding fornito dall'accumulo. Come indicato Figura 24 la potenza elettrica installata viene ridotta rispetto a quella iniziale (Accumulo termico 2 mc) mantenendo le temperature medie di tutta la stagione invernale e della stagione estiva prossime a quelle di confort termico.

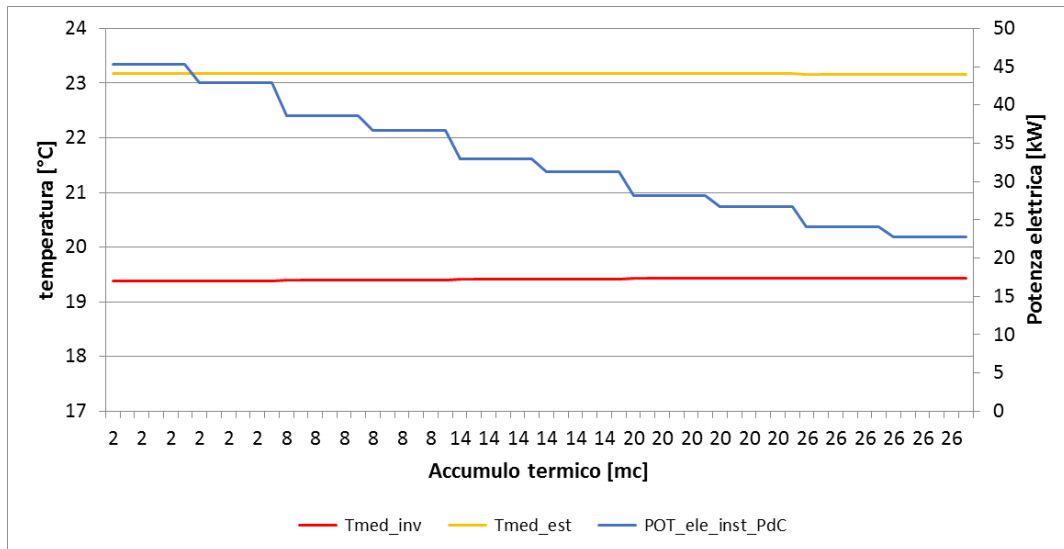


Figura 24: variazione taglia pompa di calore in funzione dell'accumulo elettrico (analisi in assenza di controlli evoluti del compressore)

Riducendo la potenza installata della pompa di calore, si riduce il costo di acquisto e i costi imputati alla componente fissa della tariffa elettrica.

#### 2.3.3.4 Analisi energetica ed economica dell'impianto ibrido con pompa di calore non controllata

Si riportano in questa sezione i risultati energetici ed economici della simulazione delle diverse configurazioni del sistema ibrido previste dalla analisi parametrica; in questa fase alla pompa di calore del sistema ibrido non viene applicato nessuno dei controlli evoluti sviluppati

Dal grafico di Figura 25 si può osservare come in assenza di accumulo elettrico il coefficiente di autoconsumo del fotovoltaico rimane costante ad un valore di circa il 15% anche per elevati valori dell'accumulo termico.

Un incremento dell'autoconsumo fino al 45%. si osserva solo con elevati valori dell'accumulo elettrico

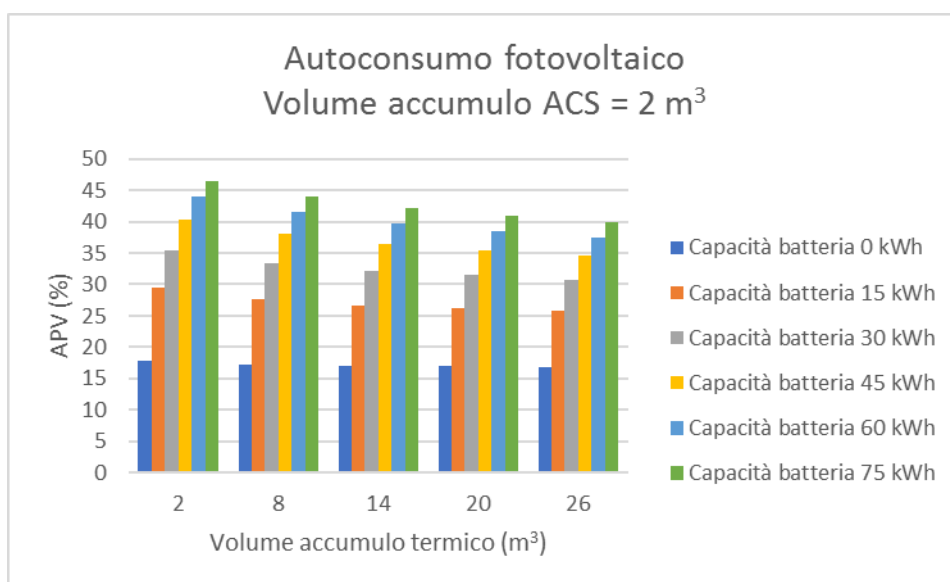


Figura 25: andamento dell'autoconsumo del PV al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria

Inoltre in Figura 25 si può osservare come l'incremento dell'accumulo termico comporta una riduzione del coefficiente di autoconsumo per ciascuno delle taglie dell'accumulo elettrico simulate. La causa di tale

effetto è da ricercare nel ridimensionamento della pompa di calore per le diverse taglie dell'accumulo termico.

Riducendo la potenza installata della pompa di calore, l'accumulo elettrico tende a caricarsi prima con conseguente maggiore energia immessa in rete dal campo fotovoltaico.

In Figura 26 si riporta il trend dell'autosufficienza della pompa di calore nel periodo invernale e nel periodo estivo; durante la stagione invernale aumentando l'accumulo termico si incrementa l'autosufficienza energetica raggiungendo valori prossimi all'80% con levati capacità dell'accumulo elettrico. Per il funzionamento estivo il trend invece risulta decrescente all'aumentare dell'accumulo termico e per qualsiasi capacità di batteria simulata.

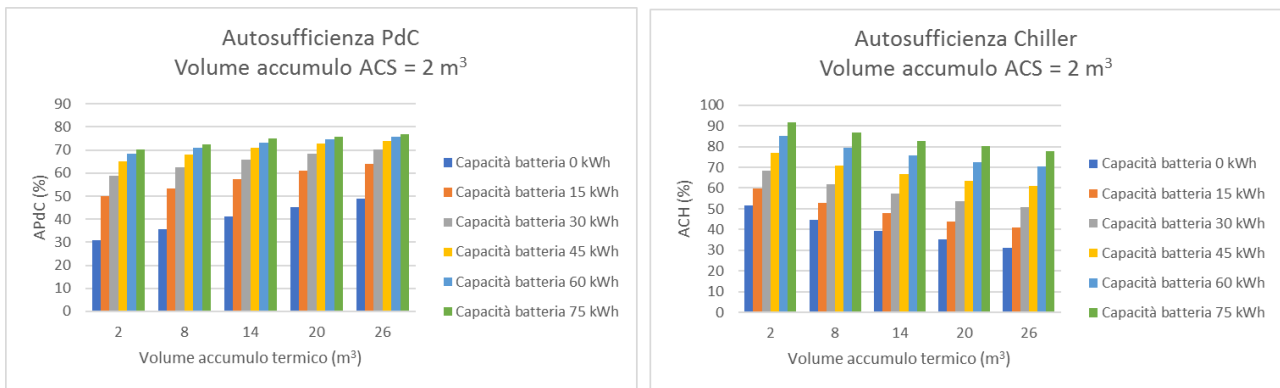


Figura 26: andamento dell'autosufficienza energetica al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria

Nel funzionamento estivo essendo il carico termico concentrato maggiormente nelle ore serali, la pompa di calore parte in assenza di fotovoltaico; quindi un aumento dell'accumulo termico comporta soltanto un aumento delle ore di funzionamento della pompa di calore, un conseguente aumento dei consumi e una conseguente riduzione dell'autosufficienza energetica. Nel funzionamento invernale, la pompa di calore lavora prevalentemente nelle ore di funzionamento dell'impianto FV, quindi un incremento dell'accumulo termico comporta una maggiore energia accumulata per essere utilizzata nelle ore serali con conseguente incremento dell'autosufficienza energetica.

In Figura 27 si riporta l'andamento del PEI, questo è strettamente legato, come definito nei precedenti paragrafi, all'andamento dell'autosufficienza.

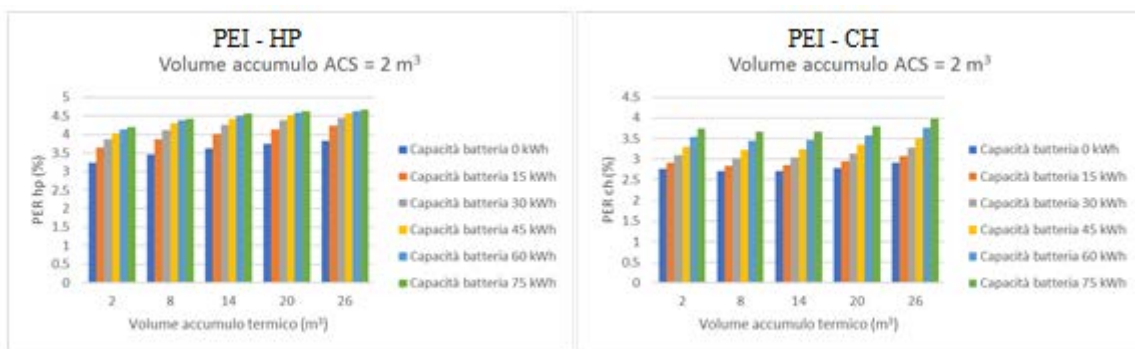


Figura 27: Andamento Primary Energy Index (PEI) per i funzionamento invernale (HP) ed estivo (CH)

L'analisi economica riportata di seguito mostra l'andamento del VAN per ogni configurazione esaminata dall'analisi parametrica e per ciascuno dei due sistemi tariffari esaminati: D3 e non progressivo TD.

Il VAN a 20 anni viene calcolato come di seguito descritto

$$VAN = \sum_{i=1}^{20} FC_i - I_0 - R$$

dove

- $I_0$  : extra costi di investimento (accumuli termici, accumuli elettrici) rispetto al caso base (pompa di calore 70 kWt, impianto Fotovoltaico da 31,5 kWp)
- R: risparmio nell'acquisto della pompa di calore con taglia ridotta secondo la formula 1 come riportato in Figura 24.
- FC: flussi di cassa annui attualizzati per un periodo di 20 anni, dati dal risparmio in bolletta ottenuto dall'aumento dell'autosufficienza energetica della pompa di calore rispetto al caso base e dalla valorizzazione dell'energia immessa in rete

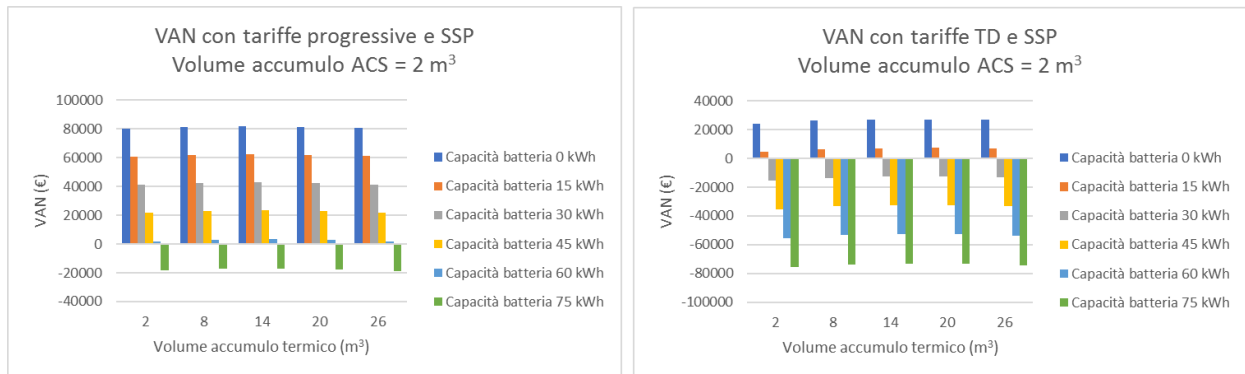


Figura 28: andamento del VAN applicazione dello scambio sul posto (SSP) all'energia in eccesso immessa in rete

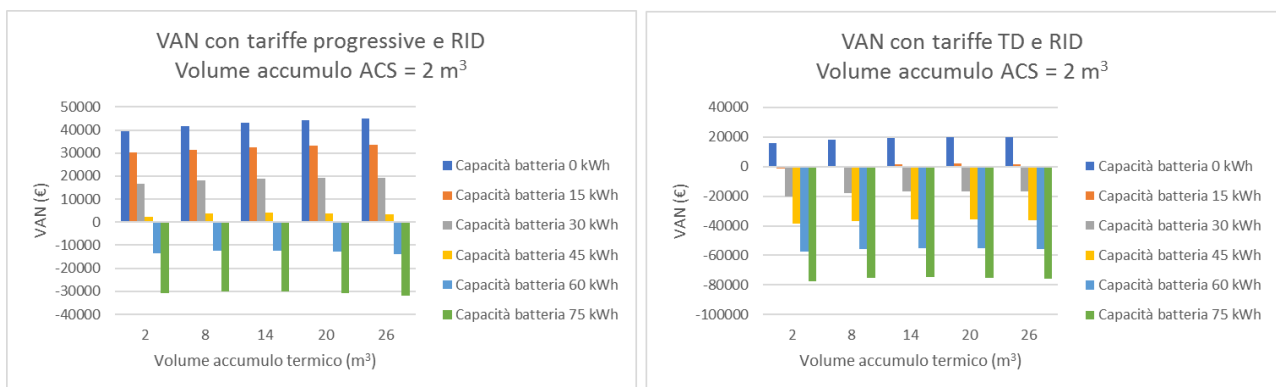


Figura 29: andamento del VAN applicazione dello scambio sul posto (SSP) all'energia in eccesso immessa in rete

Dall'osservazione dei risultati riportati in Figura 28 e in Figura 29 si posso trarre le seguenti considerazioni:

- in assenza di controllo del numero di giri del compressore l'aumento della capacità dell'accumulo termico, con accumulo elettrico nullo, non fornisce vantaggi economici all'utente finale; infatti il VAN rimane circa costante a meno di un leggero incremento ottenuto con il ritiro dedicato (RID)
- l'integrazione dell'accumulo elettrico riduce il beneficio economico in tutti i casi a causa dell'incremento degli extra costi iniziali
- il passaggio dalla tariffa D3 progressiva alla tariffa TD non progressiva penalizza il vantaggio economico dell'autoconsumo, in quanto il VAN si riduce di circa il 75 % nel caso di applicazione dello scambio sul posto e di circa il 50% nel caso di RID.

Per completare l'analisi del caso studio, si riporta nella seguente figura l'andamento dei profili di potenza della pompa di calore, del fotovoltaico e i flussi scambiati con la rete in quattro giorni di gennaio. Si nota come la pompa di calore non segue la produzione del FV ma esclusivamente la richiesta di carico termico e per ACS con notevoli scambi di potenza con la rete.

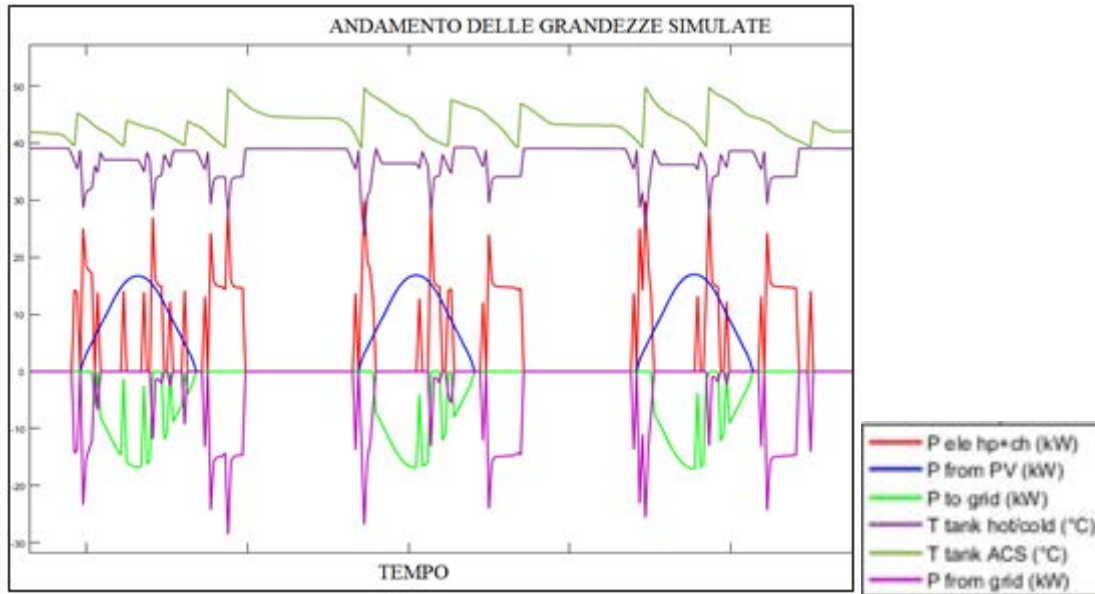


Figura 30: profili del carico elettrico della pompa di calore e temperature dell'accumulo caldo e dell'accumulo ACS –tre giorni tipo periodo invernale - sistema ibrido non controllato

### 2.3.3.5 Analisi energetica ed economica del sistema ibrido con controlli evoluti della pompa di calore

L'applicazione dei controlli della pompa di calore descritti nei paragrafi precedenti, consente di gestire il compressore della pompa di calore al fine di modularne i consumi e inseguire il profilo di produzione del campo fotovoltaico con notevoli benefici energetici rispetto al sistema non controllato come di seguito dimostrato. Occorre precisare che i seguenti risultati sono ottenuti calcolando l'autoconsumo del fotovoltaico su base annua; quindi lo stesso viene influenzato dai periodi di basso o nullo carico termico quando la pompa di calore è spenta e tutta l'energia viene immessa in rete.

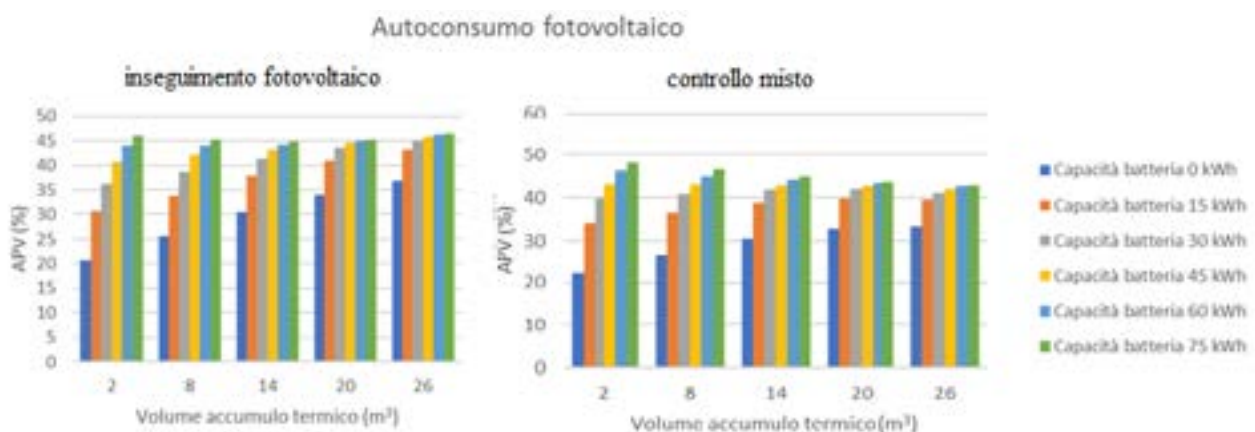


Figura 31: autoconsumo energia fotovoltaica: confronto risultati con i due controlli della pompa di calore

Dai risultati riportati in Figura 31, si può osservare che:

- in assenza di accumulo elettrico (capacità batteria 0 kWh) l'autoconsumo cresce all'aumentare della capacità dell'accumulo termico fino a raggiungere valori prossimi a quelli ottenuti con elevati capacità di batteria.
- con il controllo misto si ha un decremento dell'autoconsumo per elevati valori dell'accumulo elettrico (capacità batteria 75 kWh)

I controlli migliorano di molto l'autosufficienza della pompa di calore rispetto al caso senza controllo; in particolare in assenza di accumulo elettrico l'autosufficienza aumenta con l'accumulo termico fino a raggiungere valori prossimi all'80% sia durante la stagione invernale sia durante l'estate.

Integrando l'accumulo elettrico si riesce a raggiungere quasi il 100% di autosufficienza energetica durante la stagione estiva.

Dai grafici riportati in Figura 32 e in Figura 33 si possono dedurre le seguenti osservazioni: integrando un accumulo termico da 8 mc si ottiene un'autosufficienza energetica della pompa di calore simile a quella ottenuta con solo l'accumulo elettrochimico di 15 kWh con i seguenti risparmi in termini nei costi di investimento :

Costo medio accumulo termico 8 mc = 800 €/mc \* 8 = 3600 €

costo medio sistema di accumulo elettrochimico a Litio = 700 €/kWh \* 15 kWh = 10500 €

Integrando un accumulo termico da 20 mc si ottiene un'autosufficienza energetica della pompa di calore pari al 70% simile a quella ottenuta dal solo accumulo elettrochimico di 60 kWh con i seguenti risparmi in termini nei costi di investimento:

Costo medio stimato accumulo termico 20 mc = 800 €/mc \* 20 = 16000 €

costo medio stimato sistema di accumulo elettrochimico a Litio = 700 €/kWh \* 60 kWh = 42.000 €

I calcoli economici confermano la possibilità di utilizzare gli accumuli termici integrati con gli accumuli elettrici e con un adeguato controllo della pompa di calore per raggiungere un autoconsumo e una autosufficienza energetica paragonabile a quella ottenibile utilizzando soltanto i sistemi d'accumulo elettrochimico. L'integrazione di quest'ultimo rimane comunque necessario per far raggiungere al sistema ibrido valori di autosufficienza prossimi al 100%.

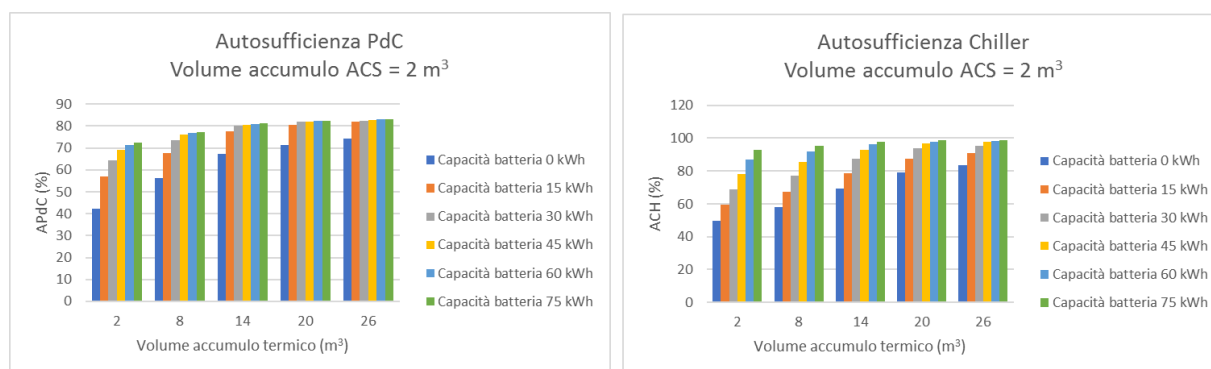


Figura 32: Controllo inseguimento fotovoltaico - andamento dell'autosufficienza energetica al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria

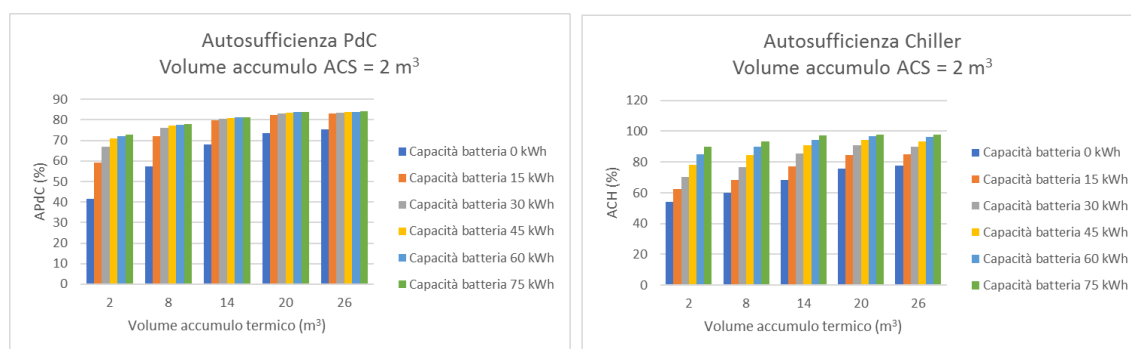


Figura 33: controllo misto - andamento dell'autosufficienza energetica al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria

I valori di autosufficienza invernale ottenuti con l'inseguimento misto sono leggermente più alti di quelli del caso fotovoltaico, poiché, come descritto nei paragrafi precedenti, il controllo misto avvia la pompa di calore anche nei periodi a basso irraggiamento solare durante i quali l'impianto fotovoltaico riesce a coprire solo una quota della potenza assorbita dalla pompa di calore regolata al minimo numero di giro (25%) .

Come riportato di seguito, il PEI è più alto rispetto al caso senza controllo anche per bassi valori dell'accumulo termico in particolare per la stagione di riscaldamento.

E' interessante notare come nella stagione di riscaldamento il PEI risulta maggiore rispetto al caso estivo in quanto le condizioni di funzionamento invernali fanno lavorare la pompa di calore con prestazioni migliori rispetto al caso estivo con corrispondente minore richiesta di potenza dalla rete nelle ore di bassa o nulla potenza prodotta dal fotovoltaico.

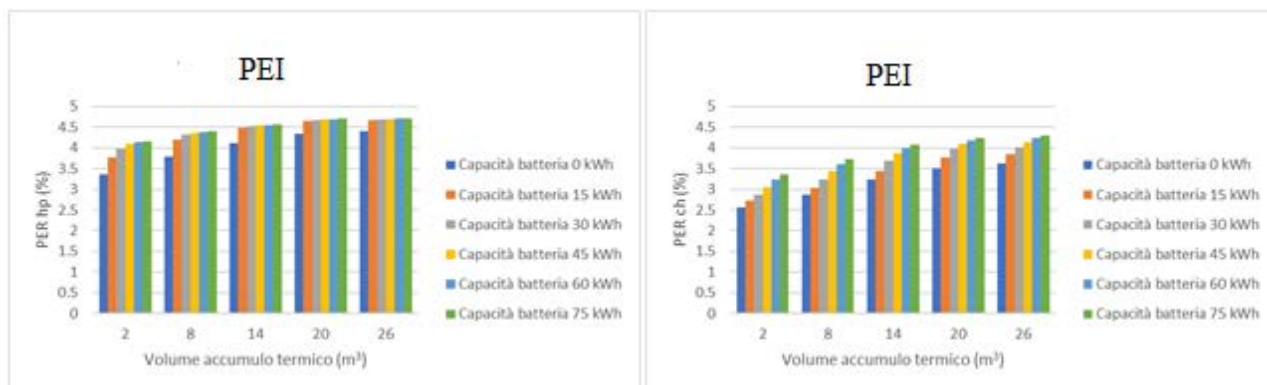


Figura 34: Andamento Primary Energy Index (PEI) per i funzionamento invernale (HP) ed estivo (CH)

Dall'analisi economica riportata di seguito si evincono i vantaggi economici apportati applicando il sistema di controllo al compressore della pompa di calore per accumulare in energia termica la produzione del campo fotovoltaico (inseguimento fotovoltaico e inseguimento misto).

Come mostrato in Figura 35 e in Figura 36 il VAN ha sempre un trend crescente all'aumentare dell'accumulo termico e valore assoluto che dipende dal regime incentivante considerato (SSP o RID) e dal sistema tariffario di riferimento.

In particolare si possono trarre le seguenti considerazioni:

- l'incremento maggiore del VAN all'aumentare della capacità dell'accumulo termico si ottiene con la tariffa progressiva e il ritiro dedicato (incrementi maggiori del 50%)
- a causa degli elevati extra costi l'inserimento dell'accumulo elettrico, pur migliorando l'autoconsumo e l'autosufficienza energetica, riduce il valore assoluto del VAN rendendolo negativo per elevate capacità della batteria.
- come indicato in Figura 37 e in Figura 38, il tempo di ritorno degli extra costi del sistema ibrido (accumulo termico ed elettrico) risulta minimo nel caso di tariffa D3 con ritiro dedicato e un volume di accumulo termico pari a 14 mc. Come mostrato in Figura 38 l'aumento dell'accumulo termico rispetto a 14 mc non modifica il tempo di ritorno.
- I risultati mostrano come la tariffa TD, anche in presenza di controllo della pompa di calore, penalizza economicamente l'autoconsumo con un VAN inferiore rispetto alla tariffa progressiva sia nel regime di scambio sul posto sia con ritiro dedicato.

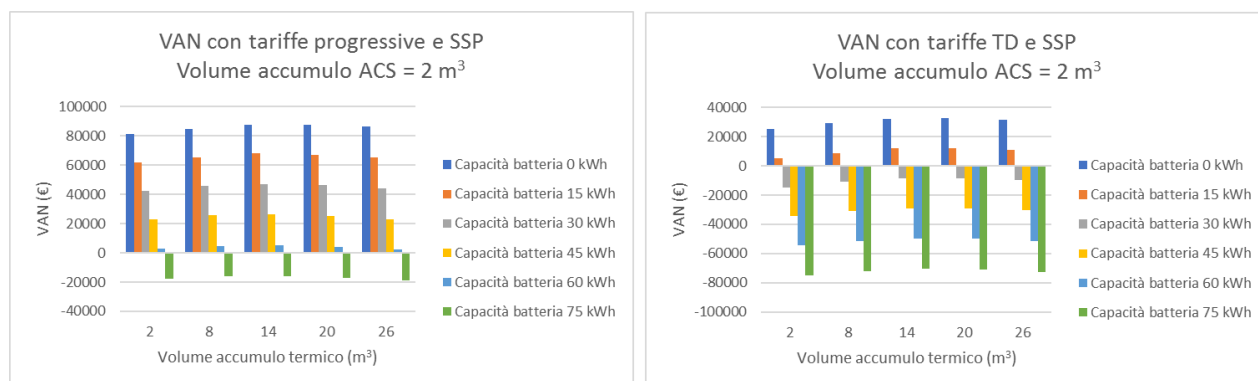


Figura 35: VAN impianto ibrido con tariffa progressiva e tariffa non progressiva e scambio sul posto – inseguimento misto

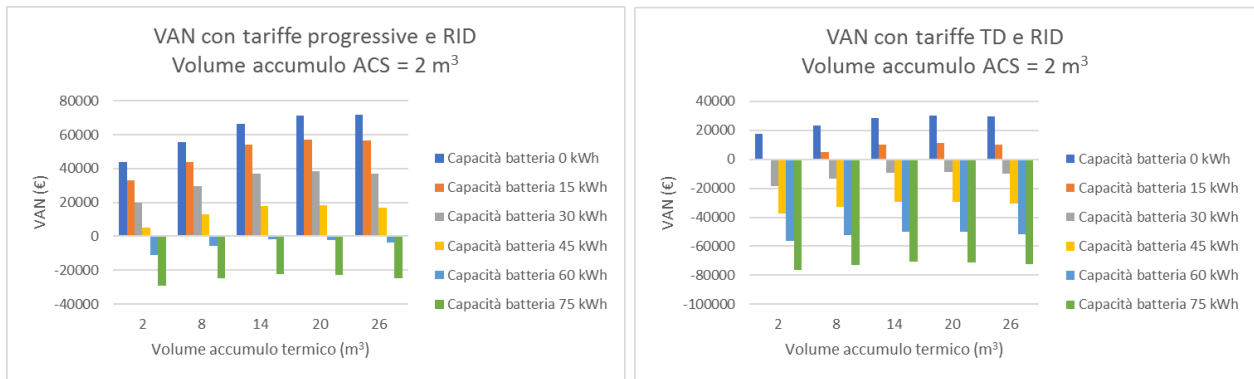


Figura 36. VAN impianto ibrido con tariffa progressiva e tariffa non progressiva, ritiro dedicato – inseguimento misto

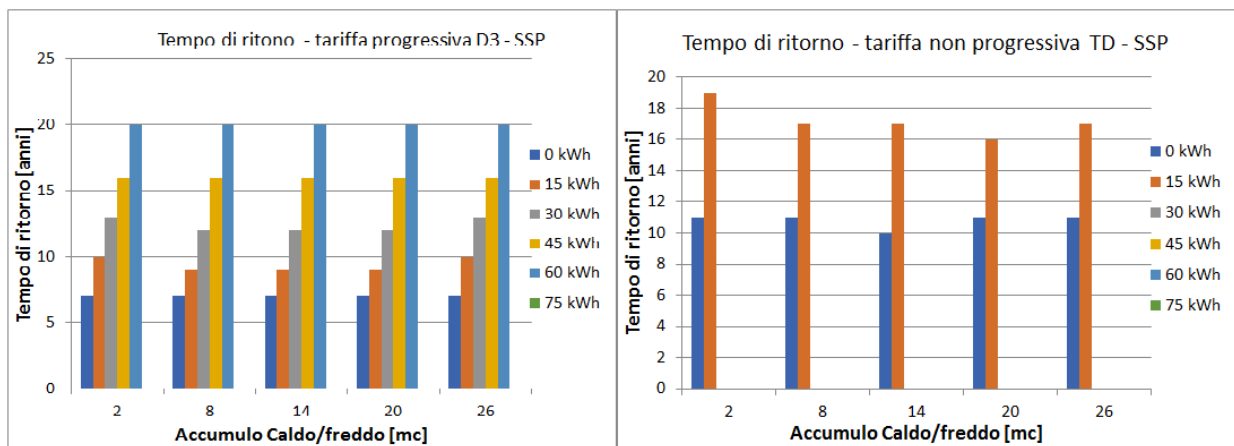


Figura 37: Tempo di ritorno degli extra costi impianto ibrido – con tariffa progressiva e nuova tariffa non progressiva (2018)

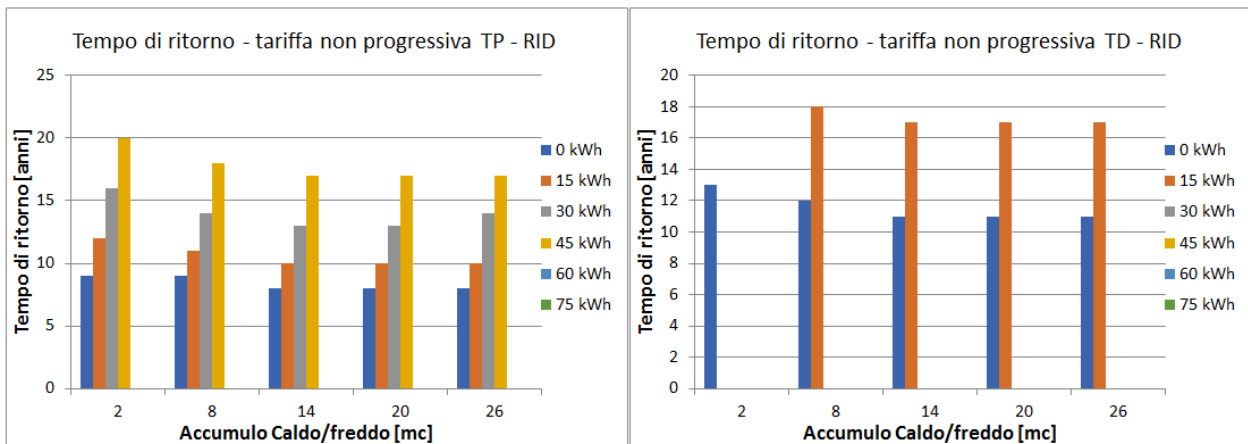


Figura 38: Tempo di ritorno degli extra costi impianto ibrido – con tariffa progressiva e nuova tariffa non progressiva (2018)

Si riportano nei seguenti grafici l'andamento istantaneo dei flussi di potenza nei primi giorni del mese di Gennaio, applicando rispettivamente il controllo inseguimento fotovoltaico ed inseguimento misto.

Si nota come nelle prime ore del giorno il controllo misto consente la partenza della pompa di calore in modo che una parte dei consumi sono coperti dal campo fotovoltaico e una parte dalla rete o dall'accumulo elettrico.

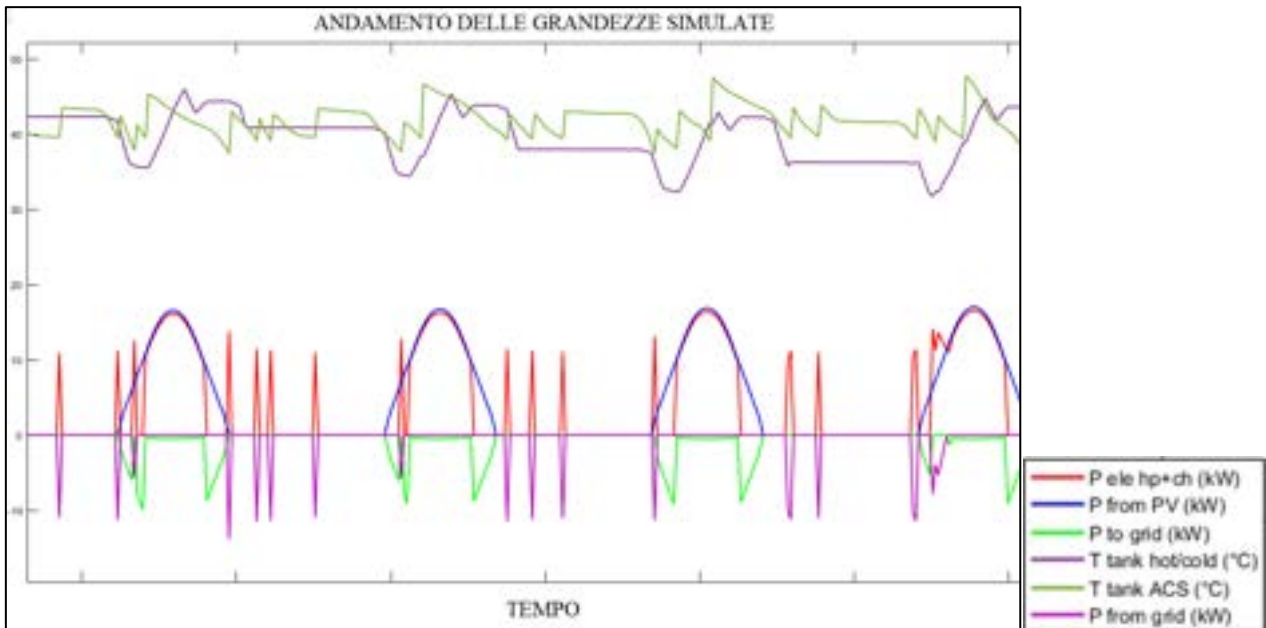


Figura 39: andamento temporale delle grandezze simulate in 4 giornate tipo con la logica di inseguimento fotovoltaico – assenza di accumulo elettrico

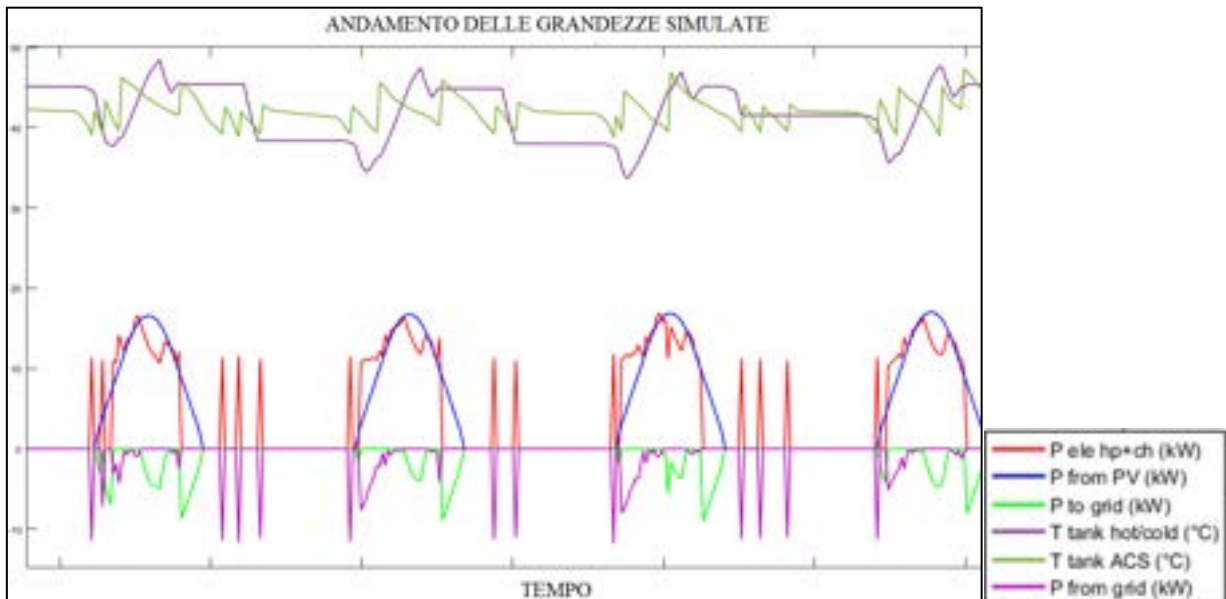


Figura 40: andamento temporale delle grandezze simulate in 4 giornate tipo con la logica di inseguimento misto – assenza di accumulo elettrico

### 2.3.4 Risultati analisi energetica ed economica: simulazione Edificio multifamiliare a Milano

Di seguito vengono riportati i risultati dell'analisi parametrica del sistema ibrido a servizio dell'edificio condominiale descritto nei precedenti paragrafi sito a Milano.

Attraverso la soluzione dinamica del sistema edificio impianto è stato possibile individuare la taglia della pompa di calore per mantenere la temperatura di comfort dell'edificio come riportato in Tabella 2-4

Tabella 2-4 taglia della PdC e profilo di accensione degli impianti

Potenza termica nominale PdC (kW)	100
Potenza termica nominale PdC (kW)	66
Profilo di accensione degli impianti	6-14, 16-22

### 2.3.4.1 Dimensionamento ottimale dell'impianto fotovoltaico

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico per il caso studio è stato effettuato valutando gli indici economici, VAN e TR, al variare della taglia potenza installata come riportato in Figura 41 (non sono presenti accumuli termici e accumuli elettrici, non è attivo nessun controllo innovativo della pompa di calore).

L'analisi è stata condotta confrontando la tariffa elettrica progressiva D3 con la tariffa non progressiva TD in vigore dal 2018. In ciascun caso esaminato l'energia elettrica in eccesso immessa in rete è stata valutata con il regime del ritiro dedicato.

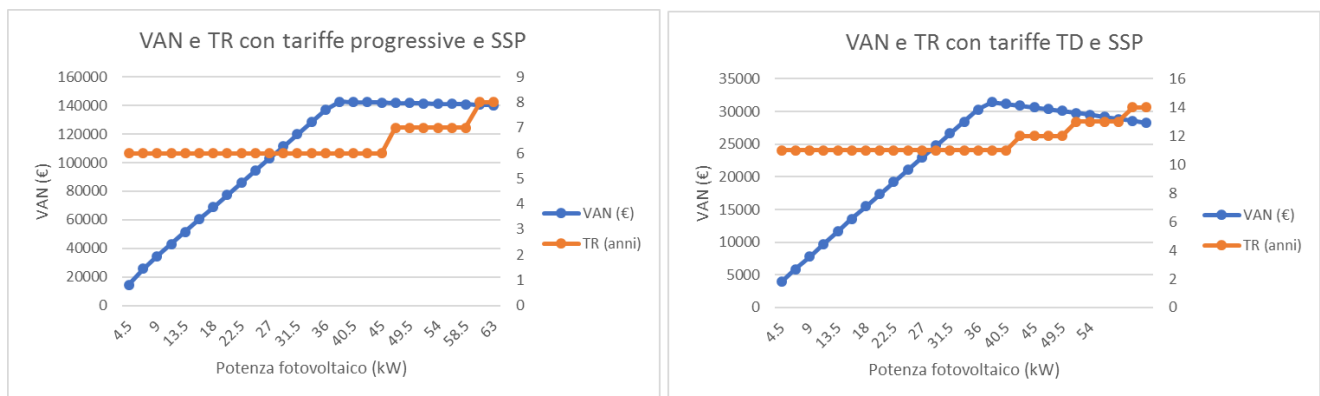


Figura 41: andamento del VAN al variare della potenza di PV installato in regime di SSP

Come si evince dai risultati dell'analisi economica riportati in Figura 41, la taglia ottima dell'impianto FV si trova in un range compreso tra 40 kWp (ginocchio della curva del VAN) e 45kWp (punto in cui il tempo di Ritorno si incrementa di un anno). Si è scelto di installare una potenza pari a 43 kWp corrispondente alla potenza assorbita dalla pompa di calore corrispondente al 100% del numero di giri del compressore.

### 2.3.4.2 Analisi parametrica

Nell'analisi parametrica riportata nei successivi paragrafi viene valutato il beneficio energetico ed economico apportato dall'impianto ibrido al caso base costituito dalla pompa di calore da 100 kWt e campo PV da 43 kWp. L'analisi è condotta variando i seguenti parametri:

- Variazione capacità accumulo termico da 2 a 34 m<sup>3</sup> con passi da 8 m<sup>3</sup>,
- capacità della batteria tra 0 e 100 kWh con passi di 20 kWh.
- controllo compressore della pompa di calore: nessuno, inseguimento fotovoltaico e controllo misto
- sistema tariffario : tariffa progressiva D3 e non progressivo TD (2018)

### 2.3.4.3 Dimensionamento pompa di calore

La taglia della pompa di calore viene ottimizzata per ciascuna taglia dell'accumulo termico come indicato dalla formula empirica (1), in modo da sfruttare il servizio di load shedding fornito dall'accumulo. Come indicato in Figura 42 la potenza elettrica installata viene ridotta rispetto a quella iniziale

(Accumulo termico 2 mc) mantenendo le temperature medie di tutta la stagione invernale e della stagione estiva prossime a quelle di confort termico.

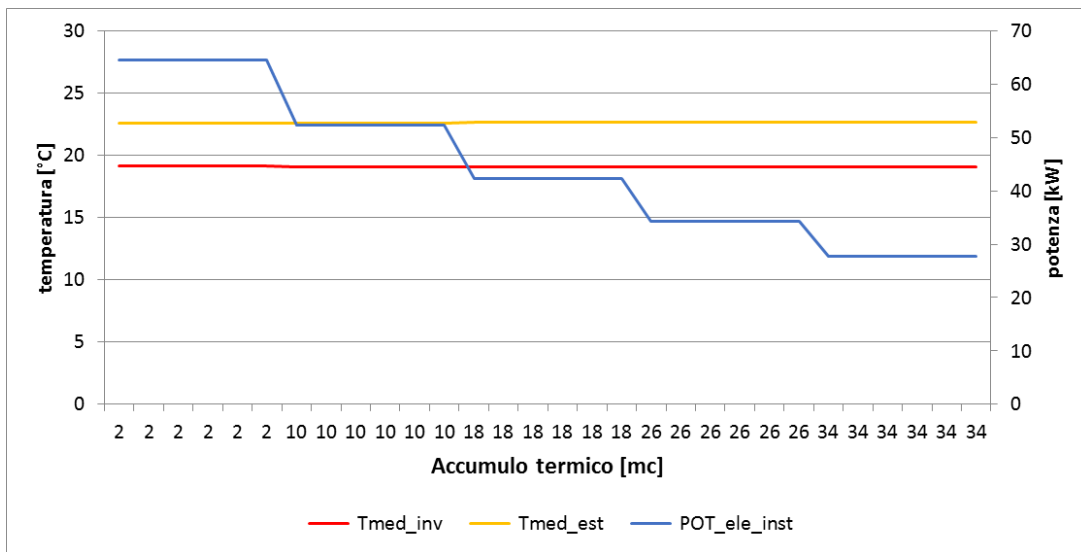


Figura 42: Dimensionamento ottimizzato della taglia della pompa di calore – Potenza elettrica installata (POT\_ele\_ins) al variare dell’accumulo termico

Riducendo la potenza installata della pompa di calore, si riduce il costo di acquisto e i costi imputati alla componente fissa della tariffa elettrica.

### 2.3.4.4 Risultati analisi energetica ed economica sistema ibrido in assenza di controllo

A differenza dei risultati ottenuti a Palermo, in questo caso l’autoconsumo cresce non solo al crescere dell’accumulo elettrico, ma anche al crescere di quello termico. Come si evince dalla Figura 43, nei casi di accumulo elettrico nullo (capacità batteria 0 kWh), un accumulo termico di 34 mc consente un incremento dell’autoconsumo fotovoltaico di circa il 45% rispetto al caso base corrispondente a un volume di 2 mc.

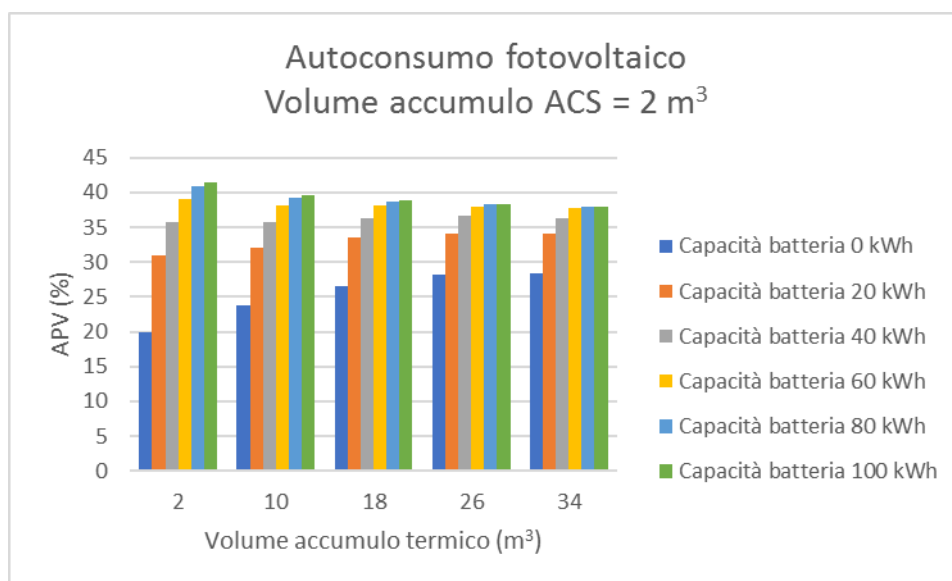


Figura 43: andamento dell’autoconsumo al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria

In Figura 44 sono riportati gli andamenti dell'autosufficienza energetica nel periodo invernale ed estivo nel caso di assenza di controllo. Si può osservare come durante la stagione invernale l'autosufficienza della pompa di calore aumenta con l'accumulo termico in quanto, come indicato in Figura 48 le ore di accensione della pompa di calore coincidono parzialmente con le ore di produzione dell'impianto fotovoltaico. L'autosufficienza della pompa di calore durante la stagione estiva risulta crescente al crescere dell'accumulo termico fino a 10 mc per capacità di batteria pari a 0 kWh; per valori superiori l'autosufficienza torna a decrescere, in quanto l'aumento dell'inerzia dell'accumulo termico e una riduzione della taglia della PdC (la taglia della pompa di calore viene ottimizzata in funzione della capacità dell'accumulo termico come descritto in precedenza) determinano un aumento delle ore di funzionamento della pompa di calore spostando l'assorbimento elettrico soprattutto verso la sera.

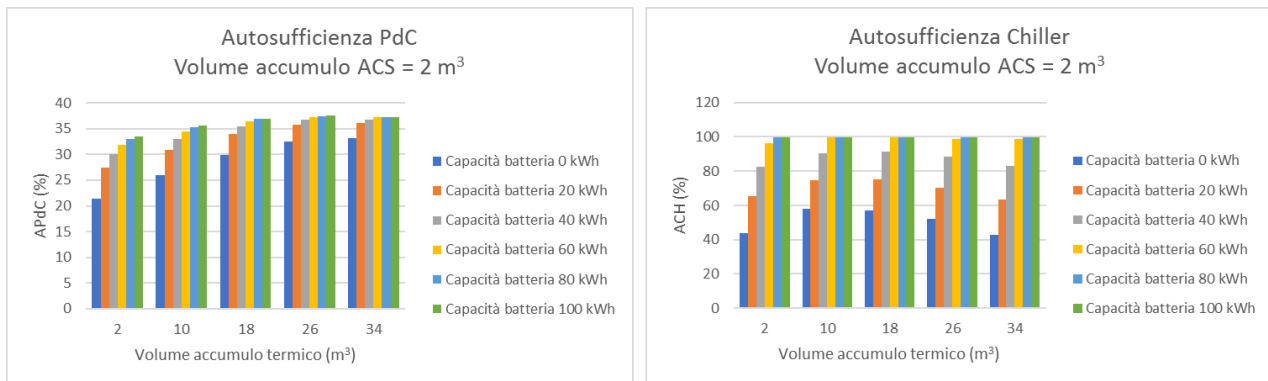


Figura 44: Autosufficienza energetica pompa di calore in assenza di controlli evoluti

L'andamento del PEI, riportato di seguito, segue solo in parte l'andamento dell'autosufficienza, in quanto l'indice è anche influenzato dal valore del COP o dell'EER i quali dipendono dalle condizioni climatiche del sito.

Osservando l'andamento del PEI di Figura 45 si nota come diversamente dal caso simulato a Palermo, l'indice risulta superiore nel periodo estivo; questo è dovuto alle migliori condizioni di funzionamento della pompa di calore più efficiente in raffreddamento rispetto alle condizioni simulate a Palermo.

Nelle condizioni invernali un elevato accumulo termico (superiore a 26 mc) peggiora il PEI a causa di una riduzione della taglia della pompa di calore, questo comporta un aumento del numero di ore di funzionamento in condizione di temperatura esterna più rigida e in condizioni di performance peggiori (COP medi minori).

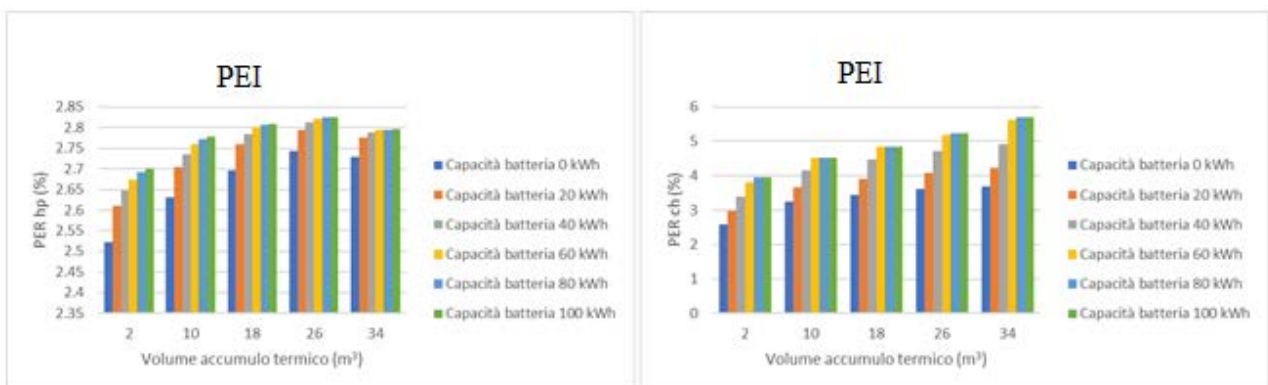


Figura 45: andamento del PEI al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria

L'analisi economica riportata nei seguenti grafici mostrano una maggiore sensibilità del VAN alla capacità dell'accumulo termico rispetto al caso analizzato a Palermo per tutti gli scenari tariffari analizzati.

In particolare, come mostrato in Figura 52, un incremento del solo accumulo termico comporta un aumento del VAN fino al 13% rispetto al caso base, mantenendo inoltre, diversamente da Palermo, un valore positivo anche per elevati valori dell'accumulo elettrico.

I maggiori incrementi del VAN con l'accumulo termico base si hanno con la tariffa progressiva e ritiro dedicato per il quale si registrano maggiorazioni di circa il 48%; mentre il maggiore VAN in valore assoluto si ottiene con un accumulo pari a 26 mc co tariffa progressiva D3 in regime di scambio sul posto.

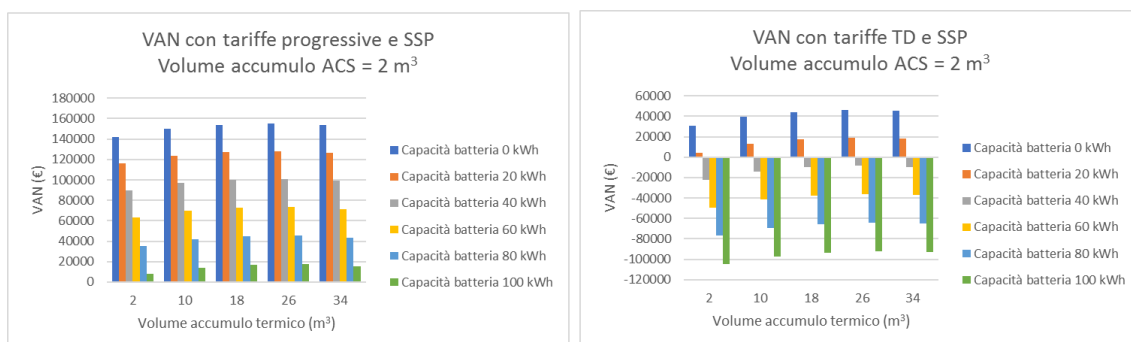


Figura 46: andamento del VAN al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria con lo SSP

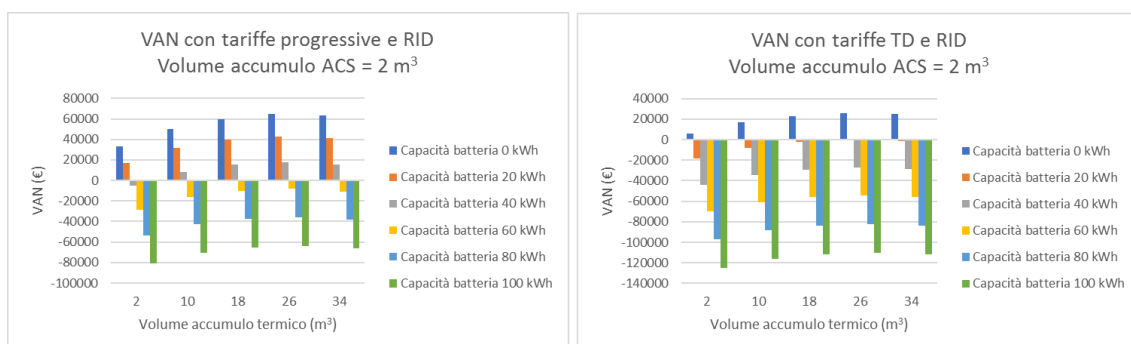


Figura 47: andamento del VAN al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria con il RID

Gli andamenti istantanei dei flussi di potenza riportati in Figura 48 mostrano una parziale sovrapposizione della potenza prodotta dal fotovoltaico e la potenza assorbita dalla pompa di calore. Con la suddetta sovrapposizione si spiega il beneficio apportato dall'accumulo termico anche in assenza dei controlli che gestiscono il compressore della pompa di calore. Un incremento dell'accumulo termico riesce a far lavorare la pompa di calore per un maggiore numero di ore durante la produzione del fotovoltaico. L'assenza di controllo determina comunque un elevato impatto con la rete come si evince dal profilo di potenza assorbita dalla pompa di calore e il profilo della potenza immesso in rete riportato in Figura 48. Gli stessi profili verranno attenuati dal sistema di controllo come mostrato nei risultati riportati nei seguenti paragrafi.

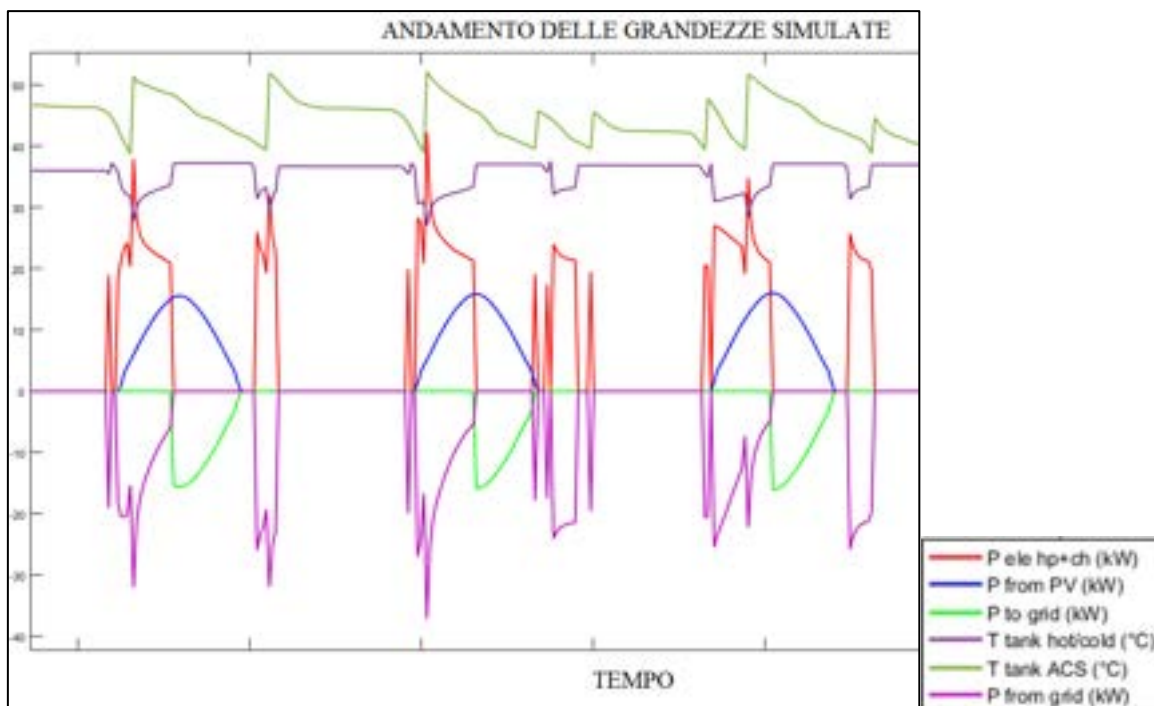


Figura 48: andamento temporale delle grandezze simulate in 3 giornate tipo invernale con la logica di funzionamento normale (accumulo termico inerziale 2 mc, accumulo ACS 2mc, accumulo elettrico 0 kWh)

### 2.3.4.5 Risultati con l'inseguimento misto

Come si può osservare dai risultati riportati nei grafici di Figura 49e Figura 50, applicando il controllo di tipo "misto" gli indici di autoconsumo subiscono un limitato incremento rispetto al caso non controllato. Come si evince dalla precedente Figura 48, il limitato beneficio è legato alla parziale sovrapposizione del profilo del carico termico con la produzione elettrica da fotovoltaico anche in assenza di controllo. Risulta interessante inoltre osservare come per valori elevati dell'accumulo termico gli indici di autoconsumo e di autosufficienza energetica raggiungono valori coincidenti con quelli ottenibili solo con elevati valori della capacità di batteria.

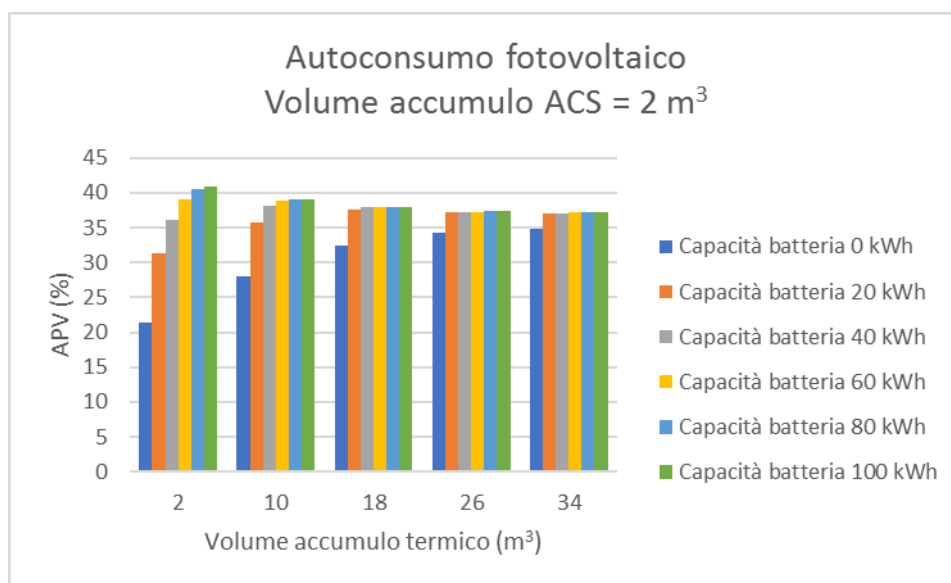


Figura 49: andamento dell'autoconsumo al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria

In particolare l'autosufficienza nel periodo estivo, diversamente dal precedente caso non controllato, tende a salire rapidamente anche per limitati valori dell'accumulo termico; come si può osservare dalla Figura 50 questo può raggiungere circa il 100% anche in assenza dell'accumulo elettrico, inoltre anche per limitati valori dell'accumulo termico (18 mc) raggiunge valori prossimi al 90%.

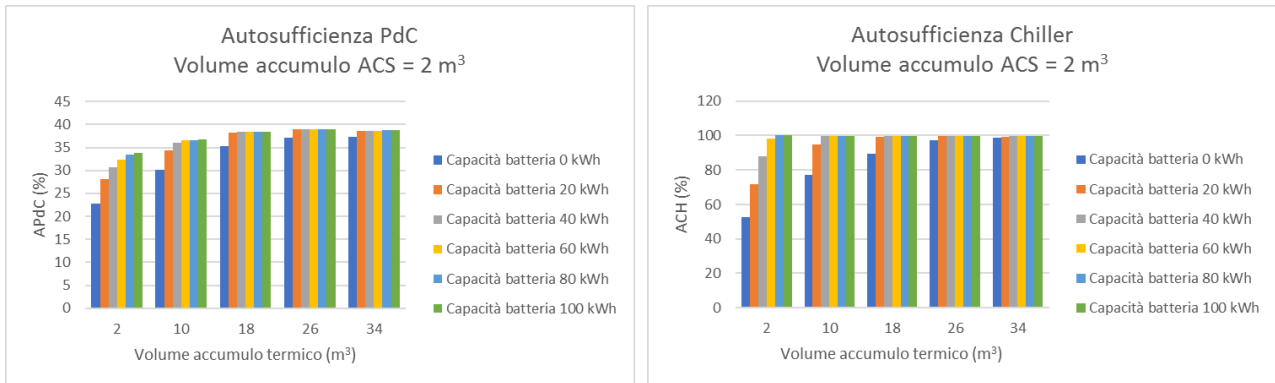


Figura 50: andamento dell'autosufficienza al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria

Anche in questo caso il PEI riportato in Figura 51 segue l'andamento dell'autosufficienza energetica

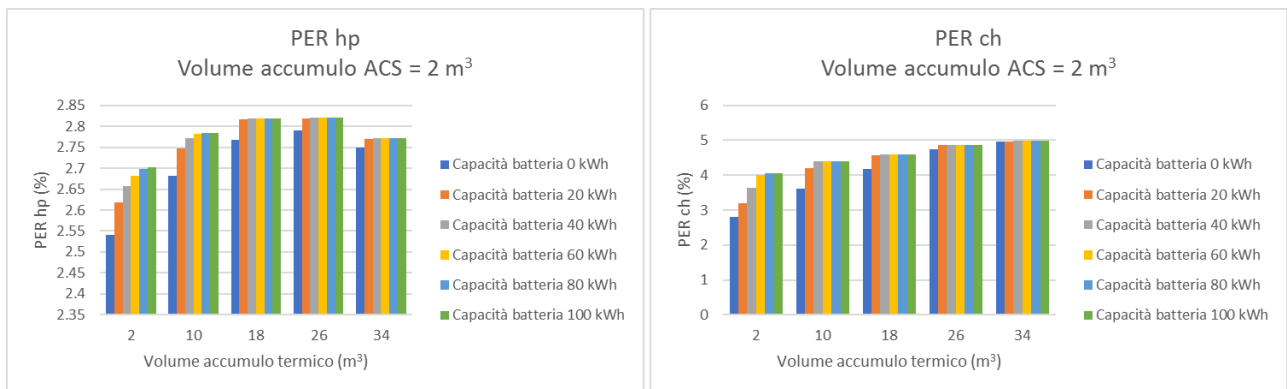


Figura 51: andamento degli indici PER al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria

Dai risultati dell'analisi economica, riportati nei seguenti diagrammi (VAN e TR), si può osservare come lo scenario più vantaggioso rimane quello con tariffa progressiva (D3) associata ad una valorizzazione dell'energia immessa in rete in regime di scambio sul posto.

In particolare la configurazione a cui corrisponde il valore maggiore del VAN e il minimo tempo di ritorno corrisponde ad un accumulo termico di 26 mc, accumulo elettrico 0 kWh, tariffa progressiva D3 con scambio sul posto.

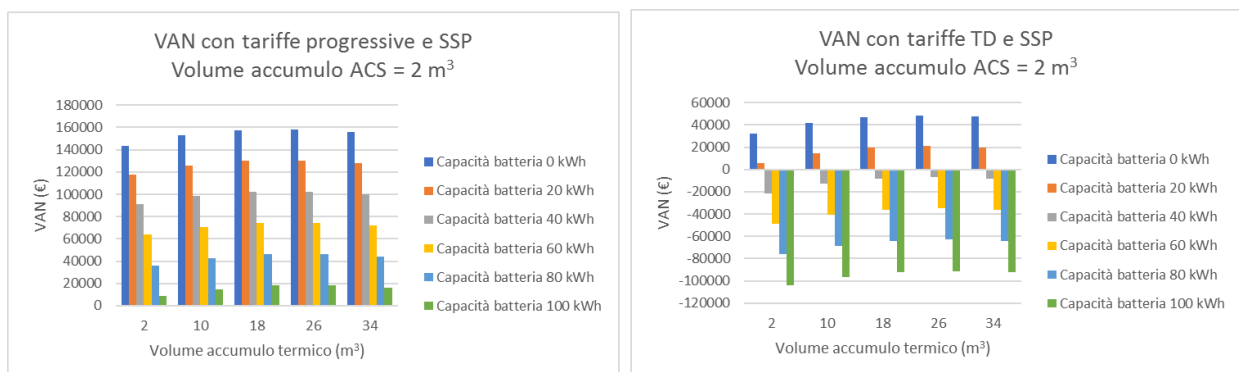


Figura 52: andamento del VAN al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria con lo SSP

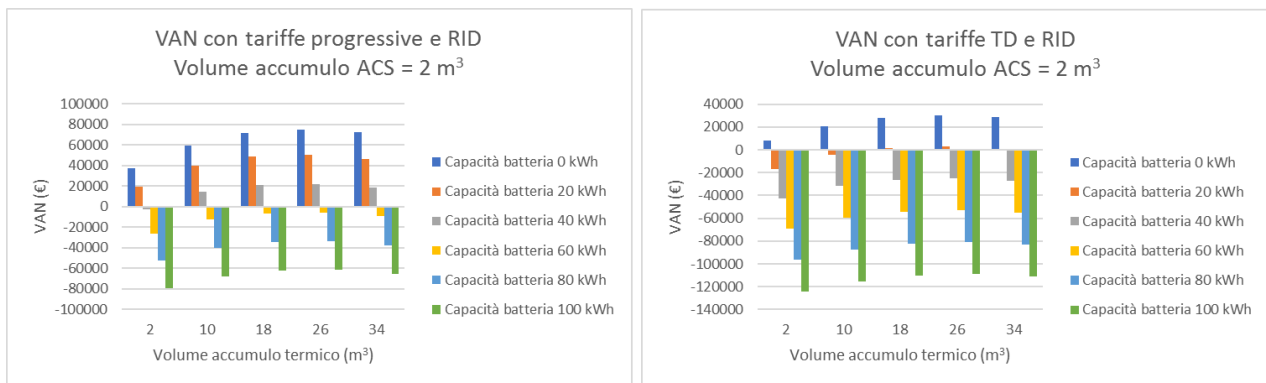


Figura 53: andamento del VAN al variare del volume di accumulo caldo/freddo e della capacità di batteria con il RID

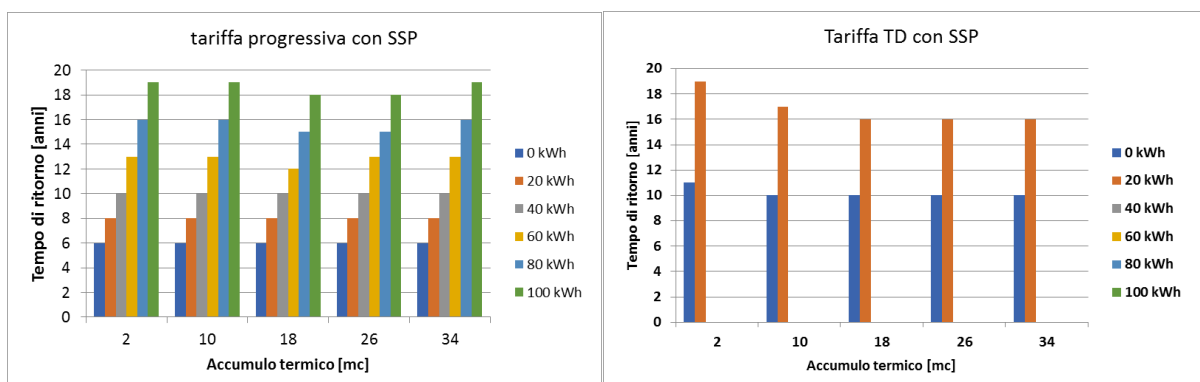


Figura 54. Tempo di ritorno dell'investimento per i sovra costi necessari per realizzare l'impianto ibrido – confronto tariffa progressiva e non progressiva con scambio sul posto

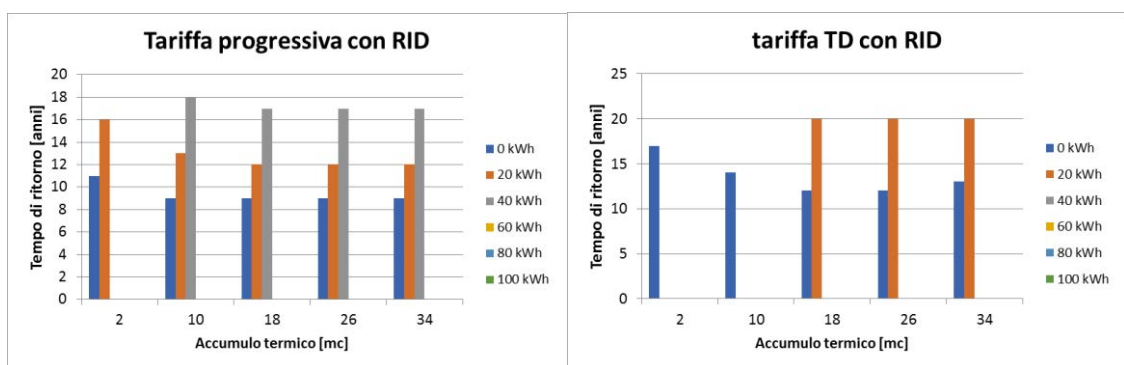


Figura 55. Tempo di ritorno dell'investimento per i sovra costi necessari per realizzare l'impianto ibrido – confronto tariffa progressiva e non progressiva con scambio sul posto

L'andamento istantaneo delle potenze scambiate riportate in Figura 56, mostra come il sistema di controllo, anche se migliora in modo limitato il coefficiente di autoconsumo (come riportato in Figura 49), riduce l'impatto con la rete dell'impianto fotovoltaico e della pompa di calore rispetto agli andamenti istantanei del sistema base riportati in Figura 48.

Infatti come si può osservare dalla seguente figura il controllo del numero di giri del compressore, associato ad un set point della temperatura variabile degli accumuli, consente di far assorbire alla pompa di calore una potenza prossima a quella prodotta dal fotovoltaico, riducendo sia in intensità sia in durata i flussi di potenza immessi e prelevati dalla rete rispetto agli andamenti di Figura 48.

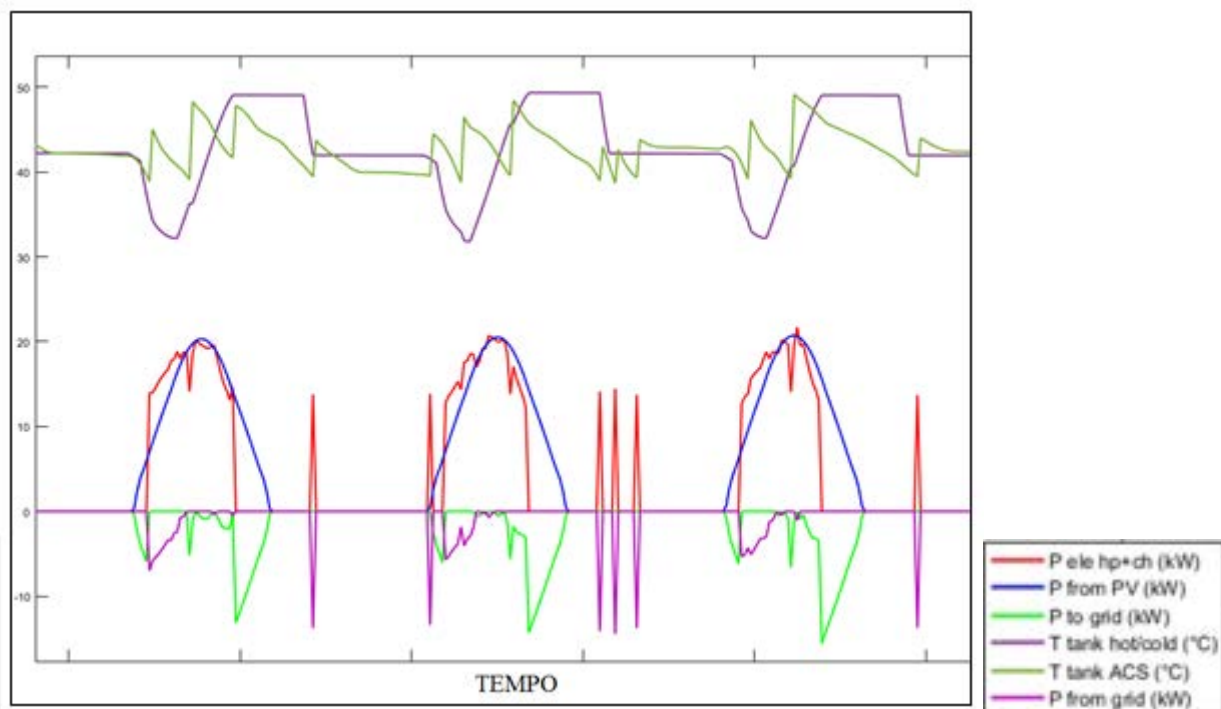


Figura 56: andamento temporale delle grandezze simulate in 4 giornate invernali tipo con la logica di inseguimento misto

## 2.4 Utilizzo di un emulatore hardware della pompa di calore per provare le logiche di controllo sviluppate in ambiente Matlab/simulink

In questa sezione viene descritta la prima applicazione sperimentale dei sistemi di controllo implementati per pilotare il compressore e i setpoint della pompa di calore. L'attività è propedeutica a quella che verrà condotta in maniera estesa nella successiva annualità sull'impianto ibrido pilota realizzato presso il C.R. ENEA Casaccia come di seguito descritto.

Prima di applicare i nuovi controlli all'impianto sperimentale, i modelli MatLab/Simulink descritti nei precedenti paragrafi e nel precedente rapporto RdS/PAR2015/136 sono stati applicati ad un emulatore hardware (Carel-µPC Simulator) della pompa di calore installata presso l'impianto ibrido sperimentale dell'ENEA di Casaccia.

L'emulatore è stato acquisito al fine di riprodurre in laboratorio il comportamento reale (temperature del ciclo frigorifero, numero di giri, potenza elettrica assorbita, transitori, ecc.) della pompa di calore, del compressore e dell'inverter che ne gestisce il numero di giri.

L'emulatore è fornito dalla stessa azienda che produce il compressore scroll installato nella pompa di calore e monta le stesse schede di controllo installate nella macchina reale.

Per poter provare i sistemi di controllo implementati nella piattaforma di simulazione del sistema ibrido, in questa annualità è stato sostituito il modello che riproduce il comportamento dinamico della pompa di calore (descritta nel report RdS/PAR2015/136) con il modello di una interfaccia In/out (sistema di comunicazione Modbus) che consente di inviare verso l'esterno i segnali di regolazione generati dal sistema di controllo all'emulatore hardware e leggere in tempo reale le risposte fornite dall'emulatore: potenza elettrica assorbita, parzializzazione, temperature di mandata, ecc.

L'utilizzo dell'emulatore rappresenta un passo intermedio prima di applicare le stesse logiche di gestione direttamente alla pompa di calore dell'impianto sperimentale.

Come mostrato in Figura 57, Il modello del sistema di controllo, comunica direttamente con l'emulatore attraverso un gateway che ha la funzione di trasformare un messaggio Modbus codificato all'interno dello stesso modello Simulink, in TCP/IP.

Il nuovo blocco implementato in Simulink è in grado di leggere o scrivere sull'emulatore alcune delle variabili di gestione della pompa di calore, tra cui il numero di giri del compressore e i setpoint di temperatura della temperatura di mandata.

In funzione dei segnali in protocollo Modbus inviati dal sistema di controllo alla scheda BMS della pompa di calore (emulatore pdc Carel di Figura 57), l'emulatore dell'inverter stabilisce il numero di giri del compressore e quindi la potenza elettrica consumata.

In questo modo si possono ricavare sperimentalmente le curve di funzionamento della macchina, l'andamento della potenza del compressore al variare del numero di giri, la durata dei transitori e la percentuale del numero di giri con cui il compressore risponde al variare del setpoint di mandata del fluido.

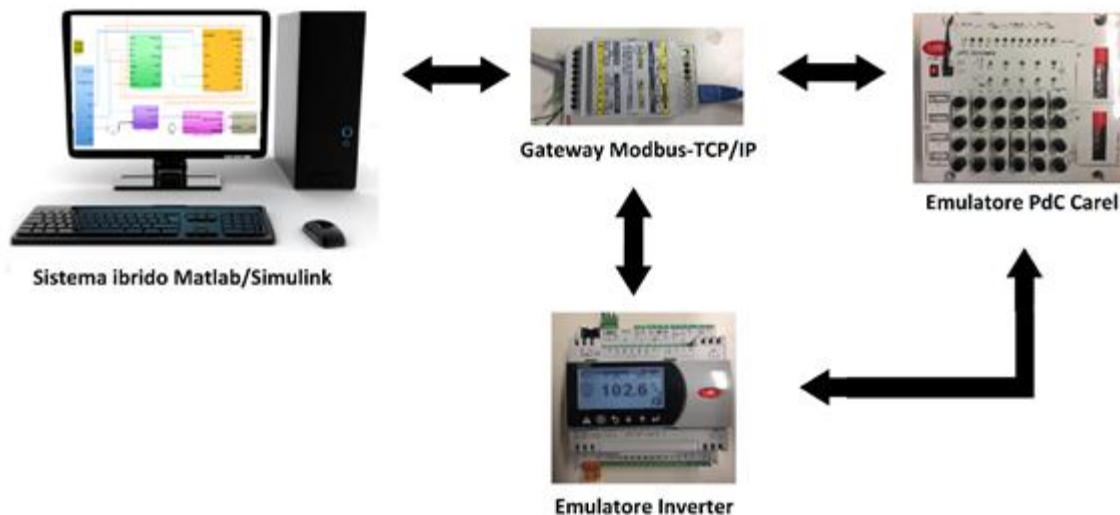


Figura 57: schema di integrazione del modello Simulink con l'emulatore della PdC

#### 2.4.1 Emulatore dell'inveretr Carel- $\mu$ PC Simulator

L'emulatore dell'inverter installato nel banco prova di Figura 57, permette di simulare il comportamento di vari tipi di compressori installati all'interno delle reali pompe di calore.

L'emulatore imposta il numero di giri del compressore in due modalità:

- automatica: La scheda BMS (presente all'interno dell'emulatore pompa di calore) in funzione delle condizioni di funzionamento impostate dall'esterno (temperatura acqua, di ritorno, temperatura aria ambiente, temperatura di setpoint acqua calda) stabilisce il grado di parzializzazione del compressore e lo comunica all'emulatore dell'inverter che restituisce la potenza elettrica assorbita dal compressore con la dinamica che riproduce il transitorio reale della macchina.
- definita dal sistema di controllo in Simulink: tramite un comando Modbus su TCP/IP dall'esterno viene impostata sulla scheda BMS dell'emulatore la modalità controllo esterno e viene trasferito all'inverter l'informazione sul setpoint del grado di parzializzazione del compressore (dal 20 % al 100 %). L'inverter dopo una valutazione se il setpoint è un punto di lavoro raggiungibile dal compressore inizia a cambiare il numero di giri fino a raggiungere il punto imposto dall'esterno restituendo la variazione del corrispondente assorbimento elettrico.

Nella [Tabella 2-5](#) sono riportate le principali variabili che si possono leggere e/o scrivere, da remoto, via Modbus o direttamente sull'emulatore tramite manopole o tramite un Display esterno.

Inoltre è possibile settare l'emulatore nelle seguenti modalità di funzionamento:

- Riscaldamento
- Riscaldamento + ACS;
- Raffrescamento;

- Raffrescamento + ACS.

L'emulatore hardware non fornisce direttamente la potenza termica fornita, questa è stata ricavata tramite la lettura della portata di acqua lato carico e delle temperature del fluido all'ingresso e all'uscita della pompa di calore; nota la potenza elettrica assorbita (fornita dall'emulatore dell'inverter) è stato possibile ricavare i COP e l'EER istantanei della macchina in tutte le condizioni di funzionamento imposte dal sistema di controllo. Come indicato in [Tabella 2-5](#), la scheda è in grado di fornire inoltre la potenza elettrica assorbita dal circolatore, per data portata d'acqua lato carico; quest'ultima può essere inclusa all'interno del calcolo delle reali performance della pompa di calore emulata.



Figura 58 Display esterno per il controllo dei parametri in input e in output dell'emulatore

Tabella 2-5: registro delle principali grandezze leggibili (R), scrivibili via Modbus (W), regolabili manualmente sull'emulatore (M)

Grandezze	Read/Write/Manual
Temperatura di ritorno del fluido	R/W/M
Temperatura di mandata del fluido	R/W/M
Temperatura dell'ACS	R/W/M
Portata d'acqua al secondario	R/W/M
Temperatura di mandata del compressore	R/W/M
Temperatura di aspirazione del compressore	R/W/M
Pressione di condensazione	R/M
Pressione di evaporazione	R/M
Surriscaldamento	R/M
Sottoraffreddamento	R/W/M
Numero di giri del compressore	R/W/M
Potenza elettrica assorbita dal compressore	R
Corrente assorbita	R
Setpoint Temperatura fluido riscaldamento	R/W/M
Setpoint Temperatura fluido raffrescamento	R/W/M
Potenza elettrica assorbita dalla pompa di circolazione	R
Temperatura dell'aria esterna	R/M
Misura del COP	R
Richiesta manuale di acqua calda/fredda	R/W/M
Richiesta manuale di ACS	R/W/M
Modalità: HP, HP+DHW, CH, CH+DHW, DHW	R/W/M

## 2.4.2 Implementazione del sistema di comunicazione Modbus su TCP/IP

Per poter interfacciare i nuovi modelli del sistema di controllo implementati in Matlab/simulink con l'emulatore hardware, è stata sviluppata in Matlab/Simulink una interfaccia in grado di convertire i segnali scritti e letti in un protocollo Modbus su TCP/IP.

Come indicato in Figura 57, il segnale generato dal sistema di controllo in protocollo Modbus su TCP/IP viene trasferito a un gateway via LAN; poiché quest'ultimo viene individuato da un IP consente di essere raggiunto per mezzo di rete internet anche da una postazione remota. Il gateway trasforma il segnale Modbus su TCP/IP in semplice protocollo Modbus per trasferirlo via cavo seriale RS485 alla scheda BMS della pompa di calore.

Prima di trasferire i dati, il TCP (Transfer Control Protocol) implementato in Matlab stabilisce una connessione con il Server (il gateway) e una volta avvenuta, quest'ultimo risponde alle richieste del primo.

Ogni variabile scritta dal sistema di controllo (l'elenco è riportato nella precedente Tabella 2-1) inviata alla scheda BMS dell'emulatore è identificata da uno specifico registro Modbus fornito dal costruttore della pompa di calore.

Il Modbus è un protocollo di comunicazione seriale per mettere in comunicazione i propri controllori logici programmabili; esso consente la comunicazione tra diversi dispositivi connessi alla stessa rete ed è usato per connettere un computer supervisore con un'unità terminale remota (RTU) nel controllo di supervisione e sistemi di acquisizione dati (SCADA). Ne esistono due varianti:

- Modbus RTU: è una rappresentazione dei dati compatta di tipo esadecimale ( variante da noi implementata nell'interfaccia Simulink);
- Modbus ASCII: è facilmente leggibile e ridondante.

La richiesta Modbus è costituita dalle seguenti voci:

- indirizzo SlaveID;
- function Code;
- indirizzo del registro;
- numero totale di registri richiesti;
- CRC (cycling redundancy check) per la ricerca degli errori.

Un'intestazione di 7 byte chiamata MBAP (Modbus Application Header) è aggiunta all'inizio del messaggio. L'intestazione contiene i seguenti dati:

- Transaction Identifier: 2 bytes per identificare univocamente ogni richiesta;
- Protocol Identifier: 2 bytes stabiliti dal Client;
- Length: 2 bytes che identificano il numero di bytes nel messaggio che segue;
- Unit Identifier: 1 byte stabilito dal Client per l'individuazione di un dispositivo remoto connesso su una porta seriale.

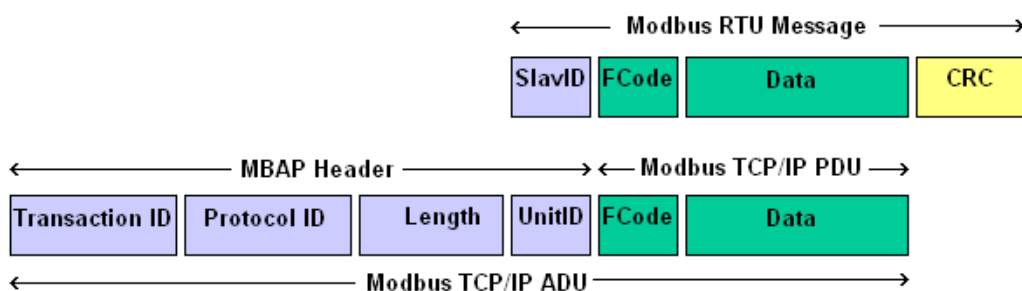


Figura 59: struttura del codice Modbus TCP/IP

### 2.4.3 Modello Simulink utilizzato per l'integrazione dell'emulatore

In Figura 60 si riporta lo schema generale comprendente i singoli blocchi che costituiscono l'interfaccia di lettura e scrittura tra il sistema di controllo implementato in simulink e l'emulatore hardware.

Per stabilire una connessione in TCP/IP è stato utilizzato il blocco Simulink "TCP/IP send", con il quale viene inviato il treno di informazioni di Figura 59 all'indirizzo predefinito del gateway (10.0.0.100) .

La stessa interfaccia di Figura 59 verrà utilizzata per far dialogare in tempo reale il modello Simulink del sistema di controllo con la pompa di calore presente nell'impianto ibrido sperimentale di casaccia descritto nei successivi capitoli.

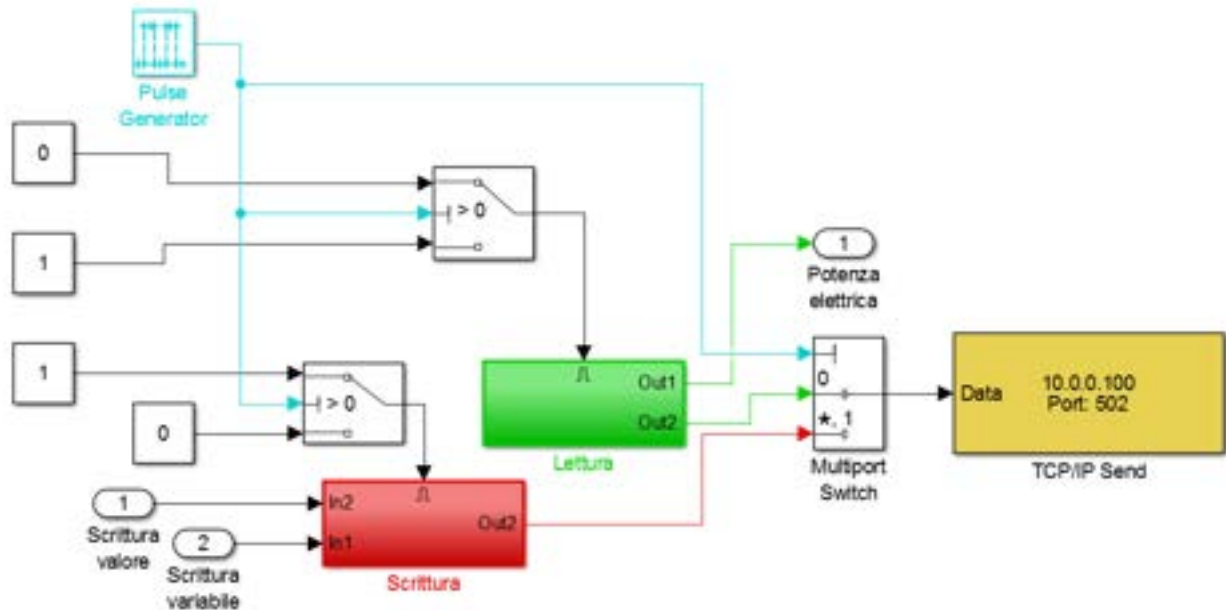


Figura 60: modello Simulink per la scrittura e la lettura delle grandezze sull'emulatore

Come indicato nello schema di Figura 61, la lettura dei parametri di funzionamento, effettuata con il blocco "lettura" avviene preparando un messaggio del tipo indicato in Figura 59 nel quale si indica il tipo di funzione e il registro Modbus a cui è riferita.

La funzione è indicata all'interno della voce "Funcode" del codice Modbus, riportata nella MathFunction di Figura 61, e vale 1 per leggere le variabili digitali della pompa di calore e 3 per leggere quelle analogiche. In risposta viene ricevuto un messaggio, costituito da un vettore di 13 componenti, che viene mandato in ingresso ad un demux. Vengono considerate soltanto le ultime 4 componenti del vettore di risposta essendo quelli che contengono le informazioni richieste (come previsto dal protocollo Modbus). Queste tramite un protocollo di conversione numerica vengono convertite dal formato esadecimale a quello decimale.

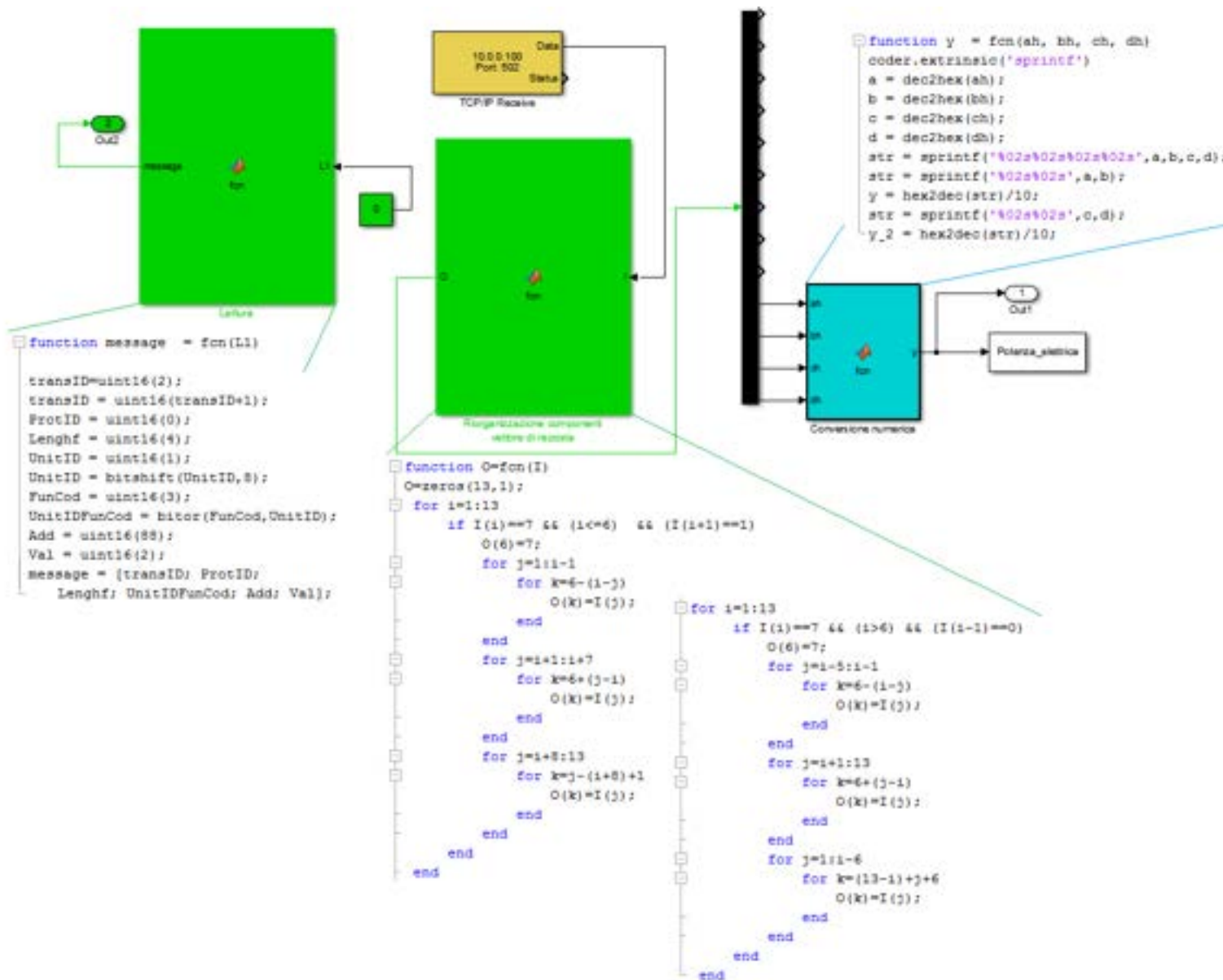


Figura 61: modello MatLab/Simulink della lettura

La funzione di scrittura, descritta nella Math Function di Figura 62, è implementata impostando la Function Code pari a 5 per scrivere una variabile digitale o a 6 per scriverne una analogica.

Per scrivere un parametro digitale è necessario abilitare prima le seguenti due funzioni del registro Modbus dell'emulatore:

- Enable the use of RAM memory setpoint for Master Unit Control (indirizzo 49, deve essere posto pari a 1);
- Heart bit to be zero by BMS (indirizzo 50, deve essere posto pari a 0).

Nel codice di scrittura, sono presenti due variabili: L1 e L2.

L2 indica l'indirizzo della variabile da scrivere; se questa viene posta pari a 77 corrisponde al registro Modbus per scrivere il numero di giri del compressore.

Invece L1 indica il valore da scrivere moltiplicato per 10. Questo viene di volta in volta stabilito dal sistema di controllo in Simulink in funzione della logica implementata : inseguimento fotovoltaico, inseguimento misto, funzionamento normale.

La macchina (in questo caso l'emulatore) di default lavora con una potenza che è proporzionale alla differenza di temperatura tra il setpoint e la temperatura di mandata del fluido. Per abilitare la scrittura del numero di giri oltre alle suddette impostazioni, è necessario prima cambiare il tipo di gestione della macchina.

Questo può essere effettuato o mediante il pGD (Dispaly) nella voce "Manual request hp" o via Modbus ponendo pari a 1 l'indirizzo 16 della variabile digitale: Manual request from primary circuit enable.

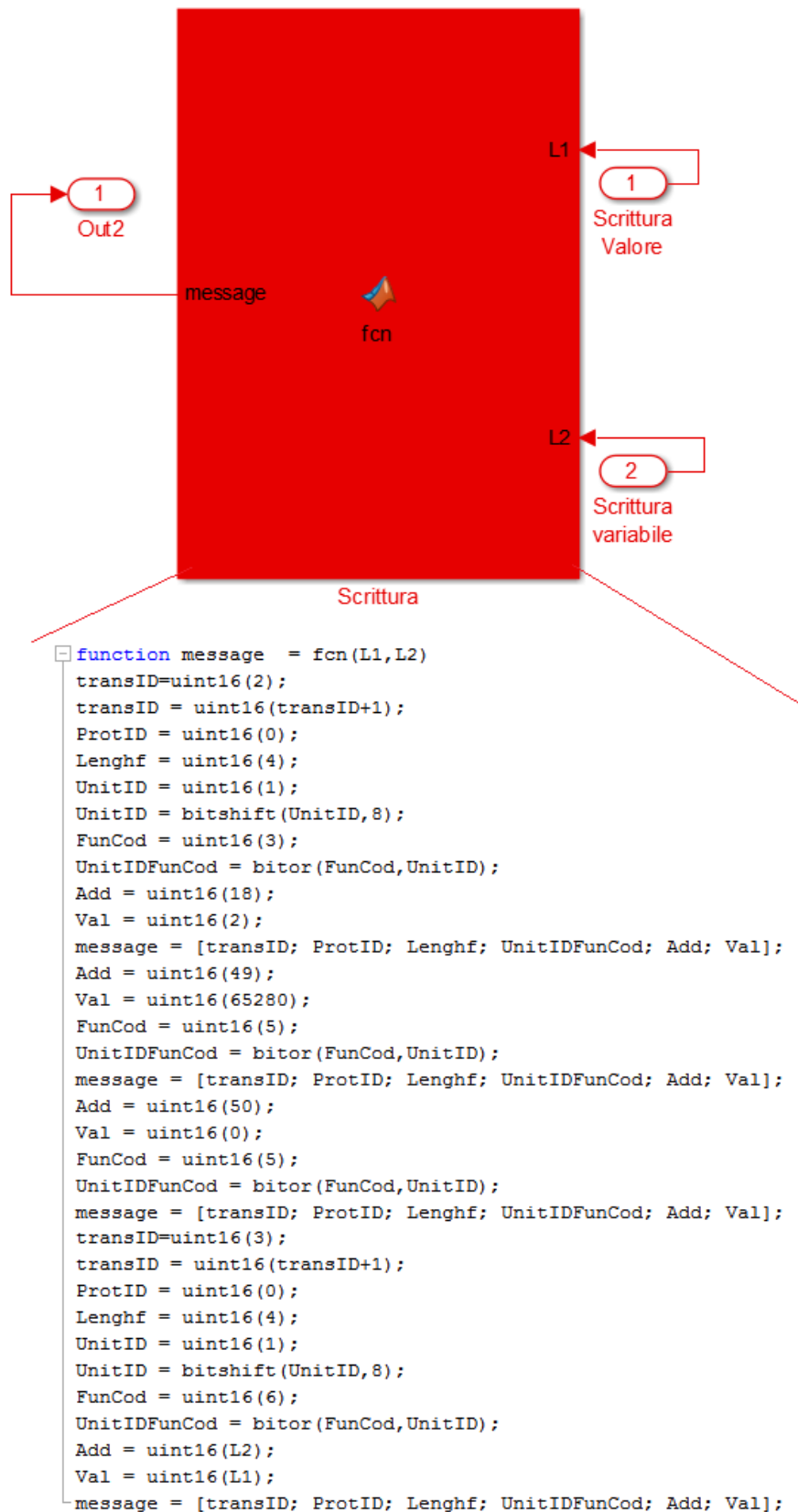


Figura 62: modello MatLab/Simulink della scrittura

Non è possibile scrivere e leggere il registro contemporaneamente, in quanto significherebbe mandare due richieste simultanee ad una stessa porta.

Questa criticità è fortemente limitante per la gestione automatizzata del sistema ibrido, in quanto il sistema di controllo ha bisogno di un feedback retroazionato dalla macchina per modulare i segnali di uscita in funzione delle informazioni lette in tempo reale sullo stato di funzionamento.

Per superare tale criticità è stato predisposto un segnale 0-1 pulsante, (blocco "pulse generator" di Figura 60) il quale abilita in modo alternato la lettura e la scrittura. Per garantire una pronta retroazione, la durata del segnale alto (scrittura) è inferiore al secondo mentre il segnale basso (lettura) ha una durata maggiore (di qualche secondo). In questo modo non accade mai che la porta riceva contemporaneamente segnali di scrittura e lettura.

La soluzione sopra indicata genera comunque un problema: il passaggio dalla funzione scrittura alla funzione lettura il blocco "receive" di Simulink perde il sincronismo del messaggio inviato dal gateway, cioè non riesce ad ordinare in maniera corretta le 13 componenti che costituiscono l'informazione secondo protocollo Modbus, causando una lettura errata dei valori forniti dalla scheda BMS.

Per risolvere questo problema, si è constatato che per il segnale di lettura la sesta componente del vettore è sempre il numero 7, seguito sempre dal numero 1 e preceduto sempre dallo 0; pertanto è stato implementato un algoritmo riportato in Figura 61 che in funzione di questi punti di riferimento è in grado di riordinare il vettore in ingresso al demux.

Sono state effettuate diverse prove (alcune di queste riportate di seguito) con le quali è stato verificato che le ultime 4 componenti sono sempre quelle corrette.

#### 2.4.4 Curve di funzionamento del compressore

Grazie all'utilizzo dell'emulatore Figura 57 è stato possibile osservare le due modalità di funzionamento reale dell'inverter: automatica (controllo base) e con controllo esterno

Nella modalità di funzionamento automatica, il compressore lavora ad una determinata percentuale del numero di giri in base alla differenza tra il setpoint e la reale temperatura di mandata del fluido. Il numero di giri oscilla tra il 100 %, con una differenza di temperatura superiore o uguale a 10 °C, e il 30 % con una differenza di temperatura al di sotto di 3 °C.

Se la differenza tra i due valori si annulla il compressore riceve in ingresso il segnale di spegnersi.

Questa tipologia di funzionamento come descritto di seguito è stata utilizzata nella prova di funzionamento normale e in quella con il controllo ad inseguimento misto.

Nella seconda modalità l'inverter riceve dal sistema di controllo esterno il numero di giri da far raggiungere al compressore. Questa logica è stata utilizzata nelle 5 prove riportate di seguito in cui viene applicato l'inseguimento fotovoltaico.

Con lo schema di Figura 57 è stato possibile ricavare empiricamente le reali curve di funzionamento del compressore (potenza elettrica assorbita in funzione del salto termico) implementate nel modello simulink del sistema di controllo.

Utilizzando il sistema di Figura 57 è stato selezionato un compressore tra quelli presenti nell'emulatore, compatibile con il modello installato nella pompa di calore del sistema ibrido sperimentale, è stato impostato via Simulink il salto termico tra setpoint (fissato ad un valore di 45°C) e la reale temperatura di mandata (segnale di temperatura inviato alla scheda BMS dell'emulatore).

Impostando salti di temperatura decrescenti da 10 a 0 °C, si è ottenuto in risposta dall'emulatore dell'inverter, la percentuale di modulazione del numero di giri e la potenza elettrica assorbita dal compressore come riportato in Figura 63.

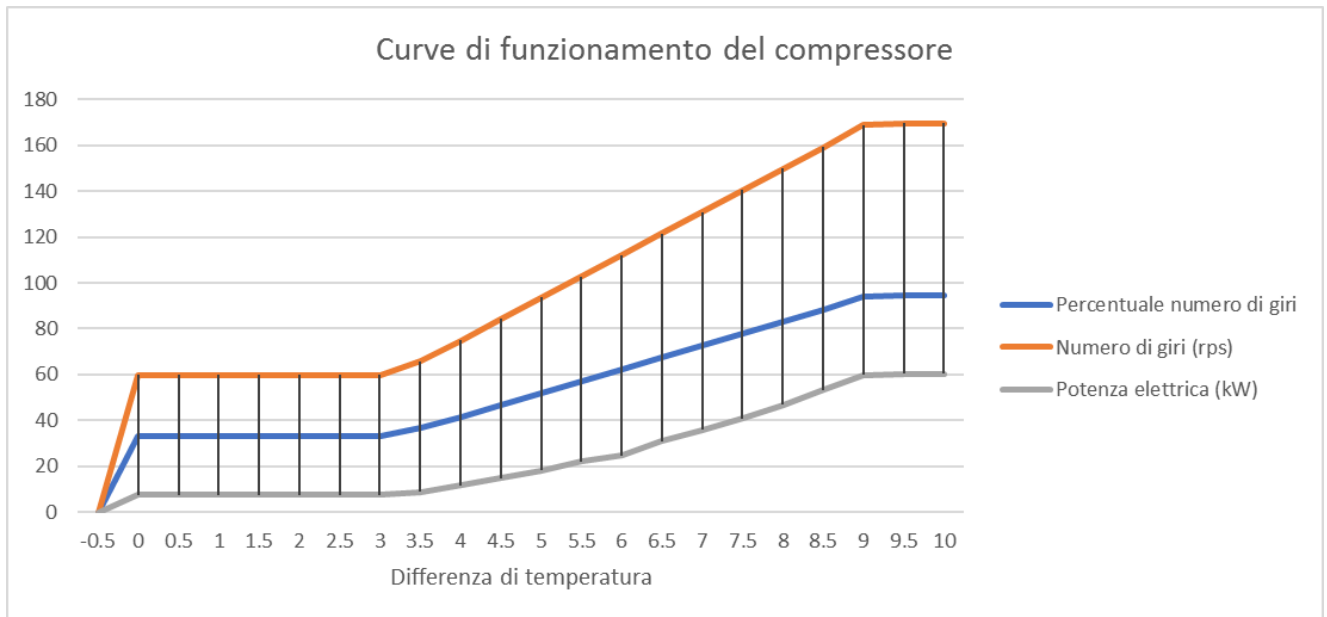


Figura 63: curve di funzionamento del compressore, in funzione della differenza di temperatura tra il setpoint e quella di mandata del fluido, ricavate mediante l'emulatore dell'inverter e pompa di calore

#### 2.4.5 Descrizione dello schema per provare il sistema di controllo base della pompa di calore

In questa sezione viene descritto il sistema utilizzato per provare il controllo base della pompa di calore ,utilizzando l'emulatore hardware di Figura 57 al fine di validarne il funzionamento.

In Figura 64 si riporta lo schema implementato per la regolazione della potenza termica dell'emulatore della pompa di calore in funzione del salto tra il setpoint e la reale temperatura dell'accumulo termico.

Tramite una lookup table "da DeltaT a % numero di giri" di Figura 64, viene convertita la suddetta differenza di temperatura in un grado di parzializzazione del compressore come indicato nel grafico di Figura 63; da quest'ultimo si ricava il numero di giri che viene inviato all'emulatore (blocco "scrittura numero di giri")

Tramite il blocco lettura viene letta dall'emulatore l'effettiva potenza elettrica assorbita dall'inverter che moltiplicato per il COP consente di ricavare la reale potenza termica fornita agli accumuli termici.

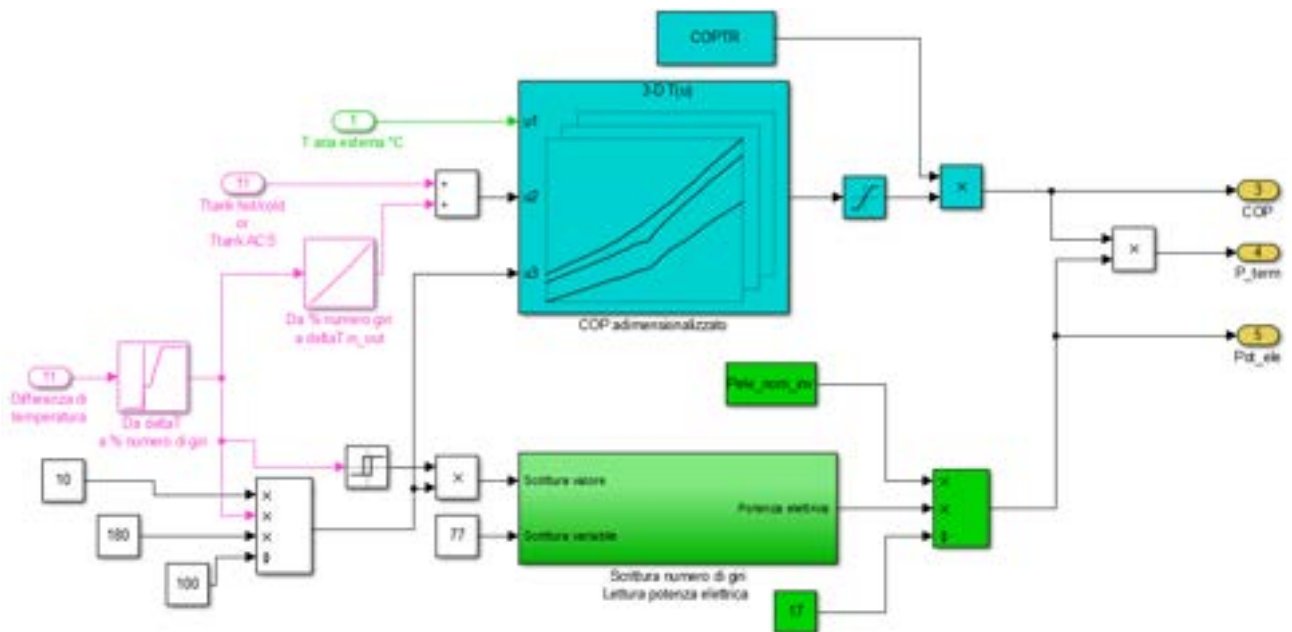


Figura 64: modello Simulink per controllare l'emulatore della pompa di calore con logica base

#### 2.4.6 Descrizione dello schema per provare la logica di controllo ad inseguimento fotovoltaico

Il controllo del numero di giri del compressore tramite la logica ad inseguimento fotovoltaico è stato effettuato seguendo lo schema di Figura 65, Riprendendo il modello del controllo fotovoltaico descritto nel report Report RdS/PAR2015/136, viene letta la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore (emulatore) e viene scritto il numero di giri del compressore.

La potenza assorbita dalla pompa di calore e quella generata dall'impianto FV vengono processate dal PID il quale, in funzione della loro differenza, genera un segnale per rallentare o accelerare il numero di giri del compressore fino a quando le due potenze si uguagliano.

Il segnale in uscita dal PID (registro 77) in protocollo Modbus su TCP/IP viene convertito dal gateway in Modbus su rs485 e inviato alla scheda BMS dell'emulatore, la quale modula l'inverter fino ad ottenere il numero di giri desiderato.

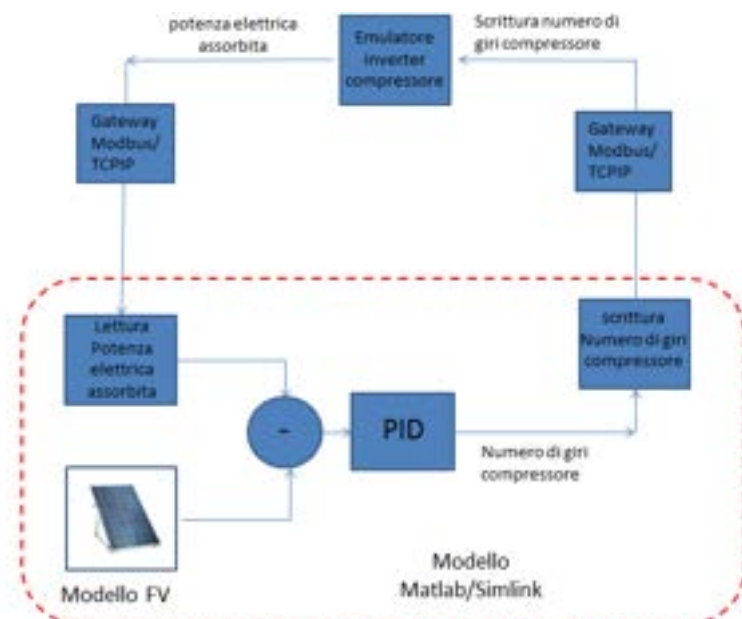


Figura 65: schema per controllare l'emulatore della pompa di calore con logica ad inseguimento fotovoltaico

#### 2.4.7 Descrizione dello schema per provare la logica di controllo ad inseguimento misto

Come descritto nei capitoli precedenti il modello del controllo misto si basa sulla previsione della reale potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore nelle effettive condizioni di funzionamento in modo da abilitarla all'accensione quando il fotovoltaico raggiunge una percentuale di copertura anche inferiore al 100%. Per utilizzare il controllo "misto" nella gestione dell'emulatore hardware della pompa di calore, sono state integrate nel modello di Figura 67 le lookup tables riportate in Figura 66, dove dalla differenza di temperatura tra il setpoint e quella dell'accumulo si ottiene direttamente la reale potenza elettrica assorbita dal compressore (validate precedentemente con lo stesso emulatore).

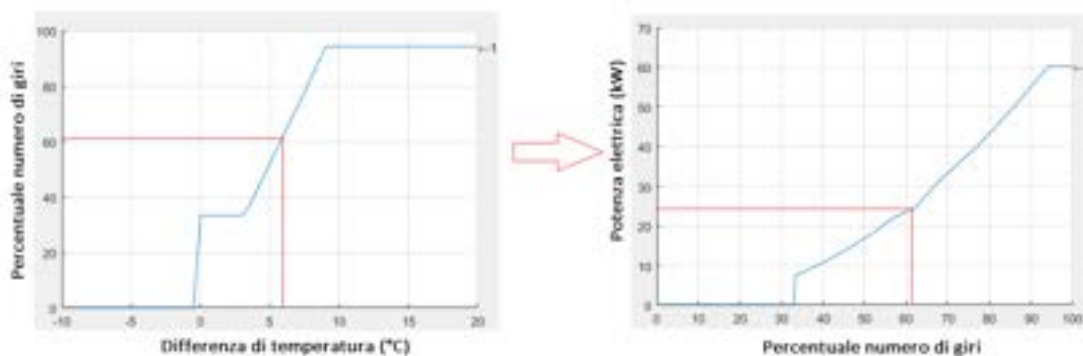


Figura 66: previsione della potenza consumata in funzione del salto di temperatura durante l'inseguimento misto

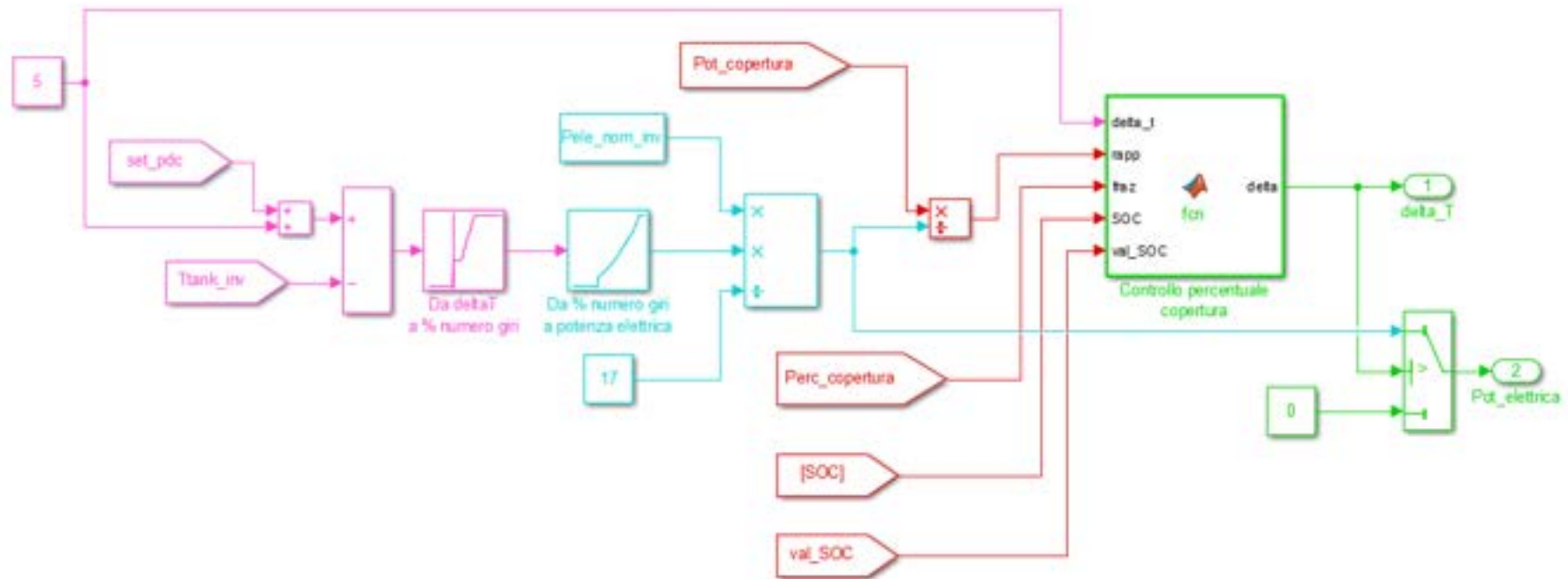


Figura 67: modello Simulink dell'inseguimento misto con l'emulatore

#### 2.4.8 Applicazione dei sistemi di controllo all'emulatore hardware delle pompa di calore

L'integrazione del modello Simulink con l'emulatore ha permesso di provare le logiche di controllo della PdC precedentemente descritte.

Poiché l'emulatore riproduce i reali tempi di adattamento dell'inverter alle nuove condizioni imposte dal controllo( esempio durata dei transistori di variazione del numero di giri), appare evidente come si stato necessario ridurre il passo di simulazione al fine di rendere isocrone la variazione delle grandezze simulate con quelle dell'emulatore; si è cioè fatto in modo che le costanti di tempo dell'emulatore e dei componenti del modello fossero coincidenti .

Nelle figure seguenti si riportano gli andamenti delle grandezze simulate (temperatura accumulo, potenza fotovoltaico) e dei profili reali generati dall'emulatore hardware della pompa di calore (potenza elettrica assorbita) in una giornata invernale per ciascuna logica di controllo implementata.

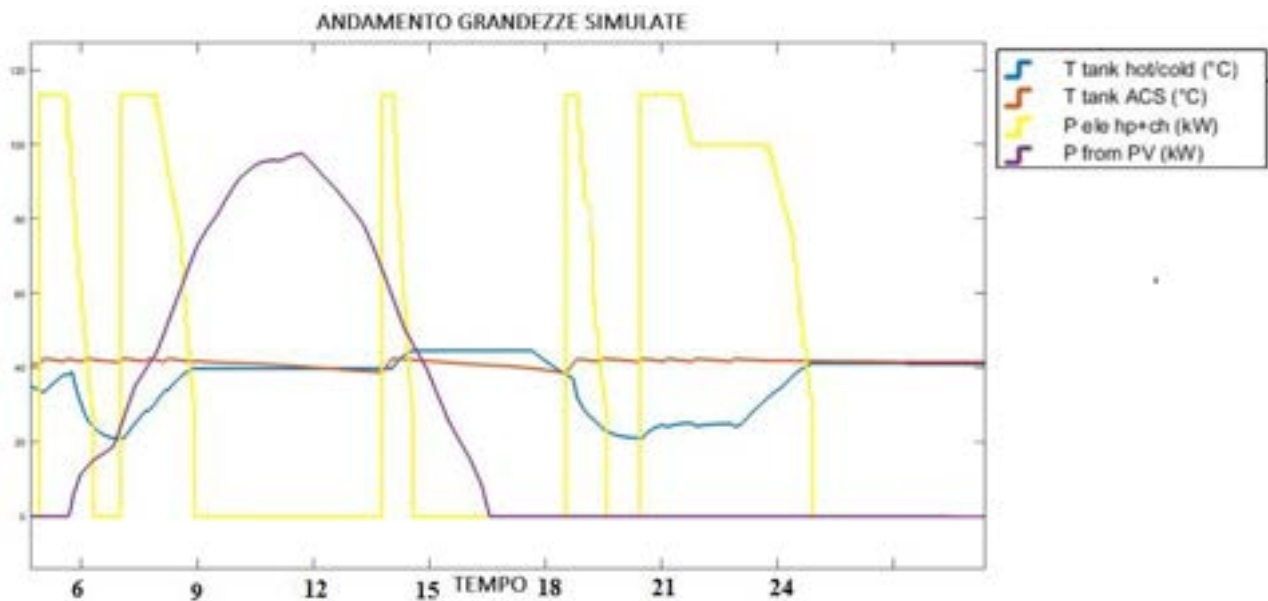


Figura 68: andamento temporale delle grandezze simulate in una giornata tipo ottenuto con l'emulatore: logica di normale funzionamento

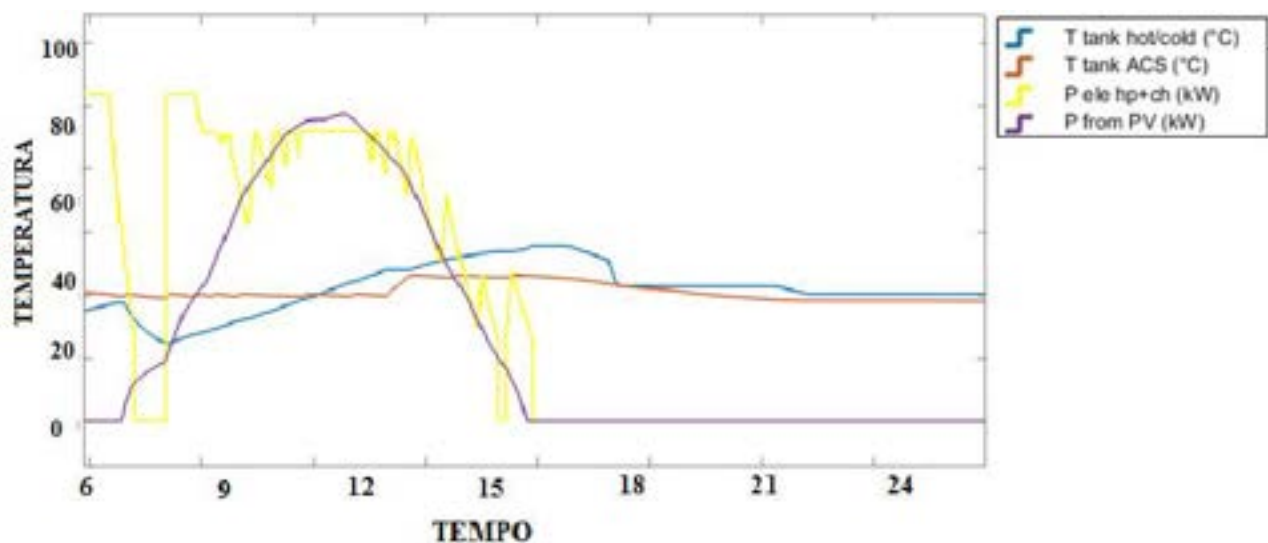


Figura 69: andamento temporale delle grandezze simulate in una giornata tipo ottenuto con l'emulatore: logica di inseguimento fotovoltaico

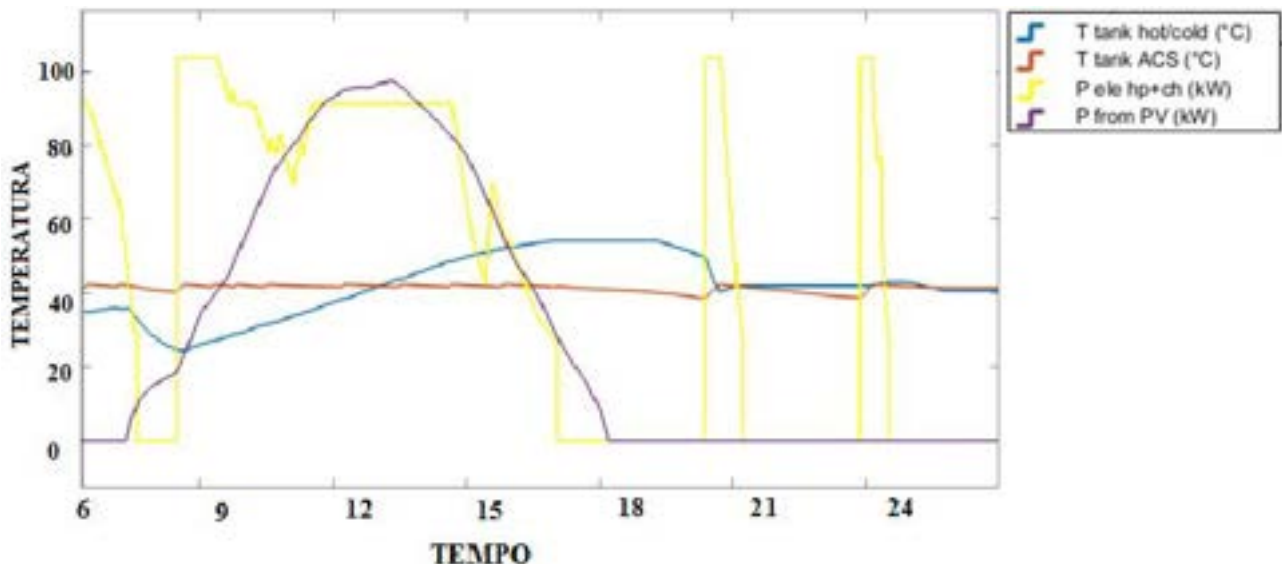


Figura 70: andamento temporale delle grandezze simulate in una giornata tipo ottenuto con l'emulatore: logica di inseguimento misto

#### 2.4.9 Considerazioni finali sui risultati del sistema di controllo applicati all'emulatore

Dai grafici riportanti nelle precedenti figure, le simulazioni del modello ibrido integrato all'emulatore appare evidente come quest'ultimo risponda alle logiche ipotizzate e implementate sul modello Simulink di partenza.

Si noti come le due logiche di inseguimento fotovoltaico e misto permettano di autoconsumare l'energia elettrica disponibile dal fotovoltaico seguendone quasi perfettamente il profilo.

L'applicazione delle logiche di controllo favoriscono notevolmente l'incremento dell'autosufficienza energetica istantanea della pompa di calore da fotovoltaico e, come si evince dalla Figura 69, grazie all'energia termica accumulata nelle ore diurne di carico nullo, la pompa di calore rimane spenta nelle ore serali di elevato carico termico diversamente dal funzionamento in assenza di controllo (Figura 68).

Nonostante le prove siano state effettuate utilizzando un simulatore e emulatore hardware, in attesa di effettuare le prove con l'impianto sperimentale, dai suddetti risultati si può dedurre come il sistema ibrido e le logiche di controllo implementate possano ridurre realmente l'impatto con la rete degli impianti rinnovabili non programmabili e dei carichi elettrici per la climatizzazione.

Dalle simulazioni con l'emulatore si è anche constatata la durata dei transitori del compressore modulato dall'inverter.

Infatti quando il compressore si avvia, esso inizialmente si porta al suo massimo numero di giri per un minuto, ciò al fine di assicurare il ritorno dell'olio di lubrificazione al compressore; dopo si porta al valore richiesto con una variazione di 2,7 rps/s.

Se viene scritta una velocità minore di quella minima consentita, esso si porta al regime minimo (cioè al più basso numero di giri consentito) e funziona in tale stato per 20 secondi circa, per poi spegnersi. Con l'inseguimento fotovoltaico si è constatato che se sul registro (mentre il compressore funziona ad un certo regime) viene scritta una velocità inferiore a quella minima e poi viene subito scritto un valore maggiore, il compressore prima si spegne e poi si riaccende.

Quanto constatato potrebbe comportare un funzionamento instabile; allora il controllo ad inseguimento fotovoltaico è stato corretto nel seguente modo al fine di evitare il suddetto problema.

Se la potenza minima assorbita dalla PdC è fornita dal fotovoltaico, sul registro Modbus del BMS viene scritto il valore minimo necessario al fine di evitare che la pompa di calore si spenga evitando in questo modo transitori di accensione e spegnimento che oltre a non permetterebbero al PID di funzionare bene, aumenterebbero l'impatto con la rete sia in immissione sia in prelievo.

La relativa facilità con cui le logiche ipotizzate su Simulink sono state applicate ad un dispositivo reale come l'emulatore, costituisce un punto di forza a favore di una futura implementazione delle logiche sulla pompa di calore reale del sistema ibrido sperimentale.

### 3. Progettazione esecutiva di un impianto prova per la sperimentazione dei sistemi ibridi per la climatizzazione degli edifici da fonte rinnovabile con accumulo termico ed elettrico

#### 3.1 Introduzione

In questa sezione si riportano le parti principali del documento di progettazione esecutiva dell'impianto ibrido effettuata dai tecnici dell'Unità UTEE AVEE di ENEA e una descrizione dell'impianto realizzato presso il C.R ENEA Casaccia.

Le soluzioni progettuali hanno consentito di riprodurre il modello d'impianto ibrido implementato in Matlab/simulink con l'obiettivo di provare i sistemi di controllo che consentono di incrementare in condizioni economicamente vantaggiose l'autoconsumo e l'autosufficienza da fonti rinnovabile e ridurre l'impatto con la rete.

L'impianto progettato è costituito da due sezioni separate: sezione termica e sezione elettrica. La sezione termica è costituita da una pompa di calore tipo aria/acqua ad inverter da 33 kWt con possibilità di modulare da remoto il numero di giri del compressore, da due accumuli inerziali da 1,5 mc ciascuno, da un accumulo per l'ACS da 1 mc e da due dry cooler (da 70 kW ciascuno) per emulare i carichi termici.

La modulazione del carico termico verrà effettuato per mezzo della coppia valvole motorizzate circolatore a velocità variabile attraverso un protocollo Modbus su TCP/IP proveniente dal sistema di controllo in grado di riprodurre i profili di carico per diverse tipologie di utenze. Gli accumuli termici e i sistemi valvole-circolatori sono stati installati all'interno della cabina per preservare l'impianto dagli agenti atmosferici. La sezione elettrica è costituita da un impianto fotovoltaico da 11,4 kWp (40 moduli monocristallino da 285 Wp), da un sistema di accumulo al litio da 16 kWh e un carico elettronico da 10 kW connessi come riportato nei successivi schemi.

#### 3.2 Sito di installazione

L'impianto ibrido in progetto verrà installato nell'area adiacente all'Edificio F83 dell'area Capanna del Centro di ricerche dell'ENEA Casaccia

Via Anguillarese 301 – 00123, Roma

Dati geografici del sito:

Latitudine: 42° 02' 40" Nord

Longitudine: 12° 18' 16" Est

Altitudine: 147 m s.l.m.

Dati di irraggiamento: da Atlante Italiano della radiazione solare <http://www.solaritaly.enea.it/>

Dati relativi al vento e al carico di neve: da DM 14 gennaio 2008 e s.m.i.

La figura 1, riporta l'ubicazione del sito oggetto dell'intervento.



Figura 71 - Centro ricerche ENEA Casaccia sito per l'installazione dell'impianto Ibrido sperimentale



Figura 72: Dettaglio sito di installazione dell'impianto ibrido, cabina 1 (C1) e cabina 2 (C2) e area oggetto di posa del campo fotovoltaico

### 3.2.1 Posizionamento delle due cabine per l'installazione dei componenti termici ed elettrici

Le cabine 1 e 2 indicate in Figura 72 sono adibite alla collocazione dei principali componenti delle due sezioni d'impianto, in particolare:

- in cabina 1 (C1) è installato il quadro generale impianto ibrido, l'inverter FV, il sistema di accumulo elettrochimico, il carico elettronico e il sistema di acquisizione e controllo impianto
- in cabina 2 (C2) sono installati gli accumuli caldo/freddo, l'accumulo ACS, le valvole motorizzate, i circolatori con inverter, il sistema idraulico e il quadro elettrico di alimentazione dell'impianto termico

Le due cabine certificate ENEL DG 2092, sono posizionate nell'area pertinente l'edificio F83 del centro di ricerca di Casaccia come indicato in Figura 76.

Si riportano Figura 73 le caratteristiche geometriche (prospetti, la pianta e le dimensioni) e costruttive delle due cabine.



Figura 73: caratteristiche geometriche e costruttive delle cabine

Come si nota dalla Figura 73, le cabine poggiano su una vasca di contenimento alta 63 cm. Nelle usuali applicazioni (cabina secondaria di trasformazione MT/BT) questa è interrata ed i fori vengono utilizzati per l'arrivo dei cavi elettrici. Nell'impianto ibrido invece le vasche non saranno interrate e i fori verranno utilizzati per il passaggio delle tubazioni idrauliche nella cabina termica e dei cavi elettrici nella cabina contenente i componenti elettrici

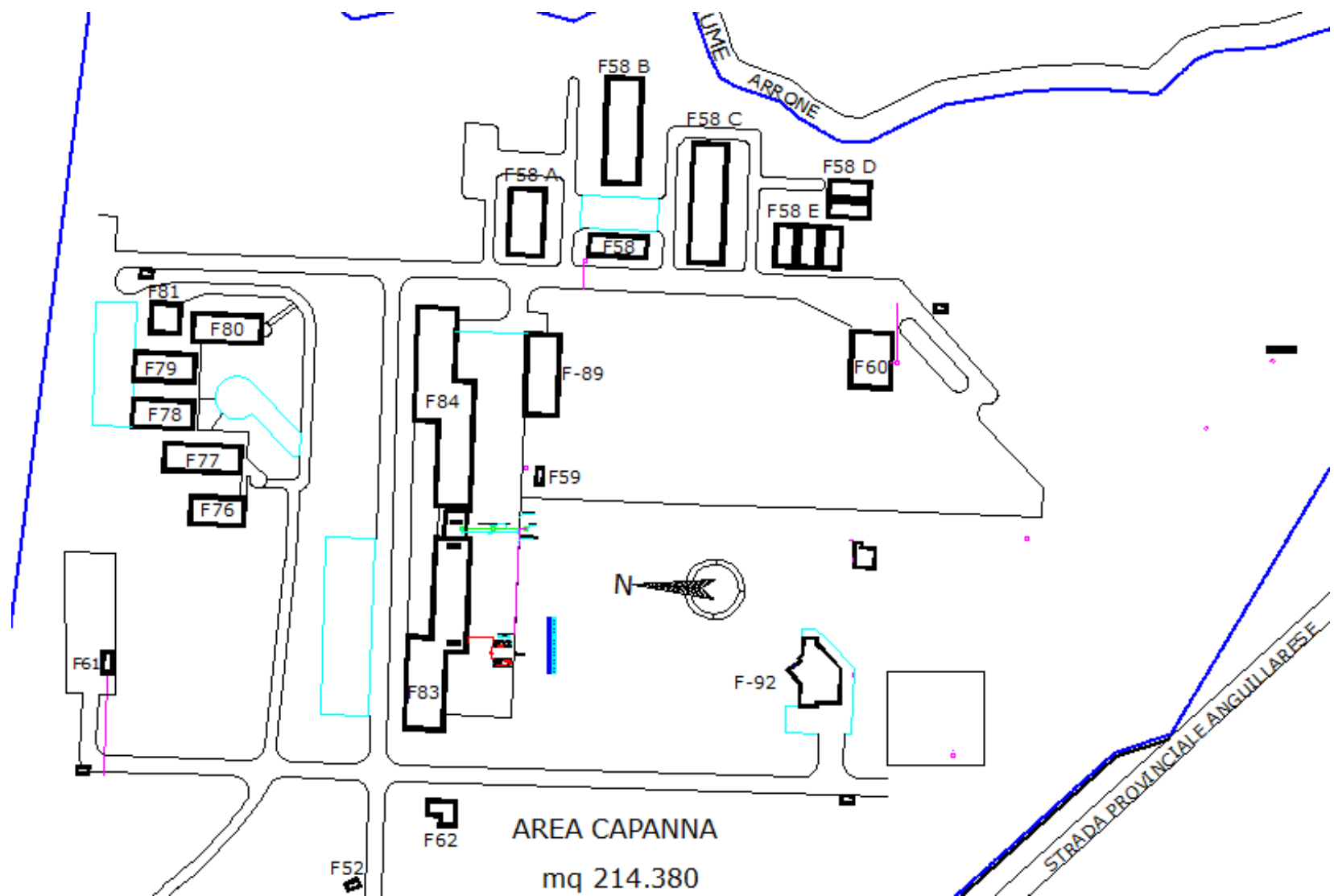


Figura 74: planimetria sito di installazione impianto in progetto

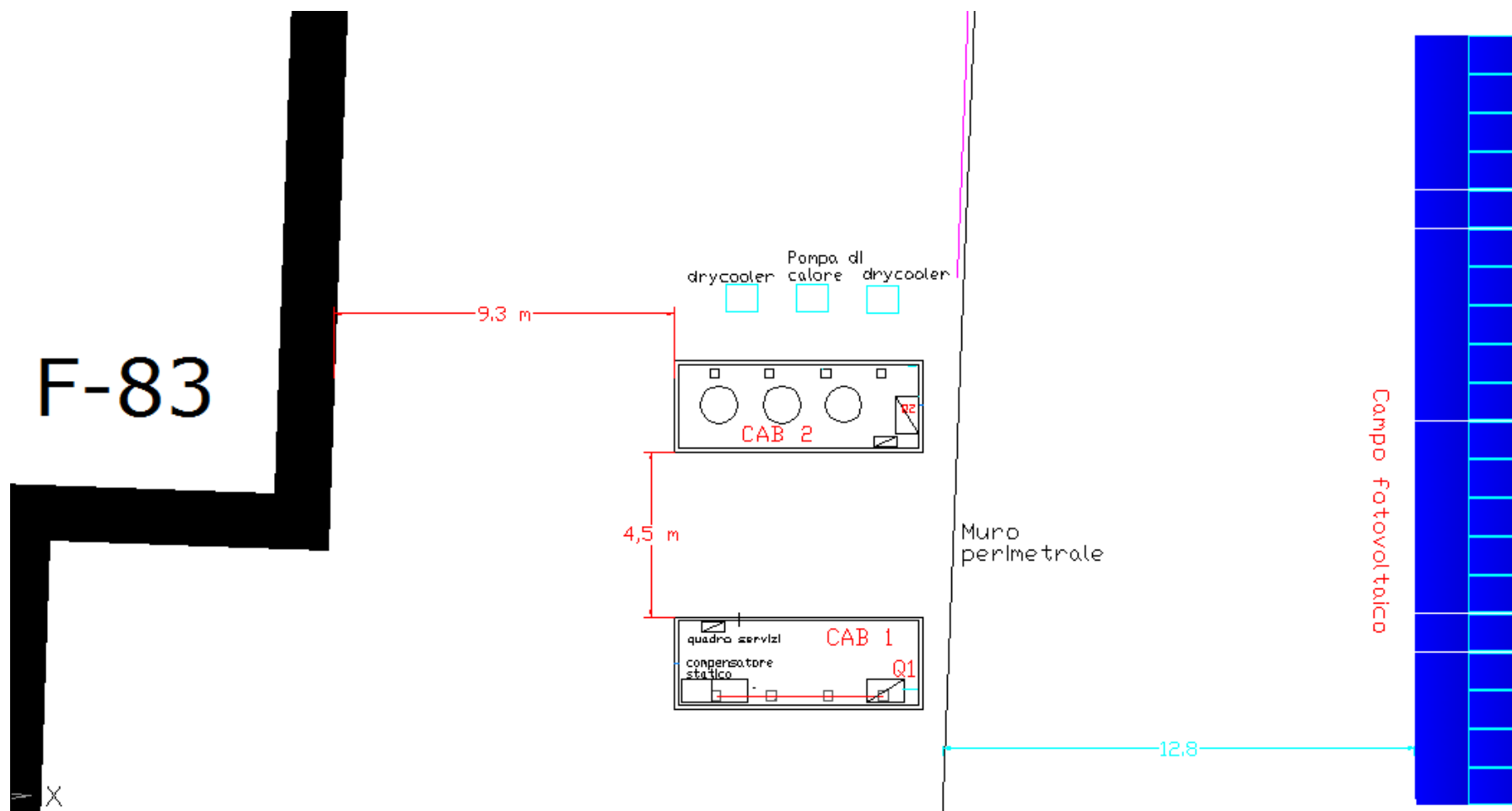


Figura 75: dettaglio posizionamento delle due cabine e del campo fotovoltaico

### 3.3 Dimensionamento della sezione elettrica

La sezione elettrica dell' Hybrid plant, è costituita da un impianto fotovoltaico con accumulo elettrochimico e da due quadri elettrici posizionati nei locali tecnici 1 e 2 indicati in Figura 72 descritti di seguito  
Il C.R. ENEA di Casaccia è alimentato da una dorsale in AT a 150 kV. In cabina primaria sono presenti due trasformatori AT/MT dai quali si dipartono i feeder in media tensione a 8,4 kV per alimentare con una distribuzione ad anello aperto 21 Cabine secondarie MT/BT distribuite all'interno del centro.  
L'impianto ibrido in oggetto è alimentato in bassa tensione a 380 V; il punto di consegna dell'alimentazione dell'impianto è la partenza numero 118 del quadro generale di bassa della Cabina 20 come riportato nello schema seguente.

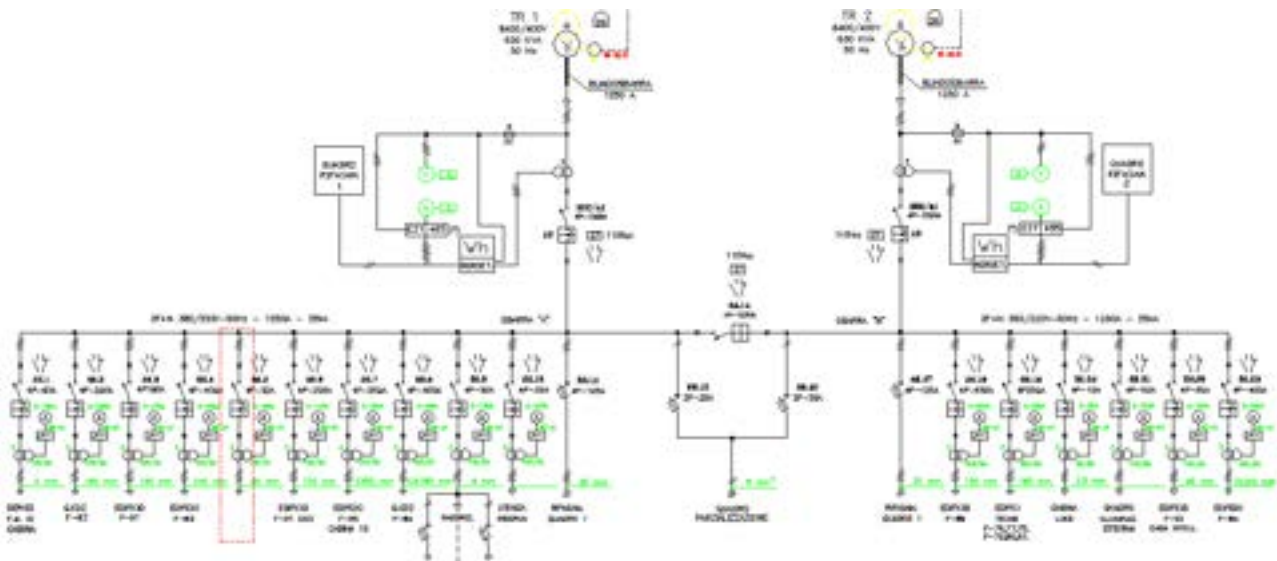


Figura 76: Schema unifilare cabina 20, quadro generale di bassa tensione e indicazione punto di consegna alimentazione impianto ibrido (linea rossa).

In cabina 20 sono installati due trasformatori da 650 kVA gestiti normalmente con il congiuntore aperto, quindi le utenze in bassa tensione sono alimentate in parte dal Trafo 1 e in parte dal Trafo 2. Il punto di consegna dell'impianto ibrido è alimentato normalmente dal solo Trafo 2.

Si riportano di seguito le caratteristiche principali del punto di consegna nel quadro generale di bassa tensione di cabina 20:

- tensione di alimentazione: 380 V
- fasi di alimentazione: 3 F + N + T
- sistema di distribuzione : TNS
- protezione linea di alimentazione: magnetotermico In 150 [A] potere di interruzione 65 kA.

#### 3.3.1 Normativa e Leggi di riferimento per il dimensionamento dell'impianto elettrico

Ciascun componente dell'impianto elettrico del sistema ibrido in progetto dovrà rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle norme tecniche di riferimento, ed in particolare :

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua

CEI 61439-1: "Apparecchiature assemblate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)

CEI 11-17;V1: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica-Linee in cavo

CEI EN 50525-2-72: Cavi elettrici - Cavi energia con tensione nominale non superiore a 450/750 V (U0/U)

CEI EN 60898-2: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua

Normativa fotovoltaica

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-21 variante 2

Per la connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica si applica quanto prescritto nella Deliberazione n. 99/08 (Testi Integrato delle Connessioni Attive) dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas e successive modificazioni. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra citate, i documenti tecnici emanati dai gestori di rete.

In merito alla connessione dei sistemi di accumulo alla rete elettrica si applica quanto prescritto nella Deliberazione n. 574/2014/R/eel e nel successivo provvedimento 642/2014/R/eel, a seguito dell’aggiornamento, da parte del CEI, della Norma CEI 0-21 (Variante 2).

### 3.3.2 Dimensionamento impianto fotovoltaico

Il dimensionamento e la scelta dei componenti dell’impianto fotovoltaico è stato effettuato seguendo i seguenti punti:

1. Valutazione dell’area disponibile in sagoma e superficie.
2. Valutazione delle caratteristiche morfologiche dell’area (eventuali ombreggiamenti).
3. Tipologia dell’utenza e profilo di carico previsto (nel caso in progetto è stato considerato lo scopo sperimentale per il quale l’impianto deve essere dimensionato).
4. Ottimizzazione della producibilità annua.
5. Predisposizione degli spazi adeguati fra le file parallele che costituiscono il campo fotovoltaico.
6. Posizionamento ottimale dell’inverter e dei quadri elettrici contenenti le apparecchiature di manovra e sezionamento.

L’impianto è progettato inoltre per avere:

- una potenza lato corrente continua superiore all’85% della potenza nominale del generatore fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento (S.T.C=1000 W/mq)
- una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore al 90% della potenza lato corrente continua (efficienza del gruppo di conversione); pertanto, una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore al 75% della potenza nominale dell’impianto fotovoltaico, riferita alle condizioni di irraggiamento STC (1000 W/mq).

Per le finalità del progetto di ricerca per il quale verrà realizzato l’impianto fotovoltaico, questo deve essere in grado di coprire la massima potenza assorbita dalla pompa di calore modulabile con inverter e installa anella sezione termica del sistema come descritto nei successivi paragrafi.

Si riportano di seguito le caratteristiche della pompa di calore nelle condizioni di massima potenza elettrica assorbita nelle condizioni estive, in quanto queste si avvicinano alle condizioni STC di prova dei moduli FV.

- Potenza frigorifera massima erogata (Air 35°C – Water 23/18°C) : 29 kW

○ Potenza elettrica assorbita : 9.25 kW

Considerate le suddette caratteristiche della pompa di calore si è scelto di dimensionare l'impianto FV come di seguito indicato

$$P_{ca} = P_{cc} * 0.75 = 8.90 \text{ kW}$$

$$P_{cc} = P_{ca} / 0.75 = 12.3 \text{ kWp}$$

dove

- $P_{ca}$  : è la potenza massima erogata in corrente continua dall'impianto FV per compensare il fabbisogno massimo della pompa di calore (valutato in
- $P_{cc}$ : potenza di picco del generatore fotovoltaico in corrente continua valutata in condizioni STC (Standard test condition, 25°C, irraggiamento 1000 W/mq)

L'effettiva potenza nominale dell'impianto dipende dal numero e tipo di moduli commerciali scelti per costituire il generatore fotovoltaico descritto di seguito.

L'intero impianto installato deve godere di una garanzia di prodotto non inferiore a due anni a far data dal collaudo dell'impianto stesso, mentre i moduli fotovoltaici devono godere di una garanzia di prodotto non inferiore a 10 anni. La garanzia di potenza dei moduli dovrà coprire il 90% nei primi 10 anni, l'80% nei successivi 15 anni.

In Figura 77 si riporta lo schema unifilare della sezione elettrica installata in Cabina 1 e comprendente l'alimentazione dell'impianto fotovoltaico, l'accumulo sperimentale con inverter bidirezionale (AFE Active Front END), l'adattatore di stringa che consentirà la connessione in DC dell'impianto FV con il sistema d'accumulo e il Sistema di Protezione d'Interfaccia (SPI) prevista dalla CEI 021.

## Arrivo linea da punto di consegna Cabina 20

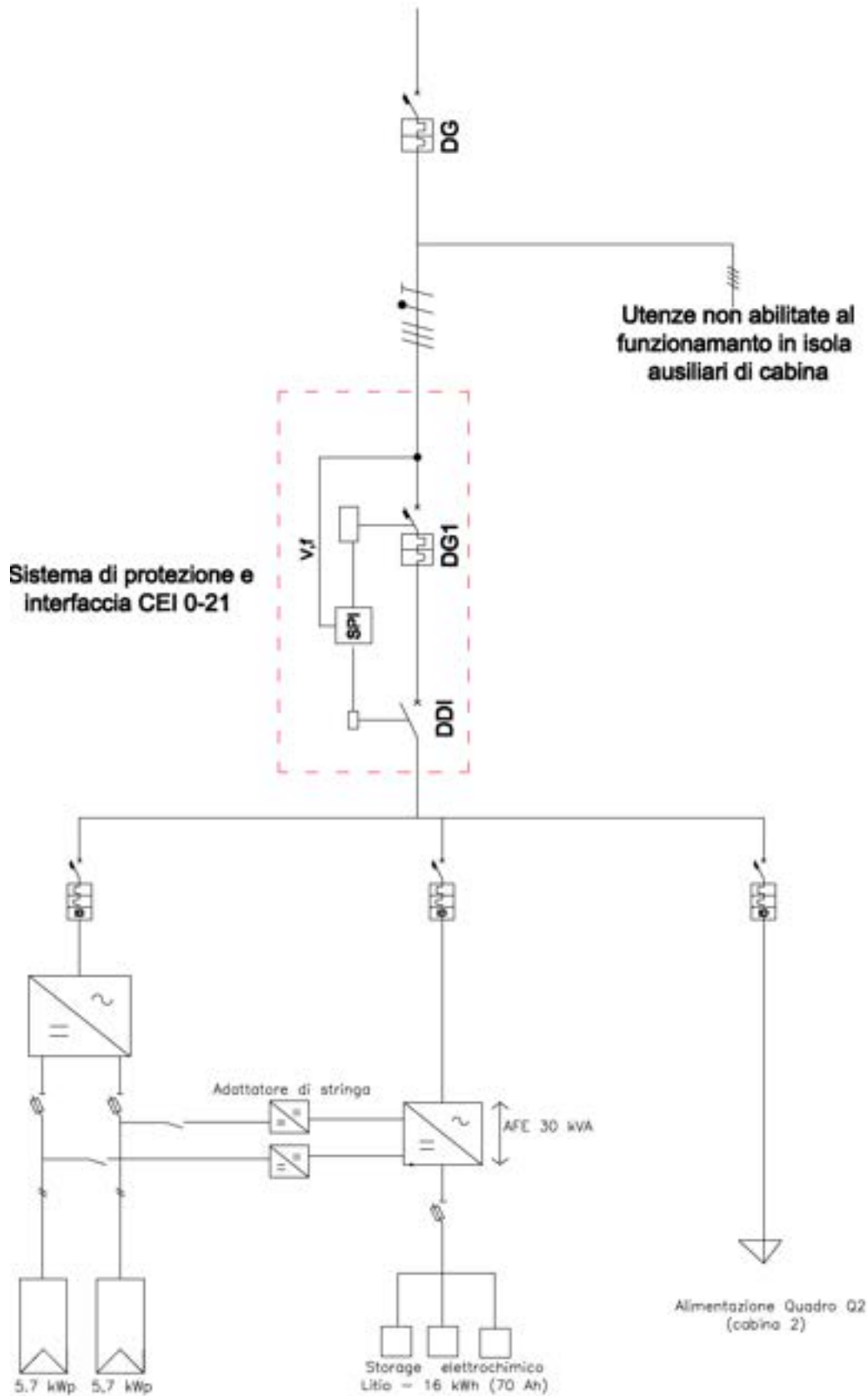


Figura 77: schema unifilare sezione elettrica impianto ibrido in progetto in cabina 1 – (FV con sistema di accumulo sperimentale)

### 3.3.3 La scelta della tecnologia fotovoltaica

I moduli individuati sono realizzati con celle al silicio monocristallino che sfruttano la tecnologia CELLO. Questa tecnologia sostituisce 3 barre collettrici con 12 fili sottili per migliorare la potenza di uscita e l'affidabilità. Inoltre questa tipologia di moduli è in grado di captare la luce incidente sia sulla parte anteriore sia sulla parte posteriore della cella. Questa tecnologia consente alle celle MonoX™ di lavorare in maniera più efficiente rispetto alle celle solari tradizionali, con una resa maggiore e grado di efficienza che superare il 21%. Inoltre le celle presenti nei moduli scelti sono realizzate a partire da substrati di silicio drogato di tipo n mediante fosforo. L'utilizzo di questo tipo di substrato, sebbene comporti un costo maggiore del modulo rispetto alla media di mercato, riduce drasticamente il degrado dell'efficienza nel tempo, tipico invece delle celle solari realizzate su substrati di silicio drogati di tipo p mediante Boro e dovuto ad indesiderati effetti della radiazione solare sui composti Boro Ossigeno (B-O) presenti all'interno dei substrati di silicio drogato di tipo p.

Il modulo fotovoltaico individuato è conforme alla norme tecniche IEC 61215, IEC 61730-1/-2, presenta una garanzia pari a 12 anni su i difetti fabbricazione, 25 anni sulla garanzia lineare ( decadimento annuale 0,6%). Si riportano in Tabella 3-1 le caratteristiche principali del modulo fotovoltaico.

Tabella 3-1: caratteristiche principali del modulo fotovoltaico

Potenza di picco modulo P <sub>n</sub>	285 W
Tensione alla massima potenza V <sub>mpp</sub>	31,8 V
Tensione a circuito aperto V <sub>oc</sub>	38,7 V
Corrente alla massima potenza I <sub>pm</sub>	8,99 A
Corrente di corto circuito I <sub>sc</sub>	8,6 A
Efficienza del modulo	17,4 %
Lunghezza	1640 mm
Larghezza	1000 mm
Spessore	40 mm
Peso modulo	17,0 kg
Superficie singolo modulo	1,64 mq
Coeff. di temperatura P <sub>mpp</sub> -	-0,420 %/°C
Coeff.di temperatura V <sub>oc</sub>	-0,30 %/°C
Coeff.di temperatura I <sub>sc</sub>	0,003 %/°C

### 3.3.4 inverter fotovoltaico

Il sistema di conversione per il collegamento del generatore fotovoltaico alla rete è costituito da un inverter trifase tipo SMA modello Sunny Tripower 12000TL-20 (Tabella 3-2). Questo tipo di inverter, essendo senza trasformatore, consente di raggiungere rendimenti elevati fino al 98,3%.

In merito alla Compatibilità Elettromagnetica (EMC), è provvisto della marchiatura CE che garantisce la conformità alla Direttiva 2004/108/CE.

Relativamente al collegamento alla rete, l'inverter in questione risulta conforme alla norma CEI 0-21.

Tabella 3-2: caratteristiche inverter trifase

Potenza massima lato CC	18 k Wp
Potenza nominale lato CA	12000 Wp
Corrente massima lato CA	17,3 A
Temperatura operativa	-25°C a 60°C
Intervallo di tensione per MPP/nominale [V]	400 V - 800V /580 V
Massima tensione ingresso CC [V]	1000 V
Numero di ingressi MPPT indipendenti lato CC	2
Massima Corrente di ingresso in A/ in B [A]	18 A/10 A
Campo di lavoro frequenza di rete	50 Hz – 60 Hz
Tensione di funzionamento Rete ( $\pm 10\%$ )	220 V – 240V
Fattore di potenza alla potenza massima	1
Rendimento max [%]	98,3
Grado di protezione IP	65
<b>Monitoraggio corrente di dispersione lato CC</b>	<b>Si</b>
Larghezza / Altezza / Profondità	470 / 730 / 240 [mm]
Peso	38 Kg

Al fine di un corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico è necessario verificare che la tensione MPP di stringa, valutata nelle condizioni estreme di temperatura della cella ricada all'interno del range di tensione MPP di ciascuno dei due ingressi dell'inverter.

Inoltre occorre verificare che le tensioni di stringa a vuoto e nelle condizioni estreme di temperatura e irraggiamento rispettino le tensioni massime dei due ingressi indipendenti dell'inverter.

La scelta dei moduli e il dimensionamento dell'inverter deve essere tale che il rapporto di potenza nominale (Potenza CC massima inverter/potenza di picco campo fotovoltaico) deve rispettare un range di valori compresi tra il 95% e il 115%.

Come da schema allegato (vedi tavole di progetto in Appendice 2 ), l'inverter verrà installato all'interno della cabina 1, in posizione prossima al quadro elettrico generale dell'impianto.

L'installazione dell'inverter deve essere tale da garantire una adeguata ventilazione al fine di assicurarne un corretto funzionamento. Il problema è particolarmente rilevante per installazioni in interno. Gli inverter, richiedono adeguate distanze di rispetto (spazi che devono essere lasciati liberi attorno all'inverter per permettere la circolazione dell'aria di raffreddamento), che sono indicate nei manuali a corredo.

### 3.3.5 Dimensionamento campo fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un unico campo costituito da due stringhe da 10 moduli, da un quadro di sezionamento stringa (Qcc) e da un convertitore CC/CA (inverter). Si riportano di seguito le caratteristiche della stringa:

**Tabella 3-3: Caratteristiche di ciascuna stringa del campo fotovoltaico**

CARATTERISTICA STRINGA		
Funzionamento elettrico	flottante	
Numero di Moduli per Stringa	20	
Tensione Stringa a 50°C (MPP)	572	V
Tensione Stringa a 70°C (MPP)	526	V
Voc: tensione a vuoto singola Stringa (-10°)	851	V
Corrente stringa (MPP)	8,99	A
Corrente di Corto Circuito	8,60	A
Potenza singola Stringa in STC	<b>5,70</b>	<b>kWp</b>

Dal confronto delle caratteristiche di stringa con le caratteristiche d'inverter riportate in Tabella 3-2, si può osservare come le condizioni di un corretto funzionamento dell'inverter sono rispettate in quanto i punti di lavoro della stringa descritti in Tabella 3-3 rientrano nel range di funzionamento dell'inverter lato CC. Il campo fotovoltaico installato, sarà quindi così composto:

**Tabella 3-4: caratteristiche del campo fotovoltaico in progetto**

Potenza di Picco dell' impianto in STC	<b>11,4</b>	<b>kWp</b>
N° sotto campi	1	
N° stringhe totali	2	
N° Moduli totali	40	
N° inverter totali	1	
Superficie netta occupata in pianta	20	m <sup>2</sup>
Totale corrente di cortocircuito lato CC	8,6	A

Utilizzando il software PVGIS è stata stimata la produzione annua media dell'impianto fotovoltaica in progetto con i seguenti dati di input:

- Potenza nominale del sistema FV: 11.4 kW (silicio cristallino).
- Stime di perdite causata da temperatura e irradianza bassa: 10.5% (usando temperatura esterna locale).
- Stima di perdita causata da effetti di riflessione: 2.6%.
- Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0% Perdite totali del sistema FV: 25.0%.

Si riporta nella Tabella 3-5 la produzione media giornaliera, mensile e totale dell'energia in CA prodotta dal campo fotovoltaico in progetto, inclinato di 30° e orientato a sud (Azimuth 0°).

Tabella 3-5: produzione annua impianto fotovoltaico stimato con PVGIS

Sistema fisso: inclinazione=30°, orientamento=0°				
Mese	$E_d$	$E_m$	$H_d$	$H_m$
	<i>Produzione media giornaliera [kWh]</i>	<i>Produzione media mensile [kWh]</i>	<i>irraggiamento medio giornaliero sul piano dei moduli [kWh/mq]</i>	<i>irraggiamento medio giornaliero sul piano dei moduli [kWh/mq]</i>
Gen	27.1	839	2.95	91.5
Feb	38.4	1080	4.25	119
Mar	45.9	1420	5.22	162
Apr	51.8	1550	6.02	181
Mag	56.2	1740	6.69	207
Giu	59.1	1770	7.2	216
Lug	61.7	1910	7.6	236
Ago	59	1830	7.23	224
Set	50.4	1510	6.02	181
Ott	40.8	1260	4.71	146
Nov	29.9	898	3.35	100
Dic	26	806	2.85	88.5
<b>Media annuale</b>	<b>45.6</b>	<b>1390</b>	<b>5.35</b>	<b>163</b>
<b>Totale per l'anno</b>		<b>16600</b>		<b>1950</b>

### 3.3.6 Quadro sezionamento stringhe: Qcc

I quadri elettrici per il sezionamento delle stringhe, indicati con Qcc1 e Qcc2 negli schemi progettuali allegati in Appendice 1, sono collocati in cabina 1 e posizionati a parete nelle immediate vicinanze dell'inverter (Appendice 2). I quadri di stringa avranno un grado di protezione minimo IP55 e realizzati in materiale termoplastico autoestinguente contenente i seguenti dispositivi:

- Un sezionatore categoria DC21B da 1000 Vdc;
- portafusibili da 20 A;
- un limitatore di sovratensione da 1000 V per DC in configurazione Y collegati tra i terminali di ogni stringa e tra questi e la terra;
- morsetteria a vite per le connessioni cavi CC stringa e cavi CA inverter Connettori per ingresso stringhe;
- pressacavi per uscite verso inverter;
- guida DIN;
- dichiarazione di conformità CEI 61439-1;
- marcatura CE.

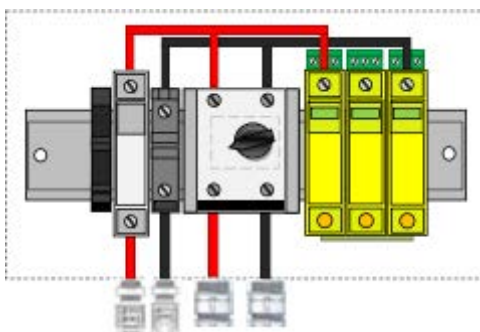


Figura 78: esempio di quadro sezionamento stringa

### 3.3.7 Compensatore statico - sistema d'accumulo elettrico sperimentale

Come previsto dall'attività sperimentale, la pompa di calore e l'impianto fotovoltaico in progetto saranno integrate oltre che con un sistema d'accumulo termico anche con un sistema di accumulo a Litio dotato di un sistema di potenza (inverter bidirezionale) per regolazione dei flussi potenza attiva e reattiva scambiati con il carico locale e con la rete.

Il sistema, denominato compensatore statico, è stato già impiegato nelle precedenti annualità dell'Accordo di Programma per la compensazione dei sovraccarichi generati dalle colonnine di ricarica veloce dei veicoli elettrici testate all'interno del C.R. Casaccia e l'integrazione di queste con impianti a fonte rinnovabili.

Il compensatore statico risulta conforme a quanto previsto dalle seguenti normative:

- Direttiva 2006/95/CE
- CEI EN 50178/1999
- CEI EN 60146-1-1/1997
- CEI EN 61000-6-2/2006
- CEI EN 61000-6-4/2007

Il sistema ha una grande versatilità dovuta alle diverse funzioni che può svolgere, anche contemporaneamente, infatti oltre alla compensazione di potenza attiva e reattiva consente il possibile funzionamento in isola nell'evenienza di un distacco non previsto o programmato dalla rete rivestendo quindi un ruolo fondamentale nella gestione delle risorse specie quelle rinnovabili non programmabili. Grazie a questa funzione sarà possibile nella prossima annualità provare il funzionamento della pompa di calore non connessa alla rete e alimentata in isola dal solo impianto FV.

Nello schema di Figura 79 sono riportati i componenti fondamentali che compongono il compensatore statico oggetto di studio:

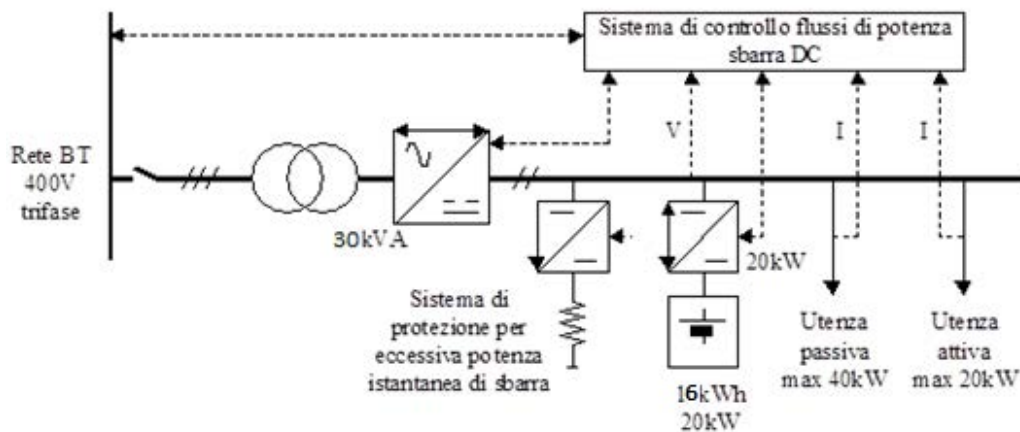


Figura 79: Schema semplificato compensatore statico.

Come si può osservare dal suddetta schema unifilare, il sistema è costituito dai seguenti componenti:

- Trasformatore di isolamento da 30 [kVA]
- Inverter bidirezionale da 30 [kVA] (funzionamento 4 quadranti)
- Accumulo a litio da 16 [kWh] ( 6 batterie in serie ciascuna composta da da 12 celle al litio per una tensione di 44 V e 70 Ah)
- Barra in corrente continua a 600 [V]
- Predisposizione per utenza passiva alimentata in DC (es. ricarica veicolo elettrico, o utenza passiva alimentata in isola)
- Predisposizione per utenza attiva collegata alla barra DC (es. campo fotovoltaico)
- Interfaccia CAN per il controllo da remoto (Speedgoat, Arduino) della potenza attiva e reattiva e il monitoraggio dei principali parametri di funzionamento (stato di carica batterie tensione singole celle, temperatura singole celle, stato di equilibratura celle, cc)

### **Sistema di Potenza bidirezionale**

Il compensatore ha un dispositivo di controllo per la gestione dei flussi di potenza sulla sbarra in corrente continua interfacciato con i convertitori DC-DC dell'accumulo e del sistema di sfioramento passivo, nonché con l'inverter.

In fase di carica (prelievo di potenza dalla rete o dal campo FV – setpoint di potenza negativo) la potenza elettrica immessa dall'inverter nei condensatori del DC link (barra a 600V) tende a far alzare la tensione di linea; il regolatore PI comanda la modulante del DC-DC in modo da scaricare i condensatori sull'accumulo mantenendo in questo modo la tensione di barra a tensione costante (con oscillazioni di pochi Volt durante i transitori).

In fase di scarica (potenza iniettata in rete o al carico – setpoint di potenza positivo) l'inverter tende a scaricare i condensatori del DC link con conseguente abbassamento della tensione di barra. Il regolatore PI comanda il DC-DC dell'accumulo in modalità booster in modo da erogare la stessa potenza prelevata dall'inverter mantenendo la barra a tensione costante.

Il punto di lavoro dell'inverter è definito tenendo conto in particolare dello stato di carica (SOC: "State Of Charge") delle batterie (limitazione in potenza per  $20\% < SOC < 80\%$ ) e dei servizi erogati verso la rete o il carico (immissione o accumulo di potenza) .

Il sistema di controllo fornisce i set-point di potenza ai dispositivi attuatori secondo una regolazione definita dall'utente localmente o da remoto secondo i segnali provenienti via CAN dal software di gestione implementato in Simulink.

Il compensatore è connesso alla rete BT tramite un trasformatore 400V/320V da 30 [kVA] con collegamento lato rete zig-zag e lato inverter stella con neutro. La scelta dello zig zag riveste un ruolo fondamentale per il controllo della distorsione armonica infatti l'inverter funzionante in controllo PWM va in sovr modulazione quindi l'utilizzo di questo tipo di trasformatore attenua le componenti di quinta e settima armonica oltre che ad offrire un isolamento elettrico e una alimentazione per carichi monofase squilibrati.

### **Sistema di accumulo a Litio:**

Le batterie utilizzate nel compensatore statico, modello SLPB serie (Superior Lithium Polymer Battery), prodotta da Kokam Co, sono di tipo ricaricabile in cui il sistema elettrochimico è composto dall'elettrodo negativo in carbonio e quello positivo in litio cobalto manganese e ossido di nichel ( $\text{LiMnNiCoO}_2$ ), con elettrolita composto da una soluzione di esafluorofosfato di litio, che è un sale di litio il quale a temperatura ambiente si presenta come una polvere cristallina bianca inodore, in solvente organico di Etilen carbonato (EC) + Etilmetil carbonato (EMC). La batteria è composta da sei moduli ed ogni modulo composto da 12 celle da 3.7 [V] in serie con una tensione per ogni modulo di 44,5 [V]. Ogni modulo ha una capacità di 70[Ah]. In uscita dalla batteria si ha una tensione continua che può variare nell'intervallo 230/295 [V].

Le celle litio-ioni sono dotate di un apparato elettronico di controllo Battery Management System (BMS) per la gestione delle grandezze di cella quali tensione, corrente, temperatura, c e interviene nel caso in cui i parametri di funzionamento superino i limiti prefissati:.

In particolare è necessario evitare che, a causa della disuniforme tensione tra le diverse celle, alcune celle si portino a valori di tensione non ammissibili.



Figura 80: BMS batterie Kokam.

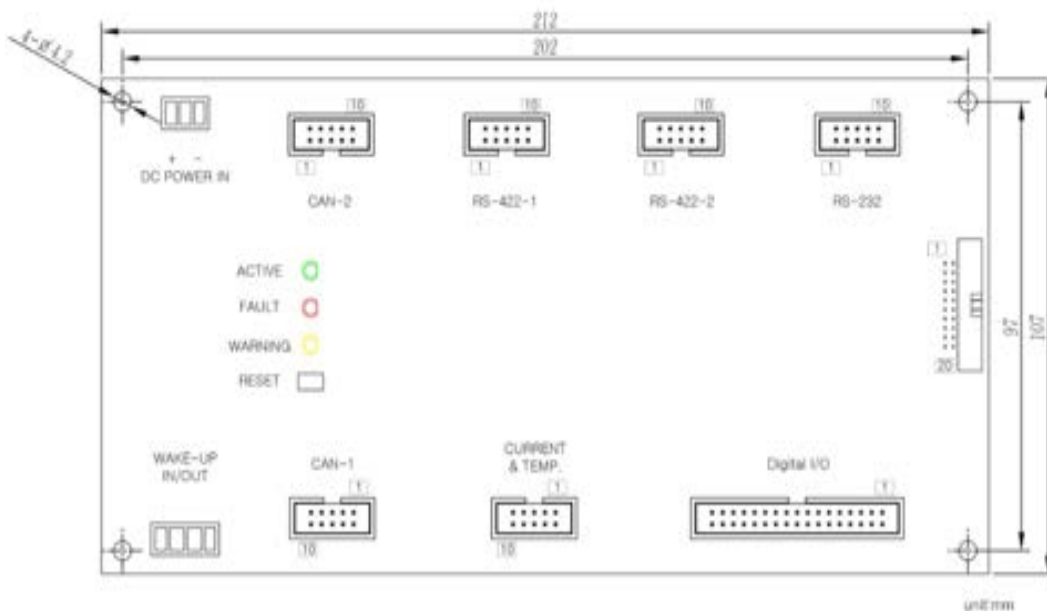


Figura 81: BMS, dettaglio porte.

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 quello delle celle più scariche.

In Figura 82 è riportato uno screenshot dei parametri e dei valori di funzionamento del BMS.

Parameter	Data Range	Value	Units
Number of Parallel	1 - 28	8	
Number of Module	1 - 28	6	
Nominal Battery Capacity	0.1 Ah(1 mAh - 1000Ah)	70.0	Ah
Cell Charge Max Voltage	1 mV (4000mV - 4300mV)	4120	mV
Cell DisCharge Min Voltage	1 mV (2000mV - 3500mV)	3300	mV
BMS Shutdown Voltage	1 mV (2000mV - 3000mV)	2900	mV
Hall Sensor Type Define	0,1	0	
Hall Sensor Type Value	0 - 1000	100	
Equalization Min Voltage	1 mV (3000mV - 4000mV)	3630	mV
Balance Start Min Amp	0.1 A(1 mA - 100 SA)	2.5	A
Balance Start DCR Voltage	1 mV (1mV - 800mV)	25	mV
Balance End DCR Voltage	1 mV (1mV - 100mV)	10	mV
High Voltage Warning Level	1 mV (3000mV - 4100mV)	4100	mV
High Voltage Cut-Off Level	1 mV (4000mV - 4100mV)	4200	mV
Low Voltage Warning Level	1 mV (2000mV - 3100mV)	3000	mV
Low Voltage Cut-Off Level	1 mV (2500mV - 3100mV)	2900	mV
High Temp Warning Level	1 degC (30 degC - 100 degC)	50	degC
High Temp Cut-Off Level	1 degC (30 degC - 100 degC)	55	degC
Low Temp Warning Level	1 degC (-40 degC - -10 degC)	0	degC
Low Temp Cut-Off Level	1 degC (-40 degC - -10 degC)	-5	degC
Cell Imbalance Warning Level	1 mV (1mV - 1000mV)	300	mV
Cell Imbalance Cut-Off Level	1 mV (1mV - 2000mV)	700	mV
High Current Warning Level	1 A(1 - 1000A)	125	A
High Current Cut-Off Level	1 A(1 - 1000A)	100	A
CAN2_Data_ID_LSB		0x509	
CAN2_Data_ID_MSB		0x190	
CAN2_Status_ID_LSB		0x559	
CAN2_Status_ID_MSB		0x190	

Figura 82: limiti operativi: parametri, intervalli e allarmi.

In Figura 83 è riportata l'interfaccia grafica delle tensioni di cella con i limiti operativi di tensione di cella massimi e minimi.

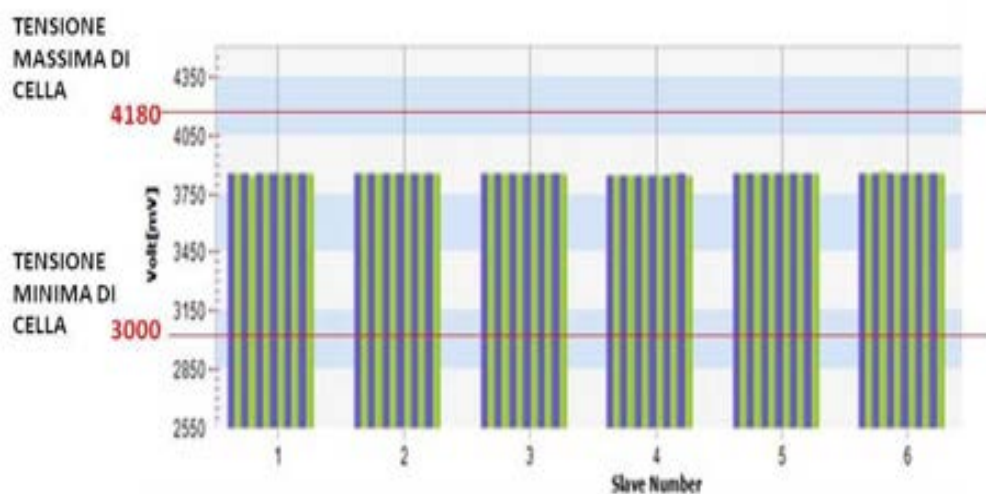


Figura 83: interfaccia BMS tensioni di cella di ogni modulo

### Connessione compensatore statico con l'impianto fotovoltaico

Come indicato nello schema unifilare di Figura 77 sono previsti due tipologie di connessione del sistema di accumulo sperimentale con la rete

- connessione alla rete AC a monte dell'inverter fotovoltaico. secondo schema di figura 11-c della CEI 021
- connessione (sperimentale) lato CC impianto FV utilizzando due convertitori DC/DC (PV String Optimizer) dotato di un evoluto algoritmo di Maximum Power Point Tracking MPPT, in grado di ottimizzare la potenza prodotta da ogni singola stringa. l'ottimizzatore DC/DC consentirà di adattare la tensione di stringa alla all'ingresso in corrente continua del compensatore statico che lavora ad tensione 600 Vcc.

### Dimensioni del sistema.

Il compensatore statico, come mostrato in Figura 84 ha un'altezza di 2220 mm, una lunghezza di 1800 mm e una larghezza di 600 mm. Il peso è di 450 Kg.

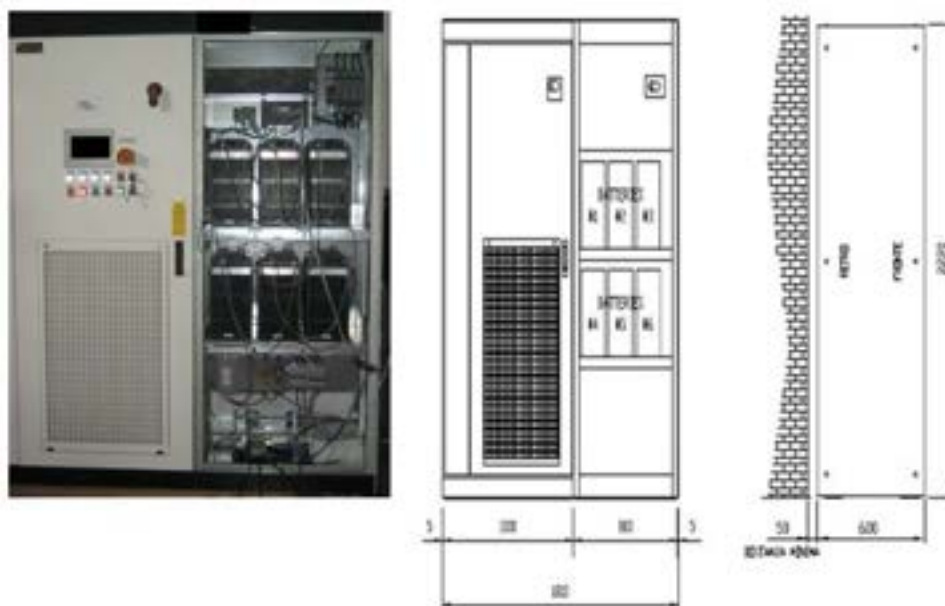


Figura 84: Dimensioni compensatore

### 3.3.8 quadro generale cabina 1 (Q1) e arrivo linea da rete ENEA

Come indicato nello schema unifilare in Appendice 1 , il quadro Q1 è preposto ad effettuare il collegamento al punto di consegna della rete interna ENEA (posto nel quadro elettrico generale di Cabina 20) della sezione elettrica dell'impianto ibrido in progetto, ed in particolare collega:

- l'inverter fotovoltaico da 12 kW
- il convertitore statico bidirezionale per gestire il sistema di accumulo trifase sperimentale;
- il quadro elettrico Q2 installato in cabina 2 per l'alimentazione della pompa di calore e di tutti gli ausiliari necessari per il funzionamento della sezione termica ;
- servizi ausiliari della cabina 1

All'interno del quadro, si distinguono i seguenti dispositivi di interruzione e protezione in conformità alle prescrizioni normative:

- interruttore automatico generale, con sganciatore di apertura e protezioni di massima corrente per il collegamento a quadro di arrivo linea;
- interruttore generale (DG) tipo magnetotermico per sezionare la rete destinata al funzionamento in isola; presenta una bobina a lancio di corrente alimentata dal sistema di protezione di interfaccia (SPI) per implementare il sistema di rinalzo
- Il relè di protezione di interfaccia (SPI) e dispositivo di interfaccia (DI) conformi a quanto previsto dalla CEI 021 Variante 2
- Interruttori automatici con sganciatore di apertura e protezioni di massima corrente e differenziale per il collegamento dell' inverter fotovoltaico, del convertitore statico bidirezionale e dei carichi monofase e trifase .

### 3.3.9 Quadro generale cabina 2 (Q2)

Il quadro Q2 è posizionato nella cabina 2 e come indicato nello schema unifilare appendice 2, è preposto ad alimentare le utenze della sezione termica ed in particolare:

- la pompa di calore aria/acqua da 33 kWt
- i due drycooler per la dissipazione del carico
- i circolatori
- le resistenze elettriche ausiliari degli accumuli termici

- le valvole motorizzate
- i servizi ausiliari della cabina 2

All'interno del quadro, si distinguono i seguenti dispositivi di interruzione e protezione in conformità alle prescrizioni normative:

- interruttore automatico generale, con sganciatore di apertura e protezioni di massima corrente per il collegamento al quadro generale Q1;
- Interruttori automatici con sganciatore di apertura e protezioni di massima corrente e differenziale per il collegamento delle suddette utenze di tipo monofase e trifase.
- contattori 230 V per l'inserzione delle resistenze elettriche degli accumuli dal controllo esterno
- alimentatori 12 V per l'alimentazione delle utenze in bassissima tensione (valvole motorizzate e sensori di temperatura)

### 3.3.10 Caratteristiche costruttive dei quadri

Dal punto di vista dimensionale, i quadri elettrici sono idonei ad ospitare quanto sopra elencato. Inoltre, i quadri sono progettati in modo che la temperatura al loro interno non raggiunga valori tali da compromettere il buon funzionamento delle apparecchiature, in accordo con le prescrizioni tecniche e di dimensionamento.

Il quadro elettrico generale fotovoltaico con accumulo è del tipo armadio metallico, poggiato a pavimento e hanno le seguenti caratteristiche:

- Corrente di corto circuito: 10 kA
- Materiale: lamiera
- Resistenza meccanica secondo norma CEI EN 50102
- Protezione: IP55

Le morsettiere sono provviste anche di morsetto di terra al quale riportare tutti gli elementi metallici (masse) interni al quadro per il loro collegamento a terra. Gli ingressi e le uscite sono tutte provviste di relativi pressa cavi compatibili con i tipi e sezione dei cavi utilizzati.

### 3.3.11 cablaggi

I cavi sono conformi alle norme applicabili, e soddisfano i seguenti requisiti:

- non propagatore di incendio;
- tipo unipolare per i circuiti di potenza in corrente continua

I cavi sono sistemati in modo da semplificare e ridurre al minimo le operazioni di posa in opera e dimensionati in modo da contenere le perdite resistite. Al proposito la caduta di tensione totale, valutata dal modulo fotovoltaico più lontano fino all'ingresso in corrente continua del convertitore è stata mantenuta entro il 2%.

Il cablaggio fra i moduli fotovoltaici fino al quadro stringhe fotovoltaiche è stato realizzato mediante cavi di tipo FG21M21 da 6 mmq con connettori del tipo Multicontact.

Il dimensionamento dei cavi di alimentazioni e delle dorsali è stato effettuato secondo il criterio termico e riportato negli elaborati e schemi elettrici in appendice. Nel calcolare la portata dei cavi si è tenuto presente eventuali coefficienti riduttivi, in funzione delle condizioni di posa e di più circuiti presenti nello stesso cavidotto. (tabelle di unificazione CEI-UNEL 35024-70 e 35023-70).

In particolare i conduttori sono scelti in modo che la loro portata ( $I_z$ ) sia superiore od uguale alla corrente di impiego ( $I_b$ ) degli apparecchi elettrici;

$$I_b < I_z$$

con  $I_b$  si indica il valore di corrente elettrica calcolato in funzione della massima potenza trasmessa.

La verifica elettrica delle condutture è stata effettuata con il criterio della massima caduta di tensione, verificando che la tensione di alimentazione delle utenze ultime non sia al di sotto di quella prevista dalla

CEI 64.8 (totale caduta di tensione contenuta entro il 4 % della tensione misurabile al punto di consegna ENEL) per data sezione dei cavi di alimentazione.

Si riportano di seguito le caratteristiche delle principali linee di alimentazioni in partenza dalla cabina 1, si rimanda per i dettagli agli schemi unifilari riportati in allegato

- Linea 0 : collegamento da punto di consegna Cabina 20 a Quadro generale Cabina 1, in cavidotto interrato esistente e in canaletta a parete tipo omega in vetroresina certificata ENEA:  
Cavo FG7OR 5G 35mmq, 70 m,
- Linea 2 : collegamento a quadro generale Cabina 2 in canaletta esterna a parete in vetroresina  
Cavo FG7OR 5G 25 mmq, 20 m, DV% = 2,32%
- Linea 3: collegamento da Quadro Q1 a compensatore statico trifase in Cabina 1, in canalina esterna a parete.  
Cavo FG7OR 16 mmq, 15 m, DV% = 2,39%
- Linea 4: collegamento da quadro Q1 a inverter fotovoltaico in cabina 1, in canalina esterna a parete  
Cavo FG7OR 5G 10 mmq, 10 m, DV% = 2,19%

Il tracciato del cavidotto è riportato in Appendice 2 (Figura 198 nel quale si evidenzia anche il punto di connessione alla rete.

### 3.3.12 calcolo corrente di cortocircuito per dimensionamento interruttori

Infine si è proceduto al calcolo delle correnti di corto circuito monofase, bifase e trifase nel punto di alimentazione dell'impianto ibrido al fine il potere di interruzione dell'interruttore magnetotermico generale di cabina 1 (quadro Q1). Dapprima, noti i valori di targa dei trasformatori di cabina 20, dal quale è derivata l'alimentazione dell'impianto in progetto, si è calcolata l'impedenza equivalente, riportata al secondario, dei due trasformatori (da 630 kVA ciascuno) posti in parallelo secondo le seguenti formule:

$$Z_{cc} = \frac{V_{cc\%}}{100} \cdot \frac{V_N^2}{A_N} \quad P_{cc} = P_{cc\%} \cdot P \quad R_{cc} \cong \frac{P_{cc}}{I_{n1}^2} \quad X_{cc} = \sqrt{Z_{cc}^2 - R_{cc}^2}$$

L'impedenza equivalente dei due trasformatori in parallelo è stata calcolata come di seguito e posta in serie all'impedenza di linea (cavo FG7OR 5G 35 mmq 70 metri):

$$I_{cc\text{monofase}} = \frac{1,1 \cdot E_n}{Z_t + Z_f + Z_n} \quad I_{cc\text{bifase}} = \frac{1,1 \cdot V_n}{2 \cdot Z_t + \sum_{i=1}^2 Z_{f_i}}$$

$$I_{cc\text{trifase}} = \frac{1,1 \cdot V_n}{(Z_t + Z_{f_i})}$$

Il calcolo della corrente di cto-cto è riportato in Tabella 3-6

Tabella 3-6: risultati dei calcoli delle correnti di cto-cto

Dati	Valori
Dati del trasformatore (kVA)	630
K trasformazione	20
Tensione lato alta (V)	8000
Tensione lato bassa (V)	400
Lunghezza cavo (F+N) (m)	240
Sezione (mm <sup>2</sup> )	35
R <sub>cond</sub> (Ω)	0.127
R <sub>ccond</sub> (Ω)	0.019
V <sub>cc</sub> %	6
P <sub>cc</sub> %	1.190
Z <sub>cc</sub> (Ω)	0.015
P <sub>cc</sub> (W)	7497
I <sub>2</sub> (A)	909
R <sub>cc</sub> (Ω)	0.003
X <sub>cc</sub> (Ω)	0.015
Z <sub>cc</sub> (Ω)	0.003+0.015i
Z <sub>eq</sub> 2 trasf. In parallelo (Ω)	0.0015+0.0075i
R <sub>eq</sub> monofase (Ω)	0.001511111
X <sub>eq</sub> monofase (Ω)	0.007
R <sub>tot</sub> (trasf+cavo) monofase (Ω)	0.128
X <sub>tot</sub> monofase (Ω)	0.026
Z <sub>tot</sub> (modulo) monofase (Ω)	0.131
I <sub>cto-cto</sub> monofase (A)	1937
R <sub>tot</sub> (trasf+cavo) bifase (Ω)	0.130
X <sub>tot</sub> (trasf+cavo) bifase (Ω)	0.034
Z <sub>tot</sub> (modulo) bifase (Ω)	0.134
I <sub>cto-cto</sub> bifase (A)	3276
R <sub>tot</sub> (trasf+cavo) trifase (Ω)	0.065
X <sub>tot</sub> (trasf+cavo) trifase (Ω)	0.017
Z <sub>tot</sub> (modulo) trifase (Ω)	0.067
I <sub>cto-cto</sub> trifase (A)	6552

Secondo il valore della corrente di cortocircuito trifase in corrispondenza del quadro Q1, è stato scelto un potere di interruzione del quadro Q1 e del quadro Q2 pari a 10 kA

### 3.3.13 Struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici

La superficie interessata all'installazione dei moduli fotovoltaici è pianeggiante, di forma rettangolare (pari a circa 40 m x 10 m) con il lato lungo nella direzione est - ovest. L'area in questione caratterizzata da terriccio argilloso ricoperto da uno strato di terriccio limoso/terra grassa, presenta lungo il bordo un cordolo di altezza media rispetto al piano della ghiaia pari a circa 30 cm. Sono presenti in direzione sud

corpi ombreggianti costituenti da alberi di alto fusto che potrebbero limitare la radiazione solare diretta sui moduli fotovoltaici; per il suddetto motivo sono stati individuati gli spazi utili all'installazione dei moduli come di seguito indicato al fine di evitarne l'ombreggiamento e la perdita di producibilità.

In Figura 87 è riportata la planimetria del sito di installazione con l'ubicazione degli impianti.

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici verrà realizzata mediante profilati in lamiera zincata a caldo tenuti fra loro mediante bulloneria in acciaio inox. Le strutture metalliche sono conformi alla EN1991-1-4:2005 Eurocode 1: Action on structures.

L'ancoraggio della struttura al suolo è garantito mediante puntazze sagomate infisse al suolo, in conformità alle NTC 2008 e s.m.i. La figura 1 e la figura 2 illustrano un particolare delle strutture di sostegno.

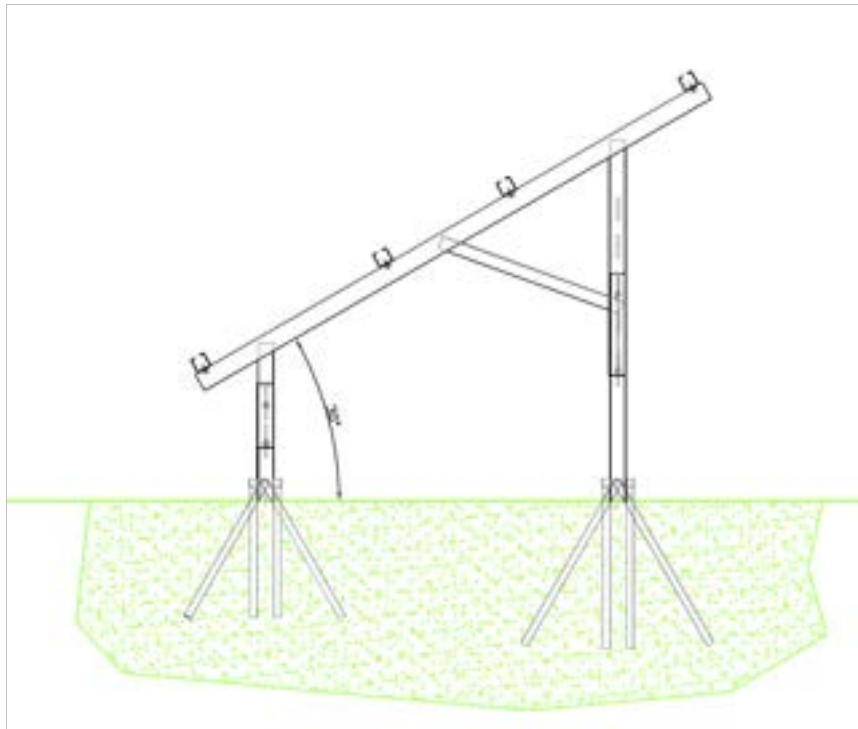
La struttura di sostegno presenta le seguenti caratteristiche

- ciascun elemento in grado di sostenere n.2 file da 5 moduli cadauna con altezza minima da terra di 80 cm e Tilt 30°.
- possibilità di estendere a 80 cm l'altezza minima dal suolo dei moduli fotovoltaici, più ulteriori regolazioni.
- basi di fondazione composte da minimo 4 puntazze sagomate cadauna, disposte a 90°, con sistema brevettato "BarfixRoot System"
- realizzata in acciaio S235JR – S275JR – S355JR con trattamento anticorrosione e zincatura a bagno caldo (UNI EN ISO 1461), idonea a sostenere moduli fotovoltaici disposti in verticale;
- dotata di Telai portanti elettrosaldati realizzati in robusta lamiera di acciaio al carbonio profilato a freddo (EN 10162), per l'appoggio delle barre porta moduli fotovoltaici, trattamento di zincatura a caldo;
- dotata di Barre porta moduli portanti realizzati in robusta lamiera di acciaio al carbonio profilato a freddo (EN 10162), idonee all'aggancio dei moduli fotovoltaici;
- certificata con un carico vento di 100 km/h.
- può essere rimossa a fine vita dell'impianto senza lasciare traccia sul terreno

In Figura 85 e in Figura 86 si riportano gli schemi di dettaglio delle strutture di sostegno e della struttura di fissaggio al suolo.



**Figura 85:- Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.**



**Figura 86:** particolare costruttivo e modalità di installazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici verrà posizionata come indicato in Figura 86 e in Figura 87 posizionando due le file di moduli complanari a circa 13 m dal muro perimetrale, nella zona pianeggiante dell'area limitrofa alle cabine dell'impianto ibrido sperimentale. La posizione dei moduli in un'unica fila consente di installare il campo fotovoltaico in un'area non interessata dall'ombreggiamento generati dagli alberi di alto fusto presenti a circa 30 m in direzione sud nello stesso terreno.

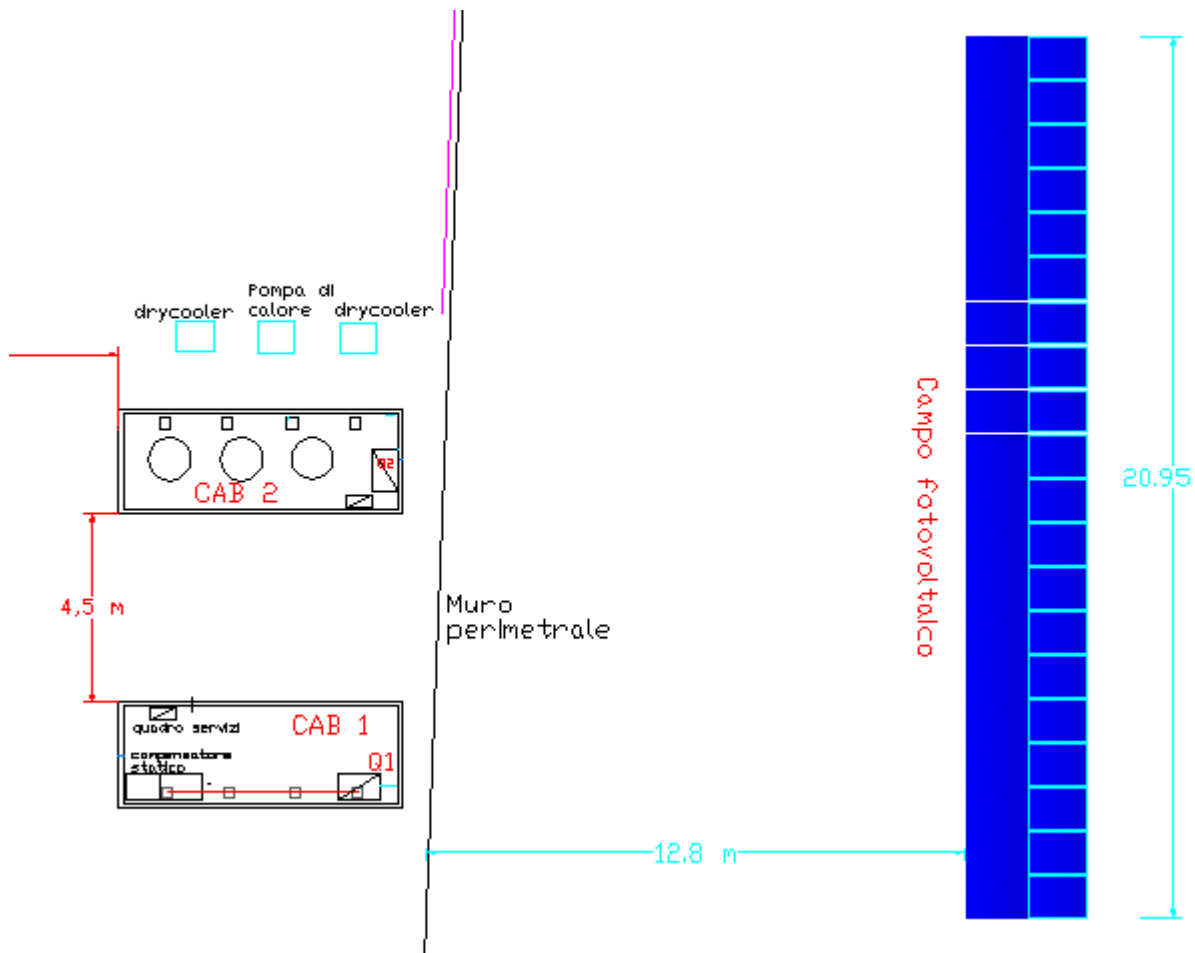


Figura 87: disposizione campo fotovoltaico

### 3.4 Dimensionamento della sezione termica

La sezione termica dell'impianto ibrido in progetto è installata in cabina n°2 come indicato in Figura 75. In particolare all'interno della cabina sono posizionati due accumuli inerziali da 1500 litri per riscaldamento e condizionamento (accumulo C/F di Figura 88), un accumulatore con scambiatore da 1000 litri per l'acqua calda sanitaria (accumulo ACS di Figura 88), i circuiti idraulici, circolatori (P1, P2, P3), valvole motorizzate (V1, V2, V3, VT1, VT2) e strumenti necessari al controllo e al funzionamento della sezione termica dell'impianto ibrido.

Come indicato in Figura 75, in prossimità della cabina 2 sono posizionati due dry cooler da 70 kWt ciascuno (per emulare il carico termico e il profilo di ACS) e la pompa di calore da 33 kWt; i componenti esterni connessi al sistema di accumuli come indicato di seguito utilizzando gli attraversamenti della vasca di contenimento della cabina.

Si riporta in Figura 88 lo schema funzionale dell'impianto termico in configurazione riscaldamento invernale.

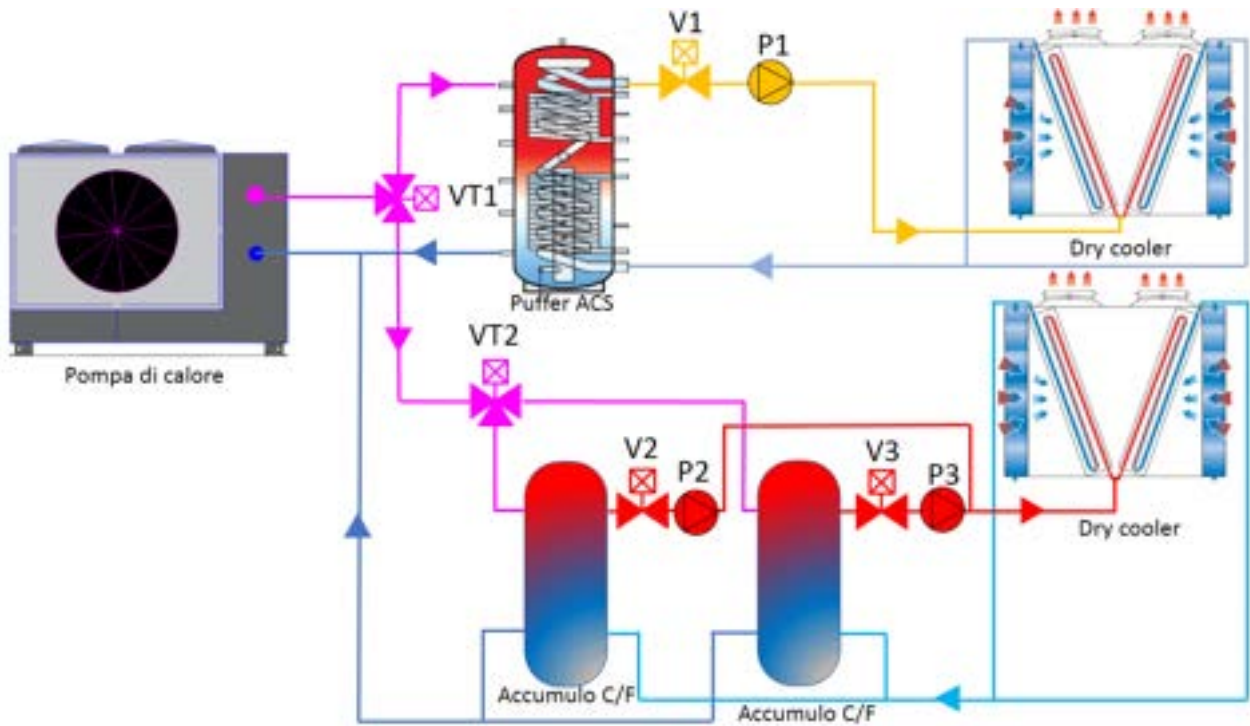


Figura 88: schema funzionale invernale dell'impianto ibrido

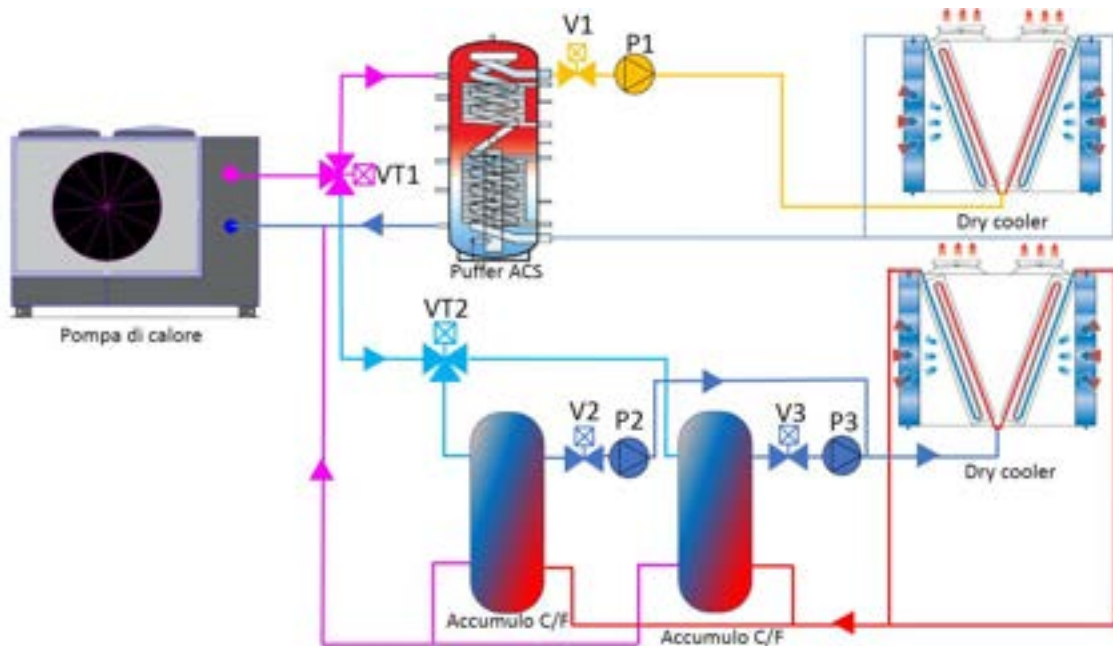


Figura 89: schema funzionale estivo dell'impianto ibrido

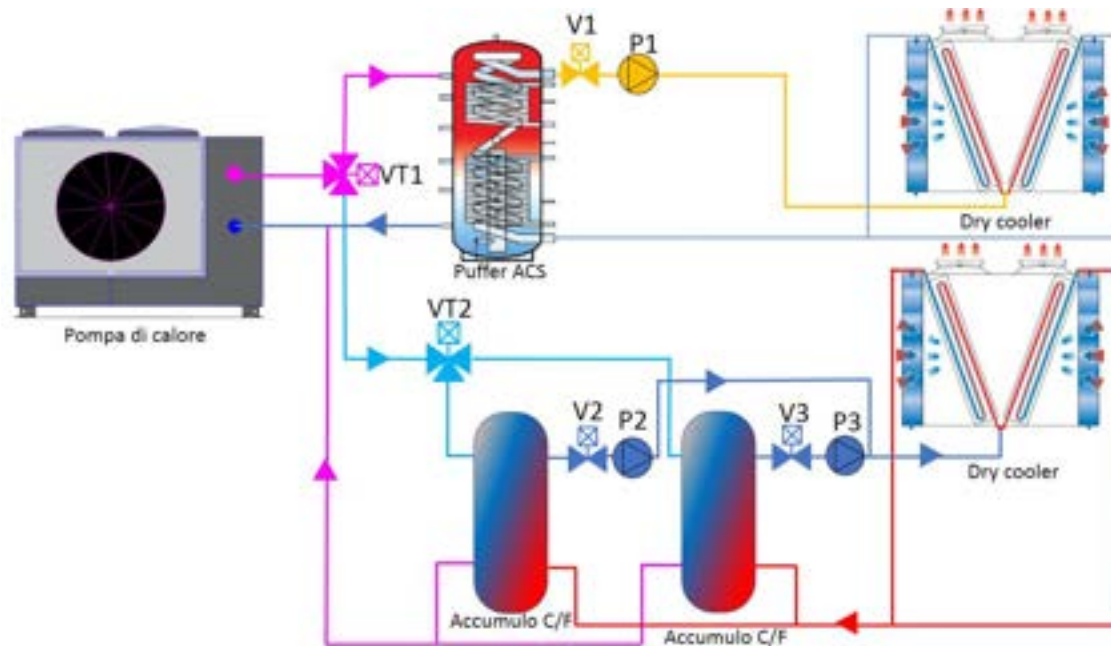


Figura 90: schema funzionale estivo dell'impianto ibrido

La potenza termica prodotta dalla pompa di calore viene gestita dalla valvola motorizzata a tre vie VT1, che regola il flusso d'acqua verso gli accumuli caldo/freddo o verso l'accumulo ACS, dando priorità alla richiesta ai acqua calda sanitaria. La VT1 è gestita dall'elettronica della pompa di calore in funzione della temperatura reale dell'accumulo ACS e del suo setpoint .

La valvola motorizzata a tre (VT2) è gestita dal sistema di controllo esterno e provvede a gestire il flusso termico tra i due serbatoi caldo/freddo in funzione della temperatura raggiunta nello strato più basso dell'accumulo e del setpoint impostato. Il sistema di controllo, monitorando le temperature, devia la VT2 dall'accumulo 1 all'accumulo 2 quando il primo raggiunge a temperatura impostata.

Il profilo del carico termico per riscaldamento/raffrescamento e ACS viene generato attraverso i due dry cooler; la potenza termica dissipata viene modulata dal sistema di controllo esterno regolando: la velocità delle ventole dei drycooler, la portata dei circolatori (P1, P2 e P3) la regolazione delle valvole a due vie motorizzate (V1, V2 e V3).

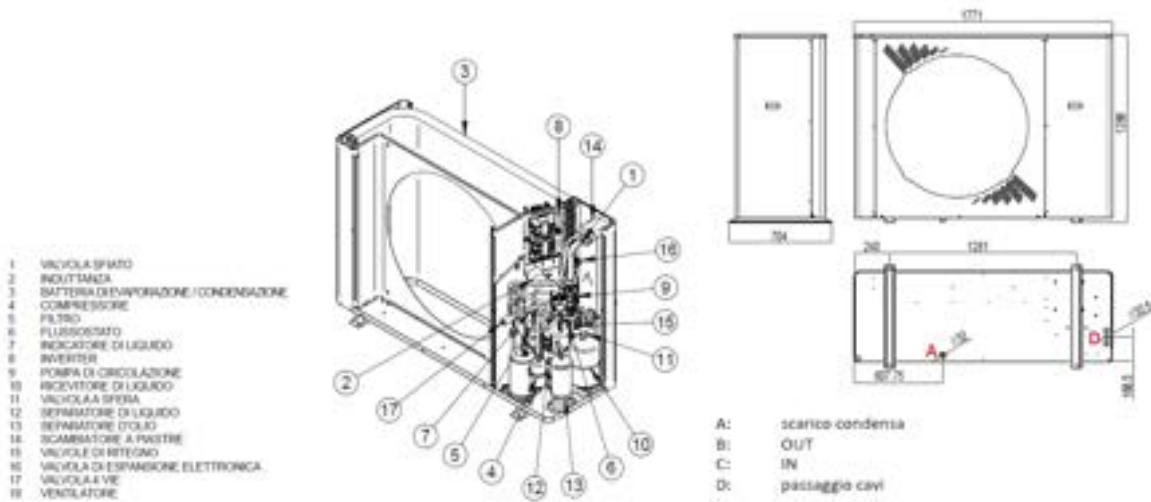
Inoltre i tre serbatoi di accumulo sono dotati di resistenze elettriche che vengono abilitate per poter emulare diversi scenari di gestione dell'impianto termico: es. accumulo energia da FV in termico quando gli accumuli hanno raggiunto la temperatura massima di funzionamento della pompa di calore.

### 3.4.1 Pompa di calore

La pompa di calore è di tipo aria/acqua ad inverter da 33 kW termici con possibilità di modulare il numero di giri del compressore. È costituita da un compressore scroll la cui velocità può essere variata tramite un inverter; si riportano di seguito le principali caratteristiche della pompa di calore da installare nel sistema ibrido:

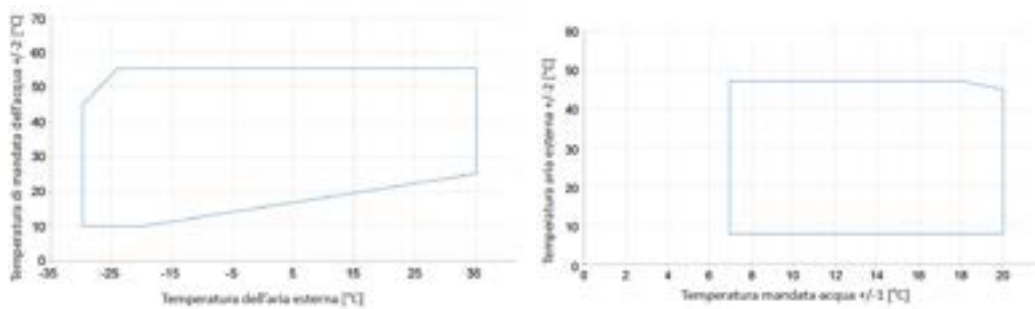
**Tabella 3-7 caratteristiche pompa di calore del sistema ibrido in progetto**

	Temperature di riferimento		Min	Nominal	Max
Riscaldamento	Air 7°C – Water 30/35°C	Potenza riscaldamento kW	9.77	18.27	33.6
		Potenza elettrica assorbita kW	2.21	3.69	8.11
		COP	4.42	4.95	4.14
	Air 7°C – Water 40/45°C	Potenza riscaldamento kW	9.56	17.75	33.5
		Potenza elettrica assorbita kW	2.57	4.33	8.89
		COP	3.72	4.1	3.77
Raffrescamento	Air 35°C – Water 12/7°C	Potenza raffrescamento kW	5.65	12.65	22.3
		Potenza elettrica assorbita kW	1.78	3.51	8.75
		EER	3.18	3.6	2.55
	Air 35°C – Water 23/18°C	Potenza raffrescamento kW	7.5	16.5	29
		Potenza elettrica assorbita kW	1.92	3.75	9.25
		EER	3.9	4.4	3.14



**Figura 91: elementi e dimensioni della PdC**

Si riportano in Figura 92 le curve di inviluppo della pompa di calore che ne definiscono i limiti del campo di funzionamento sia in modalità pompa di calore che in modalità chiller:



**Figura 92: curve di inviluppo del funzionamento del compressore della PdC**

L'inverter regola il numero di giri del compressore e quindi modula la potenza elettrica assorbita dalla PdC dal 100 % al 25 %. Solo per brevi periodi la macchina può lavorare a regimi pari a circa il 110 % del numero massimo di giri.

Essa è inoltre dotata di un pressostato di sicurezza che interrompe il funzionamento della macchina al raggiungimento di una pressione pari a 4,5 MPa (45 bar). La presenza di un sensore di portata in volume (flussostato) garantisce l'arresto della macchina se il flusso d'acqua scende sotto la soglia minima, pari al 35-40% della portata nominale (1400 l/h). La macchina è dotata di un sistema antigelo che previene il congelamento dell'acqua contenuta nelle tubazioni idrauliche collegate alla pompa di calore in caso di basse temperature esterne. Inoltre non deve lavorare a bassi carichi per tempi prolungati pena il mancato ritorno dell'olio.

La portata del fluido tra la pompa di calore e gli accumuli è regolata dal circolatore interno alla macchina le cui caratteristiche sono riportate in Figura 93.

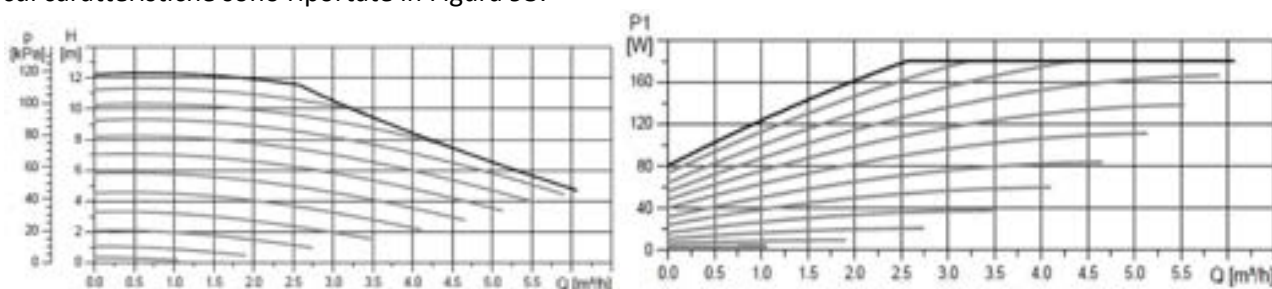


Figura 93: curve di funzionamento dei circolatori della PdC

Ai fini della determinazione delle perdite di carico è utile valutare le perdite di carico nello scambiatore a piastre della PdC determinate attraverso la curva di perdita caratteristica al variare della portata indicata in conoscendo la caratteristica di funzionamento e intercettando la portata circolante sulla curva si trovano le perdite di carico.



Figura 94: perdita di pressione sullo scambiatore a piastre della PdC

Per il dimensionamento dei componenti (drycooler, accumuli, circolatori, valvole motorizzate) sono state ricavate le curve prestazionali della pompa di calore in modalità riscaldamento e raffreddamento di seguito riportate.

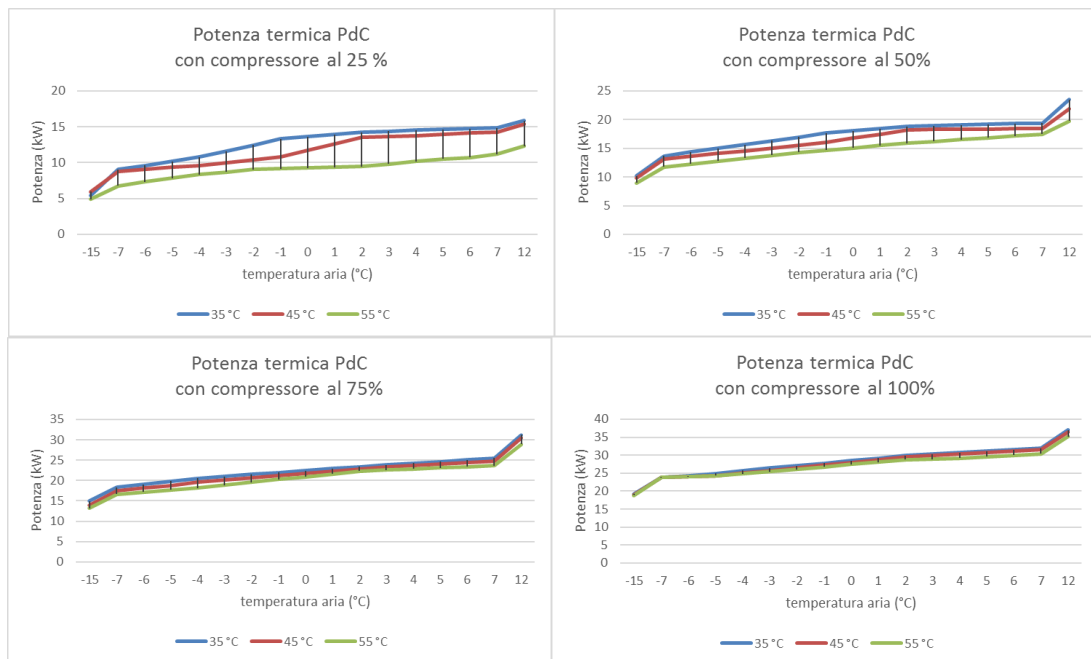


Figura 95: curve di funzionamento invernale della PdC al variare della temperatura dell'acqua e del numero di giri

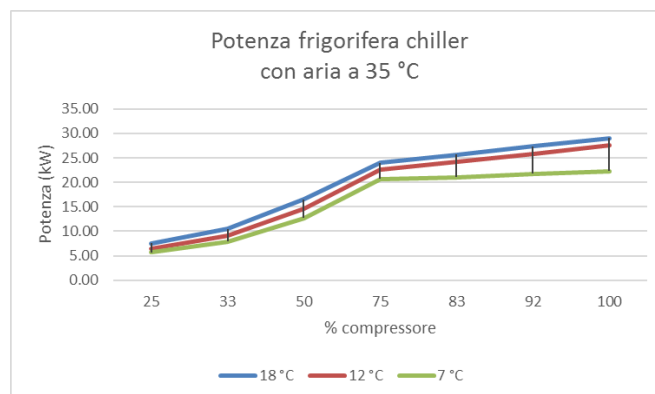


Figura 96: curve di funzionamento estivo della PdC al variare della temperatura dell'acqua e del numero di giri

Infine, come indicato, negli schemi progettuali in allegato, per evitare che le vibrazioni della macchina vengano trasmesse al resto delle tubazioni, la PdC è dotata di due flessibili/giunti antivibranti che servono anche a compensare le dilatazioni assiali delle tubazioni a causa dello stress termico.

### 3.4.2 Caratteristiche dell'accumulo ACS e degli accumuli caldo/freddo

L'accumulo per acqua calda sanitaria ha un volume di 1000 litri ad elevata stratificazione realizzato con le seguenti caratteristiche:

- Isolamento esterno in schiuma di poliuretano ( $\lambda = 0,039 \text{ W/mK}$ ), Spessore isolamento ca. 100 mm,
- mantello esterno PVC argento, classe al fuoco B2
- Acciaio di alta qualità S235JR
- Scambiatori di calore di grandi dimensioni a tubo tondo
- Tubo corrugato in acciaio inox 1.4404 con certificazione DVGW
- massima pressione di esercizio in riscaldamento 6 bar
- massima pressione di esercizio: 95 °C
- diametro stratificatore interno 185 mm

- superficie di scambio serpentina ACS: 5,64 mq

Il circuito secondario dell'accumulo, lato utenza è separato dal circuito della pompa di calore attraverso un scambiatore di calore a tubo connesso al dry cooler per la generazione del profilo di carico attraverso gli attacchi 2.14 mostrati in Figura 97.

Nel periodo estivo la generazione del profilo di carico dell'accumulo non è affidata al dry cooler ma allo scambiatore inferiore (attacco 11 – 13) il quale è alimentato dal fluido proveniente dal serbatoio di accumulo freddo ad una temperatura di 7°C-10°C. Lo scambiatore superiore al momento non ha nessuna funzione, ma in futuro potrebbe essere usata per l'ingresso di un'altra fonte di energia termica (caldaia o collettori solari) oppure per simulare un secondo carico per ACS.

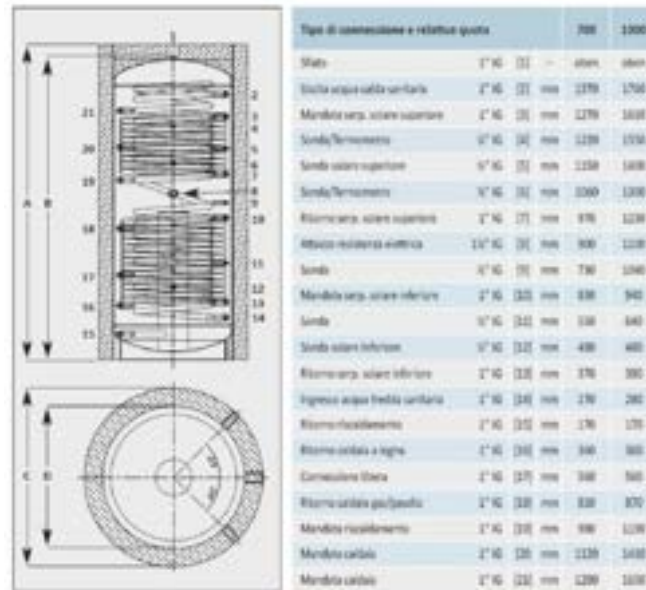
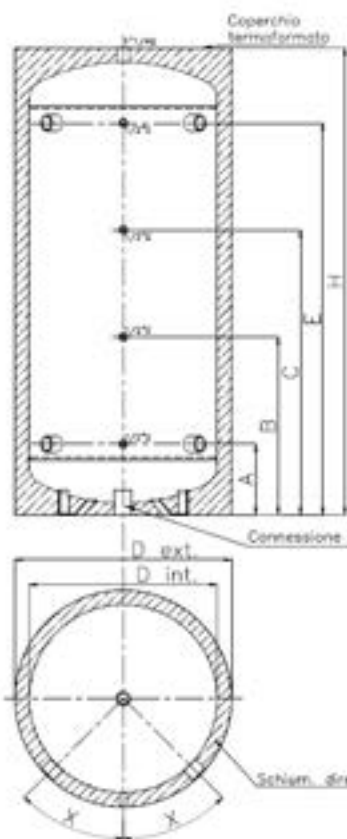


Figura 97: caratteristiche tecniche dell'accumulo di ACS

I due serbatoi caldo/freddo presentano una capacità di 1500 l ciascuno, a differenza dell'accumulo per acqua calda sanitaria, non sono dotati di scambiatore interno ma hanno la sola funzione di accumulo inerziale. I due serbatoi realizzati in acciaio inox sono isolati in armaflex aventi uno spessore di 4 cm.

Come riportato nello schema di Figura 98 i due accumuli presentano solo 4 attacchi idraulici, due per il collegamento con le due tubazioni del circuito della PdC e due per il collegamento del circuito del dry cooler.



MODEL/MODELLO		CALDO	CALDO	CALDO	CALDO	CALDO	CALDO	CALDO	CALDO	CALDO	CALDO	CALDO	CALDO	CALDO
		50	100	200	300	500	800	1000	1500	2000	2500	3000	4000	5000
Total volume	Liters	50	100	200	300	500	800	1000	1500	2000	2500	3000	4000	5000
Volume available	Liters	40	80	160	240	400	640	800	1200	1600	2000	2667	3556	4444
Max. tank work. pressure	bar	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Max. tank work. temperature	°C	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Max. temp. service battery	°C	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Min. tank work. temperature	°C	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7
Min. temp. service battery	°C	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7
Tank height	m	830	790	1480	1475	1815	1810	2065	2025	2565	2320	2760	2845	2900
External diameter (with insul.)	Ø ext. mm	410	560	560	650	750	870	870	1030	1160	1330	1530	1480	1680
External diameter (without insul.)	Ø ext. mm	300	450	450	500	600	700	700	800	900	1000	1100	1100	1200
Internal diameter (service system)	Ø int. mm	300	450	450	500	600	700	700	800	900	1000	1100	1100	1200
Connections	Ø mm	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	2"	2"	2"	2"	2"	2"	2"	2"
Connections	Ø mm	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	2"	2"	2"	2"	2"	2"	2"	2"
Connections	Ø mm	415	385	735	725	900	735	820	1040	1050	1300	1145	1185	1200
Connections	Ø mm	-	-	-	-	-	1085	1260	1580	1890	1480	1745	1760	1800
Connections	Ø mm	880	805	1285	1230	1385	1480	1700	2120	2130	1900	2340	2315	2385
Weight of the tank	kg	25	28	50	58	80	115	125	190	250	285	310	385	385
Angle of view	°	45	45	45	45	45	90	90	90	90	90	90	90	90
Efficiency energy class-Total heat loss	Class efficiency energy-Output, tot. (Kwh/24h)	A=0.6	B=0.8	B=1.3	B=1.8	C=2.0	E=4.3	F=4.8	F=6.8	F=8.3	F=8.8	F=10.2	G=11.0	G=14.2

MANUFACTURING FEATURES  
 --> material according UNI EN 10025;  
 --> welded according UNI EN 287-1-2004

EXTERNAL INSULATION  
 --> direct injection thickness 50mm (50L-100L-200L-300L-500L);  
 --> armaflex thickness 40mm (800L-1000L-1500L-2000L-3000L-4000L-5000L);  
 --> external sheath in coupled PVC of various colours;  
 --> upper thermoplastic cover lid

Figura 98: : caratteristiche tecniche degli accumuli caldo/freddo

### 3.4.3 dry cooler

I due dry cooler sono stati dimensionati e progettati per poter smaltire il calore accumulato nei due serbatoi inerziali caldo /freddo e nel serbatoio ACS riproducendo i profili di carico delle utenze simulate nella fase di sviluppo del sistema.

I due dry cooler sono stati progettati per garantire una potenza massima dissipabile di 70 kW in condizioni esterne e di funzionamento nominali come di seguito riportati:

#### Condizioni fluido primario aria:

temperatura ingresso: 32 °C  
 temperatura uscita 44,3 °C  
 portata: 17370 mc/h

#### Condizioni ingresso acqua

temperatura ingresso: 50 °C  
 temperatura uscita:45°C  
 portata: 12,2 mc/h

#### Caratteristiche drycooler

Potenza scambiata effettiva : 70 kW  
 Superficie 152,4 m<sup>2</sup>  
 Volume Interno 26,0 dm<sup>3</sup>  
 collettore ingresso: φ 54 mm  
 collettore d'uscita: φ 54 mm  
 Potenza elettrica motore ventole: 1900 W  
 numero di giri nominali: 950 giri  
 tensione di alimentazione 400 V

Secondo i suddetti dati sono stati realizzati e acquisiti i due dry cooler HTE di cui si riportano di seguito le caratteristiche costruttive e dimensionali:

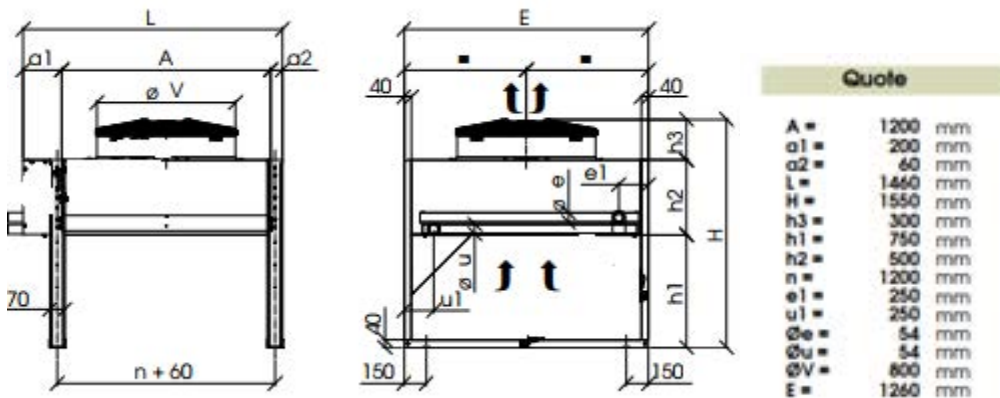


Figura 99: foto e caratteristiche tecniche dei dry cooler HTE

I due dry cooler sono dotati di inverter per regolare il numero di giri delle ventole e modulare il carico termico da smaltibile da un sistema di controllo esterno secondo due possibilità

- controllo con segnale analogico 0-10 V
- controllo con segnale Modbus

Normativa di riferimento per la costruzione delle suddette macchine:

Direttiva macchine 2006/42/CE e successivi emendamenti.

ENV 1048. Condizioni di funzionamento e sicurezza

#### 3.4.4 Criteri seguiti per il dimensionamento idraulico delle condutture e dei componenti idraulici

Nel dimensionamento dei circuiti idraulici bisogna rispettare una velocità limite del fluido termovettore, in funzione del diametro della tubazione, al fine di evitare possibili vibrazioni che causino rumori.

Le perdite di carico totali per ciascun circuito sono state ottenute dalla somma di quelle distribuite e di quelle concentrate.

Per i tubi in acciaio di media rugosità (0,03 mm) le perdite di carico distribuite sono state calcolate mediante la seguente espressione:

$$\Delta p_d = 0,055 \cdot v^{0,13} \cdot \rho \cdot \frac{L}{D^{5,01}} \cdot \dot{V}^{1,87}$$

dove :

v: viscosità cinematica dell'acqua, m<sup>2</sup>/s

ρ: densità kg/m<sup>3</sup>

D: diametro in m

L lunghezza in m

Ḃ: velocità in m/s

Tutte le perdite concentrate, come curve, valvole, organi di intercettazione, cambi di sezione, diramazioni, confluenze e organi sono state ottenute mediante la seguente formula:

$$\Delta p_c = C_0 \cdot \frac{\rho V^2}{2}$$

in cui C<sub>0</sub> è il coefficiente di perdita localizzata e dipende dal tipo componente .

Per il dimensionamento dell'impianto in progetto, alle suddette perdite di carico sono state addizionate le perdite tabellate dei componenti alimentati dall'impianto idraulico: dry cooler, scambiatore accumulo ACS, circuito secondario pompa di calore .

La perdita di carico totale è stata poi incrementata del 10 % (per la presenza di glicole stimata fino ad una concentrazione del 30 % che permette al fluido di raggiungere una temperatura di -12 °C senza congelare) e poi di un ulteriore 15 % nel caso gravoso di tubi vecchi e incrostati.

È opportuno sottolineare che nel caso in cui tutte le parti del circuito non si trovano alla stessa altezza è necessario considerare anche le prevalenze gravitazionali, cioè dovute alle variazioni di quota che subisce il fluido. È ovvio che in un circuito chiuso senza collettori o accumuli i contributi gravitazionali opposti si annullano.

La caduta di pressione dovuta alla variazione di quota va così calcolata:

$$\Delta p = \rho \cdot g \cdot h.$$

E' stato inoltre verificato il volume minimo di un sistema di accumulo inerziale che deve essere presente al fine di evitare che la macchina subisca un numero di cicli di accensione e di spegnimento in numero superiore a sei volte all'ora; questo è pari a :

$$V_{minimo} = \frac{P_F}{25} = \frac{33600 \text{ W}}{25} = 1344 \text{ l}$$

Essendo  $P_F$  la potenza in Watt della batteria frigorifera e  $V_{minimo}$  espresso in litri. Il valore ottenuto è ampiamente superato dal valore di accumulo presente nell'impianto in progetto.

Un componente necessario al funzionamento in sicurezza dell'impianto è il vaso di espansione.

Infatti per consentire la dilatazione del fluido termovettore, quando la temperatura varia ed evitare che la pressione all'interno del circuito idraulico superi i limiti di resistenza meccanica dei materiali, è stato scelto un vaso di espansione chiuso.

Si è scelta la tipologia "chiusa" al posto di quella "aperta" in quanto non dà limitazioni sul punto di posizionamento.

Come da schemi idraulici allegati, il vaso di espansione deve essere installato nel circuito di mandata subito a valle della pompa di calore in quanto è lì che il fluido subisce la prima e più forte espansione in caso di surriscaldamento.

Il volume del vaso di espansione è stato calcolato come di seguito indicato :

$$V_n = \frac{V_a \cdot (0,31 + 3,9 \cdot 10^{-4} t_m^2)}{\left(1 - \frac{P_1}{P_2}\right)}$$

Essendo  $V_a$  il volume totale dell'impianto in litri,  $t_m$  la massima temperatura ammissibile in °C, riferita all'intervento dei dispositivi di sicurezza e pari a 100 °C per la PdC scelta,  $P_1$  la pressione a cui è caricato il cuscino d'aria (1,5 bar) del vaso,  $P_2$  la pressione assoluta di taratura della valvola di sicurezza (3 bar) diminuita del 10%.



Figura 100: esempio vaso di espansione

È necessario sottolineare che il vaso di espansione deve essere collegato al resto dell'impianto con una tubazione il cui diametro (in mm) va calcolato con la seguente formula:

$$D \geq \sqrt{\frac{Q}{1,163}}$$

essendo Q la potenza del generatore in kW.

In caso di surriscaldamento del fluido nell'impianto e del superamento del valore di taratura pari a 3 bar è stata prevista l'installazione di una valvola di sicurezza sugli accumuli, nei rispettivi circuiti di mandata e nella mandata della pompa di calore. Il compito della valvola di sicurezza è quello di aprirsi automaticamente e scaricare parte del fluido termovettore quando si supera la pressione di sicurezza prefissata. La portata di vapore G della valvola di sicurezza deve essere tale da consentire lo scarico di una portata di fluido non inferiore a:

$$G = \frac{Q}{0,58}$$

essendo Q la potenza nominale del generatore in kW. Nella figura seguente è riportata una valvola di sicurezza tipo.

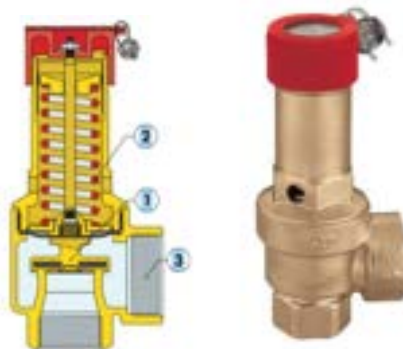


Figura 101: valvola di sicurezza

Per eliminare possibili sedimenti e l'aria presente nell'impianto, immessi con il riempimento del circuito o prodotti dal riscaldamento dell'acqua, sono state previste le installazioni di due valvole disaeratrici-defangatrici (, uno nel circuito della pompa di calore e uno nel circuito di acqua calda sanitaria, in quanto sono gli unici due circuiti che non vengono mai a contatto.



Figura 102: valvola disaeratrice-defangatrice

Infine sono stati previsti, per i due circuiti dell'impianto (pompa di calore e secondario ACS), due gruppi di riempimento (Figura 103) costituiti da un rubinetto per l'ingresso dell'acqua, da un manometro che ne rileva la pressione e da una valvola di ritegno e valvole di intercettazione al fine di permetterne il caricamento e lo scaricamento dell'impianto.



Figura 103: esempio gruppo di riempimento

#### 3.4.5 Dimensionamento circuito della pompa di calore

In Figura 104 e in Figura 105 sono riportati gli schemi idraulici con il layout e il dimensionamento idraulico del circuito pompa di calore – accumuli.

In uscita dalla pompa di calore di 1"  $\frac{1}{4}$  viene collegato un raccordo 1"  $\frac{1}{4}$  x 1"  $\frac{1}{4}$  per il collegamento di una valvola a sfera di intercettazione della macchina in caso di manutenzione dell'impianto.

Nella condotta a valle della pompa di calore vengono installati i seguenti componenti:

- giunto antivibrante (che ha il compito di smorzare le oscillazioni ed evitare che si trasmettano al resto del circuito idraulico),
- un vaso di espansione (per raccogliere le variazioni di volume di fluido con la temperatura),
- un disaeratore (che ha il compito di estrarre l'aria eventualmente presente nel circuito e che potrebbe ridurre il coefficiente di scambio termico),
- termometri e manometri che permettono di misurare la temperatura e la pressione del fluido.

La valvola a tre vie VT1 installata dentro il container è gestita direttamente dalla scheda della pompa di calore e ha il compito di alimentare alternativamente gli accumuli caldo/freddo o l'accumulo ACS in funzione della richiesta dando priorità a quest'ultimo.

La valvola motorizzata a tre vie VT2 stabilisce quale dei due accumuli termici caldo/freddo deve essere alimentato. La VT2, comandata da un sistema di controllo esterno implementato da ENEA, devia la portata d'acqua all'accumulo termicamente scarico quando uno dei due raggiunge la temperatura di set point.

Le tubazioni in acciaio zincato da 1"  $\frac{1}{2}$  sono collegate agli accumuli mediante valvole di intercettazione da 1"  $\frac{1}{2}$  e giunti dielettrici che fungono da raccordi tra il tubo (1"  $\frac{1}{2}$ ) e l'attacco dell'accumulo ACS (1") o degli accumuli caldo freddo (3").

L'esigenza dei giunti dielettrici è dovuta alla necessità di evitare la possibile corrosione nel caso di giunzioni di componenti metallici di natura diversa (es. rame alluminio, rame- acciaio zincato si corrode velocemente il materiale che avendo un minore potenziale elettrochimico subisce il processo di ossidazione). Al fine di evitare possibili accoppiamenti metallici tra la tubazione in acciaio zincato e il metallo dell'accumulo è previsto l'inserimento tra questi di un giunto dielettrico monolitico per condotte metalliche costituito da tronchetto tubolare in acciaio rivestito di materiale isolante conformi alla norma UNI CIG 10284-85.

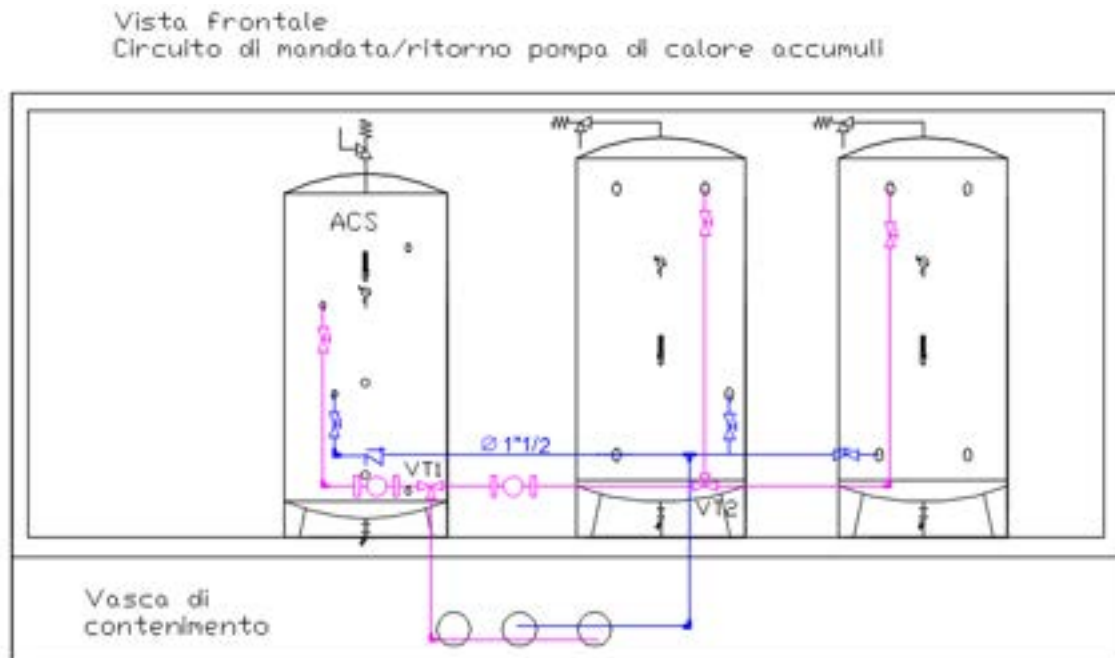


Figura 104: Dimensionamento e layout del circuito pompa di calore – accumuli (vista frontale)

Vista dall'alto  
Circuito di mandata /ritorno pompa di calore accumul

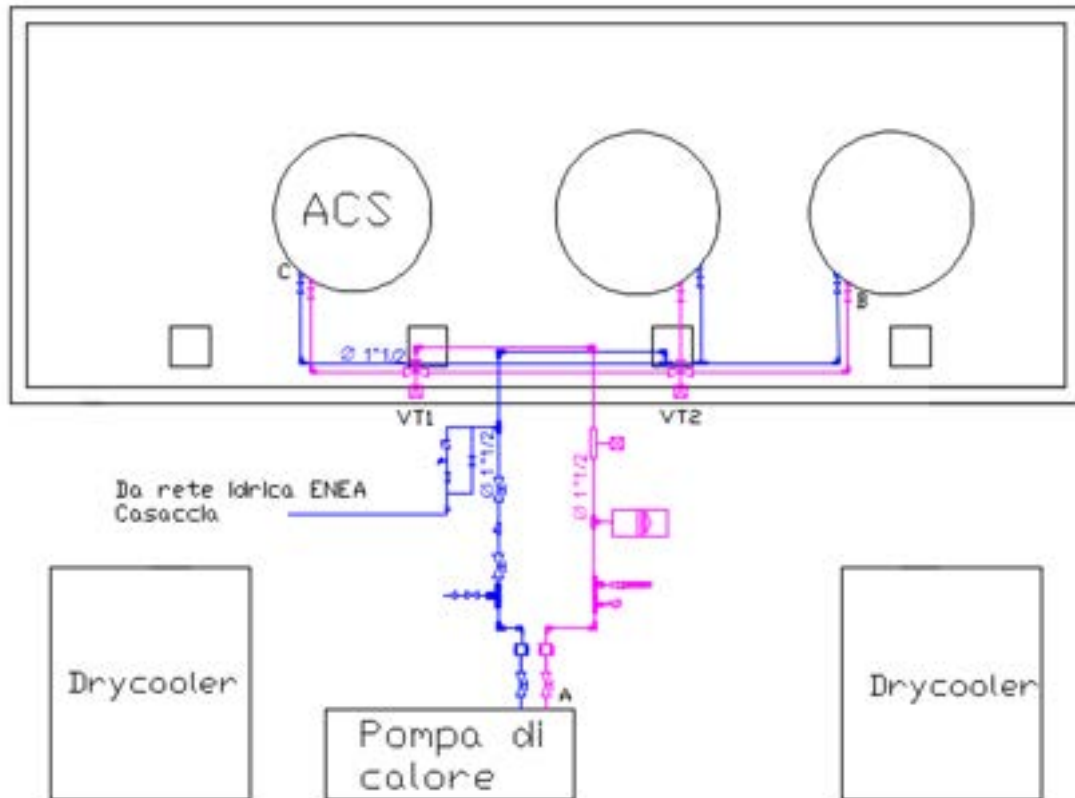


Figura 105:: Dimensionamento e layout del circuito pompa di calore – accumuli (in pianta)

Si riporta di seguito il foglio di calcolo utilizzato per verificare il dimensionamento idraulico del circuito idraulico pompa di calore accumul.

Circuito idraulico PdC								
Componente	Portata lt/h	n°-l(m)	D.N. pollici	D.int. mm	Vel. m/s	Dp distr. kPa	Δp loc. kPa	Δp gravitazionale kPa
Perdite distribuite mandata A-B	4000	10.37	1"1/2	40.0	0.88	2.95		18.73
Perdite distribuite C-B	4000	8.49	1"1/2	40.0	0.88	2.42		-6.86
Allargamenti mandata	4000	3.00	1"1/2	40.0	0.88		1.17	
Restringimenti mandata	4000	0.00	1"1/2	40.0	0.88		0.00	
Allargamenti ritorno	4000	0.00	1"1/2	40.0	0.88		0.00	
Restringimenti ritorno	4000	3.00	1"1/2	40.0	0.88		0.59	
Curve mandata	4000	6.00	1"1/2	40.0	0.88		2.34	
Curve ritorno	4000	6.00	1"1/2	40.0	0.88		2.34	
Valvole a sfera mandata	4000	2.00	1"1/2	40.0	0.88		0.16	
Valvole a sfera ritorno	4000	4.00	1"1/2	40.0	0.88		0.31	
Valvola di regolazione a globo	4000	1.00	1"1/2	40.0	0.88		2.56	
Valvole a tre vie mandata	4000	2.00	1"1/2	40.0	0.88		6.25	
Valvole a tre vie ritorno	4000	0.00	1"1/2	40.0	0.88		0.00	
Confluenze a t mandata	4000	0.00	1"1/2	40.0	0.88		0.00	
Confluenze a t ritorno	4000	1.00	1"1/2	40.0	0.88		1.17	
Valvole di ritegno	4000	1.00	1"1/2	40.0	0.88		0.39	
Perdite nella PdC	4000						15.00	

Volume acqua impianto (l)	4863	Tmax=90
Volume vaso di espansione (l)	294	
Diametro tubo vaso di espansione (mm)	5	
Valvola di sicurezza (kg/h)	58	

Incrostazioni e corrosioni		
maggiorazione 15 %		
Incremento per glicole fino a -12 °C		
maggiorazione 10 %		
Δp tot. kPa	Δp tot. m	Δp tot.+incrementi m
49.53	5.05	6.39

Figura 106: foglio di calcolo implementato per il dimensionamento dei componenti del circuito pompa di calore – accumuli

Come si nota dai calcoli il dimensionamento è stato fatto per una portata massima di 4000 l/h, perché è la massima prevista per il circolare della pompa di calore installata nell'impianto ibrido.

I tubi utilizzati per l'impianto sono in acciaio zincato da 1" 1/2; la scelta del diametro nominale della tubazione consente di limitare le perdite di carico ad un valore inferiore alla prevalenza del circolatore nelle condizioni di portata massima riportata in Figura 107; infatti come si nota dalla stessa figura per una portata di 4 m<sup>3</sup>/h la prevalenza che il circolatore può fornire è pari a 8 m, valore che supera ampiamente quella delle perdite di carico calcolate in Figura 106.

le tubazioni saranno isolate termicamente mediante cappellette di lana di roccia rivestite da alluminio retinato e bandella autoadesiva una conducibilità non superiore a 0.034 W/mK a 40 °C (EN ISO 8497m, EnEv) e spessore non inferiore a 30 mm.

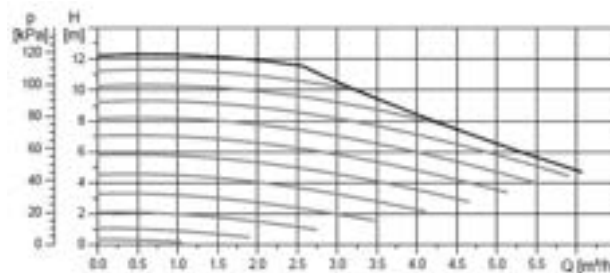


Figura 107: curva di prevalenza del circolatore della PdC

Dalla tabella 4.4 è anche possibile leggere i valori relativi al vaso di espansione e alla valvola di sicurezza. Si noti che al fine di calcolare il volume del vaso di espansione è stato necessario calcolare il volume di acqua contenuto nell'impianto; valutato come la somma di quella dentro le tubazioni e quella degli accumuli.

### 3.4.6 Circuito smaltimento carico per acqua calda sanitaria durante il periodo invernale

In Figura 108 e in Figura 109 è riportato il layout impiantistico del circuito idraulico secondario dell'ACS per smaltire il calore accumulato nel puffer durante la stagione invernale. Il circuito connette lo scambiatore interno all'accumulo dell'acqua calda sanitaria con il dry cooler necessario a smaltire il carico in condizioni esterne invernali secondo una profilatura imposta dal controllo esterno.

In particolare nel circuito sono riportati i seguenti componenti:

- un giunto dielettrico con attacchi maschio-maschio 1" ½ x 1",
- valvola di intercettazione da 1" ½.
- gruppo valvola motorizzata a due vie (V1) e circolatore (P1) a numero di giri regolabile: consente di poter effettuare la regolazione della portata verso drycooler in modo fine e riprodurre in modo fedele il profilo di carico desiderato.
- misuratore della potenza termica scambiata con il drycooler: costituito da un misuratore di portata ad ultrasuoni, due termocoppie PT100 installate sulla condotta di mandata e ritorno, un display e un'interfaccia Modbus per la lettura delle misure da sistema di controllo e monitoraggio.
- Vaso di espansione da 50 litri certificato ISPSEL, in quanto il circuito è separato dal circuito primario.
- Gruppo di riempimento e valvola di scarico di scarico.



Figura 108: layout del circuito secondario ACS (vista prospetto)

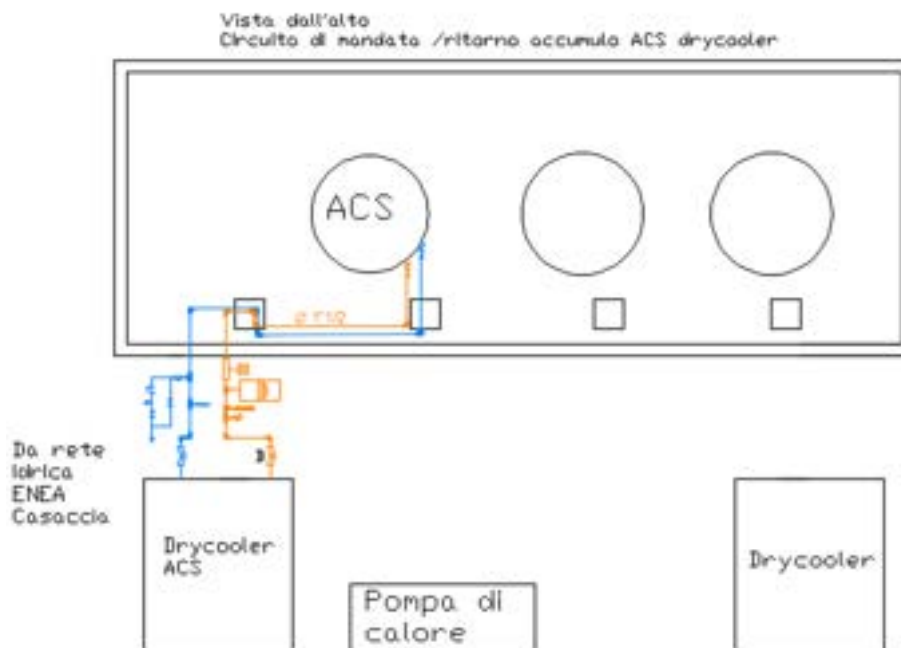


Figura 109: layout del circuito secondario ACS (vista in pianta)

Si riporta di seguito il foglio di calcolo utilizzato per verificare il dimensionamento idraulico del circuito idraulico pompa di calore accumuli.

Circuito idraulico PdC								
Componente	Portata lt/h	n°-(m)	D.N. mm	D.int. mm	Vel. m/s	Dp distr. kPa	Δp loc. kPa	Δp gravitazionale kPa
Perdite distribuite mandata A-B	5500	6.50	1"1/2	40.0	1.22	3.36		15.69
Perdite distribuite C-B	5500	6.00	1"1/2	40.0	1.22	3.10		-7.85
Allargamenti mandata	5500	3.00	1"1/2	40.0	1.22		2.22	
Restringimenti mandata	5500	0.00	1"1/2	40.0	1.22		0.00	
Allargamenti ritorno	5500	0.00	1"1/2	40.0	1.22		0.00	
Restringimenti ritorno	5500	3.00	1"1/2	40.0	1.22		1.11	
Curve mandata	5500	6.00	1"1/2	40.0	1.22		4.43	
Curve ritorno	5500	6.00	1"1/2	40.0	1.22		4.43	
Valvole a sfera mandata	5500	2.00	1"1/2	40.0	1.22		0.30	
Valvole a sfera ritorno	5500	2.00	1"1/2	40.0	1.22		0.30	
Valvola di regolazione a globo	5500	1.00	1"1/2	40.0	1.22		4.84	
Valvole a tre vie mandata	5500	0.00	1"1/2	40.0	1.22		0.00	
Valvole a tre vie ritorno	5500	0.00	1"1/2	40.0	1.22		0.00	
Confluenze a t mandata	5500	0.00	1"1/2	40.0	1.22		0.00	
Confluenze a t ritorno	5500	0.00	1"1/2	40.0	1.22		0.00	
Valvole di ritegno	5500	0.00	1"1/2	40.0	1.22	Tabellato	0.00	
Perdite nella serpentina (bar)	2000	18.84	1"	32.0	0.69	0.13	86.20	
Perdite nel dry cooler	12000					75.00	18.38	

Diametro int.		Vel. max	
mm		m/s	
< 16,5	0.7		
16,5 ÷ 21,9	0.9		
21,9 ÷ 27,7	1.2		
27,7 ÷ 36,1	1.5		
36,1 ÷ 42,1	1.7		
42,1 ÷ 53,4	2		
53,4 ÷ 68,5	2.3		
68,5 ÷ 80,75	2.4		
> 80,75	2.5		

Volume acqua impianto	133.84
Volume vaso di espansione	9.81522
Diametro tubo vaso di espansione (mm)	5
Valvola di sicurezza (kg/h)	58

Incrostazioni e corrosioni maggiorazione 15 % Incremento per glicole fino a -12 °C maggiorazione 10 %		
Δp tot. kPa	Δp tot. m	Δp tot.+incrementi m
136.50	13.92	17.61

Figura 110: dimensionamento del circuito di ACS

In questo caso il dimensionamento del circuito è stato fatto per una portata massima di 5500 l/h, per la quale il dry cooler riesce a smaltire tutta l'energia accumulata in circa 30 min in condizioni esterne invernali. Considerando una temperatura massima dell'acqua dell'accumulo di 60 °C e un salto termico tra ingresso e uscita dell'acqua dal dry cooler pari a 10°C il tempo necessario per smaltire l'energia accumulata si ricava nelle condizioni nominali come di seguito indicato:

$$Potenza_{dry\ cooler} = \dot{m}d \cdot c_p \cdot \Delta Td = \frac{5500}{3600} \cdot 4,186 \cdot 10 \approx 64\ kW$$

$$Energia_{puffer} = m_p \cdot c_p \cdot \Delta Tp = 1000 \cdot 4,186 \cdot 30 = 125580\ kJ$$

$$Energia_{puffer} = \frac{125580}{3600} = 34,88\ kWh$$

$$tempo_{smaltimento} = \frac{Energia_{puffer}}{Potenza_{dry\ cooler}} = \frac{34,88}{64} = 0,54\ h$$

dove

- DTd : il salto termico tra ingresso e uscita acqua dal dry cooler, pari a 10 °C
- DTp: il salto termico nell'accumulo dalla temperatura di partenza (30°C) alla temperatura massima (60°C)
- $\dot{m}d$ : portata massima ingresso acqua dry cooler
- $m_p$ : volume accumulo ACS pari a 1000 litri
- $c_p$ : calore specifico acqua

Si considera che il puffer non abbia più energia disponibile quando l'acqua in esso contenuta ha una temperatura inferiore a 30 °C.

In ogni caso se nel periodo estivo il dry cooler non riesce a smaltire le elevate potenze, a causa dell'elevata temperatura dell'aria esterna, si ricorre al circuito di bypass descritto nei successivi paragrafi.

Nota la portata e la prevalenza si è scelto il circolatore con le prestazioni riportate di seguito

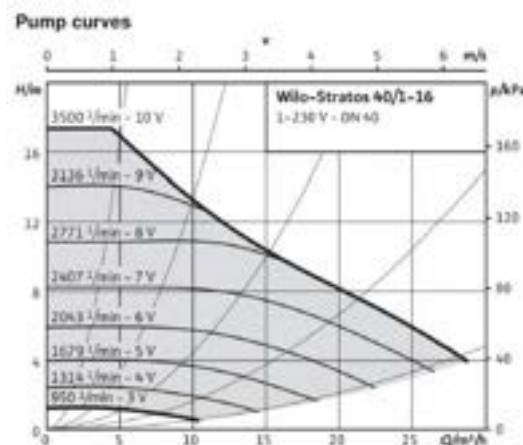


Figura 111: curve di prevalenza del circolatore del circuito di ACS

Come si nota dalla figura per una portata di 5,5 m<sup>3</sup>/h la prevalenza che esso può fornire è pari a circa 17 m verificando le perdite di carico massime nel circuito come calcolate in Figura 110.

### 3.4.7 Circuito idraulico accumuli caldo/freddo – dry cooler

In Figura 112 e in Figura 113 è riportato il layout impiantistico del circuito idraulico che connette gli accumuli inerziali caldo/freddo al dry cooler esterno; quest'ultimo, grazie ad una interfaccia Modbus con il sistema di controllo esterno, consente di applicare un carico termico con un profilo simile alle tipologie di edifici simulati nell'attività di sviluppo del modello in Simulink.

In particolare nel circuito sono riportati i seguenti componenti

- giunto dielettrico monolitico attacco maschio-maschio 3" x 1" ½
- valvola a sfera di intercettazione 1" ½ \* 1" ½
- gruppo valvola motorizzata a due vie (V2, V3) e circolatore (P2, P3) a numero di giri regolabile: consente di poter effettuare la regolazione della portata verso drycooler in modo fine e riprodurre in modo fedele il profilo di carico desiderato. Il sistema di controllo esterno azionerà il circolatore a giri variabile corrispondente all'accumulo a cui applicare il carico termico generato dal dry cooler
- misuratore della potenza termica scambiata con il drycooler (uno per ciascun zccumulo): costituito da un misuratore di portata ad ultrasuoni, due termocoppie PT100 installate sulla condotta di mandata e ritorno, un display e un'interfaccia Modbus per la lettura delle misure da sistema di controllo e monitoraggio.
- Valvole di intercettazione

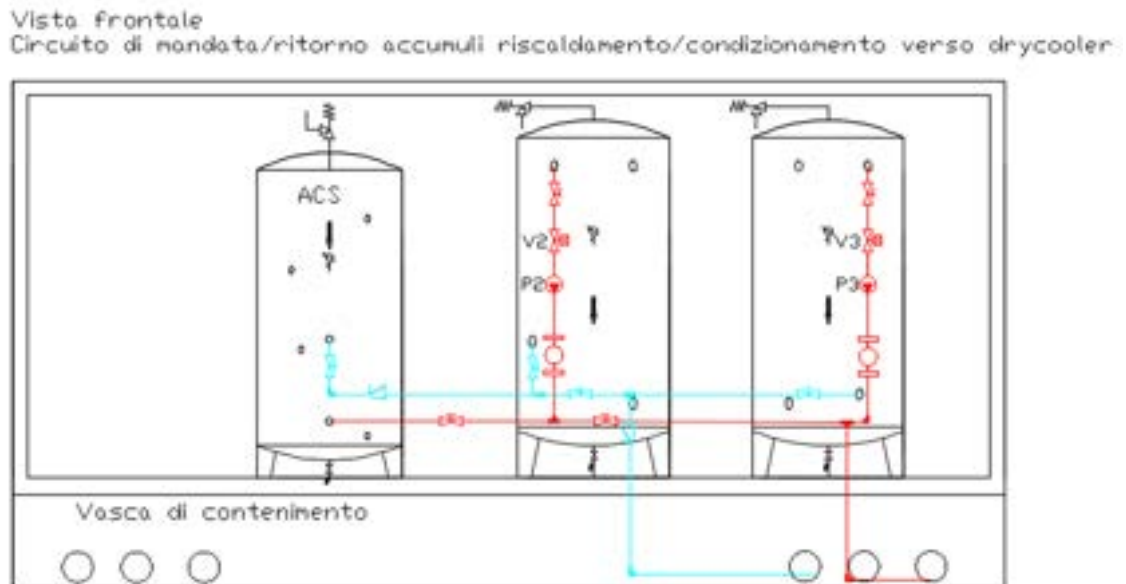


Figura 112: layout del circuito degli accumuli caldo/freddo – dry cooler (vista in frontale)

Vista dall'alto  
Circuito di mandata/ritorno accumuli riscaldamento/condizionamento verso drycooler

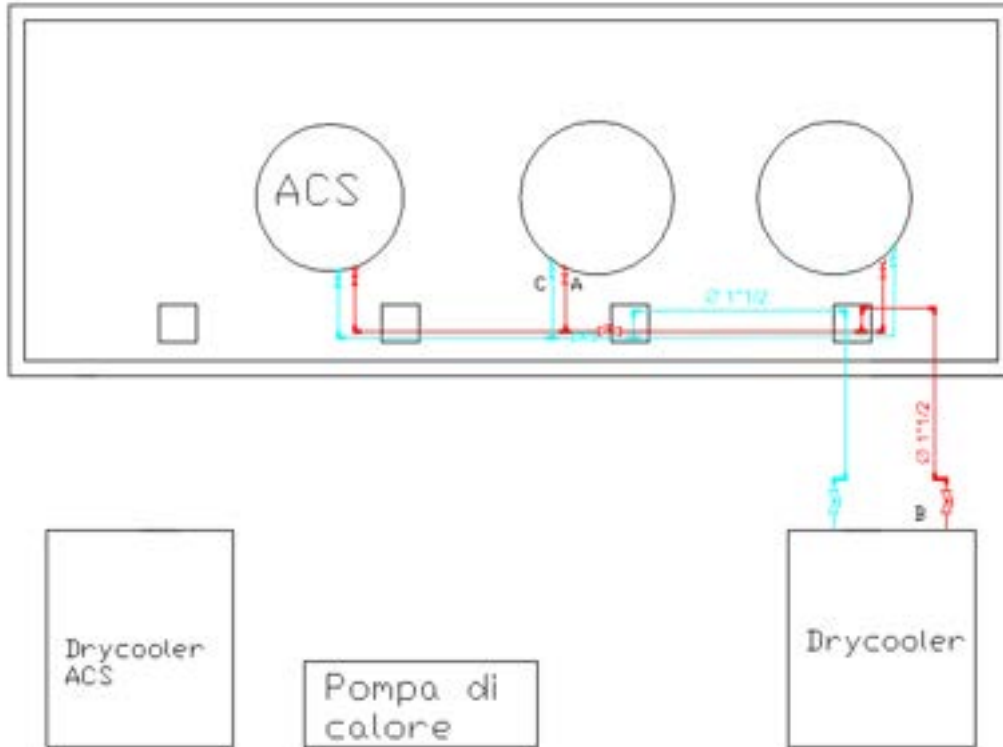


Figura 113: layout del circuito degli accumuli caldo/freddo – dry cooler (vista in pianta)

Di seguito sono riportate le tabelle con i calcoli idraulici del circuito e della valvola di sicurezza.

Circuito idraulico accumuli caldo/freddo								
Componente	Portata lt/h	Lunghezza m	D.N. mm	D.int. mm	Vel. m/s	Dp distr. kPa	Δp loc. kPa	Δp gravitazionale kPa
Perdite distribuite mandata A-B	6000	7.90	1"1/2	40.0	1.33	4.80		-19.12
Perdite distribuite C-B	6000	9.67	1"1/2	40.0	1.33	5.88		3.92
Allargamenti mandata	6000	3.00	1"1/2	40.0	1.33		2.64	
Restringimenti mandata	6000	0.00	1"1/2	40.0	1.33		0.00	
Allargamenti ritorno	6000	0.00	1"1/2	40.0	1.33		0.00	
Restringimenti ritorno	6000	3.00	1"1/2	40.0	1.33		1.32	
Curve mandata	6000	7.00	1"1/2	40.0	1.33		6.15	
Curve ritorno	6000	6.00	1"1/2	40.0	1.33		5.28	
Valvole a sfera mandata	6000	2.00	1"1/2	40.0	1.33		0.35	
Valvole a sfera ritorno	6000	2.00	1"1/2	40.0	1.33		0.35	
Valvola di regolazione a globo	6000	1.00	1"1/2	40.0	1.33		5.76	
Valvole a tre vie mandata	6000	2.00	1"1/2	40.0	1.33		14.07	
Valvole a tre vie ritorno	6000	0.00	1"1/2	40.0	1.33		0.00	
Confluenze a t mandata	6000	0.00	1"1/2	40.0	1.33		0.00	
Confluenze a t ritorno	6000	1.00	1"1/2	40.0	1.33		2.64	
Valvole di ritegno	6000	1.00	1"1/2	40.0	1.33	Tabellato	0.88	
Perdite nel dry cooler	12000					75.00		20.05

Valvola di sicurezza (kg/h)	58
-----------------------------	----

<b>Incrostazioni e corrosioni</b> maggiorazione 15 %		
<b>Incremento per glicole fino a -12 °C</b> maggiorazione 10 %		
Δp tot. kPa	Δp tot. m	Δp tot.+incrementi m
Circuito dry cooler	54.97	5.61
		<b>7.09</b>

Figura 114: dimensionamento del circuito degli accumuli caldo/freddo

Il dimensionamento del circuito idraulico è stato effettuato per il caso riscaldamento invernale per una portata massima di 6000 l/h, corrispondente alla metà della portata di progetto del dry cooler. La portata è stata individuata per poter smaltire in condizioni esterne invernali tutta l'energia accumulata in circa 1,5 ore, considerando una temperatura massima dell'acqua dell'accumulo di 60 °C e una salto termico tra ingresso e uscita dell'acqua dal dry cooler pari a 10°C. Si riporta di seguito il calcolo del tempo impiegato per smaltire l'energia accumulata.

$$Potenza_{dry\ cooler} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T_d = \frac{6000}{3600} \cdot 4,186 \cdot 10 \approx 70\ kW$$

$$Energia_{puffer} = m \cdot c_p \cdot \Delta T_p = 3000 \cdot 4,186 \cdot 30 = 376740\ kJ$$

$$Energia_{puffer} = \frac{376740}{3600} = 104.65\ kWh$$

$$tempo_{smaltimento} = \frac{Energia_{puffer}}{Potenza_{dry\ cooler}} = \frac{104.65}{70} \approx 1.5\ h$$

dove

- DT<sub>d</sub> : il salto termico tra ingresso e uscita acqua dal dry cooler, pari a 10 °C
- DT<sub>p</sub>: il salto termico nell'accumulo dalla temperatura di partenza (30°C) alla temperatura massima (60°C)
- $\dot{m}_d$ : portata massima ingresso acqua dry cooler
- $m_p$ : volume accumulo pari a 1500 litri
- $c_p$ : calore specifico acqua

Come si evince dai suddetti calcoli, si riesce a sfruttare la potenza nominale del dry cooler (70 kW) con una portata metà di quella di progetto, a vantaggio delle perdite e della prevalenza da fornire.

Nota la geometria dell'impianto, applicando gli stessi criteri idraulici dei casi precedenti e note le perdite nel dry cooler, è stato possibile calcolare le perdite localizzate e distribuite di tutto il circuito. Nota la portata e la prevalenza si è scelto il circolatore con le curve di funzionamento riportati di seguito.

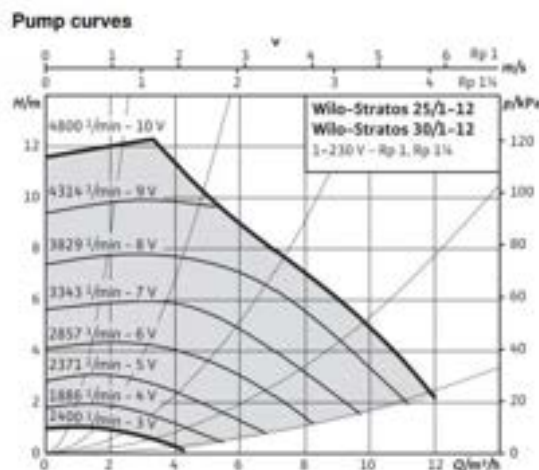


Figura 115:curve di funzionamento del circuito degli accumuli caldo/freddo

Come si nota dalla Figura 115, per una portata di 6 m<sup>3</sup>/h la prevalenza che esso può fornire è pari a circa 9 m, soddisfacendo le perdite di carico calcolate in Figura 114.

### 3.4.8 Il circuito di bypass accumulo ACS – dry cooler

Il circuito di bypass riportato Figura 116 e Figura 117, viene abilitato quando la temperatura dell'area esterna nel periodo estivo non permette al dry cooler di smaltire tutta la potenza dell'accumulo ACS per riportarla nelle condizioni equivalenti all'approvvigionamento dalla rete idrica (15°C)

In queste condizioni esterne verrà attivato l'assetto estivo per l'accumulo ACS: verranno aperte manualmente le valvole VS1 e VS2 e chiuse le valvole VS3 e VS4 e quelle di intercettazione del dry cooler ACS in modo da smaltire il carico per acqua calda sanitaria utilizzando l'energia frigorifera dell'accumulo inerziale centrale.

L'acqua calda sanitaria a 55°C – 60°C verrà inviata all'accumulo freddo inerziale, ritornando ad una temperatura di circa 10°C – 15°C all'ingresso freddo dell'accumulo ACS.

Poiché le perdite di carico nello scambiatore ACS sono elevate il circolatore P2 all'uscita dell'accumulo potrebbe non riuscire a fornire la prevalenza necessaria. Allora aprendo le due valvole VS1 e VS2 si esclude il circolatore P2 (chiudendo anche la valvola di intercettazione a valle) e si utilizza il circolatore P1 per alimentare il circuito ACS accumulo freddo.

L'altro accumulo freddo, scollegato dal primo attraverso la chiusura delle due valvole VS3 e VS4, continuerà a funzionare normalmente.

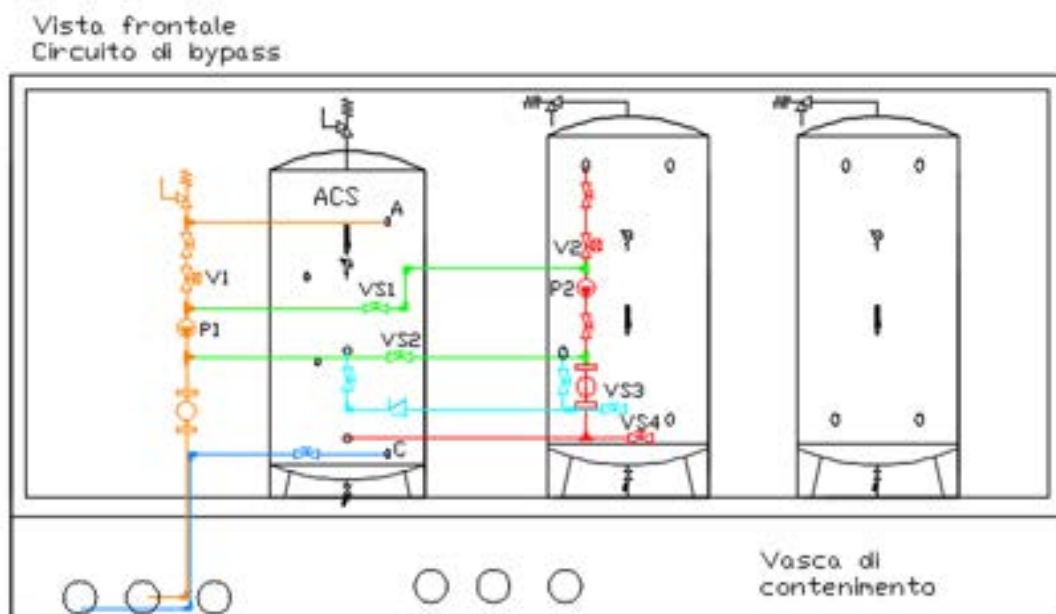


Figura 116: layout del circuito di bypass ACS dry cooler (vista in frontale)

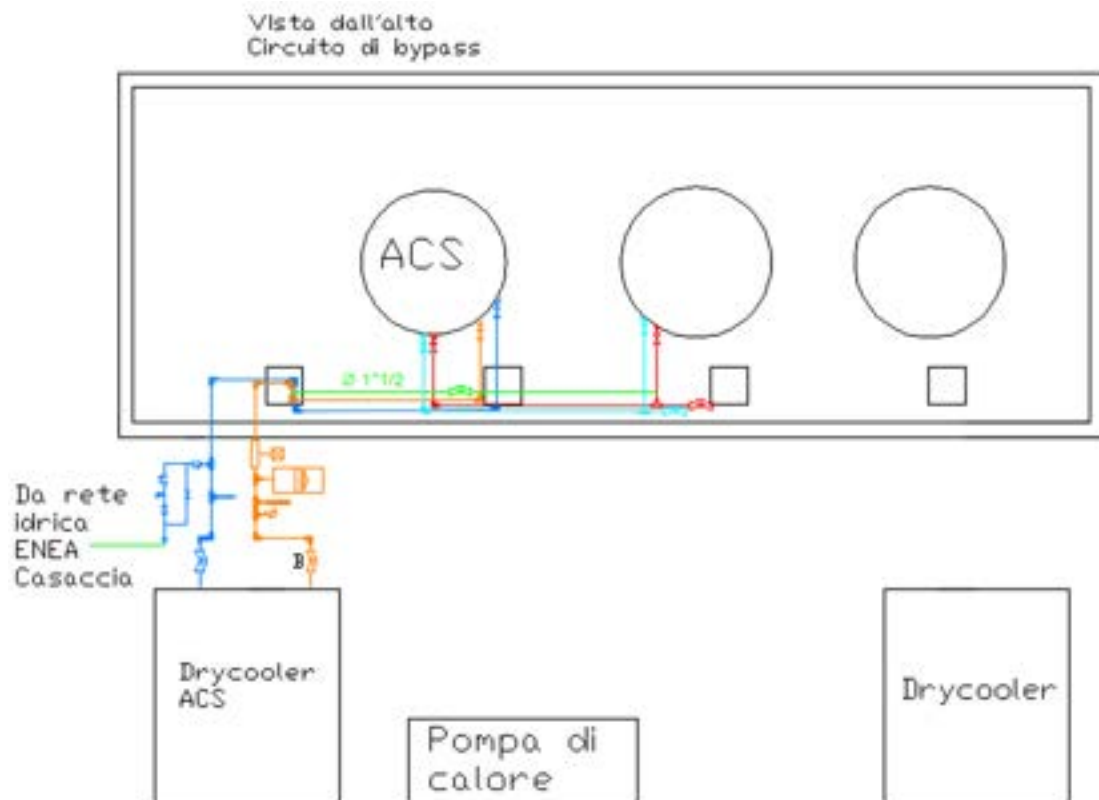


Figura 117: layout del circuito di bypass ACS dry cooler (vista in pianta)

Di seguito sono riportati i calcoli di dimensionamento delle tubazioni e della valvola di sicurezza.

Circuito di bypass								
Componente	Portata lt/h	n°-l(m)	D.N. mm	D.int. mm	Vel. m/s	Δp distr. kPa	Δp loc. kPa	Δp gravitazionale kPa
Perdite distribuite mandata A-B	5000	7.90	1"1/2	40.0	1.11	3.41		-19.12
Perdite distribuite C-B	5000	9.67	1"1/2	40.0	1.11	4.18		3.92
Allargamenti mandata	5000	3.00	1"1/2	40.0	1.11		1.83	
Restringimenti mandata	5000	0.00	1"1/2	40.0	1.11		0.00	
Allargamenti ritorno	5000	0.00	1"1/2	40.0	1.11		0.00	
Restringimenti ritorno	5000	3.00	1"1/2	40.0	1.11		0.92	
Curve mandata	5000	7.00	1"1/2	40.0	1.11		4.27	
Curve ritorno	5000	6.00	1"1/2	40.0	1.11		3.66	
Valvole a sfera mandata	5000	2.00	1"1/2	40.0	1.11		0.24	
Valvole a sfera ritorno	5000	2.00	1"1/2	40.0	1.11		0.24	
Valvola di regolazione a globo	5000	1.00	1"1/2	40.0	1.11		4.00	
Valvole a tre vie mandata	5000	2.00	1"1/2	40.0	1.11		9.77	
Valvole a tre vie ritorno	5000	0.00	1"1/2	40.0	1.11		0.00	
Confluenze a t mandata	5000	0.00	1"1/2	40.0	1.11		0.00	
Confluenze a t ritorno	5000	1.00	1"1/2	40.0	1.11		1.83	
Valvole di ritegno	5000	1.00	1"1/2	40.0	1.11	Tabellato	0.61	
Perdite nel dry cooler	12000					75.00		16.71
Perdite nella serpentina (bar)	2000	35.17		32.0	0.69	0.16		90.43
Perdite distribuite	5000	5.50	1"1/2	40.0	1.11	2.38		
Valvole a sfera	5000	2.00	1"1/2	40.0	1.11		0.24	

Valvola di sicurezza (kg/h)	58
-----------------------------	----

Incrostazioni e corrosioni			
maggiorazione 15 %			
Incremento per glicole fino a -12 °C			
maggiorazione 10 %			
Δp tot.	Δp tot.	Δp tot.	Incrementi
kPa	m	m	m
Circuito dry cooler	36.49	3.72	4.71
Circuito serpentina	131.96	13.46	17.02

Figura 118: dimensionamento del circuito di bypass

In funzione della prevalenza massima che il circolatore (P1) può fornire (circa 18 m), la massima portata che può circolare è di 5 m<sup>3</sup>/h. Anche se la portata è minore di quella stimata precedentemente per il circuito secondario di ACS, non costituisce un problema perché la potenza asportata risulta verificata grazie alla minor temperatura dell'acqua proveniente dall'accumulo freddo.

### 3.4.9 Sistema di interfaccia dei componenti per la misura e il controllo

Il sistema di controllo e monitoraggio del sistema ibrido sperimentale è in fase di sviluppo come descritto nel successivo capitolo (per il sistema di accumulo sperimentale bidirezionale) e al paragrafo 2.4 (per la pompa di calore a giri variabile); lo stesso verrà completato e reso operativo nella successiva annualità.

In fase di progettazione e montaggio sono state predisposte, dove possibile, le interfacce di comunicazione per gestire tutti i componenti attraverso un'unica linea LAN con un protocollo Modbus/TCP/IP, in modo da poter raggiungere i singoli componenti da un unico sistema di controllo implementato in Matlab/Simulink in una piattaforma remota.

In particolare si riporta in lo schema funzionale per individuare i singoli componenti e la loro funzione nella seguente tabella un elenco dei principali componenti e il protocollo di comunicazione utilizzato per la comunicazione con il sistema di controllo

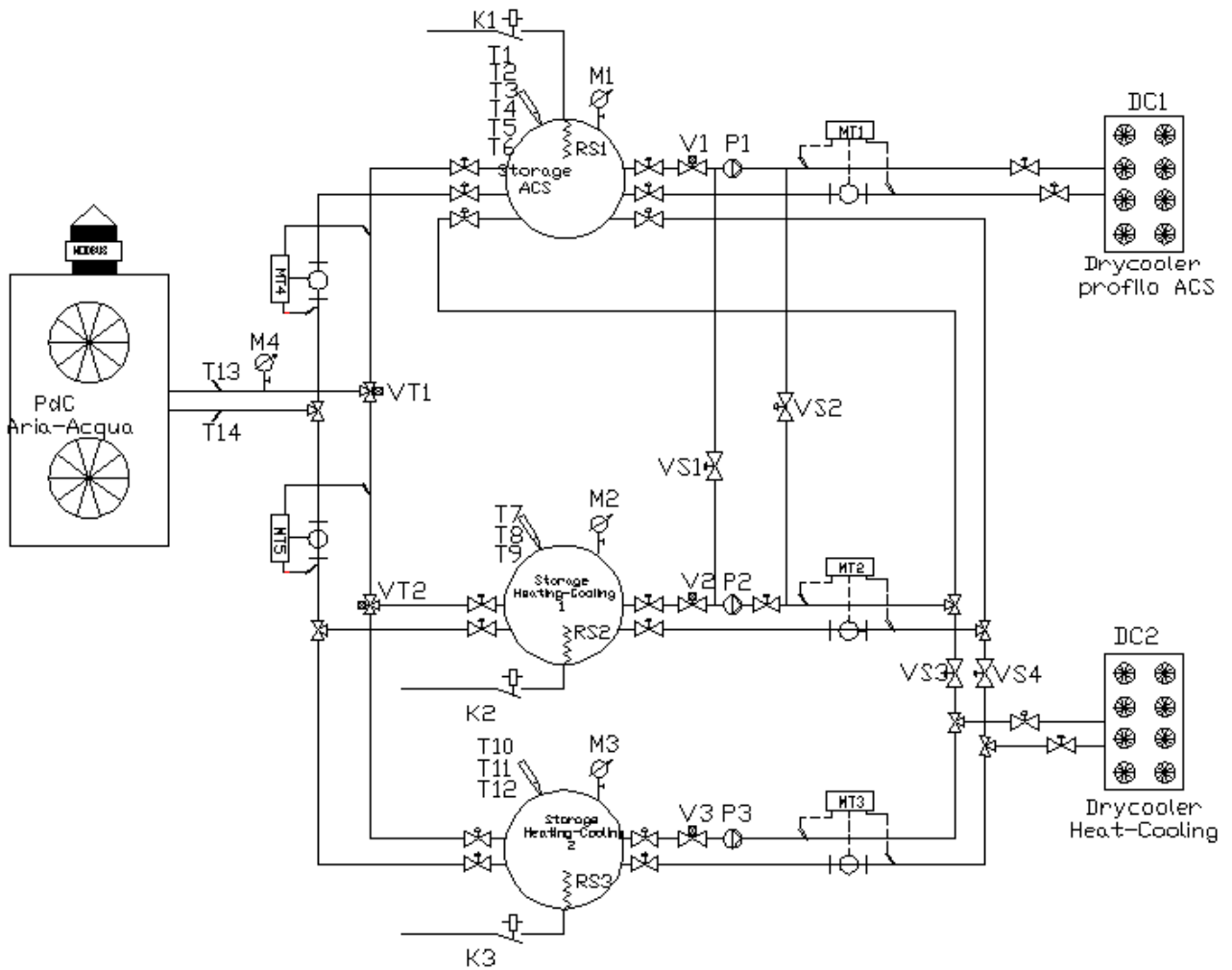


Figura 119: schema funzionale impianto ibrido – sezione termica con singoli componenti

Tabella 3-8:componenti soggetti a monitoraggio e gestione dal sistema di controllo – segnali di comunicazione

Componente	Funzione	Grandezza misurata	Grandezza controllata	Tipo segnale
<b>Pompa di calore</b>	controllo compressore e settaggio parametri di funzionamento	assorbimento elettrico, potenza termica fornita, effettivo numero di giri compressore	numero di giri del compressore, temperatura di funzionamento, assorbimento elettrico, potenza termica fornita	Modbus TCP/IP
<b>T2, T3, T4, T5, T6, T8, T9, T11, T12</b>	sensori di temperatura attivi ad immersione, inserite negli accumuli a vari livelli, per rilevare la stratificazione termica dell'acqua	Temperatura	temperatura accumulo C/F e ACS	Analogico 0-10 V
<b>MT1, MT2, MT3, MT4, MT5</b>	Heat meter, misuratore di portata e temperatura fornita dalla pompa di calore agli accumuli e prelevata dai drycooler	Portata, temperatura e potenza termica		Modbus TCP/IP
<b>P1, P2, P3</b>	Circolatori ad inverter, permettono di regolare la portata e quindi di potenza termica prelevata dall'accumulo	stato circolatore	Numero di giri	Analogico 0-10 V- Modbus TCP/IP
<b>V1, V2, V3</b>	Valvole a due vie motorizzate per la regolazione della portata in accoppiamento ai circolatori	posizione valvola	Grado di apertura valvola	Analogico 0-10 V
<b>Rs1-K1, Rs2-Ks2, Rs3-K3</b>	Contattore K con bobina a 24 V, per alimentare la resistenza elettrica Rs integrativa dell'accumulo da 4,5 kW trifase		ON/OFF resistenze	Analogico 0-10 V
<b>VT1</b>	Valvola a tre vie motorizzata comandata dall'elettronica a bordo della pompa di calore, per alimentare gli accumuli inerziali caldo/freddo o l'accumulo ACS		Posizione valvola - Apertura chiusura via 1 e via 2	segnale da pompa di calore
<b>VT2</b>	Valvola a tre vie motorizzata, stabilisce quale accumulo inerziale alimentare dalla PdC		Grado di apertura	Analogico 0-10 V
<b>DC1, DC2</b>	Drycooler, dissipano energia termica degli accumuli inerziali e dell'accumulo ACS con profili impostati dal sistema di controllo		Velocità ventole	Modbus TCP/IP, 0-10 V
<b>Inverter fotovoltaico</b>	collega l'impianto FV alla rete bassa tensione	potenza immessa in rete		Modbus
<b>Inverter bidirezionale con accumulo</b>	regola il flusso di potenza del sistema di accumulo da e verso la rete, il segnale di regolazione della potenza arriva dal sistema di controllo	tensione batteria, temperatura batteria, potenza attiva e reattiva scambiata con la rete	potenza attiva e reattiva scambiata con la pompa di calore, con la rete e con l'impianto FV	CAN

#### 3.4.10 foto e particolari impianti ibrido realizzato presso il C.R Casaccia

In questa annualità oltre alla progettazione è stata quasi completata la realizzazione dell'impianto ibrido sperimentale (ad eccezione del campo fotovoltaico, e di componenti secondari).

Si riportano di seguito alcune foto di dettaglio dell'impianto ibrido realizzato



Figura 120: Dettagli vasi di espansione e unità esterne (dry cooler e pompa di calore ) durante la fase di installazione



Figura 121: circuito idraulico dry cooler per ACS – dettaglio giunti dielettrici e smorzatori



Figura 122: connessione unità esterne: due drycooler e pmpa di calore



Figura 123: dettaglio accumulo ACS in cabina 2- connessione idrauliche, resistenza ausiliaria, sonde attive di temperatura, valvole, circolatore (P2), valvola a tre vie (Vt1)



Figura 124: Inverter bidirezionale 30 kVA installato in cabina 1 - sei batterie a Litio Kokam da 16 kWh, 70 Ah

#### 4. Implementazione di un sistema di controllo per la gestione della sezione elettrica integrata nel sistema ibrido sperimentale

Nella successiva figura si riporta lo schema del sistema di controllo e del sistema di comunicazione utilizzato per la gestione della sezione elettrica del sistema ibrido. Sono presenti i seguenti sistemi:

- PC con sistema di controllo implementato in Matlab/simulink
- sistema real time speedgoat per la gestione dei flussi di potenza del compensatore in Simulink
- scheda Arduino
- compensatore statico
- pompa di calore
- carico elettronico (per generare profili di carico elettrico dell'utenza ad integrare al carico della pompa di calore)
- impianto fotovoltaico (verrà installato le successiva annualità)

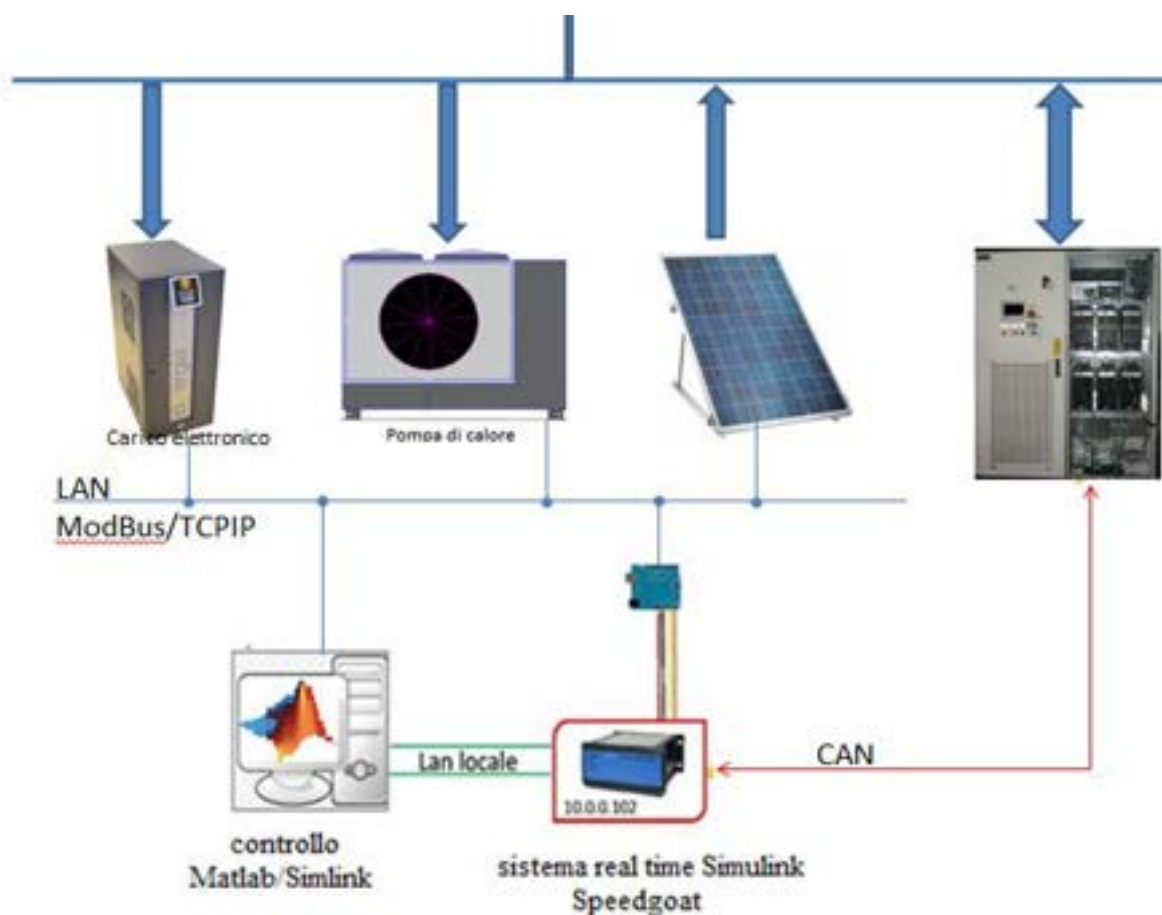


Figura 125: schema sistema di controllo sezione elettrica

In questa annualità è stato implementato in ambiente real time di Simulink una parte del sistema di controllo della sezione elettrica dell'impianto ibrido; in particolare sono stati implementate su schede (speedgoat e arduino) le logiche di gestione del compensatore statico (accumulo bidirezionale da 16 kWh) descritto nei precedenti paragrafi in funzione della potenza istantanea disponibile del fotovoltaico e del profilo del carico elettrico (sostituito nella successiva annualità dall'effettivo carico elettrico della pompa di calore).

#### 4.1.1 Implementazione controllo sistema d'accumulo in real time con Matlab/Simulink

Per il controllo del compensatore statico secondo le logiche implementate in Simulink e descritte al capitolo 2, è stato acquisito una macchina real-time (Speedgot) programmabile in Matlab/simulink e in grado controllare modelli fisici in tempo reale utilizzando diverse tipologie di porte e canali di comunicazione (CAN, analogici e digitali) come riportato nelle seguente immagini.



Figura 126: Speedgoat real-time target machine



Figura 127: caratteristiche tecniche di Speedgoat real-time target machine



Figura 128: I/O di Speedgoat real-time target machine

Come si evince dalla Figura 128, la macchina presenta 3 slot per l'inserimento di moduli esterni (I/O module), dei quali solamente 2 sono stati occupati, lasciando il 3° per future applicazioni. I moduli acquisiti per il controllo del sistema ibrido sperimentale sono :

- IO101: mette a disposizione 32 input e 8 output analogici con risoluzione 16-bit e 16 I/O digitali mappati nella modalità riportata in Figura 129. Tale modulo verrà utilizzato successivamente per la conversione dei dati acquisiti da Arduino come indicato nello schema indicato in Figura 125 ;
- IO601: modulo necessario per la comunicazione CAN con il compensatore.

### I/O pin mapping

Pin	Signal	Pin	Signal
1	Counter	35	Ground
2	Digital 01 (lower channel)	36	Digital 09 (upper channel)
3	Digital 02 (lower channel)	37	Digital 10 (upper channel)
4	Digital 03 (lower channel)	38	Digital 11 (upper channel)
5	Digital 04 (lower channel)	39	Digital 12 (upper channel)
6	Digital 05 (lower channel)	40	Digital 13 (upper channel)
7	Digital 06 (lower channel)	41	Digital 14 (upper channel)
8	Digital 07 (lower channel)	42	Digital 15 (upper channel)
9	Digital 08 (lower channel)	43	Digital 16 (upper channel)
10	Ground	44	Analog Out 05
11	Ground	45	Analog Out 06
12	Analog Out 01	46	Ground
13	Analog Out 02	47	Ground
14	Analog Out 03	48	Ground
15	Analog Out 04	49	Ground
16	Ground	50	Analog Out 07
17	Ground	51	Analog Out 08
18	Ground	52	Sense (Analog input ground)
19	Analog In SE: 16, DIFF: 16 (+)	53	Analog In SE: 32, DIFF: 16 (-)
20	Analog In SE: 15, DIFF: 15 (+)	54	Analog In SE: 31, DIFF: 15 (-)
21	Analog In SE: 14, DIFF: 14 (+)	55	Analog In SE: 30, DIFF: 14 (-)
22	Analog In SE: 13, DIFF: 13 (+)	56	Analog In SE: 29, DIFF: 13 (-)
23	Analog In SE: 12, DIFF: 12 (+)	57	Analog In SE: 28, DIFF: 12 (-)
24	Analog In SE: 11, DIFF: 11 (+)	58	Analog In SE: 27, DIFF: 11 (-)
25	Analog In SE: 10, DIFF: 10 (+)	59	Analog In SE: 26, DIFF: 10 (-)
26	Analog In SE: 09, DIFF: 09 (+)	60	Analog In SE: 25, DIFF: 09 (-)
27	Analog In SE: 08, DIFF: 08 (+)	61	Analog In SE: 24, DIFF: 08 (-)
28	Analog In SE: 07, DIFF: 07 (+)	62	Analog In SE: 23, DIFF: 07 (-)
29	Analog In SE: 06, DIFF: 06 (+)	63	Analog In SE: 22, DIFF: 06 (-)
30	Analog In SE: 05, DIFF: 05 (+)	64	Analog In SE: 21, DIFF: 05 (-)
31	Analog In SE: 04, DIFF: 04 (+)	65	Analog In SE: 20, DIFF: 04 (-)
32	Analog In SE: 03, DIFF: 03 (+)	66	Analog In SE: 19, DIFF: 03 (-)
33	Analog In SE: 02, DIFF: 02 (+)	67	Analog In SE: 18, DIFF: 02 (-)
34	Analog In SE: 01, DIFF: 01 (+)	68	Analog In SE: 17, DIFF: 01 (-)

Figura 129: pin mapping del modulo I/O 101

Per la programmazione di Speedgoat sono stati eseguiti i seguenti passi:

1. Sviluppo su PC del modello in ambiente Matlab/Simulink utilizzando le librerie fornite per utilizzare i moduli I/O101 e la I/O601 necessari ad interagire con i sistemi esterni
2. Compilazione del modello sulla real time target machine. per la compilazione del modello è stato utilizzato un C-compiler dedicato (Microsoft Visual Studio 2010 Professional Edition), in modo che possa funzionare in Speedgoat e con xPC Target (ambiente in grado di connettere i modelli Simulink implementati con sistemi fisici ed eseguirli in tempo reale);
3. Caricamento del modello sulla real time target machine tramite protocollo TCP/IP, il cui settaggio è riportato in Figura 130.

Target network settings			
IP address:	192.168.116.24	Port:	22222
Subnet mask:	255.255.252.0	Target driver:	Intel 8254x (default) ▼
Gateway:	192.168.119.254	Ethernet	0 (default) ▼

Figura 130: settings della target machine per la comunicazione TCP/IP

Per poter acquisire i segnali ed effettuare il tuning dei parametri è stato necessario inserire all'interno del modello Simulink i blocchi "scope" della libreria xPC Target. Tali blocchi possono essere impostati in modo che funzionino da scope come mostrato in Figura 131 o da banca dati, come riportato in Figura 132.

Sink Block Parameters: Scope (xPC) 12

xpcscopeblock (mask) (link)

xPC Target Scope  
Configure scope to acquire signal data.  
Scope can be of type target, host, or file.

Parameters

Scope number:  
12

Scope type: Target ▼

Start scope when application starts

Scope mode: Numerical ▼

Numerical format:  
"%15.6f"

Number of samples:  
3

Number of pre/post samples:  
0

Decimation:  
1

OK Cancel Help Apply

Figura 131: parametri blocco scope Xpctarget – impostazione in modalità scope

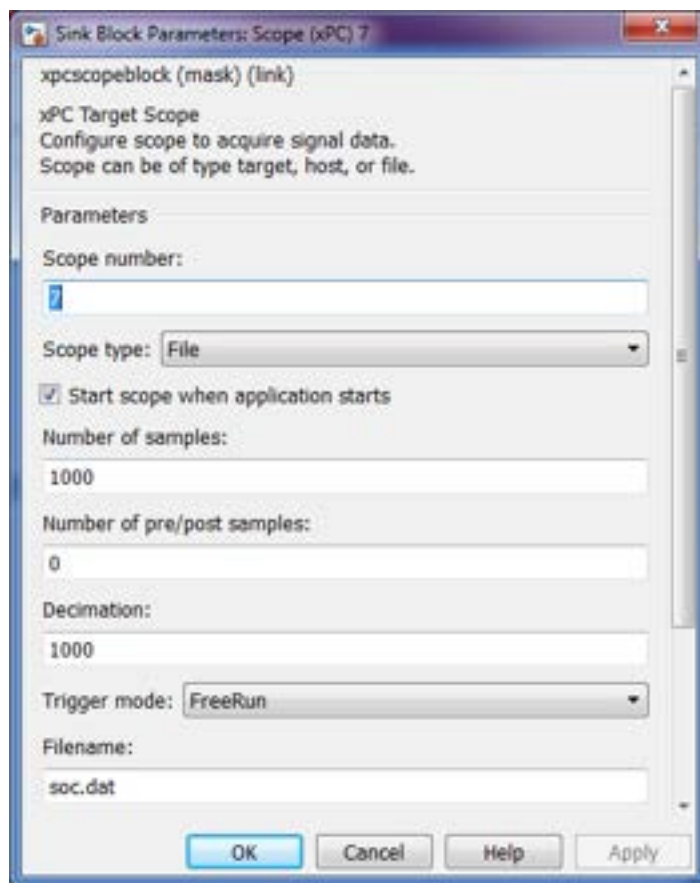


Figura 132: scope XpcTarget in modalità salvataggio del segnale

Nel caso in cui venga utilizzato lo scope come banca dati è possibile acquisire i dati registrati dal target, collegandolo al PC host e richiedendo una connessione ftp. A titolo di esempio, per acquisire il file "soc.dat" ( stato di carica dell'accumulo), sono stati eseguiti i seguenti comandi:

- ftp = xpctarget.ftp: richiede la connessione ftp;
- ftp.get('soc.dat'): acquisisce il dato "soc.dat";
- soc = readxpcfile('soc.dat'): alloca il dato "soc.dat" ad una variabile del workspace di Matlab.

Per poter accedere e, regolare, in tempo reale, i parametri di simulazione con i comandi riportati in Figura 133.

Target PC	MATLAB
<code>setpar parameter_index = number</code>	<code>set(tg, 'parameter_name', number)</code>
<code>getpar parameter_index</code>	<code>get(tg, 'parameter_name')</code>
<code>stoptime = number</code>	<code>tg.stoptime = number</code>
<code>sampletime = number</code>	<code>tg.sampletime = number</code> <code>set(tg, 'SampleTime', number)</code>

Figura 133: comandi per la modifica dei parametri di simulazione

#### 4.1.2 sviluppo sistema di interfaccia controllo esterno - compensatore

In collaborazione con l'azienda costruttrice è stato implementato un sistema di comunicazione ed interfaccia tra il PLC del compensatore e il sistema di controllo esterno. Quest'ultimo comunica con il compensatore tramite un protocollo CAN configurato a 250 [kBit/s] che utilizza identificatori sia a 11

bit che a 29 bit. I messaggi scambiati provengono sia dal BMS Kokam (informazioni sulle batterie) sia dal PLC che gestisce l'inverter bidirezionale e il booster DC/DC .

I messaggi di monitoraggio che il sistema di controllo elabora provenienti dal BMS della Kokam sono:

**Identificatore Id: 0x19F0CB59**

**Lunghezza : 8 bytes**

**Ciclo : 100 ms**

1° word :	Tensione massima fra tutte le celle	[V]	x.xxx
2° word :	Tensione minima fra tutte le celle	[V]	x.xxx
3° word :	Temperatura massima fra tutte le celle	[°C]	xxx.x
4° word :	Tensione minima fra tutte le celle	[°C]	xxx.x

**Identificatore Id: 0x19F0CC59;**

**Lunghezza: 8 bytes;**

**Ciclo: 100 ms**

1° word:	Tensione totale batterie	[V]	xxx.x
2° word:	Corrente batterie	[A]	xxx.x
5°byte:	SOC da 0 a 100 %		Xxx
6° byte:	Status		Xxx
7° byte :	Warnig Status		Xxx
8° byte :	Fault Status		Xxx

I messaggi CAN che vengono inviati dal PLC sono:

**Identificatore Id: 0x0200;**

**Lunghezza : 8 bytes;**

**Ciclo: 10 ms;**

1° word :	Tensione di rete	[V]	Xxxx
2° word :	Corrente efficace fase R	[A]	xxx.x

3° word :	Corrente efficace fase S	[A]	xxx.x
4° word :	Corrente efficace fase T	[A]	xxx.x

**Identificatore Id: 0x0201;**

**Lunghezza: 8 bytes;**

**Ciclo: 10 ms;**

1° word:	Potenza attiva immessa in rete	[kW]	xx.xx
2° word:	Potenza reattiva immessa in rete	[kVAR]	xx.xx
3° word:	Frequenza di rete reale	[Hz]	xx.xx
4° word:	Tensione continua di bus	[V]	Xxx

**Identificatore Id: 0x0202;**

**Lunghezza: 8 bytes;**

**Ciclo: 10 ms;**

1° word:	Tensione di batteria	[kW]	xx.xx
2° word:	Corrente di batteria	[kVAR]	xx.xx
3° word:	word libera	[Hz]	xx.xx
4° word:	Stato di funzionamento del quadro	[V]	Xxx

Stato di funzionamento del quadro è una word a bit così definita:

Bit 0 – Fault presente (1 = Fault presente);

Bit 1 – Consenso lato DC (1 = consenso OK);

Bit 2 – Consenso lato AC (1 = consenso OK);

Bit 3 – Back booster in marcia (1 = Booster in marcia);

Bit 4 – AFE in marcia e connesso a rete (1 = AFE in marcia);

Bit 5-15 – non usati.

C'è solo un messaggio che il PLC si attende per il controllo da remoto:

**Identificatore Id: 0x0180;**

**Lunghezza : 8 bytes;**

**Ciclo minimo: 50 ms**

1° word:	Set di potenza attiva	[kW]	xx.xx
2° word:	Seti di potenza reattiva	[kVAR]	xx.xx
3° word:	word con heart bit	[Hz]	xx.xx
4° word:	word di comando	[V]	Xxx

Nella word con heart bit c'è un free running counter che realizza una variazione sorvegliata con un allarme che interviene per mancanza di variazioni in 5 secondi. Nella word di comando è possibile inviare gli stessi comandi disponibili da sblocchi hardware. La descrizione della word di comando è la seguente:

Bit 0 – Ripristino allarmi;

Bit 1 – Marcia buck booster batterie;

Bit 2 – Marcia AFE lato rete;

Il formato dei dati serve ad indicare il divisore da utilizzare per la corretta visualizzazione dei dati, quando viene indicato il formato xx.xx significa che bisogna dividere il dato per 100 prima della visualizzazione (esempio 2,00 [kW] viene ricevuto in CAN bus come valore 200). Tutti i dati si intendono "signed" e in complemento a 2.

#### 4.1.3 Implementazione sistema di controllo del compensatore nella real time machine e prime prove

Acquisite le codifiche dei segnali che vengono scambiati con le schede del compensatore con protocollo CAN, è stato implementato e compilato nella real time machine (speedgoat) un primo modello Simulink (del quale riporto lo schema in Figura 134) per comandare in tempo reale la carica e la scarica del sistema di accumulo da un valore minimo (SOC 20%) ad un valore massimo (SOC 80%) in maniera ciclica.

Il modello legge i parametri di batteria forniti dal BMS via CAN e in base a tali valori fa eseguire cicli di carica e scarica al compensatore.

L'implementazione di questo primo modello base è stato necessario per verificare capire se Speedgoat riuscisse effettivamente a regolare in tempo reale il punto di funzionamento del compensatore e a impostare i setpoint di potenza scambiata con la rete in maniera corretta e senza latenze.

Infatti, ai fini della sicurezza e del corretto funzionamento, risulta importante verificare la scarica non scenda mai sotto SOC il 20% e la carica non vada mai oltre l'80%, inoltre occorre evitare che la tensione minima di cella scenda al di sotto dei 3.3 V ed evitare che la tensione massima di cella superi i 4.1V. I suddetti limiti sono stati imposti nell'algoritmo implementato nella Matlab function del modello riportato in Figura 134

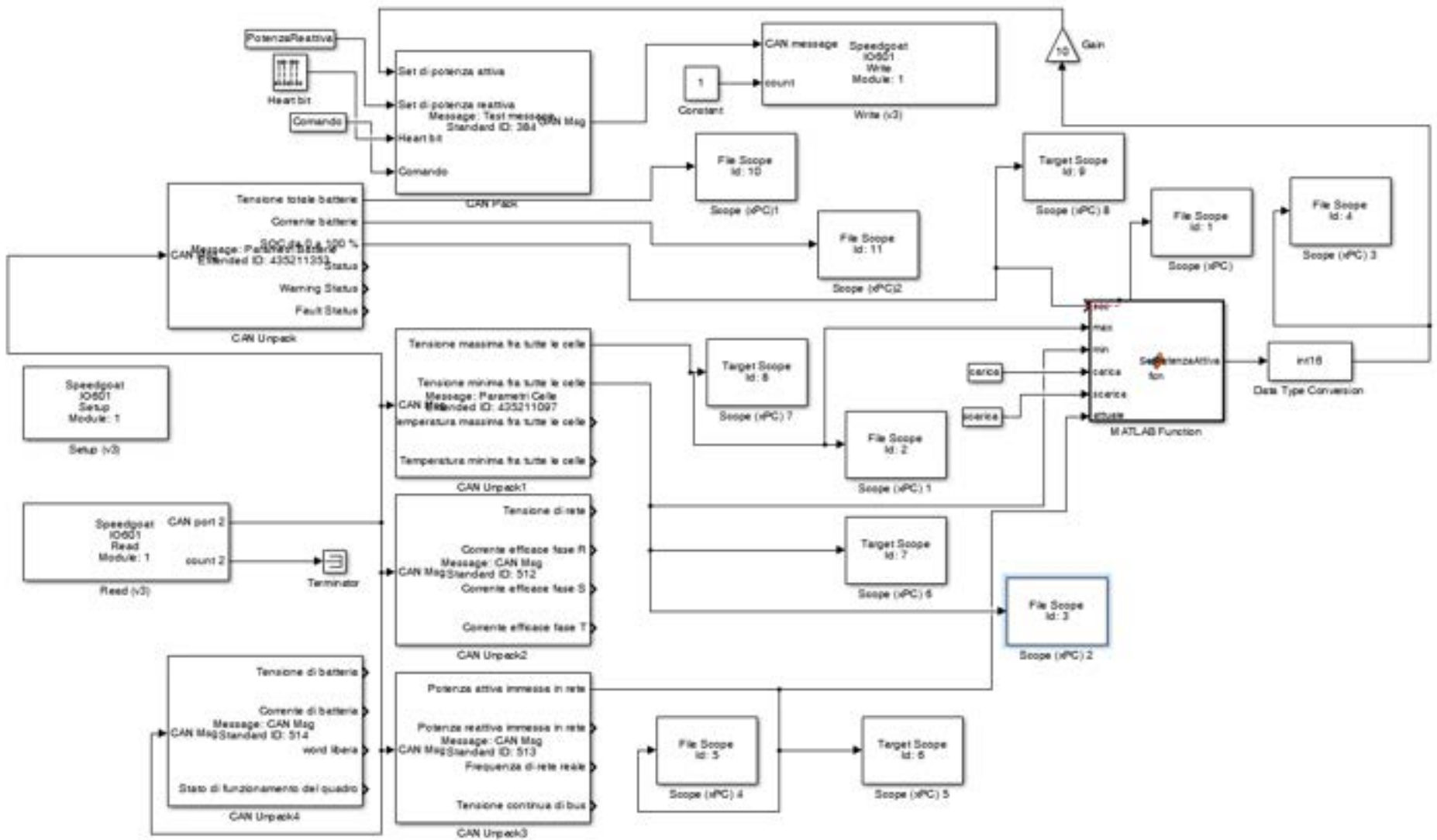


Figura 134: modello Simulink carica/scarica compilato nella real time machine (speedgoat)

Per un maggiore chiarimento sul modello sopra riportato, si riporta di seguito la descrizione dei singoli blocchi utilizzati.

- Setup: blocco necessario all'inizializzazione della comunicazione CAN. viene settata la porta di Speedgoat utilizzata nella comunicazione con il compensatore (in questo caso: Port 2), il Baud rate (250 kBaud, imposto dal PLC del compensatore) ed eventuali filtri per non ricevere/inviare alcuni registri (Figura 135);

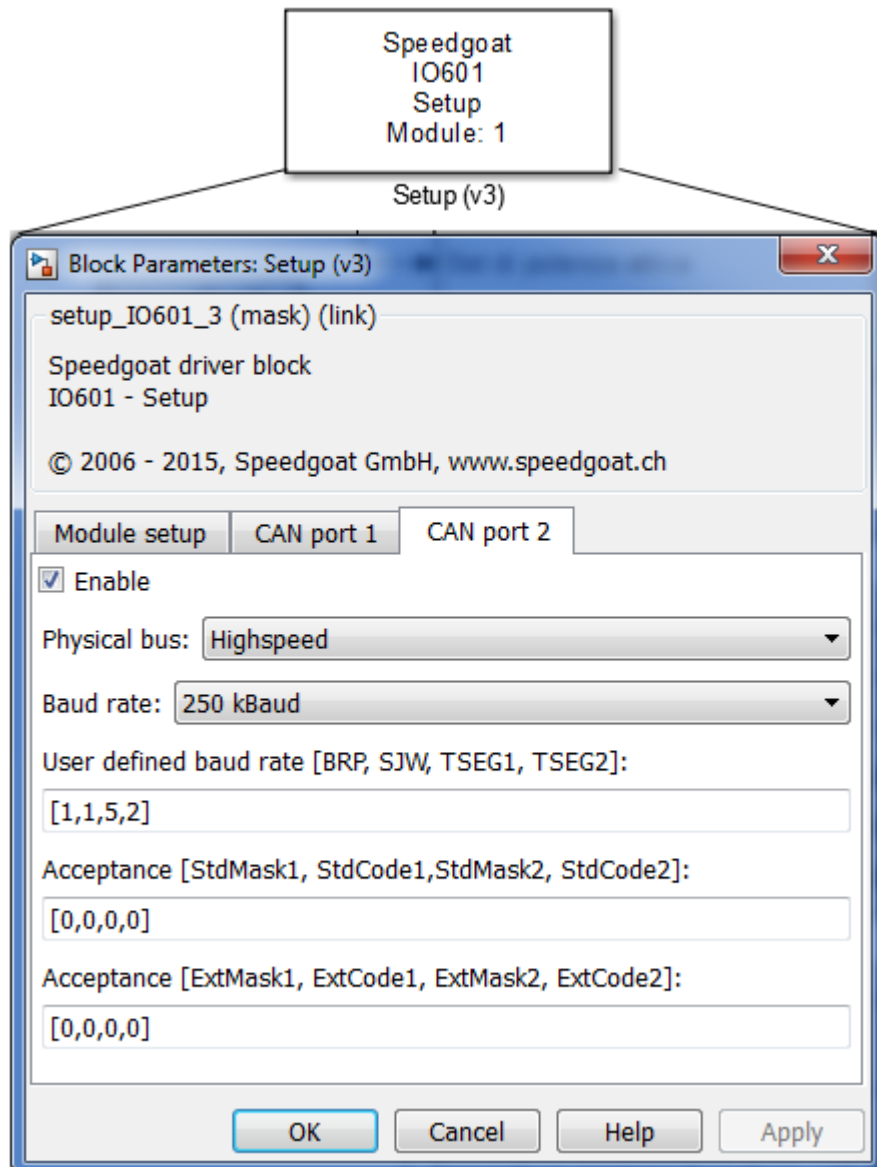


Figura 135: blocco Setup Simulink - XpcTarget

- Write: permette di selezionare la porta dalla quale inviare il messaggio al compensatore (Port 2 nel nostro caso), il tipo di messaggio da inviare (l'opzione "CAN\_MESSAGE plus count" significa che il messaggio è proprio in codifica CAN) e la quantità di messaggi da inviare per ogni count (Figura 136). Tale blocco permette la comunicazione con il registro 0x180 contenuto nel PLC del compensatore, attraverso cui è possibile settare i livelli di potenza attiva/reattiva.

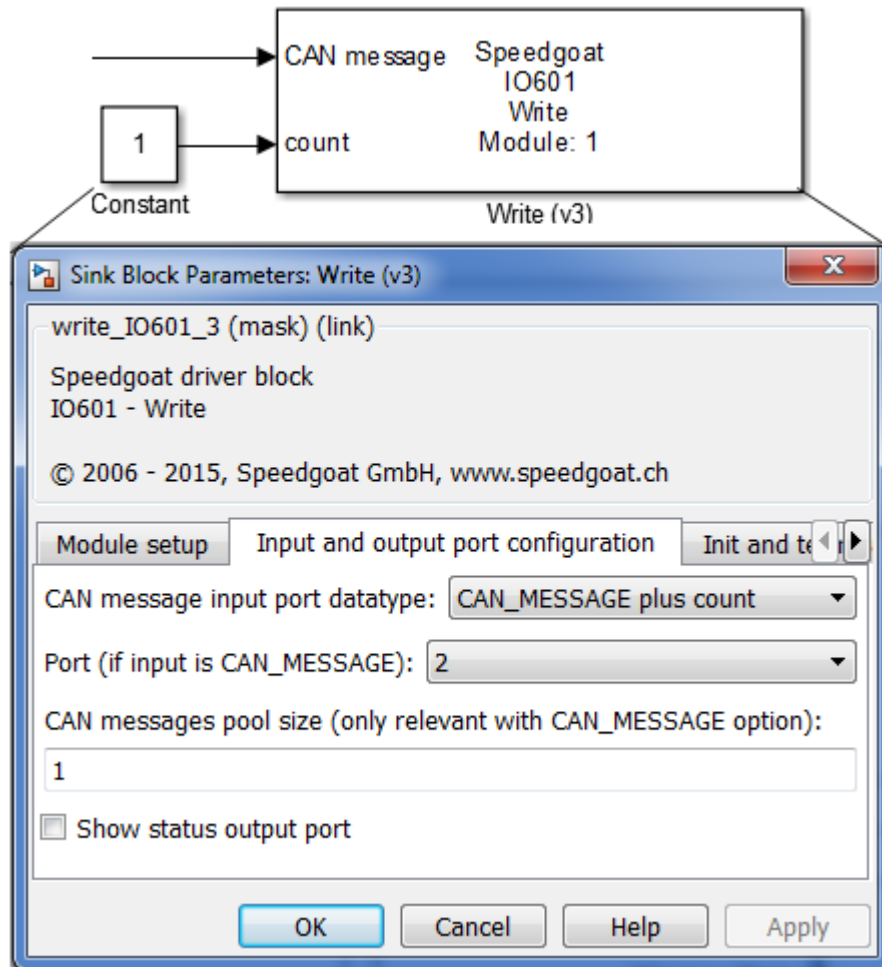


Figura 136: blocco Write XpcTarget

- Read: riceve tutti i dati inviati dal compensatore e li rende fruibili alla porta selezionata (Port 2) nel formato scelto nel "Output port datatype". Nel nostro caso restituisce un vettore di messaggi CAN che dovranno essere opportunamente spaccettati per poter essere letti (Figura 137).

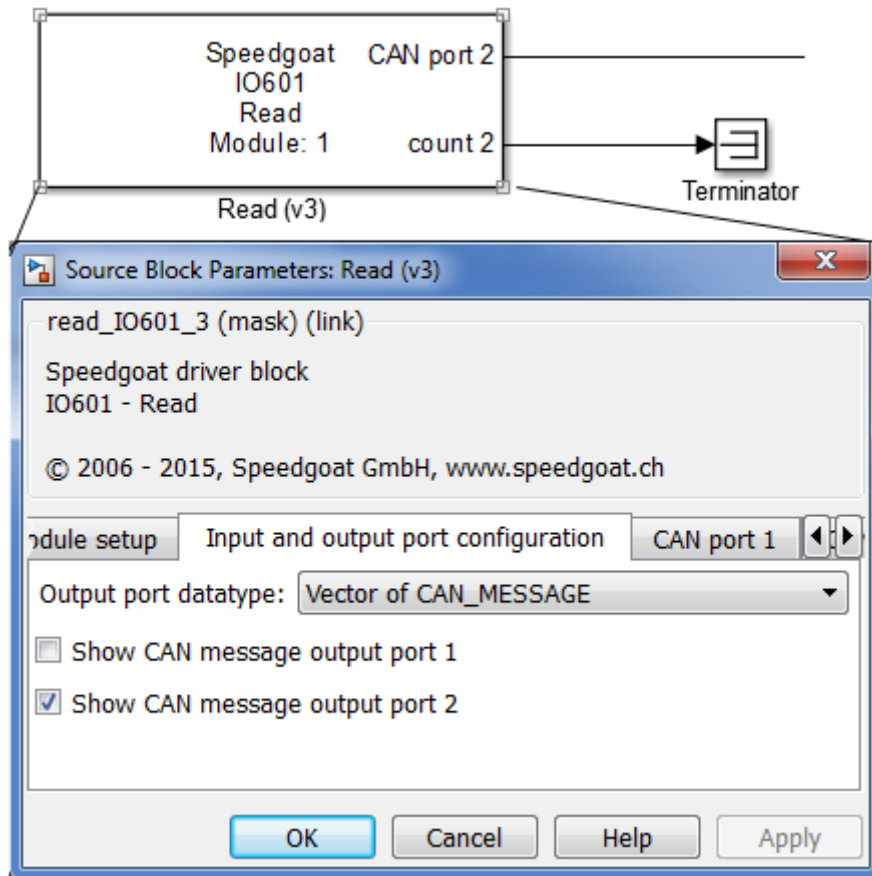


Figura 137: blocca Read XpcTarget

- CAN Pack: permette di impacchettare il messaggio da inviare al compensatore tramite il blocco Write. Occorre settare il tipo e il valore (il registro su cui scrivere è il 0x180 che in decimale coincide con il 384) dell' identificatore (Standard-11bit, oppure Esteso-29bit) e la lunghezza del messaggio in bytes. Il messaggio è stato creato manualmente ("manually specified signals") in perfetto accordo con quanto riportato nella corrispondente tabella a inizio paragrafo (Figura 138).

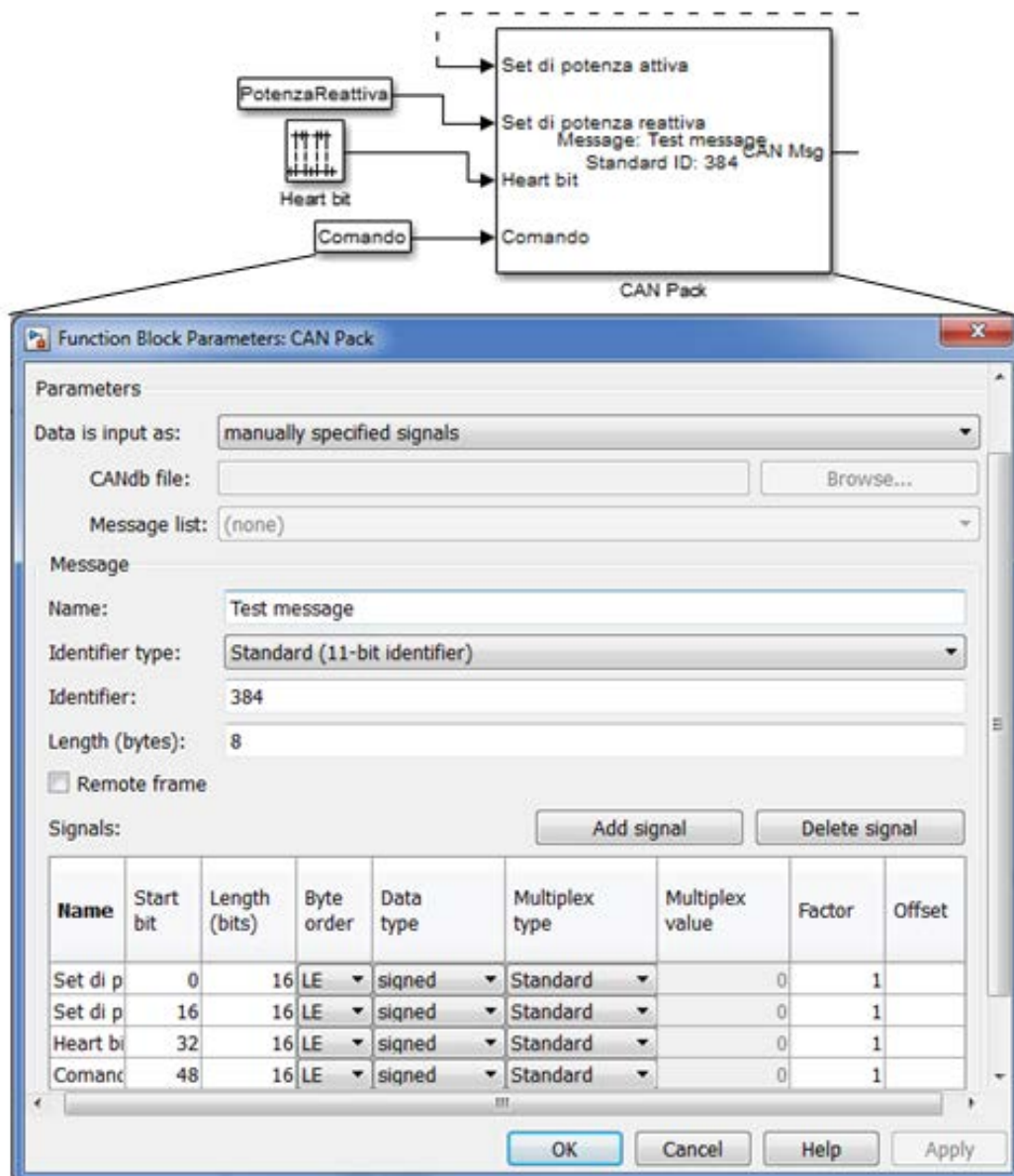


Figura 138: blocco CAN Pack

- CAN Unpack: è il duale del blocco CAN Pack. In Figura 139 è riportato, a titolo di esempio, lo spaccettamento del registro 0x19F0CB59 (435211097 in decimale).

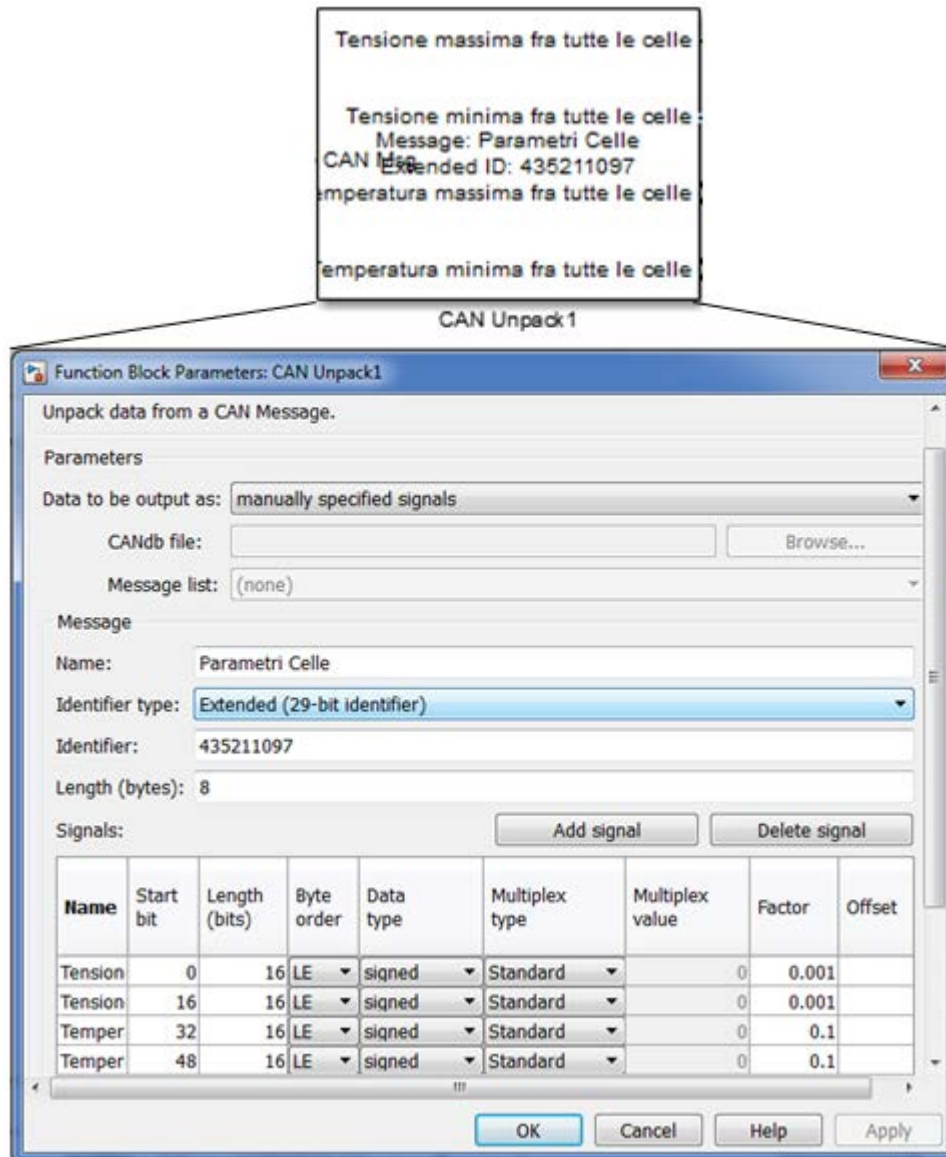


Figura 139: blocco CAN Unpack

La seguente MATLAB Function (Figura 140), realizza la carica e scarica del compensatore verificando che il SOC minimo il SOC massimo e le tensioni di cella siano all'interno dei valori che garantiscono la sicurezza e il corretto funzionamento. Questi valori essendo parametrizzati potranno essere eventualmente regolati usando i comandi di xPC Target riportati in Figura 133. La funzione riceve in ingresso i valori di SOC, tensioni massima e minima di cella tra tutte le celle di tutte le batterie, valori di carica e scarica e il set di potenza attuale, mentre fornisce in uscita il set di potenza da imporre al compensatore per la scarica (prelievo di potenza dalla rete, parametro "scarica" negativo) e la carica, (immissione di potenza in rete, parametro "carica" positivo). I parametri "carica" e "scarica" sono valori costanti delle potenze scambiate dal compensatore con la rete; questi possono essere regolati da XpcTagrget manualmente o, come verrà fatto successivamente, dal sistema di controllo in funzione della produzione del campo FV e della richiesta elettrica della pompa di calore.

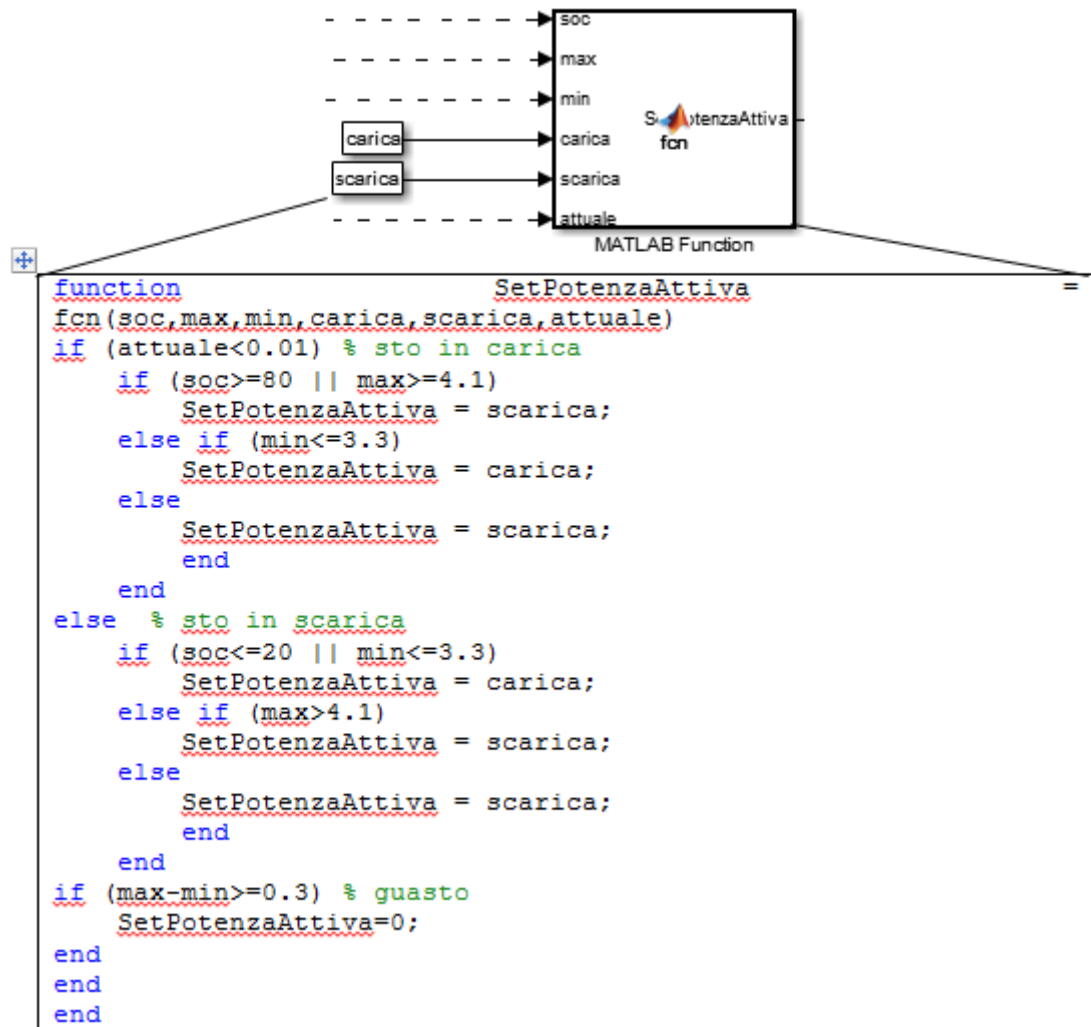


Figura 140:: MATLAB Function di controllo del compensatore nelle operazioni di carica/scarica

Si riportano di seguito i risultati della prova di controllo del sistema: Speedgoat regola la carica e la scarica del compensatore ad una potenza costante e pari a +10 kW (scarica) e -10 kW in carica.. La durata del ciclo di scarica e carica è stata di un'ora e mezza.

Nelle successive figure sono riportati gli andamenti dei principali parametri che sono stati monitorati durante la prova (l'asse x rappresenta il tempo di prova espresso in secondi).

- SOC lo stato di carica del pacco batteria, (ricordando che, per preservare la vita utile delle batterie, non deve scendere, per troppo tempo, al di sotto del 20% o salire al di sopra del 80%),
- PotRete: la potenza elettrica effettiva alla quale il compensatore scarica (positiva: viene immessa in rete) o carica (negativa: viene prelevata dalla rete) l'accumulo. Quest'ultima oscilla leggermente intorno al valore imposto dal controllo in Speedgoat in quanto l'inverter bidirezionale alimenta anche i servizi a bordo macchina e inoltre il suo funzionamento è influenzato dalle effettive condizioni della rete (frequenza e tensione).
- Vmax: tensioni di cella massime
- Vmin: tensione di cella minime
- TenBat : tensione totale di tutto il pacco batteria .

## Processo di scarica a 10 kW

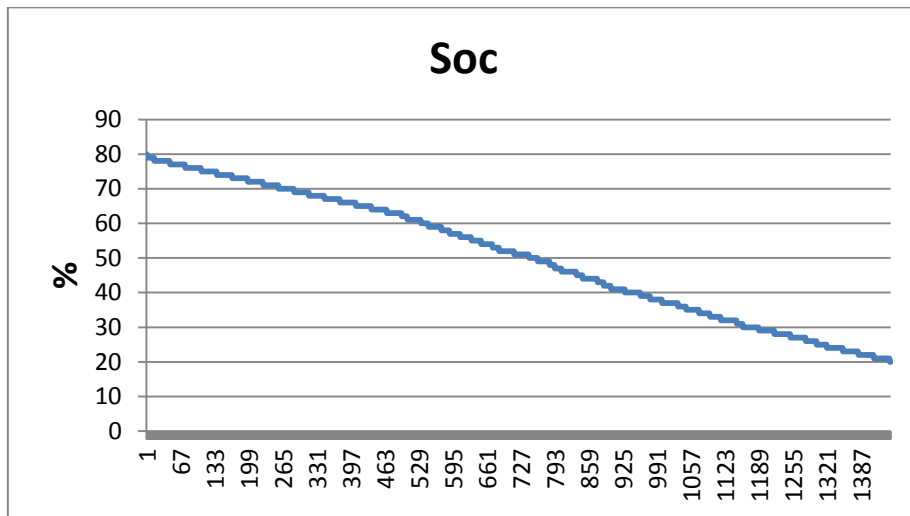


Figura 141: andamento del SOC durante il ciclo di scarica

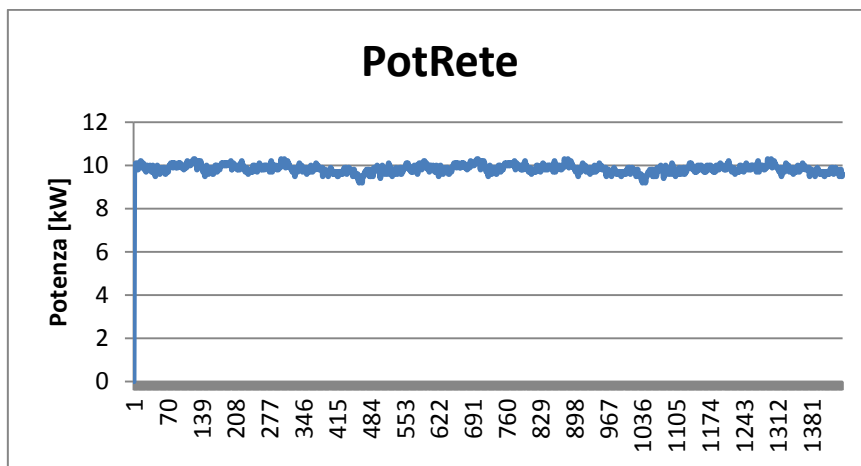


Figura 142: andamento della potenza durante il ciclo di scarica

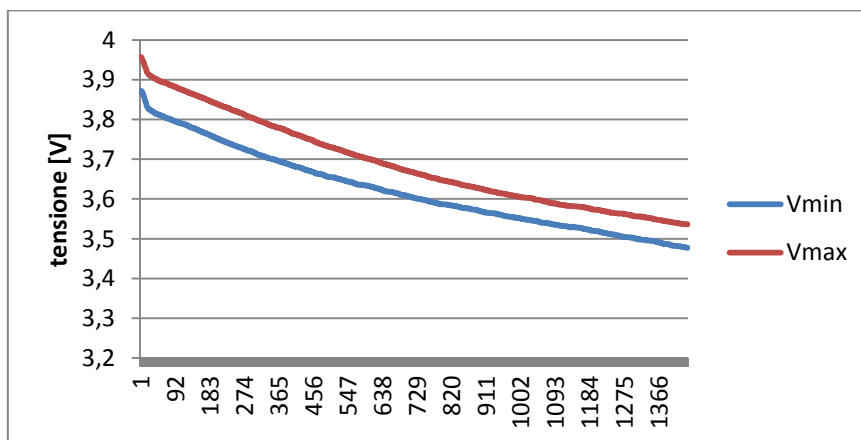


Figura 143: andamento delle tensioni limite di cella durante il ciclo di scarica

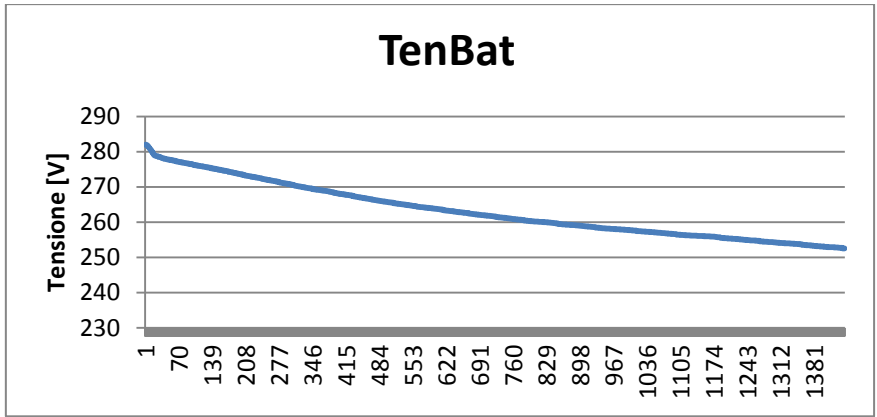


Figura 144: andamento della tensione di batteria durante il ciclo di scarica

**processo di carica a -10 kW:**

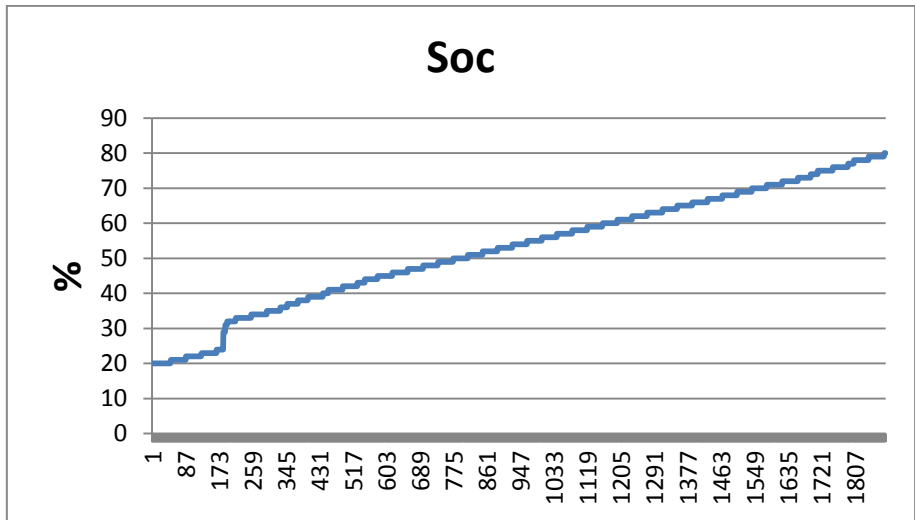


Figura 145: andamento del SOC durante il ciclo di carica

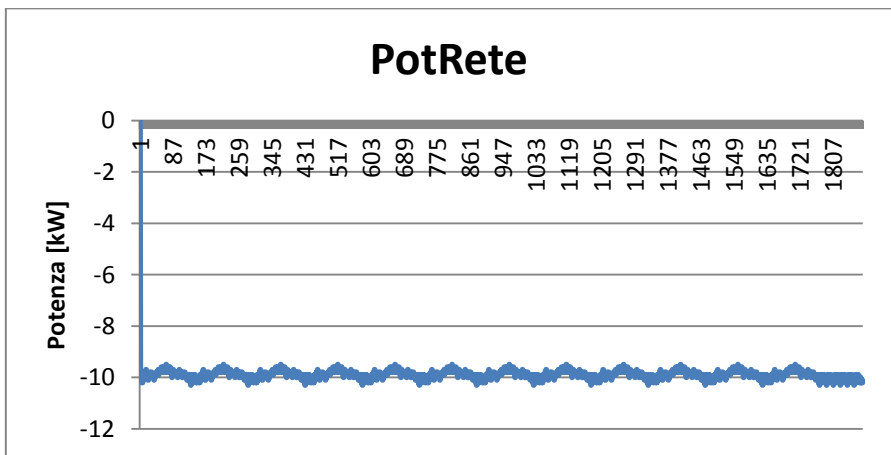


Figura 146: andamento della potenza durante il ciclo di carica

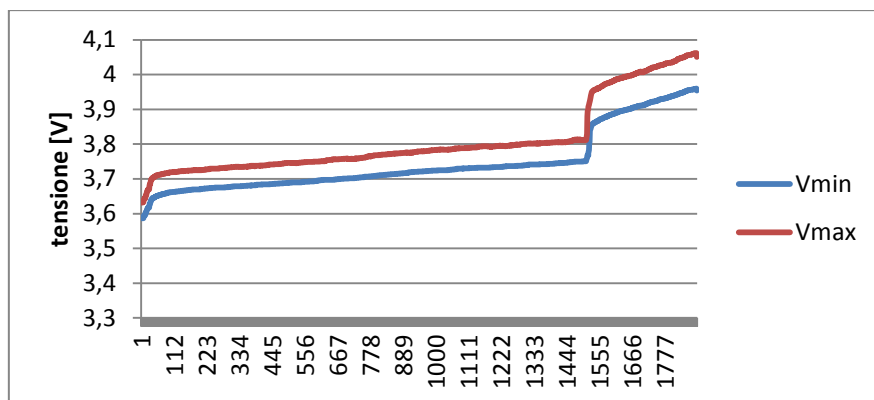


Figura 147: andamento delle tensioni limite di cella durante il ciclo di carica

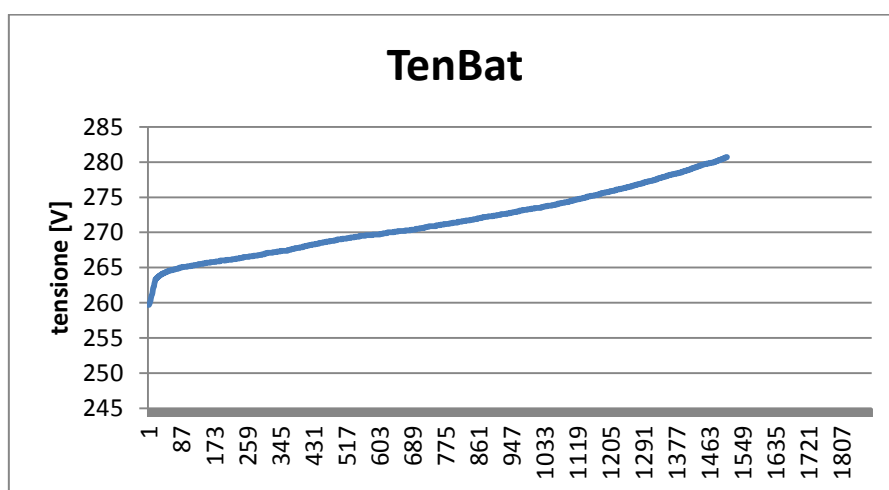


Figura 148: andamento della tensione di batteria durante il ciclo di carica

Gli andamenti ottenuti durante il processo di carica e scarica verificano perfettamente quelli previsti con il SOC, le tensioni di cella e la tensione di batteria all'interno dei valori di sicurezza. Per alcuni minuti è stato forzato il compensatore a salire o scendere sotto il SOC limite verificando l'effettivo funzionamento di protezione.

#### 4.1.4 Prova sperimentale controllo sistema d'accumulo con fotovoltaico e carico elettrico locale (emulati)

Dopo aver verificato il funzionamento del controllo del compensatore in fase di carica e scarica, come riportato al paragrafo precedente, è stato implementato e nel sistema real time il modello riportato in Figura 149 con la funzione di controllare il compensatore in presenza di un impianto fotovoltaico e di un carico residenziale entrambi emulati in simulink. Il profilo del carico elettrico residenziale è stato ricavato da precedenti annualità dell'Accordo di Programma mentre il profilo di produzione dell'impianto fotovoltaico è stato ricavato da misure effettuate su impianti reali.

Il controllo implementata nella Matlab Function di Figura 149, gestisce istante per istante la differenza tra potenza prodotta dal fotovoltaico e il valore del carico elettrico con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo dell'impianto fotovoltaico e minimizzare l'impatto con la rete.



La logica con cui il controllo carica o scarica l'energia accumulata nelle batterie è la seguente:

- se la potenza del campo fotovoltaico è superiore al carico elettrico, il controllo comanda il compensatore per prelevare la potenza eccedente e immetterla in batteria se lo stato di carica (SOC) è inferiore all'80%
- se la potenza del carico è superiore alla potenza generata dal campo fotovoltaico, il controllo comanda il compensatore per erogare la differenza di potenza se lo stato di carica (SOC) delle batterie è superiore al 20%

Inoltre il controllo non carica l'accumulo con potenza prelevata dalla rete, ma solo utilizzando la potenza disponibile prodotta dal campo fotovoltaico. Si riporta di seguito il controllo implementato nella MATLAB Function del modello di Figura 149, in cui:

- SetPotenzaAttiva: è il segnale di potenza attiva che il sistema real time invia al PLC del compensatore compreso tra - 20 kW e + 20 kW (positivo preleva potenza per caricare l'accumulo, negativo immette potenza in rete scaricando l'accumulo).
- PotenzaEccesso: è la potenza prelevata dalla rete se quella fornita dal fotovoltaico non è sufficiente a soddisfare il carico elettrico e il SOC è inferiore al 20% o è quella fornita alla rete da fotovoltaico se in eccesso rispetto al carico e l'accumulo a raggiunto il valore massimo del SOC.

```
function [SetPotenzaAttiva, PotenzaEccesso] =  
fcn(soc, max, min, diff)  
if (diff>0) % il fotovoltaico ricopre la richiesta di carico  
    if (soc<80 && max<=4.1)  
        if (diff>20)  
            PotenzaEccesso = diff-20;  
            SetPotenzaAttiva = -20;  
        else  
            PotenzaEccesso = 0;  
            SetPotenzaAttiva = -diff;  
        end  
    else  
        PotenzaEccesso = diff;  
        SetPotenzaAttiva = 0;  
    end  
else % scarica  
    if (soc>20 && min>=3.3)  
        if (diff<-20)  
            PotenzaEccesso = diff+20;  
            SetPotenzaAttiva = +20;  
        else  
            PotenzaEccesso = 0;  
            SetPotenzaAttiva = -diff;  
        end  
    else  
        PotenzaEccesso = diff;  
        SetPotenzaAttiva = 0;  
    end  
end  
end
```

Figura 150: MATLAB Function per il controllo del compensatore in applicazione residenziale e ufficio

Si riportano di seguito i risultati dell'applicazione in tempo reale del suddetto sistema di controllo all'accumulo connettendo con l'interfaccia CAN Speedgoat e il PLC del compensatore. In particolare nel modello compilato in Speedgoat sono emulati un carico elettrico di un edificio di circa 100 mq e un impianto FV con potenza 10 kWp ( di seguito si riporta un prova in un giorno invernale)

Le grandezze misurate con Speedgoat attraverso il modello di I/O di Figura 150 sono:

- SOC: stato di carica dell'accumulo
- Vmin: tensione minima delle celle che costituiscono il pacco batterie
- Vmax: tensione massima delle celle che costituiscono il pacco batterie

- Carico: valore istantaneo del carico (simulato nel modello di Figura 149)
- FV: valore istantaneo della potenza prodotta dal fotovoltaico (simulato nel modello di Figura 149)
- SetPot: valore del set point di potenza attiva inviato al PLC del compensatore in funzione della potenza prodotta dal fotovoltaico e del carico elettrico.
- PotEcc: potenza fornita dalla rete o immessa in rete dal fotovoltaico.

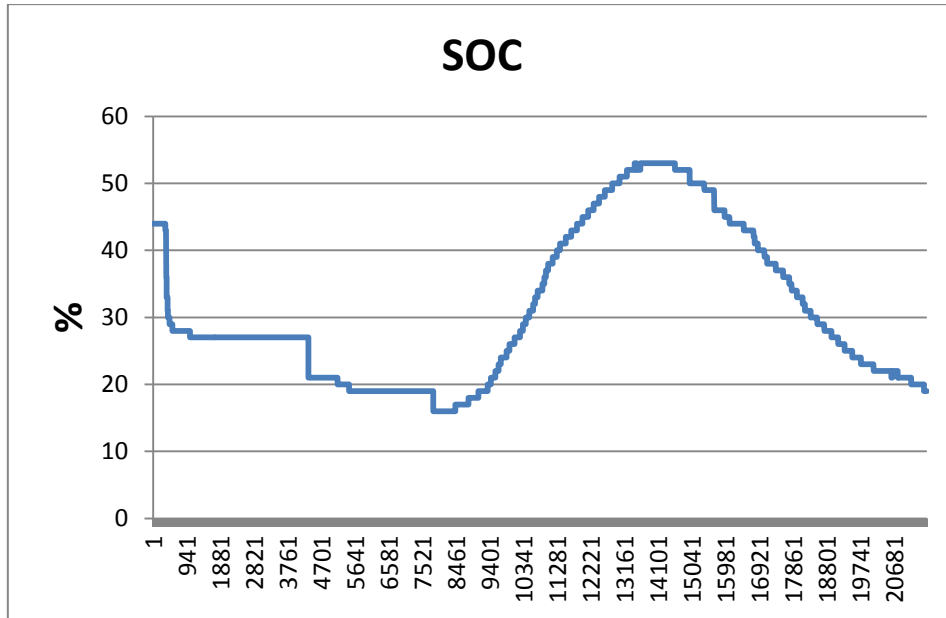


Figura 151: andamento del SOC sistema d'accumulo controllato in tempo reale

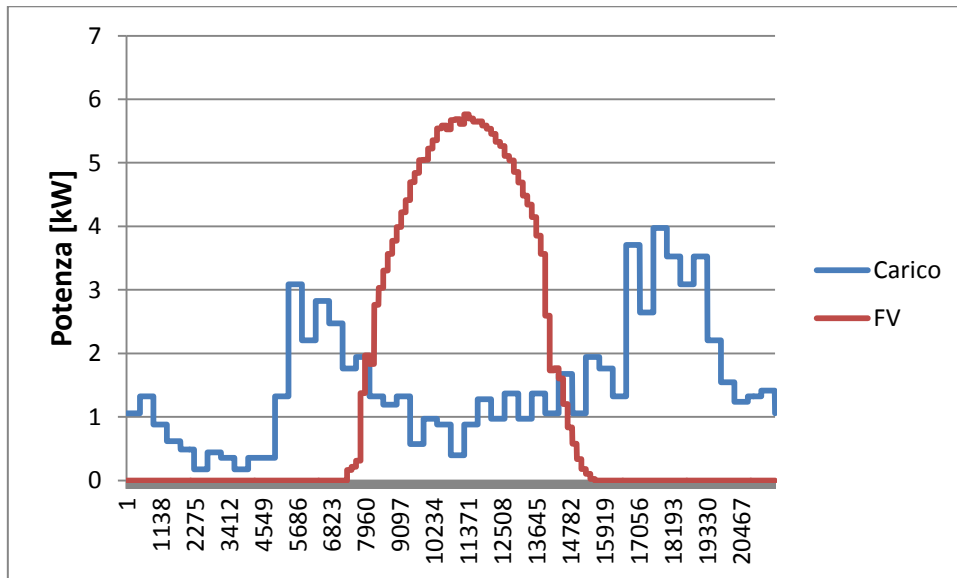


Figura 152: andamento carico elettrico giornaliero e potenza prodotta dal FV(simulato)

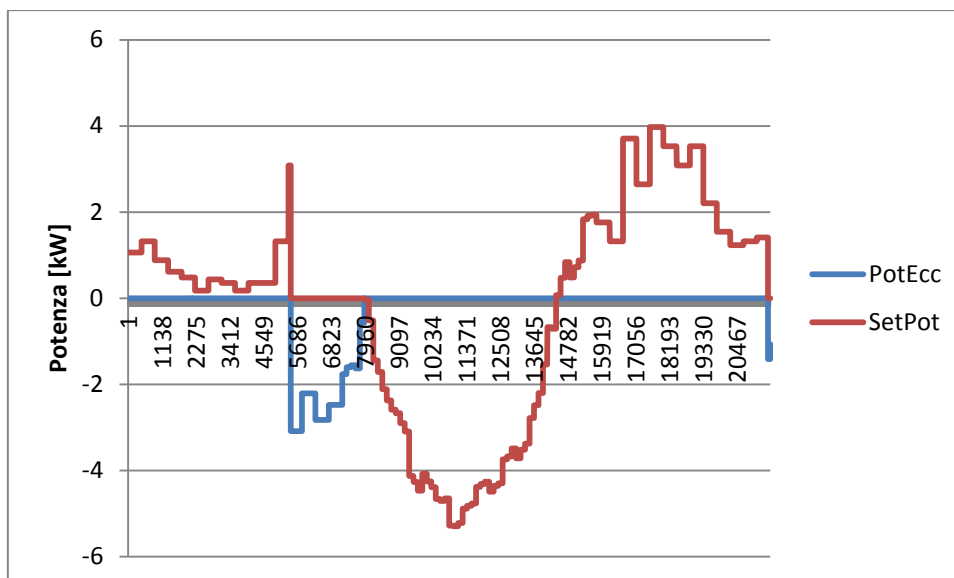


Figura 153: andamenti set di potenza attiva (SetPot) e della potenza immessa (positiva) o prelevata (negativa) dalla rete (PotEcc)

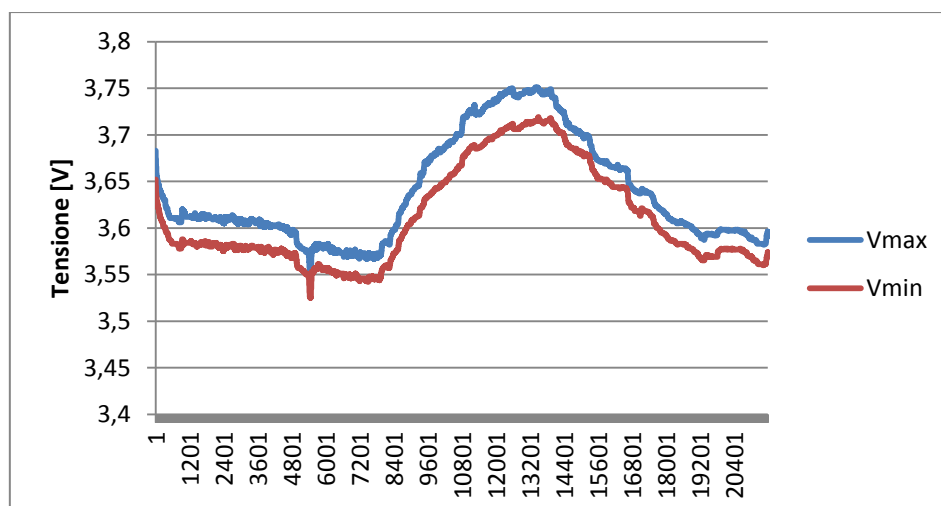


Figura 154: andamento della tensione massima e minima delle celle

La prova è stata avviata con uno stato di carica del sistema di accumulo (SOC) pari al 44%, è poiché il fotovoltaico non produce (la prova inizia alle ore 0:00) il controllo impone all'accumulo (in precedenza caricato dall'energia solare) di erogare una potenza pari a quella del carico elettrico annullando la potenza prelevata dalla rete. Inseguendo il carico, lo stato di carica dell'accumulo scende fino a raggiungere il valore minimo pari al 20%, a questo punto, come previsto dal sistema di controllo, viene imposta un set di potenza attiva pari a 0 kW, con una istantanea richiesta di potenza dalla rete (PotEcc negativo). Quando la potenza del fotovoltaico eccede il carico elettrico, il sistema di controllo impone una potenza attiva al compensatore pari alla la potenza disponibile caricando il sistema fino ad un SOC pari al 52%. Infine, quando il carico supera nuovamente la potenza prodotta dal fotovoltaico, il controllo invia un set di potenza attiva al compensatore per fornire la potenza in eccesso e annullare il prelievo dalla rete fino a raggiungere nuovamente il SOC minimo del 20%.

## 5. Tecnologie per l'efficienza energetica nelle isole minori

### 5.1.1 Progettazione di un sistema sperimentale presso l'isola di Lampedusa denominato "islands in island" per provare nuove sistemi alimentati da fonte rinnovabile ottimizzate per le isole minori

Nel presente paragrafo vengono descritte le attività già avviate nelle precedenti annualità sull'efficientamento energetico delle isole minori i cui extra costi per la fornitura di energia elettrica sono coperti dal sistema di integrazione tariffario tramite la componente UC4 della bolletta elettrica in fase di graduale riforma da parte dell'AEEGSI come stabilito dall'art. 28 del Decreto legge 91/2014. Quest'ultimo prevede una remunerazione degli investimenti e un riconoscimento dei costi del servizio svolto per le imprese elettriche minori che incentivano, in un determinato arco temporale, il raggiungimento di obiettivi di efficienza gestionali.

Nelle precedenti annualità in collaborazione con l'Università di Palermo (Report RdS/PAR2015/145) sono state individuate le soluzioni tecnologiche che potrebbero consentire una riduzione dei consumi energetici per gli utenti isolani e un minor impatto con la rete. In questa annualità sulla base dei precedenti risultati è stato progettato presso il l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa un laboratorio denominato "Islands in island" con l'obiettivo di confrontare le prestazioni energetiche di diverse soluzioni tecnologiche compatte per la climatizzazione e la produzione di ACS e il loro effettivo impatto con la rete locale.

In particolare, come indicato nello schema di Figura 155 e in Figura 156, il laboratorio prevede più tecnologie a servizio di un'unica cabina all'interno della quale verranno valutati i parametri di confort garantiti da ciascuna tecnologia funzionante singolarmente.

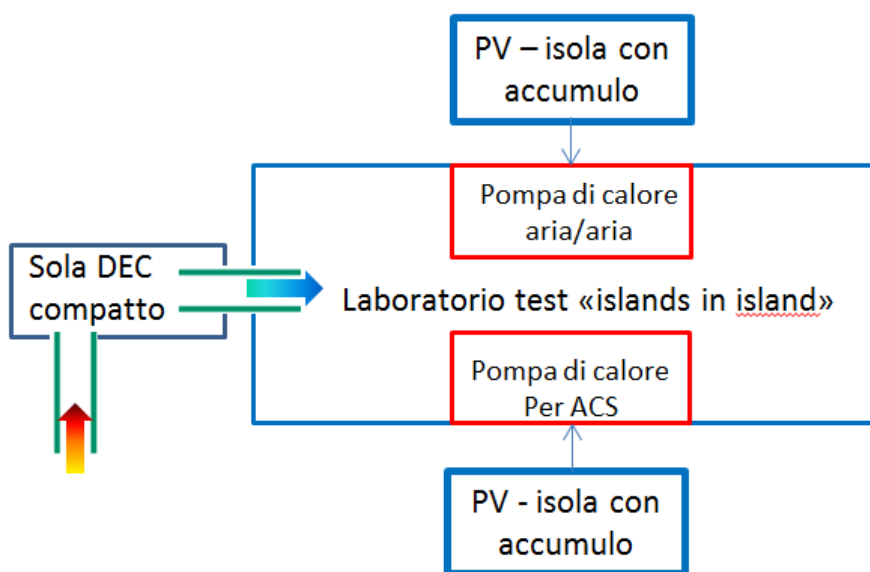


Figura 155: schema laboratorio "islands in island" progettato presso l'osservatorio climatico ENEA di Lampedusa



Figura 156: foto cabina – laboratorio “islands in island”

Come indicate nello schema di Figura 155 le tecnologie installate all’interno del laboratorio sperimentale sono:

**Impianto PV Cooling: Sistema a pompa di calore aria/aria mono split con inverter integrata con impianto fotovoltaico e accumulo.**

- pompa di calore aria/aria: fornita e installata dal costruttore della cabina avente le seguenti caratteristiche:

	Raffreddamento	Riscaldamento
<b>Potenza termica [W]</b>	2500 (1000-3000)	2500 (1000-3200)
<b>Potenza elettrica nominale [W]</b>	700 (290-1100)	725 (290-1400)
<b>Consumo massimo [W]</b>	1100	1400
<b>Portata aria max [m<sup>3</sup>h<sup>-1</sup>]</b>	550	550

- impianto fotovoltaico: 14 moduli tipo monocristallino da 100 Wp, Potenza installata 4,2 kWp, l’impianto attuale è sovradimensionato rispetto alla pompa di calore, nella prossima annualità la potenza installata verrà parzializzata a circa 1,5 kWp
- accumulo: inverter bidirezionale da 4,8 kW e sistema d’accumulo a piombo gel ad elevato numero di cicli di carica/scarica avente una capacità nominale di 10 kWh

Si riporta di seguito lo schema di connessione dei singoli componenti

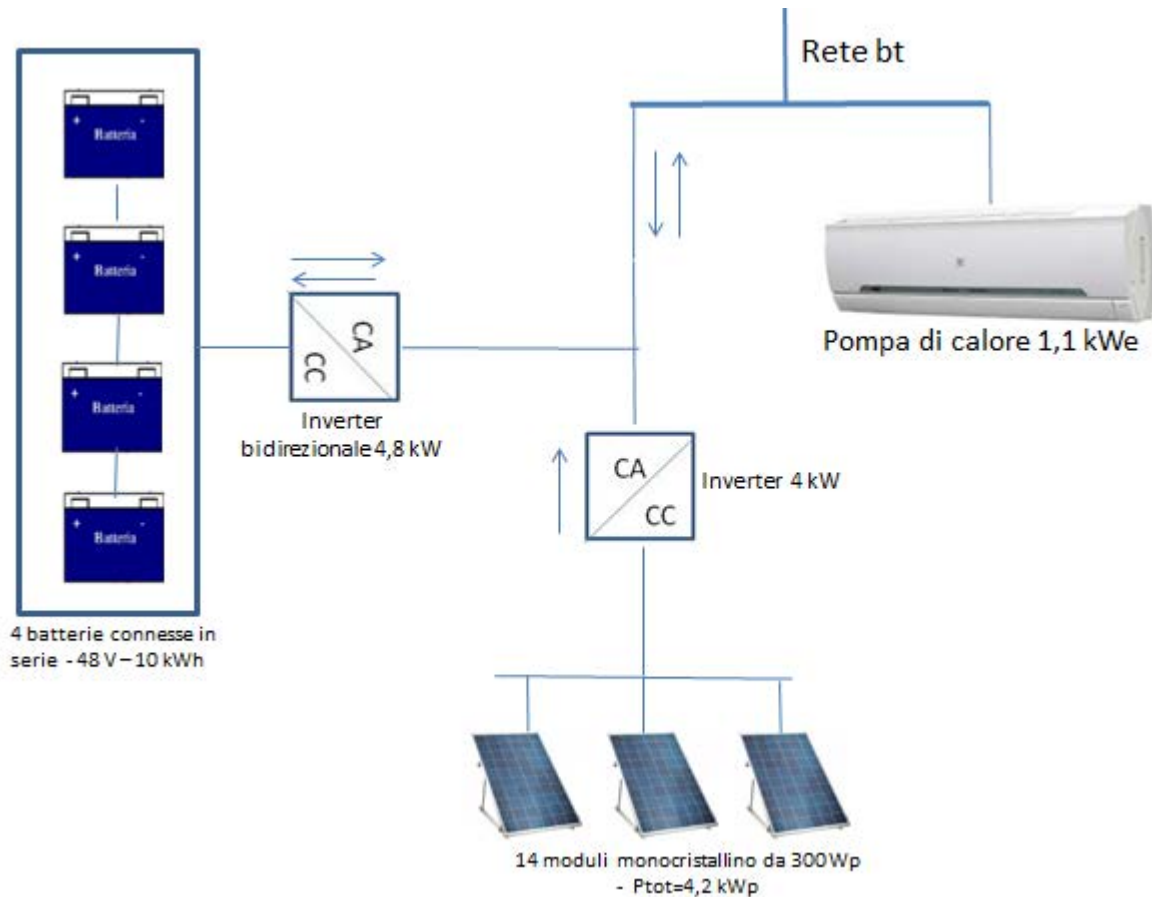


Figura 157: schema sistema pompa di calore con impianto FV e accumulo a piombo gel

L'impianto riportato in Figura 157 e la cabina sono già presenti in quanto acquisiti per un precedente progetto.

In questa annualità sono stati monitorati i consumi istantanei della pompa di calore e la produzione dell'impianto FV al fine di ottimizzare la gestione dell'accumulo nelle prove che saranno condotte nella successiva annualità

#### **Sistema solar cooling compatto (FREESCOO : FREE Solar Cooling)**

Il sistema è stato trasferito nella precedente annualità presso L'osservatorio climatico ENEA di Lampedusa, in questa annualità è stata predisposta la connessione con la rete idrica ed elettrica del centro, come indicato negli schemi progettuali di seguito riportati e sono state predisposte le canalizzazione tra il sistema e la cabina da climatizzare come indicato in Figura 158e in Figura 159



Figura 158: canalizzazione del sistema FREESCOO con la cabina da climatizzare



Figura 159: canalizzazione d'aria interna alla cabina sperimentale

Il sistema FREESCOO è un sistema di climatizzazione alimentato ad energia solare, con funzioni di deumidificazione, raffreddamento ed integrazione al riscaldamento. Il sistema è progettato per attuare un trattamento dell'aria a partire dal solo calore fornito dal sole, limitando l'assorbimento elettrico in modo da poter essere fornito dal modulo FV integrato. Il refrigerante utilizzato all'interno della macchina è l'acqua. Il sistema utilizza una nuova tecnologia DEC basata sull'uso di letti adsorbenti raffreddati o CPB (Cooled Packed Bed) e processi di raffreddamento evaporativo avanzati.

Le principali caratteristiche tecniche di questo prototipo freescoo installato nel laboratorio "islands in island" sono:

- dimensioni impianto in pianta: 1,2 x 2 m<sup>2</sup>;
- superficie lorda del collettore solare: 2,4 m<sup>2</sup>;
- inclinazione del collettore: 25°;
- portata d'aria immessa in ambiente: 500 m<sup>3</sup>/h;
- potenza frigorifera massima: 2,7 kW (Test = 35°C, xest = 14 g/kg);
- potenza elettrica assorbita dagli utilizzatori interni: 0,12 kW.

### **Pompa di calore per ACS**

Pompa di calore per acqua calda sanitaria alimentata da un impianto fotovoltaico in isola (l'impianto fv verrà installato nella successiva annualità). La soluzione progettuale, indicata nei seguenti schemi, prevede di canalizzare l'aria fredda espulsa dalla pompa di calore per ACS in modo da poter pre-raffrescare l'ambiente di prova comune (Cabina).

La pompa di calore installata presenta le seguenti caratteristiche:

capacità :200 litri

Potenza assorbita: 620 W

COP EN 255-3: 4,2

temperatura massima: 85°C

Si riporta di Figura 160 la foto della pompa di calore per ACS posizionata all'interno della cabina limitrofa. In questa annualità è stato effettuato l'impianto idraulico per la fornitura dell'acqua dalla rete dell'osservatorio ENEA secondo le indicazioni riportati nello schema progettuale di seguito riportato.

E' rimandata alla successiva annualità la realizzazione della canalizzazione dell'aria fredda  $\Phi$  150 indicata per raffrescare la cabina (Figura 162) e l'integrazione con l'impianto fotovoltaico e sistema d'accumulo per il funzionamento della pompa di calore ACS in isola.



Figura 160: pompa di calore per ACS posizionata nel laboratorio sperimentale islands in island di Lampedusa

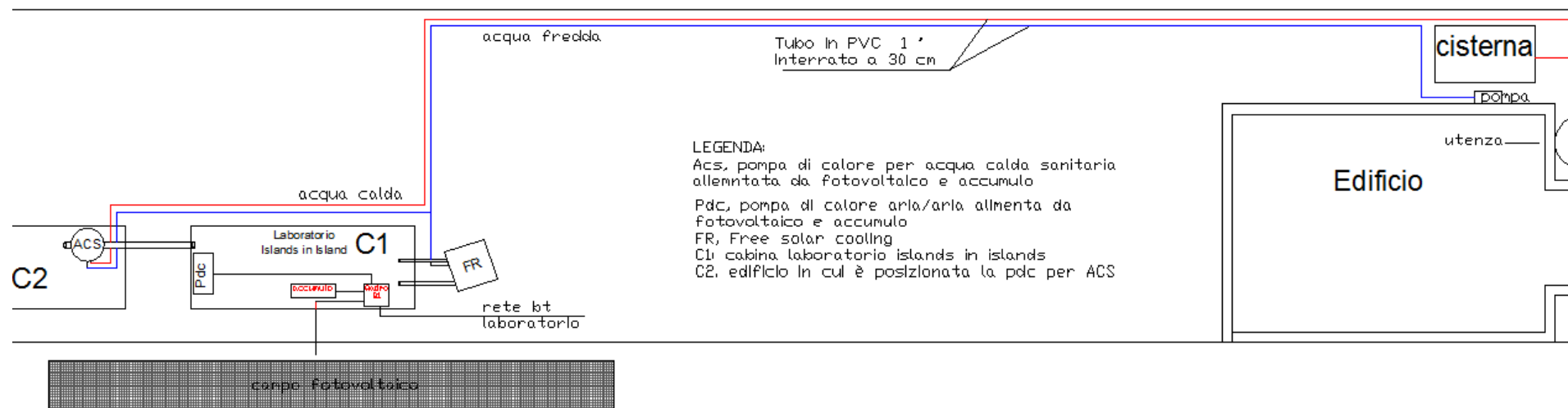


Figura 161: planimetria generale Osservatorio climatico ENEC Lampedusa – disposizione impianto idraulico e componenti laboratorio “islands in island”

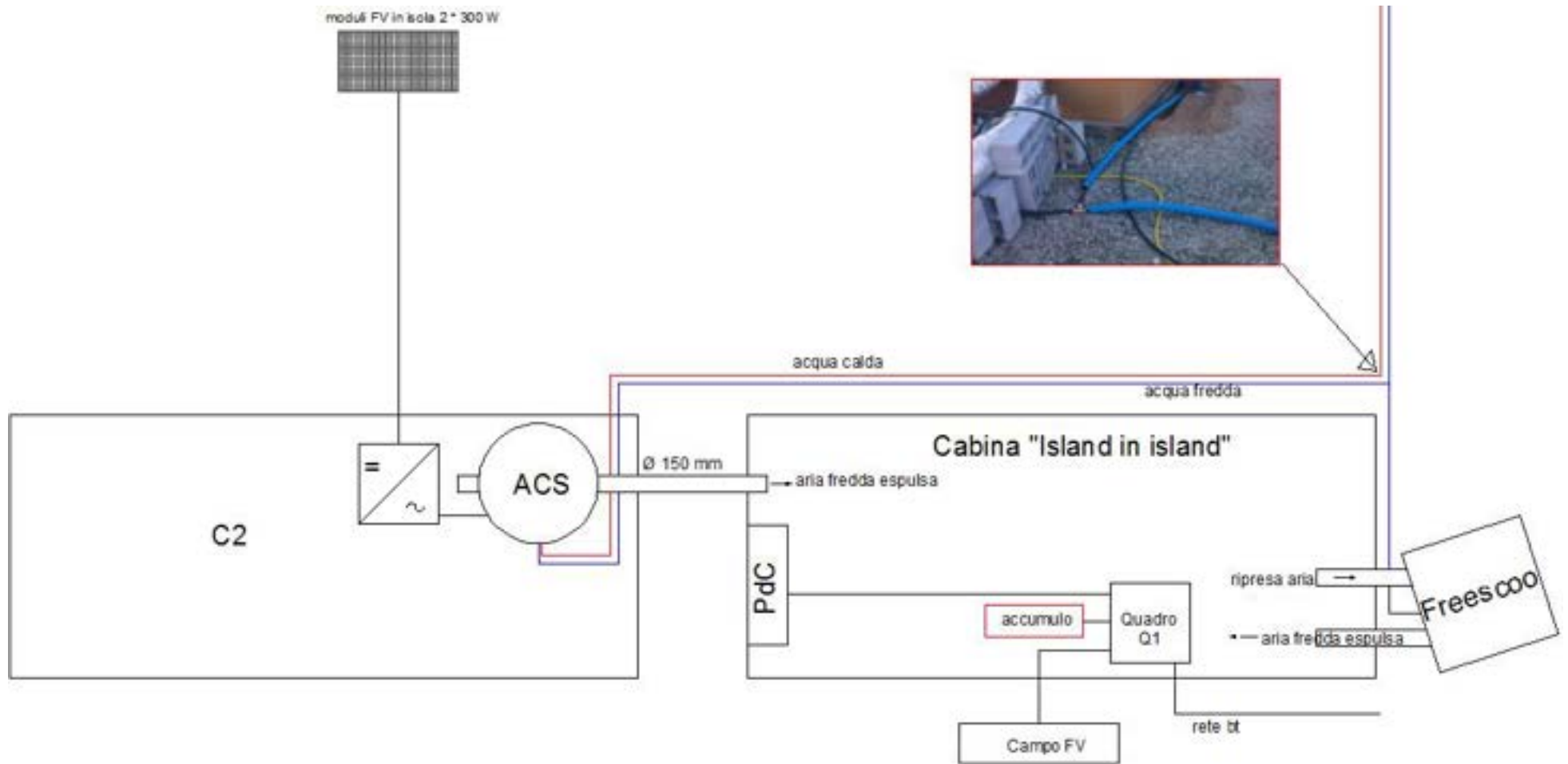


Figura 162: dettaglio disposizioni impianti laboratorio sperimentale

### 5.1.2 Installazione nuovo sistema Free solar cooling compatto all'edificio del faro di Capo Grecale

Oltre alle suddette tecnologie, in questa annualità è stato acquisito e installato presso gli uffici ENEA del faro di Capo Grecale di Lampedusa (limitrofo all'Osservatorio Climatico) un sistema di climatizzazione degli ambienti basato sulla tecnologia free solar cooling descritta nel precedente paragrafo ma caratterizzato da soluzioni tecniche innovative che ne consentono una maggiore integrazione con l'edificio.

Il sistema è composto da due collettori solari a tubi evacuati X-RAY 10 Pleion accoppiati ad una unità di ventilazione/climatizzazione *freescoo facade* recentemente sviluppata dalla Ditta SolarInvent. Rispetto alla tecnologia fresco riportata nel precedente paragrafo, la nuova unità facade presenta alcuni sostanziali vantaggi tra i quali:

- Minori ingombri, maggiore compattezza, minore peso
- Possibilità di collegamento con collettori solari termici tradizionali (a liquido) e/o altra sorgente di calore posta in maniera remota (PdC, caldaia, stazione di teleriscaldamento)
- Maggiore facilità nella movimentazione e nell'installazione (il sistema è composto da due moduli che possono essere movimentati manualmente o utilizzando un transpallet)
- possibilità di produrre acqua calda sanitaria ad integrazione dell'energia termica per climatizzazione

L'installazione al faro è stata effettuata seguendo le indicazioni progettuali descritte dal Dipartimento DEIM dell'Università di Palermo nel report dedicato di questa annualità. Nello stesso report è riportata una descrizione più dettagliata della tecnologia *freescoo facade*.

Nella prossima annualità verrà monitorata la prestazione di questa soluzione tecnologia nelle reali condizioni climatiche isolate valutando i vantaggi dell'accoppiamento con una struttura edilizia ad elevata capacità termica come quella dell'edificio di Capo Grecale che caratterizza le tipiche strutture edilizie isolate e mediterranee.

Si riportano di seguito alcune foto dell'installazione:

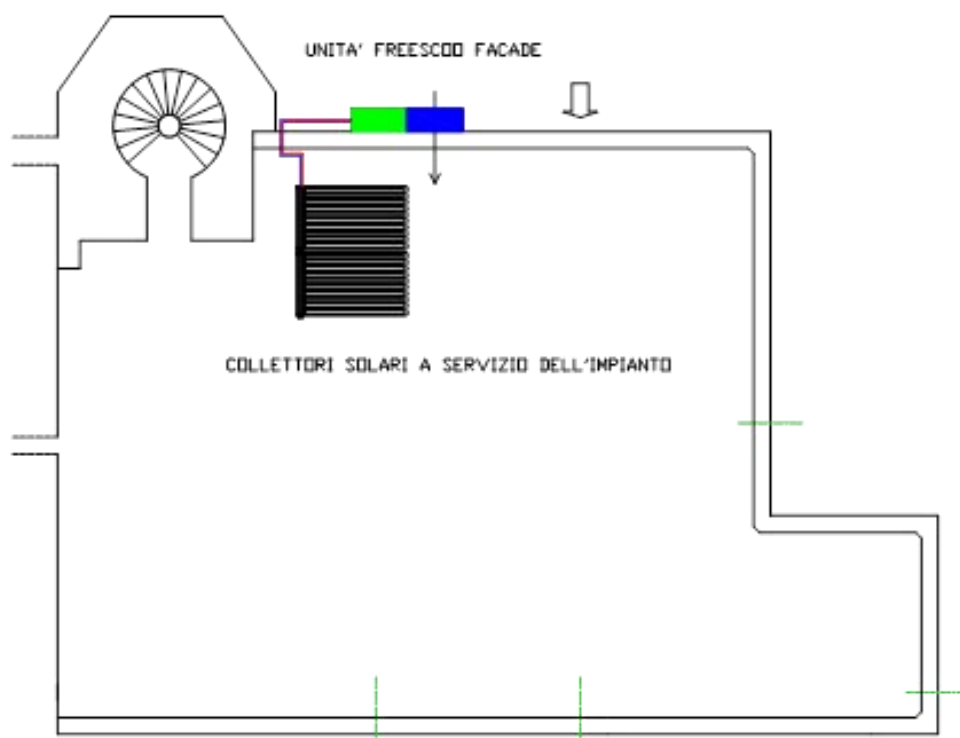


Figura 163: planimetria installazione freescoo facade



Figura 164: foto installazione unità esterna freescoo facade affiancata alla parete e collettore solare sul tetto dell'edificio

Per i dettagli sul progetto di installazione del nuovo sistema freescoo facade si rimanda al report del dipartimento DEIM dell'Università di Palermo.

### 5.1.3 installazione sistema smart metering e prime misure impianto PV cooling

In questa annualità sono stati installati gli strumenti per effettuare le prime misure del sistema pompa aria/aria con FV e sistema solar cooling compatto calore e la produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico per valutare i profili di consumo e produzione e come questi sono sovrapposti al fine di poter ottimizzare nelle successive annualità il controllo del sistema d'accumulo.

Le misure prime misure, effettuate in questa annualità, sono state elaborate dal Dipartimento DEIM dell'Università di Palermo per confrontare le prestazioni della tecnologia Free sola cooling (FREESCOO) e la tecnologia PV cooling (pompa di calore aria/aria integrata con impianto fotovoltaico); il confronto è stato effettuato anche con un modello dinamico TRNSYS (per i risultati si rimanda al report dettagliato del DEIM).

Per il monitoraggio dell'impianto PV cooling (pompa di calore con fotovoltaico) è stato installato un sistema di monitoraggio tipo smart metering con protocollo di trasmissione dati locale in ModBus e un gateway ModBus su TCP/IP per poter accedere alle misure anche dalla terra ferma (piattaforma remota) e consentire una elaborazione frequente dei dati di monitoraggio. Si riporta in Figura 165 lo schema di installazione del sistema smart metering per i singoli componenti dell'impianto PV cooling .

Si riporta in Figura 167, come esempio, la misura dei profili di produzione del campo fotovoltaico e dell'assorbimento della pompa di calore con un tempo acquisizione di 5 min. in due giornate del mese di Settembre. Si rimanda alla prossima annualità la misura dei flussi di potenza scambiati dal sistema d'accumulo. La pompa di calore è stata impostata ad una temperatura di 26 °C con un periodo di accensione giornaliero pari a 24 ore; gli unici carichi termici interni della cabina sono dati dal funzionamento dell'inverter fotovoltaico.

Si può notare come l'inverter parzializza l'assorbimento della pompa di calore in funziona della temperatura interna e come il i due profili di carico e produzione (indipendentemente dal valore della potenza) siano solo parzialmente sovrapposti. nelle prossime annualità verrà utilizzato il sistema d'accumulo e applicate le logiche di time shifting per ottimizzare la sovrapposizione dei due profili .

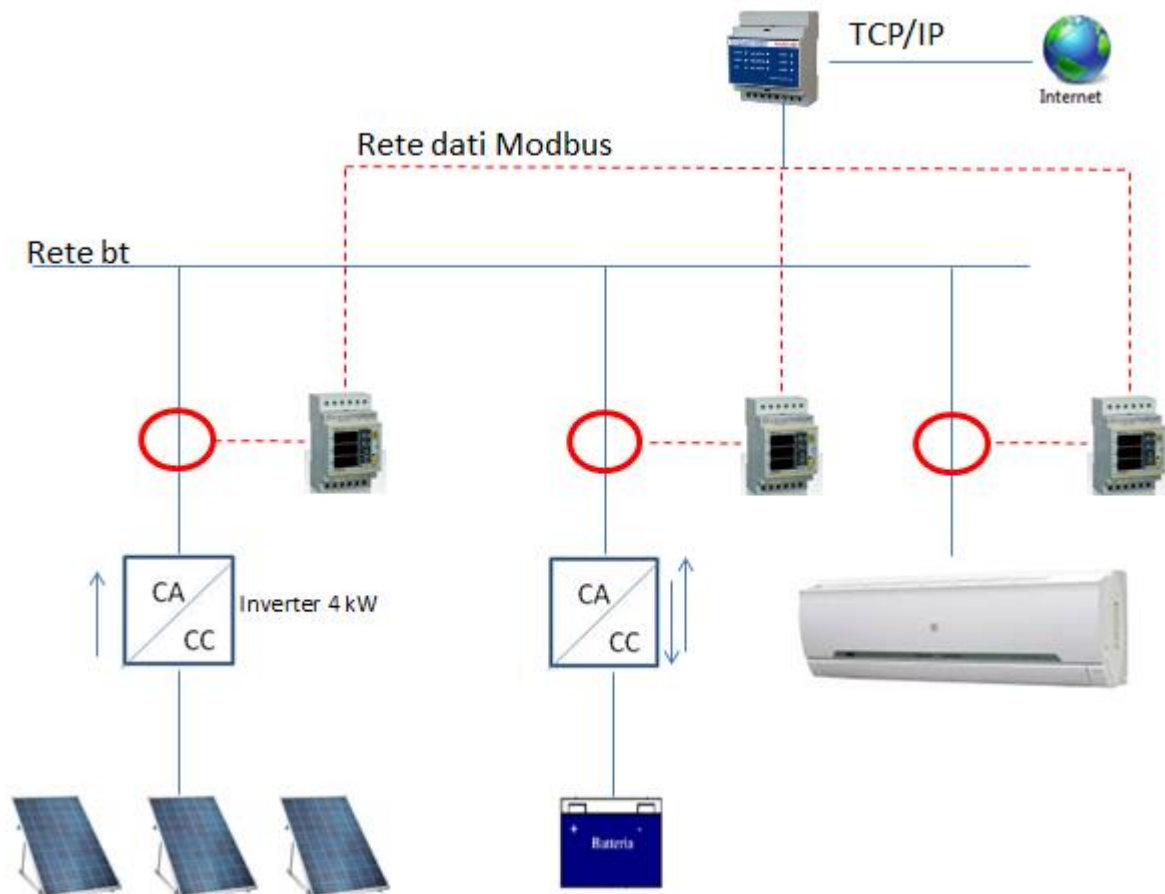


Figura 165: schema installazione sistema smart metering per monitoraggio impianto PV cooling– strumenti con protocollo Modbus e gateway Modbus/TCP-IP



Figura 166: installazione quadro di misura con strumenti smart metering

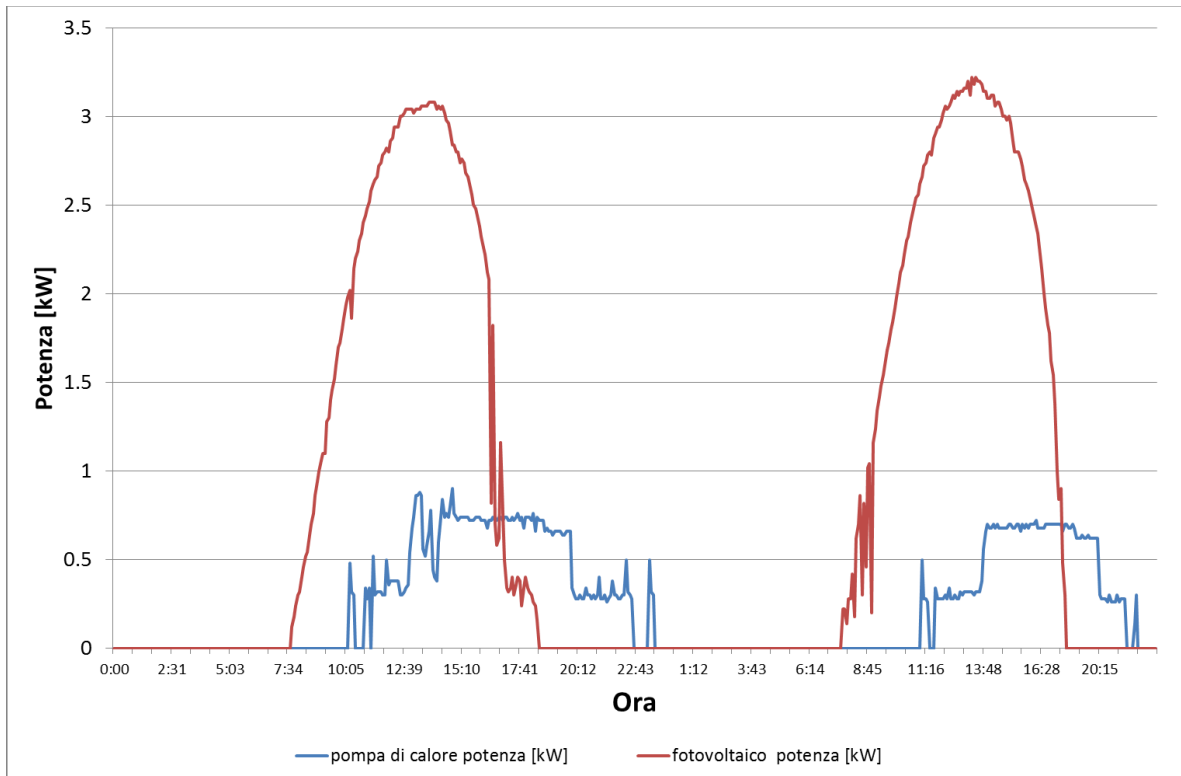


Figura 167: profilo giornaliero : potenza fotovoltaico e assorbimento pompa di calore (giorni 18 e 21 settembre)

## 5.2 Effetti del particolato atmosferico sulla produzione di energia dei sistemi alimentati da fonte rinnovabile installati presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa

### 5.2.1 Introduzione

In questa annualità una linea di attività è stata dedicata a studiare gli effetti prodotti dal particolato atmosferico, o aerosol, sulla produzione elettrica da sistemi energetici sopra descritti alimentati da impianti fotovoltaici. Lo studio è stato svolto sulla base di serie di dati osservativi raccolti a Lampedusa ed è finalizzato sia a quantificarne gli effetti sugli impianti dell'isola, sia a determinare i parametri che permettono di estenderne l'indagine a tutto il territorio nazionale. Alcune ricerche in letteratura mettono in evidenza che il particolato atmosferico influisce sull'efficienza e sulla produzione di sistemi fotovoltaici [ad es. 1] attraverso differenti meccanismi. Analogamente alle nubi il particolato atmosferico influisce direttamente sulla quantità di radiazione solare che raggiunge la superficie, ma in genere in misura e con caratteristiche di variabilità temporali differenti, produce una riduzione dell'irradianza solare alla superficie, spesso accompagnata da un incremento di radiazione diffusa . [2, 3]. Questa attenuazione e redistribuzione della radiazione produce effetti molto diversi su sistemi solari a concentrazione, che utilizzano essenzialmente la radiazione diretta, rispetto a pannelli fotovoltaici convenzionali [1, 3]. La presenza di aerosol con proprietà differenti (dimensione, forma, composizione, distribuzione verticale) inoltre produce effetti differenti sulla distribuzione spettrale della radiazione che raggiunge la superficie [4], con effetti sulla produzione dei sistemi fotovoltaici [5].

Una riduzione della produzione da impianti fotovoltaici è associata anche alla deposizione dell'aerosol sulla superficie dei pannelli o degli specchi [6]. Regioni con alta deposizione possono soffrire in modo non trascurabile da questo effetto, e può essere richiesta una pulizia molto frequente, ove possibile, della superficie dei collettori solari. A seconda delle caratteristiche dell'aerosol che si deposita, anche la distribuzione spettrale della radiazione che viene effettivamente utilizzata per produrre energia può essere modificata.

Un altro effetto indiretto dell'aerosol è legato alla possibile abrasione delle superfici dei collettori solari ad opera del particolato che vi si deposita [7].

Gli effetti prodotti da questi processi si risentono in modo differente a seconda delle caratteristiche del sistema (ad es., sistemi a concentrazione o pannelli convenzionali; tipo di materiali che costituiscono il cristallo o gli specchi o la superficie assorbente e differenti risposte spettrali, etc.).

Lo studio e la comprensione di questi processi è particolarmente importante anche in ragione degli aspetti seguenti:

- l'accresciuta importanza dei sistemi fotovoltaici all'interno delle strategie energetiche, sia a livello nazionale che internazionale;
- la presenza di elevati valori di aerosol nella colonna d'aria sul territorio nazionale, soprattutto nelle regioni meridionali e nei mesi con minore nuvolosità [ad es. 8], che porta a sovrastimare la produzione elettrica da fotovoltaico;
- la scarsa conoscenza di questi aspetti, in particolare in relazione ai diversi tipi di aerosol presenti sul territorio nazionale;
- i possibili impatti futuri legati all'evoluzione del clima regionale [9], che ci si aspetta possano influire significativamente sul contenuto atmosferico di aerosol, soprattutto nei mesi estivi.

Vista la rilevanza del ruolo giocato dall'aerosol atmosferico, a livello internazionale si comincia a tener conto del suo effetto anche nella previsione dell'energia che si può ricavare da sistemi fotovoltaici [10, 11]. Questa linea di attività ha quindi come finalità lo sviluppo di metodologie che permettono di quantificare l'incidenza dell'aerosol sulla produzione di sistemi fotovoltaici, tenendo conto sia degli effetti di attenuazione legati alla riduzione di irradianza al suolo, sia agli effetti di deposizione sulla superficie dei collettori solari. Sono state sviluppate metodologie che permettono di quantificare questi effetti sia sulla componente diretta della radiazione, e quindi per applicazioni su sistemi a concentrazione, sia sulla irradianza globale, per applicazioni con pannelli convenzionali. La metodologia è stata sviluppata a partire dalle serie di dati storici raccolti a Lampedusa, dove l'ENEA ha sviluppato e gestisce una Stazione per l'Osservazione del Clima presso la quale vengono misurati numerosi parametri legati alle caratteristiche dell'atmosfera ed alla radiazione.

Uno dei vantaggi del metodo sviluppato è che permette di quantificare gli effetti degli aerosol in qualunque sito a latitudine maggiore rispetto a quello in cui è stato messo a punto, purché siano a disposizione informazioni sullo spessore ottico dell'aerosol. L'utilizzo di dati di Lampedusa, che è la località più meridionale del territorio nazionale, permette quindi di stimare gli effetti in ogni sito nazionale in cui siano disponibili osservazioni di aerosol.

Inoltre, gli impianti sperimentali alimentati da fonte fotovoltaica e solare termica sottovuoto (frescco facade) presenti nell'osservatorio climatico di Lampedusa verranno utilizzati per quantificare gli effetti dell'aerosol direttamente sulla produzione elettrica e sull'energia termica utile; sono anche in programma alcuni sviluppi sperimentali per valutare quantitativamente l'effetto diretto della deposizione sulla produzione elettrica.

In una fase successiva il metodo sviluppato e descritto nelle sezioni seguenti verrà applicato utilizzando tutti i dati disponibili, ricavando i coefficienti ottimizzati da utilizzare nelle parametrizzazioni, per poi essere esteso ad altre località con caratteristiche differenti.

## 5.2.2 Descrizione delle attività svolte e risultati

### 5.2.3 Contesto e misure disponibili

Le metodologie messe a punto all'interno di questa scheda sono basate su analisi e parametrizzazioni sviluppate e messe a punto sulla base di serie di dati disponibili, soprattutto relativamente alle proprietà del particolato atmosferico ed ai flussi di radiazione diretta, globale e diffusa al suolo. Le parametrizzazioni e metodologie sviluppate sono poi applicabili su scala più ampia quando siano disponibili un numero inferiore di parametri (in particolare quando siano disponibili valori di spessore ottico dell'aerosol). Le metodologie sono state sviluppate utilizzando serie temporali estese (in genere di durata superiore ai 10 anni) di dati raccolti presso la Stazione di Osservazioni Climatiche di Lampedusa. La scelta di Lampedusa è legata alle due seguenti motivazioni:

- i. L'analisi che lega la radiazione solare con il contenuto di aerosol in atmosfera viene sviluppata a partire dalla geometria terra-sole, ed in particolare dell'angolo zenitale solare (AZS, angolo tra la verticale e la direzione che congiunge il punto in cui si trova l'impianto solare e il sole, nel piano che contiene la verticale, il sole, e la posizione dell'impianto); in questo modo le parametrizzazioni non dipendono dalla posizione geografica del sito, ma possono essere ad esso riportate attraverso l'equazione che lega l'angolo zenitale solare e il tempo per ogni sito. Poiché Lampedusa è il sito più meridionale del territorio nazionale, è anche quello nel quale l'angolo zenitale solare ha un'escursione maggiore. Pertanto, le relazioni trovate dalle osservazioni effettuate a Lampedusa possono essere estese alla posizione geografica di tutti i siti sul territorio nazionale (a meno di correzioni per effetti di differenze di albedo superficiale e quota). L'utilizzo di un sito a latitudine maggiore per studiare la dipendenza tra aerosol e radiazione non permetterebbe di coprire l'intervallo di angoli zenitali solari relativi ai siti a latitudine inferiore, soprattutto nelle porzioni centrali dei giorni estivi, quando la produzione è maggiore e gli effetti degli aerosol sono più rilevanti.
- ii. a Lampedusa sono disponibili le serie temporali di tutti i parametri [ad es. 12] rilevanti per quantificare l'impatto degli aerosol sulla radiazione e per investigare l'utilizzo della radiazione solare ai fini energetici.

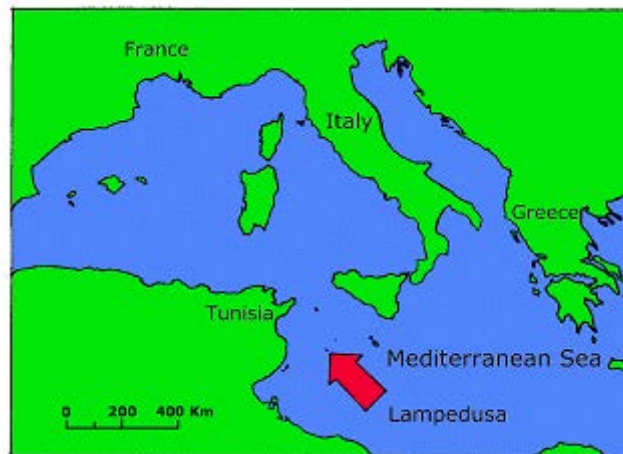


Figura 168: Sopra: mappa del Mediterraneo centrale con indicata la posizione dell'isola di Lampedusa. Sotto: immagine panoramica del tetto dell'Osservatorio Atmosferico con la strumentazione operativa.

L'Osservatorio Atmosferico (OA) della Stazione di Osservazioni Climatiche di Lampedusa (<http://www.lampedusa.enea.it>) si trova a Capo Grecale (35.52°N, 12.63°E), su un promontorio sulla costa Nord Orientale di Lampedusa. Figura 1 mostra la localizzazione dell'Osservatorio Atmosferico di Lampedusa, con una panoramica della strumentazione attiva sul tetto. Per la definizione ed ottimizzazione delle metodologie che consentono di quantificare gli effetti degli aerosol sulla produzione da fotovoltaico sono state usate le osservazioni seguenti:

- serie temporali di irradianza solare globale e diffusa, ottenute tramite piranometri Eppley PSP e Kipp and Zonen CMP21, equipaggiati di sistema di ventilazione e montati su piano orizzontale fisso e su inseguitore solare [13] (Figura 169);
- serie temporali di spessore ottico degli aerosol, AOD, ottenuto a più lunghezze d'onda tramite: fotometro solare Cimel (Figura 170), afferente alla rete globale Aerosol Robotic Network (AERONET) e radiometro a banda rotante MFRSR [14] (Figura 171);
- serie temporali di irradianza normale diretta, DNI, misurata con pireliometro Kipp and Zonen CHP1 (figura 2);
- segnali del fotometro solare Middleton SP02, montato su inseguitore solare (Figura 169);
- metodi e sistemi per l'identificazione delle condizioni di cielo sereno, sulla base di misure MFRSR ed immagini con *sky imager*.



Figura 169. Inseguitore solare Kipp and Zonen 2AP con radiometri (un radiometro Kipp and Zonen CMP21 e Eppley PSP sono rispettivamente al centro ed a destra sul piano superiore dell'inseguitore), fotometri solari Middleton SP02 (alloggiati sul fianco sinistro), e pireliometro Kipp and Zonen CHP1 (fianco destro) operativo a Lampedusa.



Figura 170: Fotometro solare Cimel CE 318 operante a Lampedusa.



Figura 171.: Radiometri a banda rotante MFRSR sul tetto dell'Osservatorio Atmosferico di Lampedusa.

In particolare, nell'ambito di questa attività sono state implementati i seguenti aspetti:

- a. sviluppo di una metodologia per la calibrazione e correzione delle misure con fotometro solare Middleton SP02;
- b. definizione dei metodi per quantificare gli effetti prodotti dagli aerosol sulla radiazione che raggiunge un pannello solare inclinato;
- c. definizione dei metodi per quantificare gli effetti prodotti dagli aerosol sulla radiazione che raggiunge un sistema a concentrazione;
- d. definizione dei metodi per quantificare gli effetti prodotti dalla deposizione sulla superficie di un sistema a concentrazione;
- e. verifica dei metodi su casi studio.

Nello sviluppo delle metodologie di cui ai punti a, b, c e d si è proceduto in una prima fase alla definizione del contesto teorico, relativo ai processi di trasferimento della radiazione in atmosfera e/o di descrizione dei fenomeni di attenuazione della radiazione associata alla deposizione; sono stati poi definite le modalità di applicazione del modello teorico alle osservazioni disponibili. Infine si sono determinati i vari segmenti delle metodologie, combinando l'applicazione di leggi di base con parametrizzazioni e metodi di interpolazione. Sono stati sviluppati buona parte dei codici numerici e programmi necessari all'applicazione del metodo, e sono stati studiati casi specifici per verificare la reale efficacia del metodo.

Le metodologie sviluppate sono articolate in due segmenti.

Il **primo segmento** ha la finalità di determinare i parametri necessari a quantificare gli effetti di vari tipi di particolato nei vari processi; questo segmento permette di individuare i parametri sulla base delle osservazioni disponibili a Lampedusa.

Il **secondo segmento** è finalizzato a determinare gli effetti dell'aerosol a siti con caratteristiche diverse sulla base di un insieme minimale di informazioni (essenzialmente, per gli effetti sulla radiazione, sulla base di determinazioni dello spessore ottico dell'aerosol).

A supporto delle analisi per l'elaborazione delle metodologie sono state inoltre utilizzate misure di concentrazione e composizione chimica del PM10 e di concentrazione e composizione chimica della deposizione di aerosol.

A titolo di esempio si riportano in Figura 172 l'evoluzione di spessore ottico dell'aerosol, DNI ed irradianza solare diffusa misurati a Lampedusa il 15 e 16 Agosto 2017. L'effetto della variazione di spessore ottico da circa 0.35 il 15 Agosto a circa 0.1 il giorno successivo produce un incremento significativo di DNI, maggiore di  $200 \text{ W/m}^2$  al mezzogiorno solare, e una riduzione di radiazione diffusa di oltre  $100 \text{ W/m}^2$ . L'effetto della variazione di spessore ottico è molto evidente sulla componente diretta, e risulta significativo anche sulla irradianza globale.

A Lampedusa è inoltre attivo dal 2016 un impianto fotovoltaico sperimentale da 14 kW sviluppato congiuntamente dai Dipartimenti SSPT - Sostenibilità dei sistemi produttivi e territoriali – e DTE - Tecnologie Energetiche - dell'ENEA. La produzione dell'impianto verrà utilizzata anche come verifica delle metodologie sviluppate.

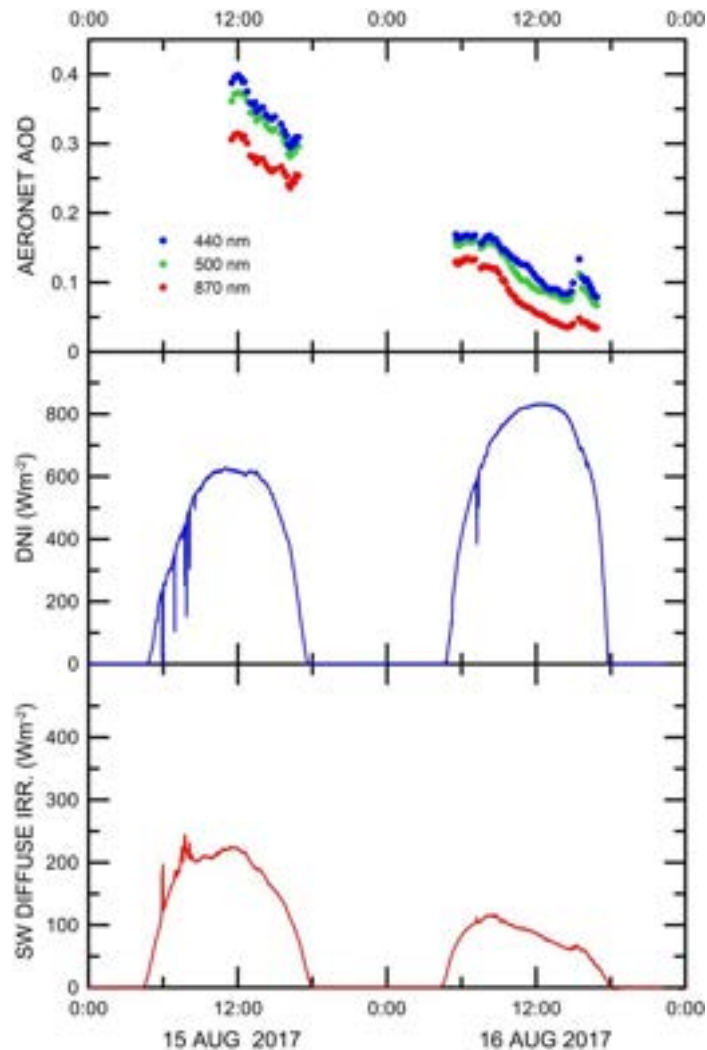


Figura 172: Evoluzione di spessore ottico dell'aerosol e di radiazione solare a Lampedusa il 15 e 16 Agosto 2017. In alto: spessore ottico dell'aerosol a tre lunghezze d'onda misurato con il fotometro solare Cimel afferente alla rete AERONET. Grafico in mezzo: DNI misurato da un pireliometro CHP1. Grafico in basso: irradianza solare diffusa misurata con un radiometro Eppley PSP montato su un inseguitore solare.

## 5.2.4 Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare globale

### 5.2.4.1 Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare globale: segmento 1

Nell'ambito dell'attività la prima fase è stata relativa alla definizione del contesto teorico relativo ai processi di trasferimento della radiazione in atmosfera. Nei processi di diffusione la radiazione solare viene redistribuita su diversi angoli rispetto alla sua direzione di provenienza. Nei processi di assorbimento una frazione della radiazione incidente viene assorbita dalla particella di aerosol.

L'intensità della diffusione viene descritta dal coefficiente di diffusione, che rappresenta la sezione d'urto di diffusione per unità di volume. La funzione di fase descrive il modo in cui la radiazione diffusa viene redistribuita rispetto all'angolo. Funzione di fase e coefficiente di diffusione dipendono dalla distribuzione

delle dimensioni dell'aerosol, dalla composizione delle particelle (parte reale ed immaginaria del suo indice di rifrazione), dalla loro forma, e dalla lunghezza d'onda della radiazione.

L'intensità dell'assorbimento viene descritta dal coefficiente di assorbimento, che rappresenta la sezione d'urto di assorbimento per unità di volume. Il coefficiente di estinzione (che descrive l'attenuazione della radiazione indipendentemente dal tipo di interazione con l'aerosol) è la somma dei coefficienti di diffusione e di assorbimento. Il rapporto tra coefficiente di diffusione ed coefficiente di estinzione (somma di coefficiente di diffusione e di assorbimento) è detto albedo di *scattering* singolo,  $\omega$ . L'albedo di *scattering* singolo vale uno per particelle totalmente diffondenti e vale zero per particelle totalmente assorbenti.

Lo spessore ottico dell'aerosol, AOD, è l'integrale sulla quota del coefficiente di estinzione, e descrive quanto viene attenuata la radiazione diretta da parte dell'aerosol presente nella colonna atmosferica. La relazione che permette di mettere in relazione la radiazione con AOD è la legge di Bouguer, anche nota come legge di Beer-Lambert:

$$L_\lambda = L_0 e^{-m\tau}$$

dove  $L_\lambda$  è la radianza spettrale che raggiunge la superficie,  $L_0$  la radianza spettrale entrante alla sommità dell'atmosfera,  $\tau$  è lo spessore ottico totale dell'atmosfera, e  $m$  è detto fattore di massa d'aria e permette di tenere conto del percorso della radiazione in atmosfera e di scarlo rispetto alla verticale. In assenza di nubi ed al di fuori di bande di assorbimento di gas atmosferici  $\tau = \tau_m + \text{AOD}$ , in cui  $\tau_m$  è lo spessore ottico prodotto dalla diffusione da parte delle molecole atmosferiche. Come si può vedere dall'equazione, fissato  $\tau_m$ , un incremento di AOD produce necessariamente una riduzione della radianza che arriva alla superficie.

La legge di Bouguer è una legge monocromatica (non può quindi essere applicata a tutto lo spettro solare) e vale per la radianza, quindi essenzialmente solo per la componente diretta che incide su una superficie normale alla direzione tra Sole ed osservatore. Il trattamento degli effetti dell'aerosol sull'irradianza globale, somma della irradianza diretta e diffusa, che raggiunge la superficie, si presenta più complesso. Ad un incremento di AOD corrispondono una riduzione di radiazione diretta (sempre) ed in genere un incremento (ma in casi di aerosol molto assorbenti potremmo avere una diminuzione) della componente diffusa (vedi ad es. figura 5). La variazione della radiazione diffusa dipende oltre che dal valore di AOD, dalle proprietà ottiche/microfisiche dell'aerosol (coefficiente di diffusione, albedo di scattering singolo, funzione di fase; ovvero funzione di distribuzione delle dimensioni, indice di rifrazione, forma, lunghezza d'onda della radiazione). La quantificazione degli effetti degli aerosol sull'irradianza richiede quindi l'analisi di serie estese di dati osservati, ovvero studi con modelli di trasferimento della radiazione; questi ultimi però sono basati su una rappresentazione generica dell'aerosol. L'effetto totale di un incremento di AOD è comunque una riduzione dell'irradianza globale che arriva a terra, e conseguentemente della produzione elettrica di un impianto FV.

Alcuni studi precedenti [4, 13] hanno mostrato che la riduzione di irradianza solare orizzontale dipende da AOD, dall'angolo zenitale solare, e dalle caratteristiche dell'aerosol.

La Figura 173 mostra a titolo di esempio la riduzione di irradianza solare media giornaliera (mediata su 24 ore) dovuta all'aerosol in alcuni giorni di cielo sereno, in cui quindi non c'è influenza di nubi.

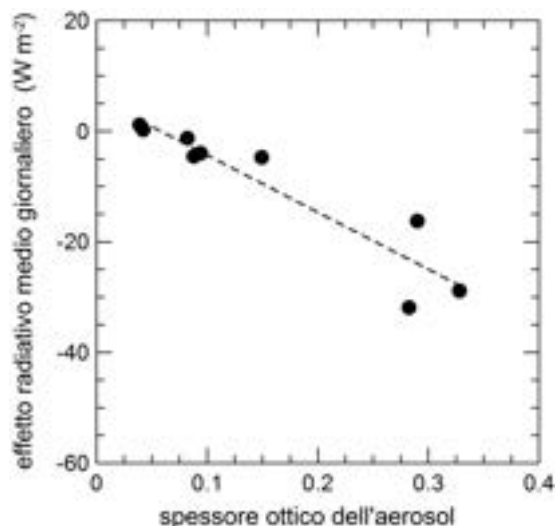


Figura 173: Differenza tra l'irradianza solare media giornaliera in giornate di cielo sereno con diversi valori di AOD e quella osservata in assenza di aerosol, rispetto all'AOD medio giornaliero. Il grafico si riferisce a misure effettuate a Lampedusa nell'estate 2013.

In una seconda fase sono stati applicati i presupposti teorici al problema specifico ed alle misure disponibili, con lo scopo di definire una specifica metodologia che consenta di quantificare l'impatto dell'aerosol sulla radiazione globale. Sono stati presi in esame vari schemi per la determinazione di questi effetti, sia basati su calcoli con modello di trasferimento della radiazione, sia su parametrizzazioni e funzioni di *fit* rispetto a dati sperimentali. Poiché gli studi con modelli di trasferimento della radiazione presuppongono la conoscenza delle proprietà ottiche del particolato, si è preferito usare un approccio ibrido che comprende parametrizzazioni che permettono di descrivere gli effetti ottenute da *fit* su dati sperimentali e calcoli con un modello di trasferimento della radiazione per determinare le curve di irradianza in assenza di aerosol. I dati vengono raggruppati a seconda delle proprietà dell'aerosol, in modo da poter descrivere i comportamenti di diversi tipi di particolato. Il metodo sviluppato nell'ambito di questa attività è una estensione ed un adattamento di quello di di Sarra et al. [4], e prevede l'utilizzo di serie temporali di irradianza solare ed AOD, acquisiti con una frequenza dell'ordine del minuto. Il metodo generale per la determinazione delle funzioni parametriche che descrivono gli effetti dell'aerosol sull'irradianza, e la quantificazione degli effetti finali su superfici inclinate, viene descritto dal diagramma riportato in Figura 174.

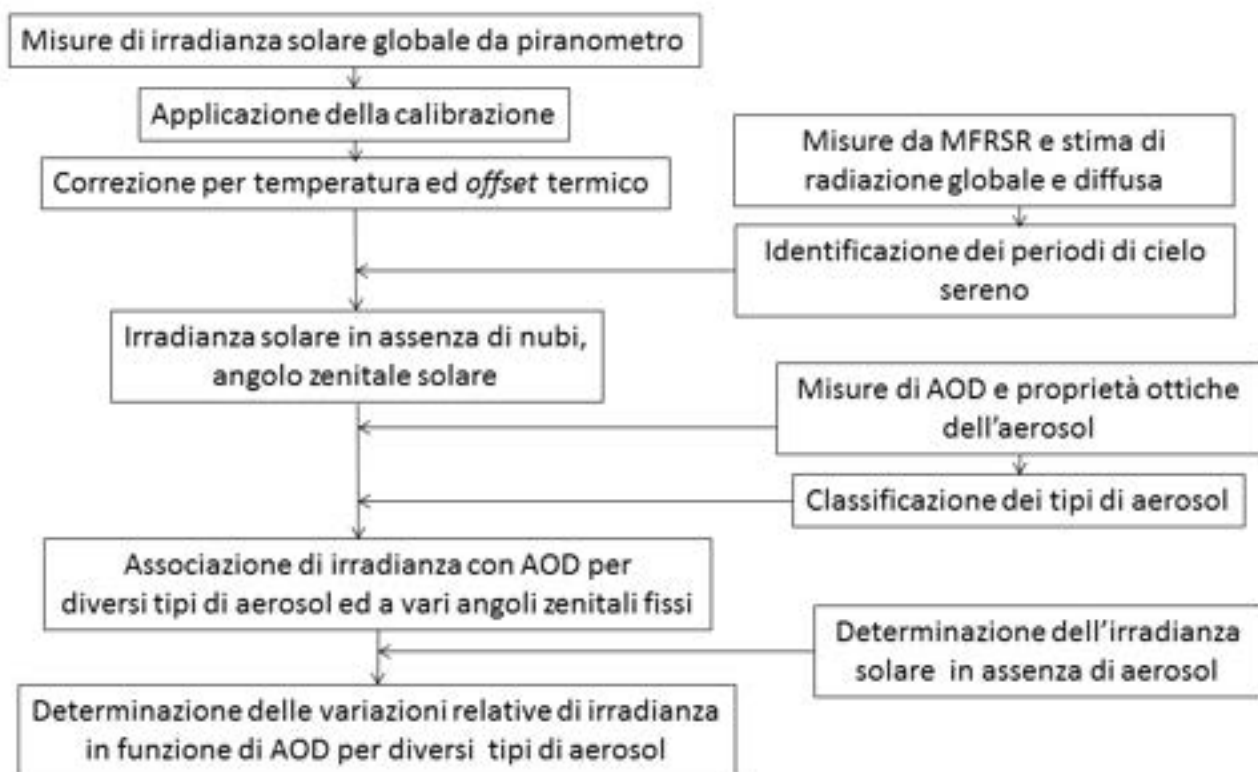


Figura 174: Schema del metodo utilizzato per la derivazione dei coefficienti necessari al calcolo degli effetti dell'aerosol atmosferico sull'irradianza solare.

Le prime fasi del metodo sono indirizzate ad ottenere serie temporali di irradianza solare su superficie orizzontale da misure effettuate con piranometro. A Lampedusa queste misure sono state attivate nel 2004, e si dispone di una serie di 13 anni; gli strumenti, radiometri Eppley PSP e Kipp and Zonen CMP21, vengono calibrati regolarmente con cadenza annuale e riferiti alla scala *World Radiation Reference*, riferimento mondiale determinato dall'Organizzazione Meteorologica Mondiale; successivamente le misure vengono corrette per effetti di temperatura e per l'emissione infrarossa che produce un errore sistematico sulle misure. Per i radiometri PSP si applica anche una correzione per la risposta angolare dello strumento [13]. Tutte le misure vengono infine corrette per le variazioni della distanza Terra-Sole, e sono riferite alla distanza di 1 unità astronomica.

Parallelamente, le misure ottenute dal radiometro MFRSR, disponibili a partire dal 2001, vengono analizzate per determinare l'AOD a 5 lunghezze d'onda e per identificare i periodi di cielo sereno. L'algoritmo per la selezione dei periodi di cielo sereno utilizza le misure di irradianza globale e diffusa (non calibrate) ottenute dallo strumento MFRSR [14].

I dati di AOD sono ricavati come descritto da di Sarra et al. [14], ed in particolare si applica una correzione per gli effetti della diffusione in avanti prodotta dalle particelle di aerosol di grandi dimensioni. La correzione è derivata dal confronto con i dati del fotometro Cimel.

I diversi tipi di aerosol vengono classificati in base al valore di AOD ed alla sua dipendenza spettrale. Questo metodo, applicato ad esempio da Pace et al. [15], permette di identificare le principali classi di aerosol (minerali; inquinati e da combustione; marini e misti).

I dati di irradianza solare vengono successivamente associati ai valori di AOD per i diversi tipi di aerosol, ed al corrispondente valore di AZS. Ci troviamo quindi ad avere serie di dati di cielo sereno con irradianza solare orizzontale calibrata riportata alla distanza media Terra-Sole con i corrispondenti valori di AOD a più lunghezze d'onda e di AZS. Definiamo ISA il valore di irradianza solare misurata ad un determinato valore di AZS, AOD, e tipo di aerosol (TA);  $ISA=ISA(AZS, AOD, TA)$ .

Una stima della irradianza solare orizzontale in assenza di aerosol alla distanza media Terra-Sole e a diversi valori dell'angolo zenitale solare è stata ottenuta attraverso calcoli dedicati con un modello di trasferimento della radiazione. Per questo scopo è stato usato il modello *Moderate spectral resolution atmospheric transmission radiative transfer model* (MODTRAN), versione 4.3 [16]. I valori di irradianza solare orizzontale dipendono, oltre che dalla struttura e composizione atmosferica, anche dalla quota e dall'albedo. I conti con il modello sono stati effettuati in questa fase a livello del mare e con albedo di 0.1, in modo da poter essere applicati alle osservazioni di Lampedusa.

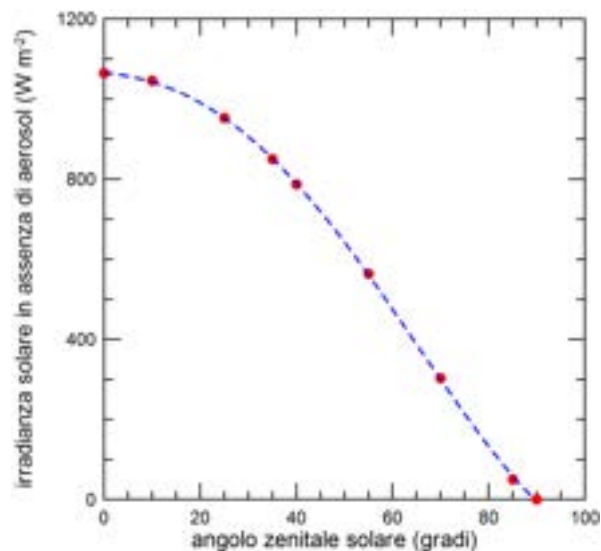


Figura 175: I punti rossi mostrano l'irradianza solare orizzontale calcolata con il modello di trasferimento radiativo MODTRAN a diversi valori di angolo zenitale solare. La curva blu è un fit polinomiale di quarto grado ai dati.

I valori di irradianza solare ottenuti con il modello radiativo a valori discreti di AZS, ISA(AZS), sono mostrati in Figura 175. È stato calcolato un fit polinomiale di quarto grado ai valori ottenuti dai calcoli radiativi, in modo da poter ottenere valori di irradianza solare in assenza di aerosol per qualunque valore di AZS. L'equazione che meglio approssima i dati calcolati è

$$ISO = 1066.06 - 1.1971 \text{ AZS} - 0.0984 \text{ AZS}^2 - 0.001830 \text{ AZS}^3 + 1.7795 \times 10^{-5} \text{ AZS}^4$$

in cui AZS è espresso in gradi.

Il fattore di riduzione dell'irradianza orizzontale, FRIO, come

$$\text{FRIO} = \text{ISA}(\text{AZS}, \text{AOD}, \text{TA}) / \text{ISO}(\text{AZS});$$

dal valore di FRIO, attraverso l'equazione  $100 \times (1 - \text{FRIO})$  si ottiene la riduzione percentuale di irradianza corrispondente al dato osservato con AOD per il tipo d aerosol TA.

La Figura 176 mostra il comportamento di differenti determinazioni di FRIO per  $\text{AZS}=30^\circ$  rispetto ai corrispondenti valori di AOD, separatamente per aerosol desertico e aerosol di combustione di biomassa. È evidente che l'effetto dell'aerosol sulla radiazione dipende dal tipo di aerosol. La dipendenza di FRIO da AOD può essere ben rappresentata da una funzione lineare, in cui la pendenza costituisce la frazione di irradianza persa per unità di AOD.

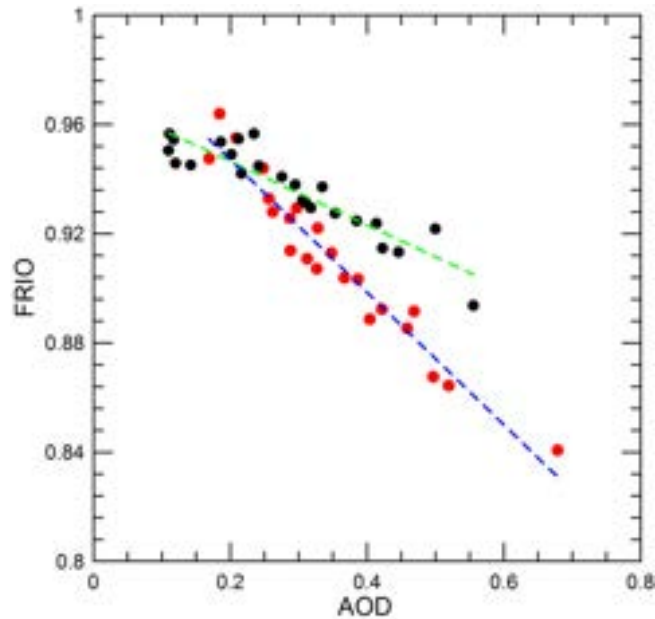


Figura 176: Valori di FRIO per aerosol desertico (punti rossi) e per aerosol di combustione di biomassa/urbano (punti neri) rispetto ai corrispondenti valori di AOD ad un angolo zenitale solare di 30°. Le curve tratteggiate sono *fit* lineari ai dati.

Calcolando *fit* lineari ai dati di figura 6 si ottengono valori di pendenza, ovvero di sensibilità della irradianza dall'AOD, SI, di -0.23 per l'aerosol desertico, e di -0.11 per aerosol di combustione. Questo comportamento è legato alle proprietà ottiche, a loro volta dipendenti dalla composizione e dalle proprietà microfisiche dell'aerosol.

Per l'analisi di Figura 173 sono stati usati un sottoinsieme dei dati allo scopo di mettere a punto la metodologia; questa verrà successivamente applicata sistematicamente per ottenere delle determinazioni più robuste e generali delle sensibilità per differenti valori di AZS e per diversi tipi di aerosol.

Operativamente il metodo prevede la determinazione di SI a diversi valori di AZS e per i diversi tipi di aerosol identificati da Pace et al. [15]. Una volta determinati, per ogni tipo di aerosol, i valori di SI, che descrivono la sensibilità di FRIO dall'AOD, si determina con un *fit* polinomiale una forma analitica che descriva la relazione tra SI e AZS.

Un esempio semplificato dell'applicazione del metodo si ricava dalla Figura 177 e dalla Figura 178. Figura 10 mostra l'evoluzione di FRIO rispetto ad AOD per lo stesso sottoinsieme di dati mostrato in figura 9, ma ad un valore di angolo zenitale solare di 60°. I valori di sensibilità SI che si ricavano sono di -0.33 per l'aerosol minerale, e di -0.22 per l'aerosol inquinato/di combustione.

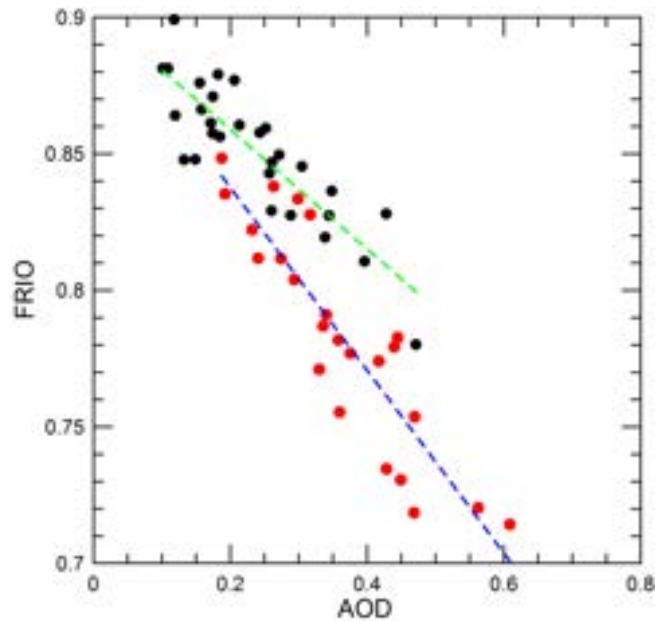


Figura 177: Figura 10. Valori di FRIO per aerosol desertico (punti rossi) e per aerosol di combustione di biomassa/urbano (punti neri) rispetto ai corrispondenti valori di AOD ad un angolo zenitale solare di 60°. Le curve tratteggiate sono *fit* lineari ai dati.

Come si può vedere, il valore di SI dipende in modo significativo da AZS, con riduzioni di irradianza che superano il 30% per valori di AOD=1 nel caso di aerosol minerali. Sebbene AOD =1 sia un valore alto, può verificarsi in casi di eventi intensi di trasporto di aerosol dal Sahara alle regioni meridionali italiane.

I valori di SI ottenuti dal sottoinsieme di dati per AZS di 30 e 60° sono mostrati in figura 178. Dai valori di SI, separatamente per i due tipi di aerosol, si è ricavata una funzione parabolica di *fit* che descrive la dipendenza di SI da AZS. Questi fit sono mostrati qui a titolo di esempio e per verifica della procedura. Nel calcolo si è assunto che il valore di SI per AZS di 90° sia zero.

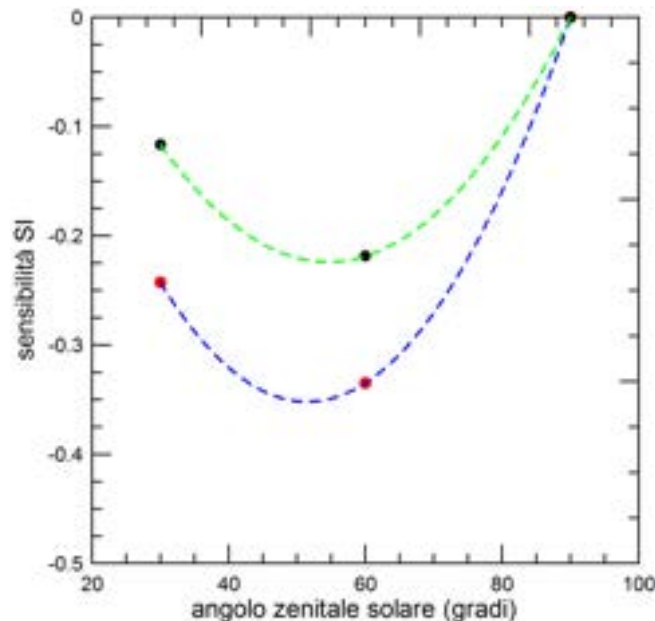


Figura 178: Dipendenza dei valori di sensibilità dell'irradianza dall'AOD, SI, da AZS, separatamente per aerosol minerale (punti rossi) e di combustione/inquinato (punti neri). Polinomi di secondo grado di *fit* sono rappresentati rispettivamente dalle curve tratteggiate blu e verde.

Nelle fasi successive dello studio la determinazione di SI verrà effettuata su una serie estesa di dati e per più valori di AZS e di TA, in modo da ottenere una descrizione più dettagliata dei processi.

#### 5.2.4.2 Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare globale: segmento 2

Una volta determinate le relazioni che legano riduzione di irradianza orizzontale rispetto all'AOD per diversi valori di angolo zenitale solare, si possono applicare per determinare gli effetti prodotti in diverse località e tempi diversi. Figura 179 mostra uno schema del metodo utilizzato per il calcolo degli effetti dell'aerosol ad una generica località di coordinate geografiche note.

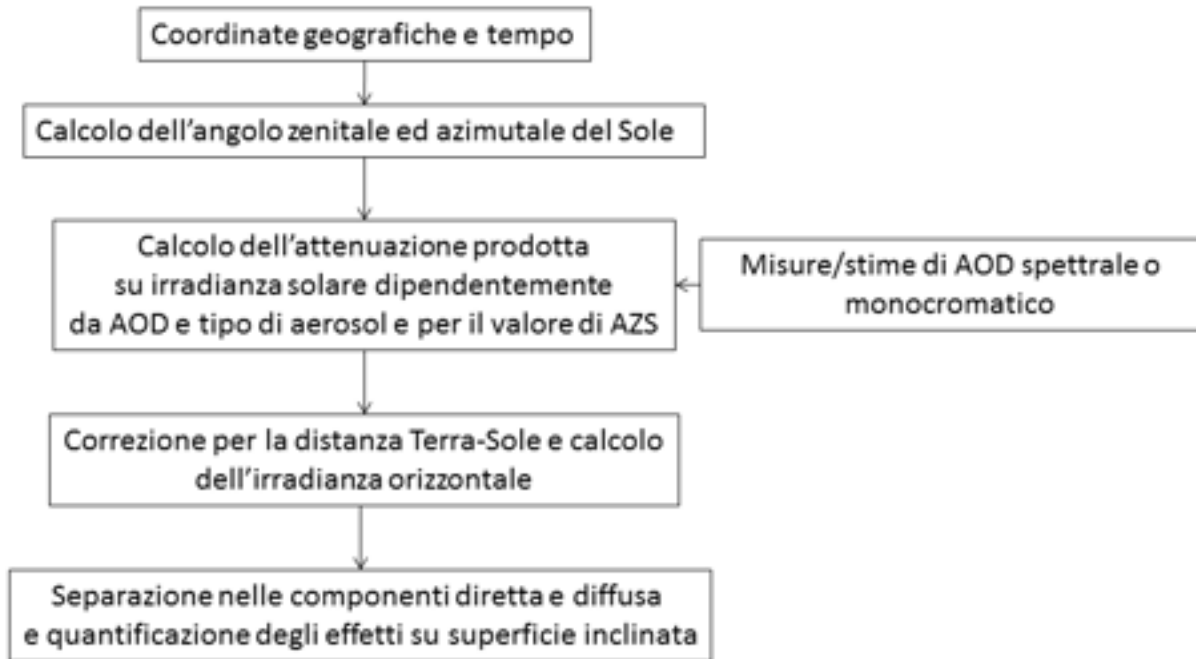


Figura 179. Schema adottato per il calcolo degli effetti dell'aerosol su un pannello inclinato in una località generica.

L'equazione delle effemeridi solari [17, 18] descrive la posizione del Sole nel cielo e permettere di definire l'angolo zenitale (ed azimutale) del sole, una volta noti il tempo e le coordinate di un sito. Nel segmento 1 di questa attività è stata determinata la relazione tra SI ed AZS, sulla base della quale è possibile calcolare la riduzione di irradianza solare orizzontale corrispondente ad un determinato tipo di aerosol ed AOD, una volta noto AZS (quindi a partire da coordinate geografiche e tempo).

Utilizzando i dati di 175 dalla riduzione di irradianza è possibile ricavare il valore di irradianza solare orizzontale corrispondente al valore di AOD e TA presente ed alla distanza media Terra-Sole. Questo valore viene riportato alla distanza Terra-Sole del giorno specifico in esame attraverso le effemeridi solari [17].

Successivamente, viene calcolato l'impatto dell'aerosol sulla radiazione che raggiunge un pannello orientato a sud ed inclinato di un angolo fisso. Per calcolare questo effetto l'irradianza orizzontale viene separata nelle componenti diretta (dipendente dal solo spessore ottico totale, e quindi da AOD, applicando la legge di Bouguer alla lunghezza d'onda centrale dello spettro; correzioni per gli effetti spettrali possono essere implementate come descritto in sezione 5.2.5) e, per differenza dalla globale, diffusa. Conoscendo l'inclinazione del pannello e gli angoli zenitale ed azimutale del sole viene calcolata la radiazione diretta incidente sulla superficie del pannello; in aggiunta, si assume che la componente diffusa sia isotropa, e si determina la radiazione totale incidente sul pannello.

Come ultimo passo, viene stimato l'impatto sulla produzione elettrica dei pannelli tenendo conto dell'efficienza e del tipo di pannello utilizzato.

In questa fase dell'attività è stato definito lo schema generale e di dettaglio del metodo, le procedure e le equazioni da utilizzare; è stata messa a punto la procedura, e sono stati sviluppati buona parte dei codici numerici per il calcolo. Infine, se ne è verificata la applicabilità ad alcuni casi specifici.

Nel prosieguo di questa attività il metodo sviluppato verrà applicato sia alle misure di radiazione che direttamente sui dati di produzione dei pannelli fotovoltaici presenti all'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa, in modo da ottenere una verifica del sistema di calcolo.

In una fase successiva il metodo potrà essere esteso ed applicato a diversi siti di interesse sul territorio nazionale; eventuali raffinamenti successivi potranno essere implementati per tener conto degli effetti di differenze di quota e di albedo.

## 5.2.5 Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare diretta

### 5.2.5.1 Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare diretta: segmento 1

Il problema degli effetti dell'aerosol sulla radiazione diretta è stato affrontato in alcuni studi precedenti, alcuni dei quali focalizzati sul Mediterraneo [11]. Questi studi sono però basati su stime delle proprietà degli aerosol da modelli chimici e di trasporto, e non necessariamente riflettono le effettive condizioni dell'aerosol presente in atmosfera. Il metodo sviluppato in questo studio viceversa combina osservazioni dirette di proprietà dell'aerosol e di radiazione.

Come discusso nella sezione 5.2.4.1, esiste una relazione che lega direttamente la radiazione diretta monocromatica e lo spessore ottico dell'aerosol. In linea di principio la quantificazione degli effetti dell'aerosol sui sistemi che utilizzano solo la componente diretta della radiazione, come quelli a concentrazione, è abbastanza semplice. In particolare, è bene ricordare che la riduzione di radiazione diretta indotta dagli aerosol non dipende dalla ripartizione tra diffusione ed assorbimento, ma dallo spessore ottico totale degli aerosol.

Tuttavia, poiché la relazione di Bouguer è monocromatica, non può essere applicata a misure a banda spettrale larga, come quelle di DNI, o alla quantità di radiazione solare assorbita da un impianto a concentrazione.

La stima degli effetti sulla componente diretta a larga banda si può ottenere integrando spettralmente la equazione di Bouguer, tenendo conto della variazione di AOD con la lunghezza d'onda. L'integrazione richiede la conoscenza del comportamento spettrale dell'AOD, e il trattamento delle bande di assorbimento di vari gas atmosferici ( $\text{NO}_2$ ,  $\text{O}_3$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{SO}_2$ ), oltre che una stima del loro contenuto colonnare.

Le misure con fotometri solari permettono in genere di ricavare l'AOD a 4 o più lunghezze d'onda, in genere comprese tra 400 e 1020 nm. Alcuni sistemi, molto meno frequenti, coprono un intervallo spettrale più esteso. Le misure da satellite disponibili da sensori operativi, quali OMI, MODIS, METEOSAT, permettono di stimare sia l'AOD a 550 nm che l'esponente di Ångström, EA, che descrive la dipendenza spettrale dell'AOD. L'esponente di Ångström si ottiene dalla dipendenza spettrale dell'AOD attraverso l'espressione di Ångström seguente:

$$\text{AOD}(\lambda) = \text{AOD}(1 \mu\text{m}) \lambda^{-EA}$$

in cui  $\lambda$  è la lunghezza d'onda della radiazione. EA può variare tra 0 e 2.5 per diversi tipi di aerosol. Una volta noti i valori di AOD a due o più lunghezze d'onda è possibile calcolare (direttamente se si hanno due lunghezze d'onda, tramite un *fit* se se ne hanno di più) EA e ottenere una buona stima di AOD su tutto lo spettro.

Tuttavia, una descrizione accurata dei processi di estinzione della radiazione diretta richiederebbe l'utilizzo di un modello di trasferimento della radiazione, soprattutto per un corretto trattamento delle bande di assorbimento. Anche in questo caso quindi si è preferito utilizzare un approccio ibrido basato sulle

osservazioni. Nel metodo sviluppato si combinano misure di DNI ottenute con pireliometro (Kipp and Zonen CHP1) con le osservazioni di AOD.

Il metodo si sviluppa secondo lo schema riportato nel diagramma di Figura 180.



Figura 180. Schema per il calcolo degli effetti prodotti dall'aerosol sulla componente diretta della radiazione.

I dati di DNI del pireliometro vengono calibrati, corretti per la temperatura, e riportati alla distanza media Terra-Sole. Come per le misure di irradianza, quelle di DNI sono riferite alla scala di riferimento dell'Organizzazione Meteorologica Mondiale, *World Radiation Reference*. I periodi di cielo sereno vengono selezionati dai dati MFRSR con il metodo descritto in 5.2.4.1. Inoltre, si selezionano i periodi in cui le ottiche di ingresso del pireliometro siano pulite. Questo tipo di strumento, essendo fornito di una finestra di ingresso, è soggetto anche agli effetti dovuti alla deposizione di aerosol (sezione 5.2.6), ed è necessario selezionare i periodi in cui questo effetto sia trascurabile. La selezione avviene scegliendo intervalli di tempo successivi agli interventi di pulizia, che vengono regolarmente registrati.

Figura 181 mostra i risultati di un intervento di pulizia della finestra del pireliometro in un caso di deposizione significativa. I dati sono relativi al giorno 10 Settembre 2016; la pulizia della finestra avviene a metà giornata e produce un incremento della DNI misurata di quasi  $100 \text{ W m}^{-2}$ .

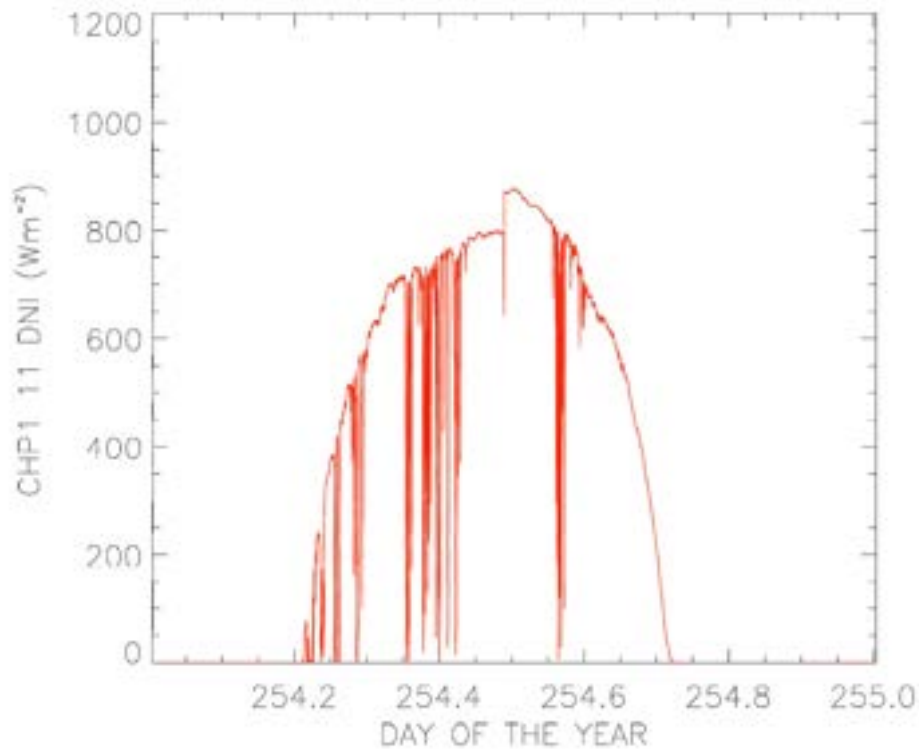


Figura 181. Evoluzione della DNI misurata a Lampedusa il 10 Settembre 2016. Attorno a metà giornata la finestra di ingresso è stata pulita dopo un caso di deposizione significativa.

Una volta riportate alla distanza media Terra-Sole le misure di DNI vengono normalizzate dividendole per il valore della costante solare, che è l'irradianza extraterrestre integrata su tutto lo spettro. Abbiamo così una irradianza normalizzata alla distanza media Terra-Sole, NDNI, che è una grandezza adimensionale compresa tra 0 ed 1.

Similarmente a quanto fatto per i dati di FRIO in 5.2.4.1, i dati di NDNI vengono associati ai valori di AOD e al TA ad angolo zenitale solare fisso.

Figura 182 mostra il comportamento di NDNI per  $AZS=60^\circ$  rispetto a valori di AOD in una selezione di casi misurati a Lampedusa nell'estate 2016.

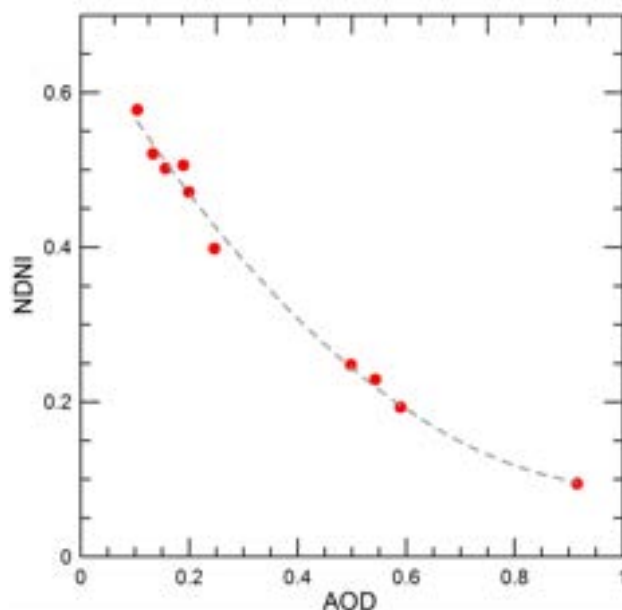


Figura 182. Andamento della DNI normalizzata alla distanza media Terra-Sole per  $AZS = 60^\circ$  rispetto ai valori osservati di AOD per alcuni giorni di Giugno 2016. La curva di *fit* è un polinomio di secondo grado.

Data la forma dell'equazione di Bouguer, come anche mostrato dai dati sperimentali di figura 182 l'andamento di NDNI rispetto ad AOD non può essere ben descritto da una funzione lineare. Nel *fit* di figura 182 è stato usato un polinomio di secondo grado. Analogamente a quanto fatto per la radiazione globale, la relazione tra NDNI e AOD viene ricostruita per vari valori di AZS e per i differenti tipi di aerosol. Come si può vedere da figura 182, l'aerosol influenza significativamente il DNI. Una variazione di AOD di circa 0.2 produce il dimezzamento del segnale misurato dal pireliometro, e quindi anche di quello raccolto da un sistema a concentrazione. L'ampiezza di questo effetto sottolinea ulteriormente l'importanza di tener conto di questi effetti nei sistemi di produzione di energia solare, ed in particolar modo per i sistemi a concentrazione.

Il metodo sviluppato prevede l'analisi di una serie estesa dei dati in modo da poter derivare dalle osservazioni sperimentali la dipendenza di NDNI rispetto ad AOD per diversi tipi di aerosol e per un ampio intervallo di valori di AZS. In definitiva si ottengono famiglie di polinomi che descrivono la dipendenza di NDNI da AOD a diversi valori di AZS, ogni famiglia associata ad un diverso tipo di aerosol. Il comportamento per valori di AZS intermedi tra quelli ai quali sono state derivate le curve di *fit* sono ottenuti per interpolazione spaziale dei dati.

#### 5.2.5.2 Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti sulla radiazione solare diretta: segmento 2

Il segmento 2 di questo studio serve a definire la modalità di applicazione del metodo per stimare l'effetto degli aerosol sulla DNI nei casi in cui sia disponibile una misura o stima di AOD, oltre a coordinate del sito e tempo. Ovviamente, nel segmento 2 si utilizzano i risultati dell'analisi descritta nel segmento 1.



Figura 183: mostra lo schema per il calcolo della DNI in presenza di aerosol per un sito generico.

Utilizzando le parametrizzazioni sviluppate nella sezione precedente, ricaviamo una stima del DNI nelle stesse condizioni ma con un basso o nullo contenuto di aerosol, imponendo un valore fisso o nullo all'AOD. Per differenza è possibile quantificare l'impatto prodotto dalla presenza dell'aerosol.

Fasi successive di questa analisi saranno indirizzate a validare il metodo utilizzando sia misure di radiazione indipendenti da quelle usate nella sezione 3.2.5.1, ovvero un sistema fotovoltaico a concentrazione (CFV) appositamente installato a Lampedusa.

### 5.2.6 Sviluppo di un metodo per la stima degli effetti della deposizione

L'effetto della deposizione di particolato sulla superficie dei collettori solari è stato affrontato in vari studi [15], ed in particolare in località influenzate da frequenti episodi di trasporto di particelle minerali che hanno origine dalle zone desertiche, ad esempio dal Sahara [19] o dalla penisola Arabica [20]. La deposizione, oltre ad attenuare l'energia che raggiunge il cristallo, può influenzare sia lo spettro della radiazione assorbita, che la temperatura del collettore [21]. Questi effetti possono essere particolarmente rilevanti nelle regioni meridionali d'Italia, dove ci si aspetta una maggiore produzione elettrica da sistemi ad energia solare ed un maggiore impatto degli eventi di trasporto di aerosol desertico. Studi precedenti mostrano infatti che l'impatto dell'aerosol desertico [8, 22] e della deposizione [23] diminuisce all'aumentare della latitudine.

In questo ambito è stata sviluppata una prima metodologia per quantificare gli effetti prodotti dalla deposizione sulla radiazione che raggiunge la cella fotovoltaica in un sistema a concentrazione. La metodologia utilizza le misure di radianza effettuate su 4 bande dal fotometro solare Middleton, mod. SP02, che è in uso a Lampedusa dal 2013. Il fotometro è costituito da 4 sensori racchiusi in un contenitore sigillato protetto da una finestra in vetro (Figura 184). Le bande passanti dei 4 sensori sono centrate rispettivamente a 412, 500, 862, e 1020 nm. Il fotometro è installato su un inseguitore solare (Kipp and Zonen mod. 2AP). La configurazione di misura del fotometro è quindi analoga a quella di un sistema fotovoltaico a concentrazione, con un vetro orientato continuamente verso il sole che protegge la cella fotovoltaica.

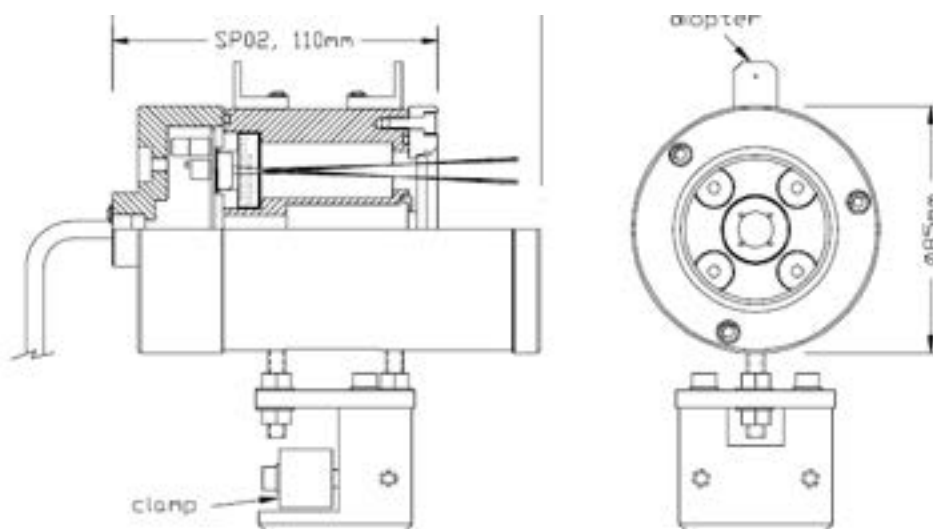


Figura 184. Schema del fotometro solare Middleton SP02.

Di conseguenza, il fotometro solare Middleton viene influenzato dalla deposizione di particolato atmosferico sulla superficie della finestra, e l'effetto sulla radiazione osservata è lo stesso che si produrrebbe su un sistema fotovoltaico a concentrazione. Di conseguenza, come per i pannelli solari, per il fotometro sono necessari frequenti interventi di pulizia della finestra per ottenere delle misure accurate di spessore ottico dell'aerosol.

Interventi di pulizia della finestra del fotometro vengono effettuati con regolarità a Lampedusa dal personale presente. Tuttavia, nei casi di forte deposizione o di assenza del personale è possibile osservare una progressiva degradazione del segnale. L'effetto della deposizione è evidente soprattutto in coincidenza con la pulizia della finestra. Due esempi di eventi di pulizia avvenuti i giorni 28 Maggio e 6 Giugno 2014 sono mostrati in Figura 185. L'effetto di attenuazione prodotto dallo strato di aerosol che si era depositato sulla finestra del fotometro può essere calcolato direttamente dal rapporto tra il segnale subito prima e subito dopo la pulizia.

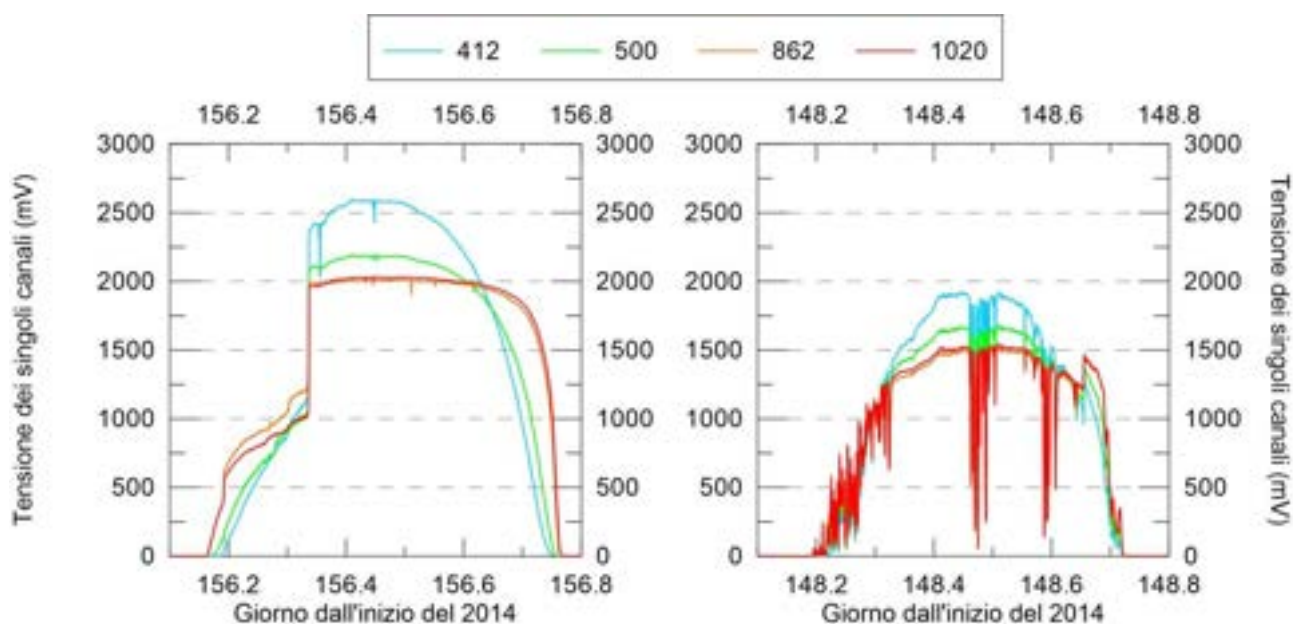


Figura 185. Evoluzione temporale dei segnali misurati sui 4 canali del fotometro Middleton nei giorni 5 Giugno (sinistra) e 28 Maggio (destra) 2014. La curva blu è relativa al segnale a 412 nm, quella verde a 500 nm, quella arancione a 862 nm, e quella rossa a 1020 nm.

Il metodo che è stato sviluppato per stimare l'effetto della deposizione è rappresentato schematicamente in Figura 186.

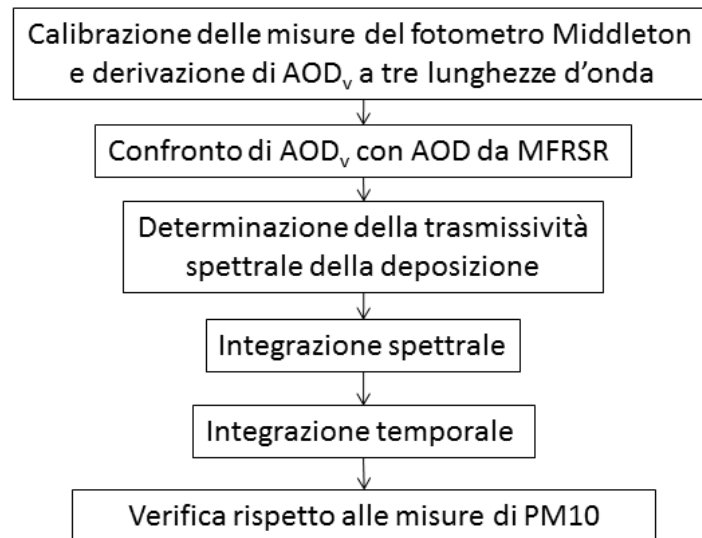


Figura 186. Schema del metodo utilizzato per stimare l'influenza della deposizione sulla radiazione che raggiunge un sistema fotovoltaico a concentrazione.

Il primo passo è dedicato al trattamento dei segnali del fotometro al fine di determinarne un fattore di calibrazione che permetta di calcolare un pseudo AOD,  $\tau_s$ , nel quale sono contenuti gli effetti di attenuazione sia dell'aerosol atmosferico che di quello depositato sulla superficie della finestra.

È stato sviluppato un metodo molto selettivo basato sul *plot* di Langley che permette di ottenere calibrazioni robuste del fotometro Middleton e di scartare attraverso una analisi automatica i casi di degradamento [24].

I punti chiave per l'implementazione della metodologia per la stima della costante di calibrazione del fotometro sono stati:

- i. applicabilità a lunghe serie di misure fotometriche
- ii. indipendenza dal sito di misura
- iii. oggettività e controllabilità dei risultati intermedi e finali
- iv. verifica dei passaggi fatti.

Sinteticamente il metodo consiste nel selezionare le misure giornaliere e nel dividerle in un intervallo mattutino ed uno pomeridiano, su cui viene applicato il *plot* di Langley in maniera indipendente per ogni lunghezza d'onda selezionata. Per ottimizzare il metodo si sono usati sia criteri oggettivi indipendenti dal sito di misura, che soglie definite a priori determinate da analisi preliminari svolte durante l'implementazione del metodo. Una parte importante del metodo sviluppato risiede nella selezione stringente ed il filtraggio dei valori di costanti di calibrazione ottenuti.

Una volta che lo strumento è calibrato, ovvero è stato determinato il valore di  $L_0$ , che è quello che lo strumento misurerebbe al di fuori dell'atmosfera, lo spessore ottico totale dell'atmosfera si ricava risolvendo l'equazione di Bouguer (sezione 5.2.4.1):

$$AOD = \frac{1}{m} \ln \frac{L_0}{L_\lambda} - \tau_m$$

Nel caso di un sensore con particolato depositato sulla finestra di ingresso la misura di AOD risultante dall'applicazione di questa inversione è falsata a causa della attenuazione addizionale prodotta dallo strato.

In questo caso l'inversione dei dati produce un valore di AOD, che chiamiamo  $AOD_v$ , differente dal solo contributo atmosferico. Se la trasmittanza dello strato d aerosol che si è depositato sulla finestra è  $T$ , possiamo scrivere in questo caso che il segnale misurato dal fotometro Middleton sarà

$$L'_\lambda = L_0 T e^{-m\tau} = L_0 e^{-m(\tau_m + AOD) - \tau_s}$$

in cui  $T = \exp(-\tau_s)$ ,  $\tau_s$  è lo pseudo spessore ottico dello strato di aerosol sulla finestra, e  $L'_\lambda$  è minore di quello che sarebbe misurato con la finestra pulita. Di conseguenza

$$AOD_v = \frac{1}{m} \ln \frac{L_0}{L'_\lambda} - \tau_m + \frac{\tau_s}{m}$$

ovvero

$$AOD_v = AOD + \frac{\tau_s}{m}$$

Poiché a Lampedusa si dispone di sistemi ridondanti per la misura dell'AOD, alcuni dei quali non risentono degli effetti della deposizione, l'effetto prodotto dallo strato si può stimare dalla differenza tra AOD, ottenuto da altri strumenti, ed  $AOD_v$ . Figura 187 mostra il confronto tra  $AOD_v$ , ricavato dal fotometro Middleton, ed AOD ottenuto dallo strumento MFRSR.

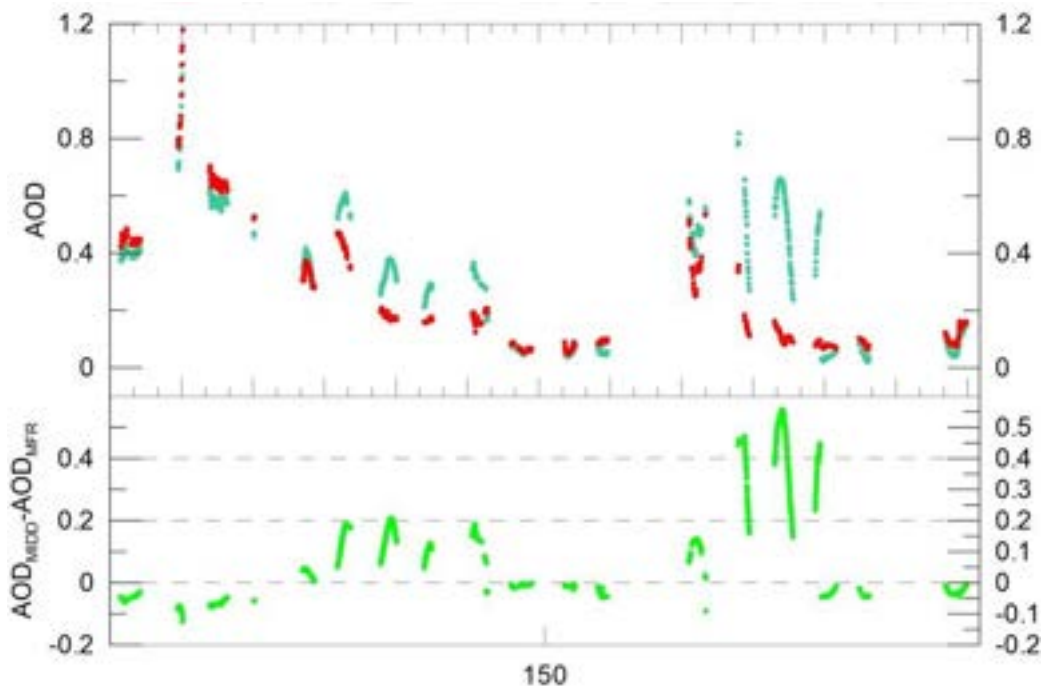


Figura 187. Evoluzione dello spessore ottico dell'aerosol a 500 nm misurato dallo strumento Middleton (punti verdi) e dallo strumento MFRSR (punti rossi) dal 20 Maggio al 9 Giugno 2014. Nel grafico in basso è riportata la differenza tra le due determinazioni, attribuita principalmente all'effetto della deposizione di aerosol sulla finestra del fotometro Middleton.

Come si può vedere, la differenza tra  $AOD_v$  ed AOD può raggiungere valori significativi, decresce all'aumentare della massa d'aria  $m$ , e si azzer periodicamente in coincidenza con gli interventi di pulizia. Sono evidenti gli interventi che hanno avuto luogo il 28 Maggio ed il 5 Giugno, i cui effetti sui segnali misurati sono mostrati in figura 185. Altri interventi di pulizia sono stati effettuati il 21 ed il 30 Maggio. La trasmittanza dello strato in funzione del tempo negli intervalli tra gli interventi di pulizia si calcola come:

$$T = e^{-m(AOD_v - AOD)}$$

per ognuno dei canali, ovvero in diverse bande spettrali, per i quali vi siano misure simultanee di spessore ottico. La trasmittanza ovviamente diminuisce progressivamente nel tempo negli intervalli tra gli interventi di pulizia o gli episodi di pioggia (che in alcuni casi possono far incrementare la deposizione). Dalla evoluzione dei valori di T si stima quindi l'effetto di progressivo degradamento del segnale dovuto alla deposizione.

Figura 188 mostra l'evoluzione dei valori di T determinati a 415, 500, e 868 nm nel periodo dal 20 Maggio al 9 Giugno 2014. Nei giorni 21, 28, 30 Maggio e 5 Giugno (numeri di giorno rispettivamente 141, 148, 150 e 156) gli interventi di pulizia della finestra del fotometro hanno riportato la trasmittanza della deposizione attorno al valore unitario. La riduzione del segnale che raggiunge la cella fotovoltaica dovuta alla deposizione di aerosol sulla superficie può essere dell'ordine di 20% al giorno. In particolare l'8 Giugno, tre giorni dopo la pulizia, si osserva una riduzione nella radiazione raccolta dell'ordine del 50%. Il 5 Giugno la pulizia è stata effettuata in tarda mattinata (vedi fig. 185), e il valore elevato della deviazione standard è dovuto al fatto che nella media giornaliera si stanno utilizzando valori molto bassi (prima della pulizia) e molto alti (dopo la pulizia) di trasmittività. I giorni 7, 8 e 9 Giugno ci sono stati eventi di precipitazione (13 mm l'8 Giugno).

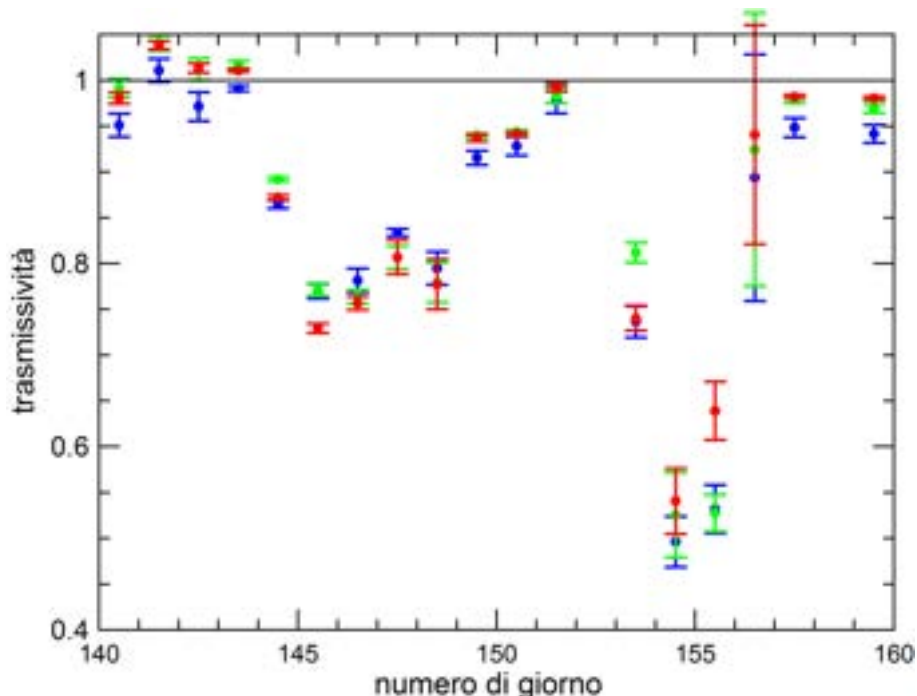


Figura 188. Evoluzione dei valori di trasmittanza dell'aerosol depositato sulla finestra del fotometro Middleton determinati a 415 (blu), 500 (verde), e 868 nm (rosso) nel periodo dal 20 Maggio al 9 Giugno 2014. Sono mostrati i valori medi giornalieri con la rispettiva deviazione standard. Nei giorni 21, 28, 30 Maggio e 5 Giugno la superficie della finestra di ingresso del fotometro è stata pulita.

Il passo successivo è indirizzato a determinare gli effetti a larga banda da misure spettrali di trasmittanza. A questo scopo si applica ai valori di  $\tau_s$  spettrale l'espressione di Ångström (sezione 5.2.5.1), che permette di ottenere una stima dello pseudo spessore ottico, e quindi della trasmittanza, a tutte le lunghezze d'onda. Una volta ottenuta la trasmittanza su tutto lo spettro si determina l'attenuazione prodotta a larga banda attraverso una integrazione spettrale. Infine, l'effetto su diversi intervalli temporali si ottiene integrando nel tempo gli effetti a larga banda.

Nel prosieguo dell'attività si intende applicare sistematicamente il metodo alla serie di dati disponibili (dal 2013 ad oggi); verificare la possibilità di ottenere alcune informazioni sulle proprietà dell'aerosol che si è depositato sulla finestra dal comportamento spettrale della trasmittanza; confrontare i risultati con le misure concomitanti di deposizione di aerosol e di PM10.

Inoltre, si intende definire delle procedure per una pulizia sistematica e differenziale di alcuni pannelli per poter quantificare gli effetti sulla produzione elettrica anche per pannelli fotovoltaici convenzionali, ai quali non è possibile applicare la metodologia sviluppata per la componente diretta.

### 5.2.7 Osservazioni finali

Le attività indirizzate a quantificare gli effetti del particolato atmosferico sulla produzione di energia solare dai sistemi presenti presso il Laboratorio di Lampedusa sono state principalmente dedicate alla definizione e messa a punto delle metodologie. In particolare, sono state definite le metodologie per determinare gli effetti prodotti sulla radiazione solare e sull'energia da sistemi fotovoltaici e da sistemi a concentrazione; è stato sviluppato un metodo per determinare l'impatto della deposizione di particolato su sistemi a concentrazione. Lo sviluppo delle metodologie si è basato sull'esistenza di serie di dati di numerosi parametri disponibili a Lampedusa. Nell'ambito delle attività sono state applicate le metodologie ad alcuni casi-studio, per verificarne l'efficacia. Questa analisi ha permesso di mettere in luce l'importanza degli effetti considerati.

Nel prosieguo delle attività i metodi sviluppati verranno applicati in maniera sistematica alla serie decennale di dati di Lampedusa, con lo scopo di quantificare gli effetti su scale temporali differenti (giornaliera, mensile, annuale) e di determinare i parametri che permettono di descrivere dipendenze generali, applicabili a siti differenti, delle relazioni tra aerosol e produzione elettrica.

L'impatto sulla produzione elettrica verrà anche valutato sulla base dei dati relativi agli impianti fotovoltaici presenti presso l'Osservatorio di Lampedusa. In questo contesto sarà sviluppata una attività sperimentale finalizzata alla determinazione diretta sulla produzione degli effetti della deposizione, anche con lo scopo di verificare le metodologie sviluppate in precedenza.

I metodi sviluppati potranno successivamente essere applicati a siti differenti ove siano disponibili osservazioni di spessore ottico di aerosol; queste ultime sono ricavabili da misure a terra ovvero tramite osservazioni dallo spazio da diversi sensori (MODIS; OMI).

## 5.3 Monitoraggio degli scaldacqua di utenze residenziali isolate

In questa annualità in collaborazione con il Dipartimento DEIM dell'Università di Palermo sono stati valutati i vantaggi apportati dalla sostituzione dei scaldacqua elettrici con soluzione a pompa di calore in termini di risparmio energetico e impatto con la rete; l'analisi come descritto dettagliatamente nel report del Dipartimento DEIM, è stata effettuata per diverse isole minori non connesse.

La suddetta analisi è stata supportata con misure dei profili di carico reali di scaldacqua elettrici effettuati da ENEA presso utenti dell'isola di Lampedusa.

Gli strumenti sono stati installati presso due utenze servite dalla stessa cabina di trasformazione localizzata in un quartiere fuori dal centro urbano:

- Utenza 1 tipo monofamiliare, villetta isolata con 2 persone residenti, una persona occupata
- utenza 2 tipo monofamiliare, villetta isolata con 4 persone residenti: due persone occupate, due studenti

### Strumentazione di misura installata presso le utenze residenziali:

L'indagine è stata condotta con l'ausilio di "energy meter" portatili costituiti da un quadro di misura preassemblato con analizzatore di rete trifase, data logger, ingressi amperometrici, ingressi voltmetrici, porta seriale per poter scaricare le misure.

La connessione dei multimetri alla rete elettrica è stata realizzata attraverso l'ausilio di Trasformatori Amperometrici (TA) apribili i quali consentono l'innesto alla linea elettrica senza alcun disservizio per le utenze alimentate.



Figura 189: strumento di misura – trasformatore amperometrico apribile (TA)

In particolare gli energy meter utilizzati per gli edifici residenziali presentano le seguenti caratteristiche:

- Misure RMS fino alla 31 a armonica.
- Misure su reti trifase squilibrate.
- RAM interna Flash disk da 2 MB; 20 anni di ritenzione dati.
- Organizzazione dei dati in files di records con indicazione data e ora di creazione e ultima modifica.
- Accesso al disco tramite funzioni Modbus “Write General File” e “Read General File”.
- Orologio/calendario real time con gestione automatica delle time-zones (GMT + DST). Gestisce inoltre le regole per il passaggio automatico da ora solare (Standard Time) ad ora legale (Daylight Saving Time) e viceversa.
- Classe 1 sull’energia secondo CEI EN 61036.
- Cambio scala automatico sulle correnti.
- Valore sul tempo di integrazione programmabile da 1 a 60 min.
- Registrazione delle curve di carico giornaliera fino a 60 giorni di dati.
- Ingressi di tensione 600 Vac - Ingressi di corrente max 5A (isolati).
- Programmabile per misure in bassa o media o (con TA e TV programmabili) per connessioni stella o triangolo su rete simmetrica o asimmetrica, equilibrata o disequilibrata monofase, bifase, con 1, 2 o 3 TA.
- Contatori interni di energia con misura bidirezionale su quattro quadranti (KWh – KVARh import/export).
- Due uscite digitali per impulsi (Din 43864 27 Vdc 27 mA) 1000 Imp/kWh (è possibile associare a tali uscite allarmi su misure effettuate dallo strumento).

Per la misura della corrente assorbita sono state utilizzate trasformatori amperometrici apribili con le seguenti caratteristiche :

Rapporto di trasformazione: 100 A/5 A

Classe di precisione: 1%

Frequenza operativa: 50 – 60 Hz

Massima tensione del sistema: 0,72kV

Livello d’isolamento: 3 kV/1 min. @ 50Hz

Classe d’isolamento: E (max 75°C)

Corrente di breve periodo:  $I_{th}=60I_n /1$

Come esempio dei profili misurati, si riportano di seguito i profili di carico delle due utenze monitorate

**Utenza 1:**

Consumo scaldacqua nei giorni sotto riportati

22 Agosto: 3,0 kWh

10 settembre : 1,2 kWh

25 Settembre: 4,3 kWh

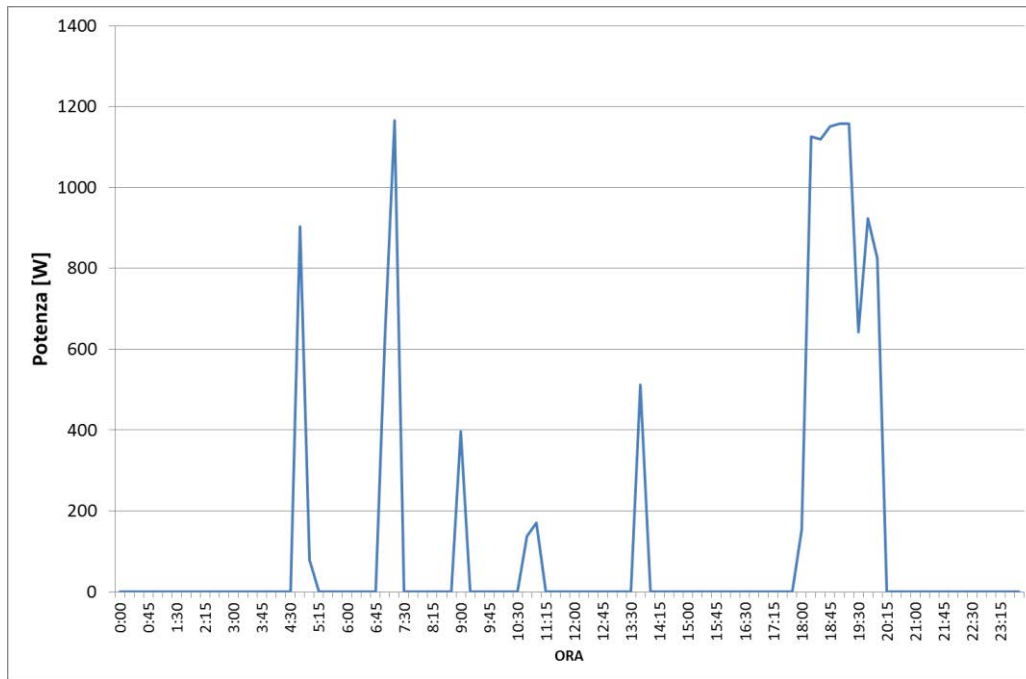


Figura 190: profilo di carico scaldacqua 22 Agosto

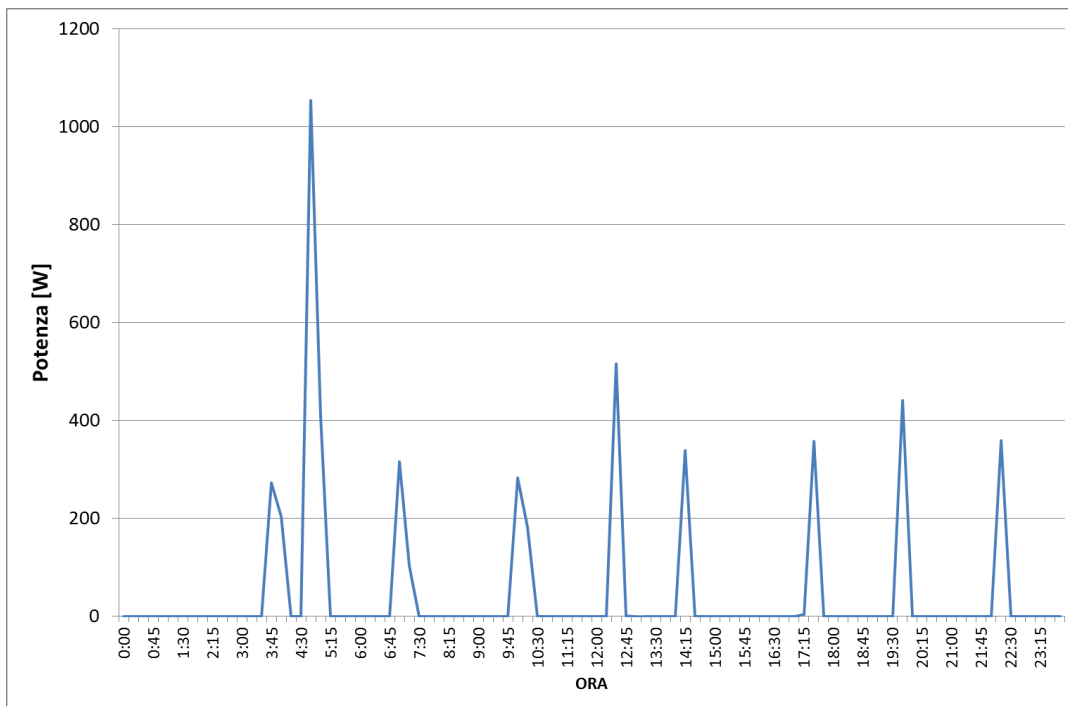


Figura 191: profilo di carico scaldacqua 10 Settembre

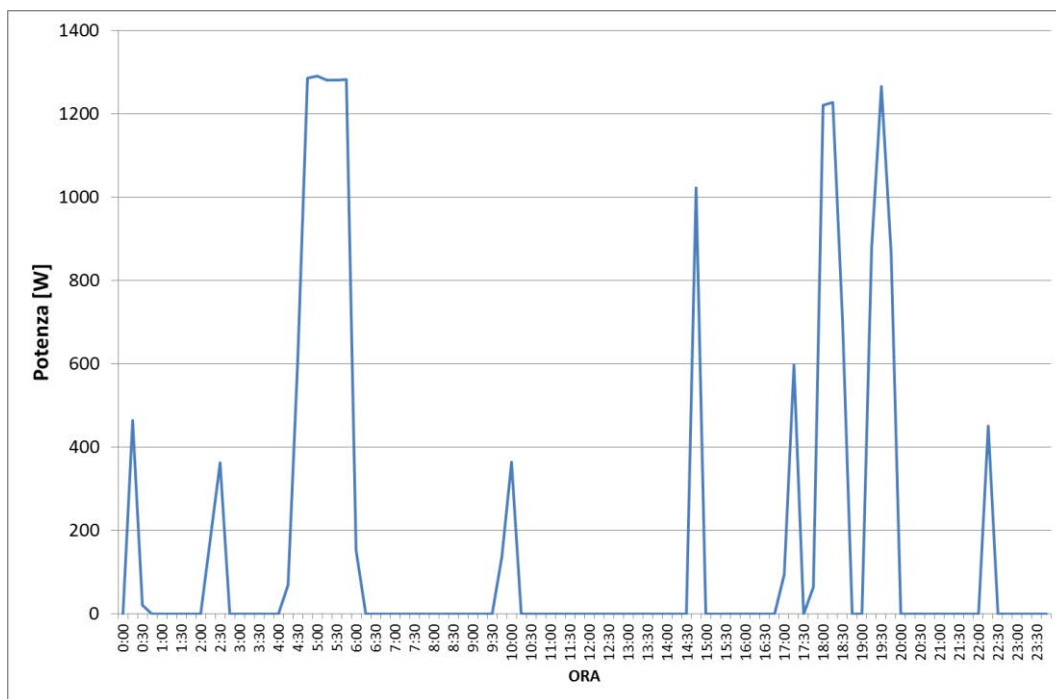


Figura 192: profilo di carico scaldacqua 25 Settembre

**Utenza 2:**

Consumo scaldacqua nei giorni sotto riportati

27 Luglio : 1,93 kWh

22 Agosto: 2,40 kWh

10 Settembre: 2,20 kWh

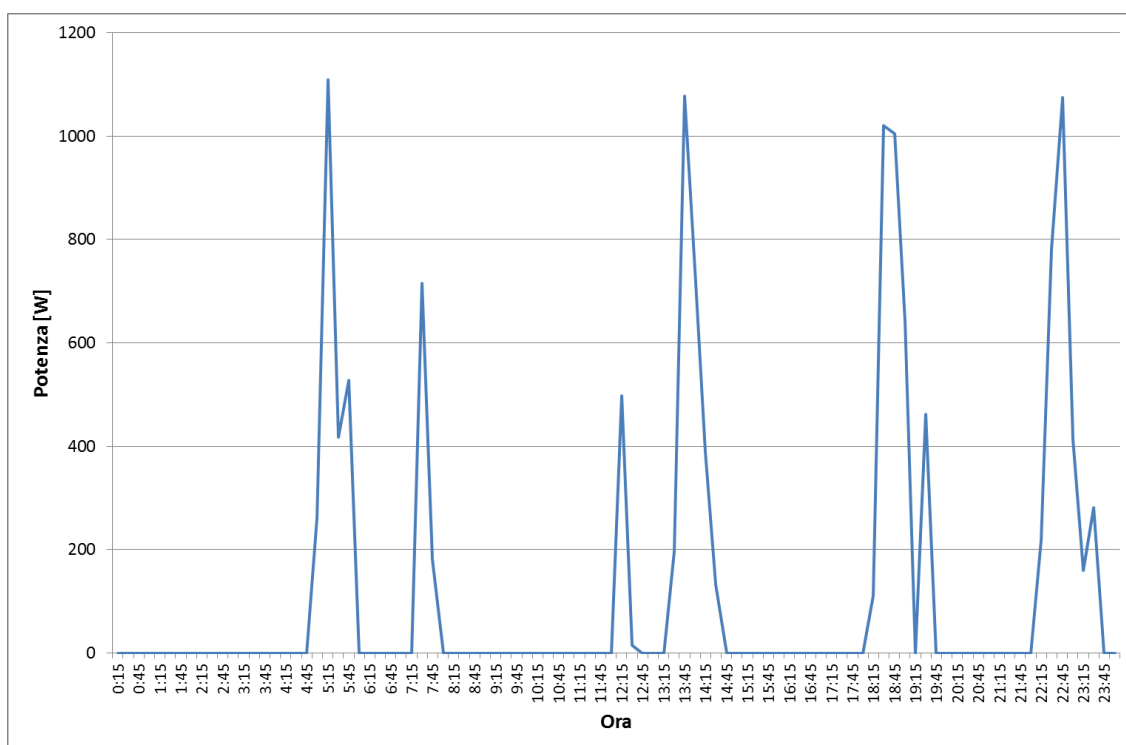


Figura 193: profilo scaldacqua 27 Luglio utenza 2

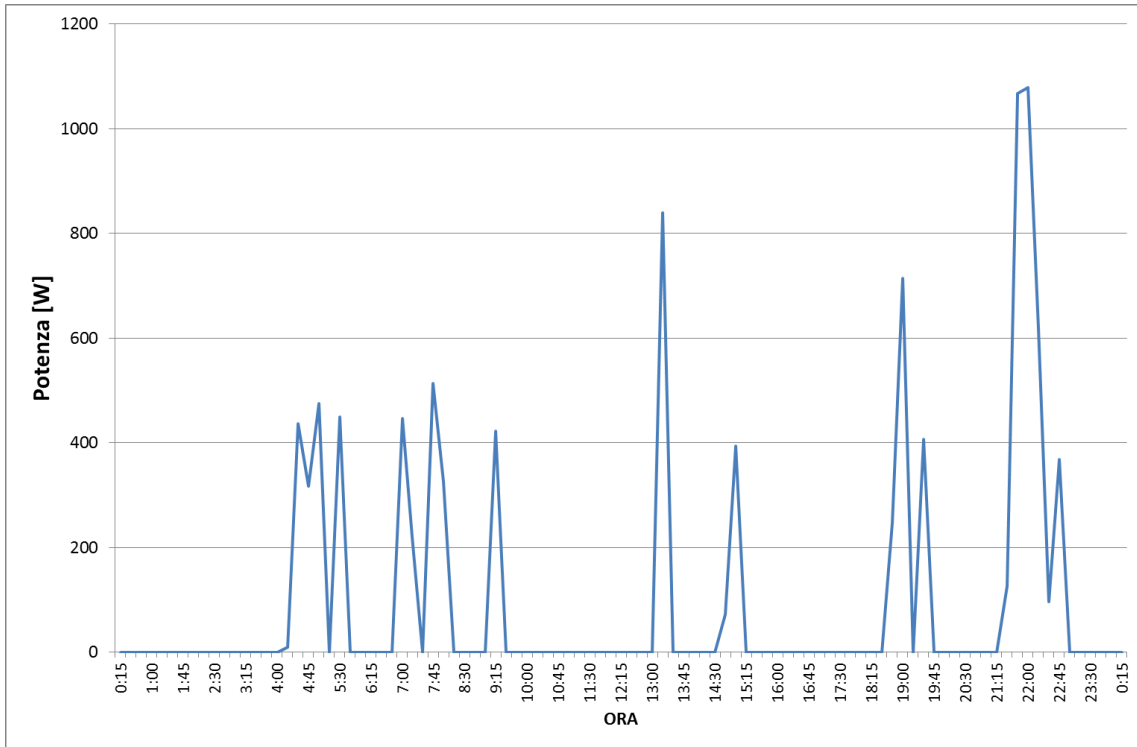


Figura 194: profilo carico elettrico scaldacqua utenza 2 , 22 Agosto

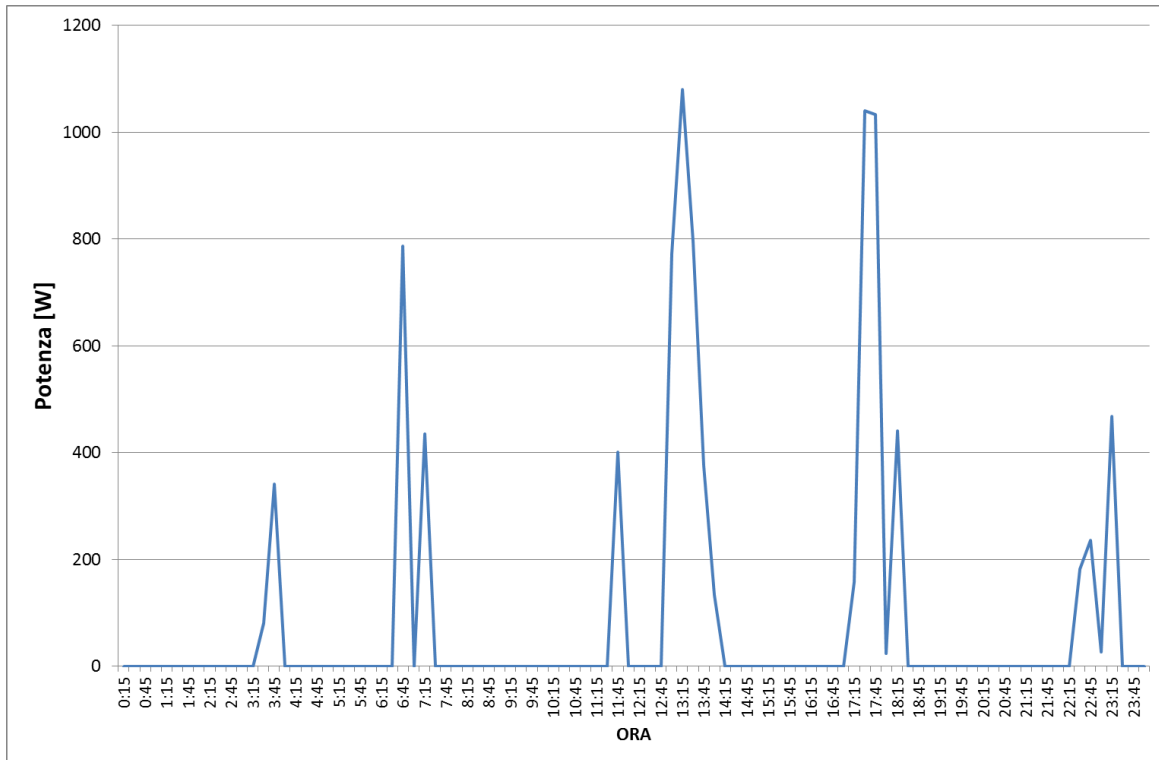


Figura 195: profilo carico elettrico scaldacqua utenza 2 ,10 Settembre

## 6. Analisi dell'impatto economico dei sistemi di contabilizzazione e ripartizione di costo nei condomini con impianto termico centralizzato

L'art.9 del DLgs 102/2014 come modificato dal Dlgs 141/2016 obbliga a partire dal 30 Giugno 2017 l'installazione di contatori individuali per misurare l'effettivo consumo termico in ciascuna unità immobiliare di edifici condominiali o polifunzionale alimentati da un impianto centralizzato.

In questa annualità, in collaborazione con il Dipartimento DICEM dell'Università di Cassino è stato analizzato l'impatto del suddetto obbligo in termini di benefici energetici attesi sul territorio nazionale nell'ambito di edifici condominiali o polifunzionali. I risultati dello studio sono riportati dettagliatamente nel report del Dipartimento DICEM di questa annualità. Nel suddetto studio, elaborando i risultati del censimento ISTAT del 2011, viene stimato per ciascuna regione il consumo energetico per riscaldamento in condizioni standard (i.e. Asset Rating) e in condizioni di utilizzo effettivo (Operational Rating) di tutte le abitazioni occupate da persone residenti per ciascuna delle 6 classi edilizie (edifici con 2, 4,8,15, 30 appartamenti) e per ciascuna delle 9 epoche costruttive censite da ISTAT e descritti nel report DICEM di questa annualità. In questa sezione vengono riportati i risultati dell'analisi condotta per valutare il potenziale impatto economico su base regionale dovuto all'installazione nei condomini obbligati dei sistemi di ripartizione di termoregolazione dei costi per riscaldamento; lo studio è stato condotto seguendo le seguenti fasi:

- Stima su base regionale della percentuale di edifici condominiali soggetti all'obbligo della contabilizzazione individuale del calore;
- Stima dei potenziali risparmi energetici generati su base regionale dall'installazione dei suddetti sistemi (studio dipartimento DICEM);
- Analisi del costo complessivo potenziale su base regionale dell'installazione dei sistemi di ripartizione di costo nei condomini soggetti ad obbligo;
- Stima dei tempi di ritorno medi dell'installazione de sistemi di ripartizione dei costi per riscaldamento nei condomini su base regionale.

Utilizzando gli algoritmi implementati nello studio del DICEM per le valutazioni statistiche dei consumi energetici, è stato valutato il numero potenziale delle unità abitative soggette all'obbligo di contabilizzazione individuale.

In particolare la stima degli appartamenti soggetti ad obbligo è stata effettuata utilizzando le due classi edilizie individuate nel documento dell'AEEGSI (DCO 252/2016/R/TLR) in relazione al fabbisogno energetico per riscaldamento:

- classe di edifici obbligati: fabbisogno energetico per riscaldameto Epi superiore a  $155 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ ;
- classe di edifici esenti: fabbisogno energetico per riscaldameto Epi inferiore a  $80 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ ;

Il numero totale degli appartamenti è stato valutato dal censimento ISTAT del 2011 per ciascuna delle categorie edilizie individuate dallo stesso censimento (6 classi edilizie :edifici con 2, 4,8,15, 30 appartamenti e 9 epoche costruttive).Inoltre dal censimento ISTAT è stato possibile ricavare per ciascuna regione la percentuale di edifici con impianti centralizzati.

Quindi è stato stimato in modo semplificato il potenziale numero di appartamenti soggetti ad obbligo per ciascuna regione secondo due scenari di seguito indicati

Scenario A :  $N_{app\_a} = \%_{centr} * N_{app155}$

dove

- $\%_{cent}$  : è la percentuale di edifici con impianti centralizzati su base regionale
- $N_{app155}$  : Numero di appartamenti totali per ciascuna regione con consumo di energia primaria superiore a  $155 \text{ kWh/mq} \cdot \text{a}$

Scenario B:  $N_{app\_b} = \%_{centr} * N_{app80}$

- $\%_{cent}$  : è la percentuale di edifici con impianti centralizzati su base regionale
- $N_{app80}$  : Numero di appartamenti totali per ciascuna regione con consumo di energia primaria superiore a  $80 \text{ kWh/mq} \cdot \text{a}$

Come esempio si riporta di seguito l'applicazione del calcolo degli edifici soggetti ad obbligo per la regione Lazio

Tabella 6-1: Foglio di calcolo per stimare il numero di appartamenti potenzialmente obbligati alla contabilizzazione individuale : applicazione alla Regione Lazio

Classe edilizia	Epi,asset [KWh/m2/anno]	Abitazioni occupate da persone (ISTAT)	Numero appartamenti sogetti ad obbligo con Epi >155 kWh/mq*a	Numero appartamenti sogetti ad obbligo con Epi >80 kWh/mq*a
Monofamiliare	371.7	27836	0	0
Bifamiliare	299.2	22333	6166	6166
Multifamiliare 3-4	249.4	22663	6257	6257
Multifamiliare 5-8	202.6	19131	5282	5282
Multifamiliare 9-15	162.2	13785	3806	3806
Blocco di appartamenti	130.2	24650	0	6806
Monofamiliare	347.9	21521	0	0
Bifamiliare	280.6	17437	4814	4814
Multifamiliare 3-4	234.6	17624	4866	4866
Multifamiliare 5-8	191.1	18883	5214	5214
Multifamiliare 9-15	152.6	22034	0	6084
Blocco di appartamenti	122.5	67212	0	18557
Monofamiliare	331.4	36557	0	0
Bifamiliare	265.8	33585	9273	9273
Multifamiliare 3-4	220.5	38627	10665	10665
Multifamiliare 5-8	178.2	47451	13101	13101
Multifamiliare 9-15	143.4	65580	0	18107
Blocco di appartamenti	115.0	171258	0	47284
Monofamiliare	332.5	43616	0	0
Bifamiliare	265.5	47502	13115	13115
Multifamiliare 3-4	218.8	52600	14523	14523
Multifamiliare 5-8	175.9	59500	16428	16428
Multifamiliare 9-15	142.7	84753	0	23400
Blocco di appartamenti	114.5	216189	0	59690
Monofamiliare	235.2	56308	0	0
Bifamiliare	187.1	60865	16805	16805
Multifamiliare 3-4	153.5	63525	0	17539
Multifamiliare 5-8	122.7	64457	0	17797
Multifamiliare 9-15	98.8	60924	0	16821
Blocco di appartamenti	78.5	150063	0	0
Monofamiliare	152.3	42232	0	0
Bifamiliare	122.6	40424	0	11161
Multifamiliare 3-4	102.0	42539	0	11745
Multifamiliare 5-8	82.8	39050	0	10782
Multifamiliare 9-15	65.4	41331	0	0
Blocco di appartamenti	52.0	107873	0	0
Monofamiliare	106.2	25386	0	0
Bifamiliare	84.2	22057	0	6090
Multifamiliare 3-4	68.8	23594	0	0
Multifamiliare 5-8	54.6	22567	0	0
Multifamiliare 9-15	41.7	20011	0	0
Blocco di appartamenti	31.8	44132	0	0
Monofamiliare	101.8	13182	0	0
Bifamiliare	81.3	10787	0	2978
Multifamiliare 3-4	66.9	12630	0	0
Multifamiliare 5-8	53.7	11861	0	0
Multifamiliare 9-15	41.7	10824	0	0
Blocco di appartamenti	32.5	30146	0	0
Monofamiliare	43.5	8291	0	0
Bifamiliare	34.2	7041	0	0
Multifamiliare 3-4	27.0	9367	0	0
Multifamiliare 5-8	21.2	10371	0	0
Multifamiliare 9-15	16.4	8724	0	0
Blocco di appartamenti	12.5	20408	0	0
		<b>Totale</b>	<b>130315</b>	<b>405156</b>

Per la stima dei costi di installazione complessivi dei dispositivi di contabilizzazione individuale sono stati analizzati i due seguenti scenari :

- **Scenario A:** edifici con EPI>80 kWh/mq\*a, associato un beneficio atteso del 20 % e un sistema di contabilizzazione installato in **configurazione “evoluta”** comprendente i seguenti componenti: sistema di acquisizione dati per edificio (SAD) con sistema di feedback frequente e un ripartitore con valvola termostatica elettronica per singolo corpo scaldante. Il sistema evoluto oltre ad ottimizzare il beneficio ottenibile dalla termoregolazione, permette un comportamento attivo e maggiormente consapevole del cliente finale consentendo un potenziale incremento dei benefici rispetto alla configurazione base;
- **Scenario B:** edifici con EPI >155 kWh/mq\*a, associato un beneficio atteso del 10%, e un sistema di contabilizzazione individuale installato in **configurazione “base”** costituito dal ripartitore di costi e valvola termostatica manuale per ciascun corpo scaldante con sistema di lettura dei consumi del tipo walk by fatturati una volta l’anno.

Il beneficio atteso del 20 % è applicato agli edifici con l’EPI superiore a 80 kWh/m<sup>2</sup>\*anno (scenario A), in quanto si ritiene necessario un beneficio maggiore per bassi consumi al fine di ottenere un esito positivo della valutazione economica.

Lo scenario A comprende anche gli edifici con Epi superiore a 155 kWh/mq\*a, al fine di valutare il caso con il numero potenzialmente maggiore degli edifici sottoposto ad obbligo.

Per l’analisi economica è stato considerato per ciascuna unità immobiliare un numero medio di 7 corpi scaldanti.

I costi medi dei singoli dispositivi sono stati ricavati utilizzando il software ENEA-DICEM per l’analisi di fattibilità tecnico-economica dei sistemi di contabilizzazione individuale (descritto nel dettaglio nel report DICEM) e attraverso l’analisi di mercato come riportato nelle seguenti tabelle.

**Tabella 6-2 Stima costi di installazione dei principali componenti del sistema contabilizzazione e termoregolazione individuale per un edificio composto da 8 appartamenti: configurazione “base”**

	Installazione di: HCA		
	€/unità	unità	€/edificio
Progetto del sistema di contab. (incl. APE) [€/app]	€ 100,00	8	€ 800,00
Ripartitore di calore	€ 33,90	56	€ 1.898,40
Gruppo valvola/detentore/testa termostatica [€/cs]	€ 44,00	56	€ 2.464,00
Pompa di ricircolo [€/edif]	€ 100,00	1	€ 100,00
Installazione pompa di ricircolo [€/edif]	€ 200,00	1	€ 200,00
Eventuali concentratori/ripetitori [€/unità]	€ 33,25	0	€ 0,00
Sistema di acquisizione dati (SAD) [€/edif]	€ 580,00	0	€ 0,00
<b>CAPEX senza incentivo (costo per edificio)</b>			<b>€ 5.462,40</b>

**Tabella 6-3 Stima costi di installazione dei principali componenti del sistema contabilizzazione e termoregolazione individuale per un edificio composto da 30 appartamenti: configurazione “base”**

	Installazione di: HCA		
	€/unità	unità	€/edificio
Progetto del sistema di contab. (incl. APE) [€/app]	€ 100,00	30	€ 3.000,00
Ripartitore di calore	€ 27,50	210	€ 5.775,00
Gruppo valvola/detentore/testa termostatica [€/cs]	€ 40,00	210	€ 8.400,00
			€ 0,00
Pompa di ricircolo [€/edif]	€ 100,00	2	€ 200,00
Installazione pompa di ricircolo [€/edif]	€ 200,00	2	€ 400,00
Eventuali concentratori/ripetitori [€/unità]	€ 33,25	0	€ 0,00
Sistema di acquisizione dati (SAD) [€/edif]	€ 580,00	0	€ 0,00
<b>CAPEX senza incentivo (costo per edificio)</b>			<b>€ 17.775,00</b>

**Tabella 6-4 Stima costi di installazione dei principali componenti del sistema contabilizzazione e termoregolazione individuale per un edificio composto da 8 appartamenti: configurazione “evoluta”**

	Installazione di: HCA		
	€/unità	unità	€/edificio
Progetto del sistema di contab. (incl. APE) [€/app]	€ 100,00	8	€ 800,00
Ripartitore di calore	€ 29,00	56	€ 1.624,00
Gruppo valvola/detentore/testa termostatica [€/cs]	€ 110,00	56	€ 6.160,00
			€ 0,00
Pompa di ricircolo [€/edif]	€ 100,00	1	€ 100,00
Installazione pompa di ricircolo [€/edif]	€ 200,00	1	€ 200,00
Eventuali concentratori/ripetitori [€/unità]	€ 33,25	2	€ 66,50
Sistema di acquisizione dati (SAD) [€/edif]	€ 580,00	1	€ 580,00
<b>CAPEX senza incentivo (costo per edificio)</b>			<b>€ 9.530,50</b>

**Tabella 6-5 Stima costi di installazione dei principali componenti del sistema contabilizzazione e termoregolazione individuale per un edificio composto da 30 appartamenti: configurazione “evoluta”**

	Installazione di: HCA		
	€/unità	unità	€/edificio
Progetto del sistema di contab. (incl. APE) [€/app]	€ 100,00	30	€ 3.000,00
Ripartitore di calore	€ 27,50	210	€ 5.775,00
Gruppo valvola/detentore/testa termostatica [€/cs]	€ 100,00	210	€ 21.000,00
			€ 0,00
Pompa di ricircolo [€/edif]	€ 100,00	2	€ 200,00
Installazione pompa di ricircolo [€/edif]	€ 200,00	2	€ 400,00
Eventuali concentratori/ripetitori [€/unità]	€ 33,25	2	€ 66,50
Sistema di acquisizione dati (SAD) [€/edif]	€ 580,00	2	€ 1.160,00
<b>CAPEX senza incentivo (costo per edificio)</b>			<b>€ 31.601,50</b>

Nella seguente tabella si riportano i costi medi per appartamento al variare del numero di unità immobiliari dell'edificio e per diverso beneficio atteso. Come si evince dalla tabella all'aumentare del numeri di appartamenti i costi di installazione per singolo appartamento si riducono in quanto vengono suddivise in un numero maggiore di quote i costi fissi condominiali come l'installazione delle pompe di ricircolo e del sistema di acquisizione dati (SAD).

**Tabella 6-6 Sintesi costi complessivi per singolo appartamento considerati per l'installazione dei sistemi di contabilizzazione individuale (sistemi indiretti) e relativi accessori**

n° Appartamenti per edificio	A Costo installazione per appart. in edifici con beneficio atteso b=10 % [€/app]	B Costo installazione per appart. in edifici con beneficio atteso b=20 % [€/app]
2	795	1513
4	720	1293
8	682	1191
15	592	1114
30	582	1053

La stima dei costi complessivi per singola regione è stata effettuata considerando il numero di abitazioni occupate da persone residenti per ciascuna delle 6 classi edilizie (edifici con 2, 4,8,15, 30 appartamenti) e per ciascuna delle 9 epoche costruttive censite da Istat nel 2011 e descritti nel report DICEM di questa annualità.

Il calcolo del costo complessivo per singola categoria edilizia e per ciascuna epoca costruttiva, Ccat, è stato ricavato applicando la seguente formula:

$$C_{cat} = N_{abi} * \%centr * C_{app}$$

dove:

$N_{abi}$  è il numero di abitazioni occupate da persone residenti per categoria edilizia e per epoca;

$\%centr$  è la percentuale regionale degli edifici caratterizzati da riscaldamento centralizzato (dato ISTAT);

$C_{app}$  è il costo del sistema di contabilizzazione per singolo appartamento pari a :

- zero, se l'EPI in asset rating per la relativa categoria edilizia (come calcolato dal DICEM) è inferiore a 80 kWh/mq\*a (edificio non soggetto ad obbligo)
- valore della colonna A (Tabella 6-6) se l'EPI per la relativa categoria edilizia è superiore a 155kWh/mq\*a
- valore della colonna B (Tabella 6-6) se l'EPI per la relativa categoria edilizia è superiore a 80kWh/mq\*a

Come esempio, si riporta in Tabella 6-7 il calcolo del costo complessivo per ciascuna categoria edilizia della Regione Lazio.

Applicando la precedente formula a ciascuna delle 6 classi edilizie (edifici con 2, 4,8,15, 30 appartamenti) e per ciascuna delle 9 epoche costruttive censite da Istat nel 2011 si ottengono i costi totali regionali e nazionali e i relativi tempi di ritorno, riportati in Tabella 6-8, con le seguenti ipotesi:

- combustibile: metano
- potere calorifico inferiore GAS: 9,6 kWh/Smc
- costo gas: 0.8 €/smc

Il tempo di ritorno medio nazionale, pesato sul potenziale numero di edifici obbligati per ciascuna regione, varia da 4.1 anni (per lo scenario B) a 5 anni (per lo scenario A)

Tabella 6-7 Stima dei costi complessivi per la contabilizzazione individuale nella regione Lazio.

Classe edilizia	Epi,asset [KWh/m2/anno]	Abitazioni occupate da persone (ISTAT)	Numero appartamenti soggetti ad obbligo con Enj >155	Numero appartamenti soggetti ad obbligo con Epi >80 kWh/mq*a	Costo inst. per appartamento scenario B	Costo inst. per appartamento scenario A	Costo totale installazione scenario B	Costo totale installazione scenario A
Monofamiliare	371.7	27836	0	0	0	0	0	0
Bifamiliare	299.2	22333	6167	6167	795	1513	4902545.806	9330253.842
Multifamiliare 3-4	249.4	22663	6258	6258	720	1293	4505649.047	8091394.747
Multifamiliare 5-8	202.6	19131	5283	5283	682	1191	3602711.716	6291539.082
Multifamiliare 9-15	162.2	13785	3806	3806	612	1114	2329515.788	4240327.757
Blocco di appartamenti	130.2	24650	0	6807	592	1053	0	7167253.417
Monofamiliare	347.9	21521	0	0	0	0	0	0
Bifamiliare	280.6	17437	4815	4815	795	1513	3827774.648	7284808.859
Multifamiliare 3-4	234.6	17624	4866	4866	720	1293	3503841.451	6292315.273
Multifamiliare 5-8	191.1	18883	5214	5214	682	1191	3556008.851	6209980.267
Multifamiliare 9-15	152.6	22034	0	6084	612	1114	0	6777757.113
Blocco di appartamenti	122.5	67212	0	18559	592	1053	0	19542614.06
Monofamiliare	331.4	36557	0	0	0	0	0	0
Bifamiliare	265.8	33585	9274	9274	795	1513	7372587.691	14031100.85
Multifamiliare 3-4	220.5	38627	10666	10666	720	1293	7679464.579	13791038.47
Multifamiliare 5-8	178.2	47451	13102	13102	682	1191	8935877.562	15605029.58
Multifamiliare 9-15	143.4	65580	0	18108	612	1114	0	20172701.8
Blocco di appartamenti	115.0	171258	0	47289	592	1053	0	49795110.98
Monofamiliare	332.5	43616	0	0	0	0	0	0
Bifamiliare	265.5	47502	13117	13117	795	1513	10427651.05	19845328.35
Multifamiliare 3-4	218.8	52600	14524	14524	720	1293	10457447.82	18779833.37
Multifamiliare 5-8	175.9	59500	16430	16430	682	1191	11204921.18	19567538.31
Multifamiliare 9-15	142.7	84753	0	23403	612	1114	0	26070402.5
Blocco di appartamenti	114.5	216189	0	59695	592	1053	0	62859283.93
Monofamiliare	235.2	56308	0	0	0	0	0	0
Bifamiliare	187.1	60865	16806	16806	795	1513	13361100.19	25428106.39
Multifamiliare 3-4	153.5	63525	0	17541	720	1293	0	22680397.62
Multifamiliare 5-8	122.7	64457	0	17798	682	1191	0	21197728.01
Multifamiliare 9-15	98.8	60924	0	16823	612	1114	0	18740495.34
Blocco di appartamenti	78.5	150063	0	0	592	1053	0	0
Monofamiliare	152.3	42232	0	0	0	0	0	0
Bifamiliare	122.6	40424	0	11162	795	1513	0	16888290.03
Multifamiliare 3-4	102.0	42539	0	11746	720	1293	0	15187743.95
Multifamiliare 5-8	82.8	39050	0	10783	682	1191	0	12842224.72
Multifamiliare 9-15	65.4	41331	0	0	612	1114	0	0
Blocco di appartamenti	52.0	107873	0	0	592	1053	0	0
Monofamiliare	106.2	25386	0	0	0	0	0	0
Bifamiliare	84.2	22057	0	6091	795	1513	0	9214946.895
Multifamiliare 3-4	68.8	23594	0	0	720	1293	0	0
Multifamiliare 5-8	54.6	22567	0	0	682	1191	0	0
Multifamiliare 9-15	41.7	20011	0	0	612	1114	0	0
Blocco di appartamenti	31.8	44132	0	0	592	1053	0	0
Monofamiliare	101.8	13182	0	0	0	0	0	0
Bifamiliare	81.3	10787	0	2979	795	1513	0	4506579.868
Multifamiliare 3-4	66.9	12630	0	0	720	1293	0	0
Multifamiliare 5-8	53.7	11861	0	0	682	1191	0	0
Multifamiliare 9-15	41.7	10824	0	0	612	1114	0	0
Blocco di appartamenti	32.5	30146	0	0	592	1053	0	0
Monofamiliare	43.5	8291	0	0	0	0	0	0
Bifamiliare	34.2	7041	0	0	795	1513	0	0
Multifamiliare 3-4	27.0	9367	0	0	720	1293	0	0
Multifamiliare 5-8	21.2	10371	0	0	682	1191	0	0
Multifamiliare 9-15	16.4	8724	0	0	612	1114	0	0
Blocco di appartamenti	12.5	20408	0	0	592	1053	0	0
<b>Totale</b>			<b>130328</b>	<b>405194</b>			<b>€ 95,667,097.38</b>	<b>€ 488,432,125.41</b>



Nella stima dei costi complessivi di Tabella 6-8 sono stati considerati tutti gli edifici potenzialmente soggetti all'obbligo di contabilizzazione valutati secondo le ipotesi descritte negli scenari A e B, compresi gli edifici che hanno già effettuato l'intervento. Si ritiene importante estendere l'analisi dell'impatto economico valutando il numero degli edifici già dotati di sistemi di contabilizzazione individuale; queste informazioni potranno essere acquisite nella prossima annualità grazie alla collaborazione in corso con gli operatori del settore.

Inoltre, nella prossima annualità, si potrebbe estendere il suddetto studio utilizzando i risultati ottenuti dal Dipartimento DCEM in questa annualità, in cui la valutazione degli edifici obbligati non viene calcolata utilizzando la soglia fissa di energia primaria 80-155 kWh/mq\*a, ma utilizzando un valore variabile in funzione del costo di installazione e di gestione del sistema di contabilizzazione.

## 7. Conclusioni

Gli studi effettuati nell'ambito della presente attività di ricerca riguardano le attività previste nell'ambito del PAR 2016 dell'Accordo di Programma tra il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA, relativi a quanto previsto dall'obiettivo A del progetto D1: Soluzioni innovative per l'efficientamento degli edifici.

In particolare con l'attività di ricerca descritta nel presente rapporto sono stati studiati ed analizzati i seguenti punti:

- Analisi e progettazione di architetture impiantistiche ibride per la climatizzazione degli edifici.
- Tecnologie per l'efficienza energetica nelle isole minori.
- Effetti del particolato atmosferico sulla produzione di energia dei sistemi alimentati da fonte rinnovabile.
- Analisi dell'impatto economico dei sistemi di contabilizzazione e ripartizione di costo nei condomini con impianto termico centralizzato.

Proseguendo lo studio avviato nella precedente annualità sono state approfondite le soluzioni tecnologiche e i sistemi di controllo che consentono integrare le tecnologie per la climatizzazione, le fonti rinnovabili elettriche e i sistemi di accumulo termico ed elettrico per poter ottenere elevati valori di autoconsumo e autosufficienza energetica. Con riferimento ai risultati raggiunti nella precedente annualità, sono stati estesi e migliorati i modelli precedentemente implementati in Matlab/simulink per ottimizzare le logiche di controllo del sistema ibrido.

Per poter confrontare i diversi scenari di gestione dell'impianto ibrido e i diversi regimi tariffari sono stati implementati i principali indici economici (Valore Attuale Netto, VAN, e Tempo di Ritorno, TR) che consentono di stimare i reali vantaggi apportati all'utente finale dalla soluzione ibrida proposta.

Dai risultati di simulazione si evince come il nuovo piano tariffario non progressivo, previsto a regime per il 2018, penalizzi l'incremento dell'autoconsumo dell'energia prodotta localmente determinando una riduzione del VAN e un incremento del tempo di ritorno (TR) rispetto alle precedenti tariffe progressive.

Per analizzare il beneficio energetico apportato dalla soluzione analizzata per tutti gli scenari simulati è stato calcolato il nuovo indice PEI: Primary Energy Index, definito come rapporto tra l'energia termica utile fornita all'edificio e l'energia primaria consumata.

Il PEI consente di valutare il risparmio di energia primaria dovuto all'effettivo incremento dell'autoconsumo di energia elettrica fornita localmente dall'impianto fotovoltaico

In questa annualità è stata studiata la possibilità di incrementare l'autoconsumo istantaneo da FV anche nei mesi in cui la pompa di calore sarebbe spenta in assenza di carico per climatizzazione. Per tale scopo è stato simulato un accumulo termico stagionale del tipo interrato, consentendo di azionare la pompa di calore in inseguimento fotovoltaico anche nei periodi di assenza di carico per riscaldamento e condizionamento. Oltre a valutare come l'accumulo stagionale influenza l'autoconsumo e autosufficienza energetica del sistema ibrido, sono stati valutati due nuovi coefficienti:

- coefficiente di utilizzo dell'accumulo stagionale (CU) il quale fornisce la percentuale di energia immessa nell'accumulo stagionale dalla pompa di calore per essere riutilizzata successivamente nella climatizzazione dell'edificio

- Fattore di copertura (FC) stagionale: fornisce la percentuale del carico termico per climatizzazione dell'edificio coperta dall'accumulo stagionale.

In questa annualità è stata effettuata la progettazione esecutiva dell'impianto ibrido sperimentale e la realizzazione presso il C.R ENEA Casaccia. Le soluzioni progettuali hanno consentito di riprodurre il modello d'impianto ibrido implementato in Matlab/simulink.

L'impianto ibrido realizzato è costituito da due sezioni separate: sezione termica e sezione elettrica. La sezione termica è costituita da una pompa di calore tipo aria/acqua ad inverter da 33 kWt con possibilità di modulare da remoto il numero di giri del compressore, da due accumuli inerziali da 1,5 mc ciascuno, da un accumulo per l'ACS da 1 mc e da due dry cooler (da 70 kW ciascuno) per emulare i carichi termici.

La modulazione del carico termico verrà effettuato per mezzo della coppia valvole motorizzate circolatore a velocità variabile attraverso un protocollo Modbus su TCP/IP proveniente dal sistema di controllo in grado di riprodurre i profili di carico per diverse tipologie di utenze. Gli accumuli termici e i sistemi valvole-circolatori sono state installati all'interno della cabina di Figura 1 per preservare l'impianto dagli agenti atmosferici. La sezione elettrica è costituita da un impianto fotovoltaico da 11,4 kWp (da realizzare nella successiva annualità), da un sistema di accumulo al litio da 16 kWh e un carico elettronico da 10 kW per consentire la generazione di profili di carico elettrico da aggiungere ai profili di consumo della pompa di calore.

In questa annualità è stato implementato e provato in ambiente real time di Simulink una parte del sistema di controllo che gestisce la sezione elettrica e una parte della sezione termica (il compressore della pompa di calore). In particolare utilizzando una piattaforma real time (speed goat) è stato interfacciato il codice di controllo in Simulink con il PLC dell'accumulo elettrico sperimentale da 16 kWh per gestire i flussi di potenza scambiati in funzione della potenza istantanea disponibile del fotovoltaico e del profilo del carico elettrico.

Le strategie di controllo della pompa di calore implementate in Matlab/Simulink (inseguimento "misto" inseguimento fotovoltaico) sono state provate utilizzando un emulatore hardware della pompa di calore e del compressore prima di essere applicate alla macchina reale installata nell'impianto ibrido del C.R. Casaccia. In particolare l'emulatore replica le funzioni della scheda di gestione della pompa di calore e il comportamento reale dell'inverter che gestisce il numero di giri del compressore. Il modello Simulink comunica direttamente con l'emulatore attraverso un gateway che trasforma il messaggio Modbus in TCP/IP; il modello è in grado di leggere e scrivere alcune delle variabili di controllo della pompa di calore, tra cui anche il numero di giri, i setpoint di temperatura e le temperature stesse. In base ai parametri scritti, l'inverter stabilisce il numero di giri del compressore e quindi la potenza elettrica consumata.

Relativamente all'analisi delle tecnologie efficienti per le isole minori non interconnesse, in questo studio è stato progettato un laboratorio denominato "Islands in island" presso l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa con l'obiettivo di confrontare le prestazioni energetiche di diverse soluzioni alimentate da fonti rinnovabili per la climatizzazione e la produzione di ACS nelle condizioni climatiche isolane. In particolare nel laboratorio, sono state installate una pompa di calore aria/aria con sistema FV e accumulo, un sistema compatto del tipo solar cooling e una pompa di calore per acqua calda sanitaria alimentata da un impianto fotovoltaico in isola (l'impianto fv verrà installato nella successiva annualità). Le soluzioni progettuali per la pompa di calore per ACS prevedono di canalizzare l'aria fredda espulsa in modo da poter pre-raffrescare l'ambiente di prova comune.

Inoltre, per studiare gli effetti dell'inerzia termica tipica delle strutture in area mediterranea sulle prestazioni dei sistema dessicant cooling, è stato progettato e realizzato presso gli uffici ENEA del faro di Lampedusa un sistema solar DEC compatto integrato con la struttura dell'edificio.

Nell'ambito di questa linea di attività, sono stati avviati gli studi per valutare gli effetti prodotti dal particolato atmosferico, o aerosol, sulla produzione energetica delle suddette soluzioni tecnologiche installate presso il Laboratorio ENEA di Lampedusa.

Le attività sono state principalmente dedicate alla definizione e messa a punto delle metodologie. In particolare, sono state definite le metodologie per determinare gli effetti prodotti sulla radiazione solare e sull'energia da sistemi fotovoltaici e da sistemi a solari termici. Lo sviluppo delle metodologie si è basato sull'esistenza di serie di dati di numerosi parametri disponibili a Lampedusa. Nell'ambito delle attività sono

state applicate le metodologie ad alcuni casi-studio, per verificarne l'efficacia. Questa analisi ha permesso di mettere in luce l'importanza degli effetti considerati.

Nel prosieguo delle attività i metodi sviluppati verranno applicati in maniera sistematica alla serie decennale di dati di Lampedusa, con lo scopo di quantificare gli effetti su scale temporali differenti (giornaliera, mensile, annuale) e di determinare i parametri che permettono di descrivere dipendenze generali, applicabili a siti differenti, delle relazioni tra aerosol e produzione elettrica.

L'impatto sulla produzione elettrica verrà anche valutato sulla base dei dati relativi agli impianti fotovoltaici presenti presso l'Osservatorio di Lampedusa. In questo contesto sarà sviluppata una attività sperimentale finalizzata alla determinazione diretta sulla produzione degli effetti della deposizione, anche con lo scopo di verificare le metodologie sviluppate in precedenza.

I metodi sviluppati potranno successivamente essere applicati a siti differenti ove siano disponibili osservazioni di spessore ottico di aerosol; queste ultime sono ricavabili da misure a terra ovvero tramite osservazioni dallo spazio da diversi sensori (MODIS; OMI).

L'ultima sezione dello studio analizza il potenziale impatto economico generato dalla contabilizzazione individuale del calore nei condomini previsto dall'art.9 del D.lgs. 102/2014 come modificato dal Dlgs 141/2016.

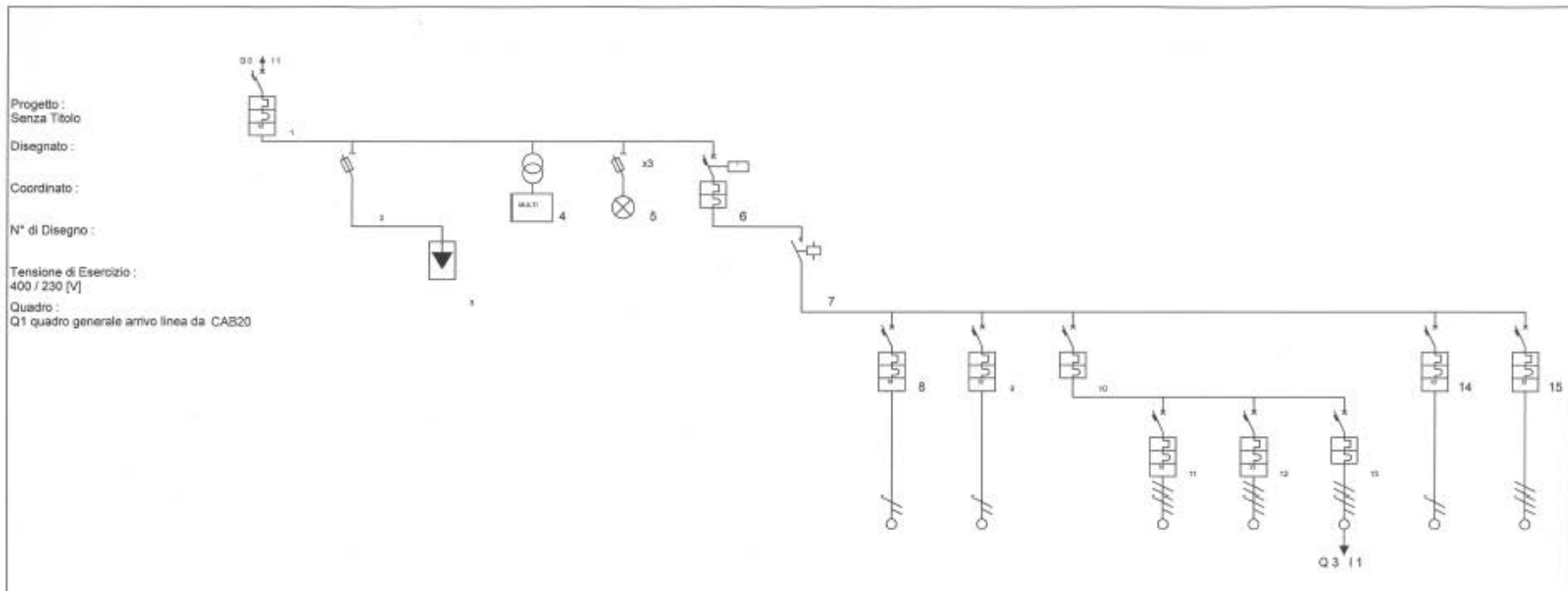
Lo studio, valuta su base regionale il numero potenziale delle unità abitative soggette all'obbligo di contabilizzazione individuale secondo i criteri di fattibilità tecnico economica previsti dal D.lgs. 102/2014; sulla base della suddetta stima è stato valutato l'investimento complessivo e il tempo di ritorno in relazione ai potenziali benefici energetici introdotti dalla maggiore consapevolezza per i singoli dei consumi da parte dei singoli utenti.

Per la suddetta analisi sono stati ipotizzati due potenziali scenari di installazione dei sistemi di contabilizzazione (configurazione base e configurazione evoluta) valutandone i potenziali benefici energetici e i costi per singola unità immobiliare e per diverse tipologie di condomini.

Dai risultati dell'analisi tecnico economica si stima un tempo di ritorno dell'investimento medio su base nazionale da 4 a 5 anni in funzione dello scenario di intervento ipotizzato, mentre per le sole regioni del nord Italia il tempo di ritorno scende fino a 2,2 anni.

## 8. Appendice

### 8.1 *Appendice 1: schema unifilare quadro elettrico generale cabina 1 e quadro elettrico generale cabina 2*



Progetto :  
 Senza Titolo  
 Disegnato :  
 Coordinato :  
 N° di Disegno :  
 Tensione di Esercizio :  
 400 / 230 [V]  
 Quadro :  
 Q1 quadro generale arrivo linea da CAB20

Descrizione linea	Generale (DG)	Portafusibile sezionatore 3P+N 50A	SPD	Multimetro trifase	Presenza rete	Dispositivo generale DG	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA Contattore CAL AC3	quadro bassissima tensione	QUADRO SERVIZI CAB 1 ESISTENTE	GENERALE IMPIANTO IBRIDO	IMPIANTO FV TRIFASE 12 KW	compensatore trifase	cabina impianto termico	riserva monofase	riserva trifase
Note			Classe 2 - I <sub>max</sub> 40 kA - 4 P			bobina a lancio di tensione per funz. rincalzo CEI 021	COMANDATO DA SPI ABB CM UFD M32 CEI 021		AUMENTA QUADRO SERVIZI DI CABINA preinstallato						
Corrente nominale I <sub>n</sub> [A]	100	50				100	100	10	16	80	32	63	63	10	16
Potere d'interruzione [kA]	10,0					10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Idiff [A] / Tdiff [s]	0,10 / 0,00							0,03 / 0,00	0,03 / 0,00		0,03 / 0,00	0,03 / 0,00		0,03 / 0,00	0,03 / 0,00
Fasi della linea	L1 L2 L3 N	L1 L2 L3 N				L1 L2 L3 N	L1 L2 L3 N	L2 N	L1 N	L1 L2 L3 N	L1 L2 L3 N	L1 L2 L3 N	L1 L2 L3 N	L1 N	L1 L2 L3 N
Corrente regolata I <sub>r</sub> [A]	1" I <sub>n</sub> = 100	1" I <sub>n</sub> = 5				1" I <sub>n</sub> = 100	1" I <sub>n</sub> = 100	1" I <sub>n</sub> = 10	1" I <sub>n</sub> = 16	1" I <sub>n</sub> = 80	1" I <sub>n</sub> = 32	1" I <sub>n</sub> = 63	1" I <sub>n</sub> = 63	1" I <sub>n</sub> = 10	1" I <sub>n</sub> = 16
Corrente di impiego I <sub>b</sub> [A]	70,91					70,91	70,91	4,83	9,86	62,75	19,27	43,35	36,39	4,83	4,82
Sezione fase [mm <sup>2</sup> ]								4	4		10	16	16	4	4
Sezione neutro [mm <sup>2</sup> ]								4	4		10	16	16	4	4
Sezione PE [mm <sup>2</sup> ]								4	4		10	16	16	4	4
Portata fase [A]								32	42		66	66	80	32	37
Potenza totale	93,000 kW	0,000 kW				93,000 kW	93,000 kW	1,000 kW	2,000 kW	88,000 kW	12,000 kW	30,000 kW	44,000 kW	1,000 kW	3,000 kW
Potenza effettiva	42,375 kW	0,000 kW				42,375 kW	42,375 kW	1,000 kW	2,000 kW	41,706 kW	12,000 kW	30,000 kW	22,164 kW	1,000 kW	3,000 kW
K <sub>u</sub> / K <sub>c</sub>	0,46 / 1,00	1,00 / 1,00				0,46 / 1,00	0,52 / 0,87	1,00 / 1,00	1,00 / 1,00	0,75 / 0,85	1,00 / 1,00	1,00 / 1,00	0,50 / 1,00	1,00 / 1,00	1,00 / 1,00
Lunghezza linea [m]								15,0	10,0		10,0	10,0	20,0	15,0	15,0
C.d.T. linea / C.d.T. totale								0,32 % / 2,93 %	0,46 % / 3,66 %		0,16 % / 2,75 %	0,28 % / 2,88 %	0,43 % / 3,04 %	0,32 % / 2,93 %	0,17 % / 2,76 %

Figura 196: schema unifilare Quadro elettrico generale cabina 1 (sezione elettrica)



8.2 Appendice 2: tavole progetto elettrico: disposizione componenti, cavi e cavidotti

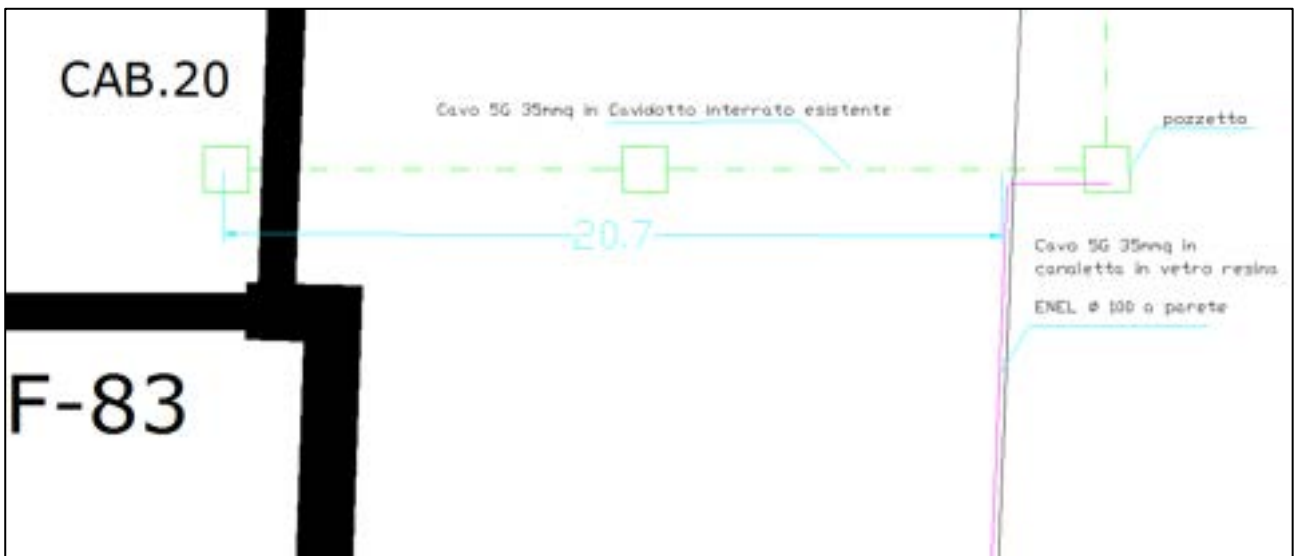


Figura 198: installazione cavidotto alimentazione generale da punto di consegna ENEA in cabina 20

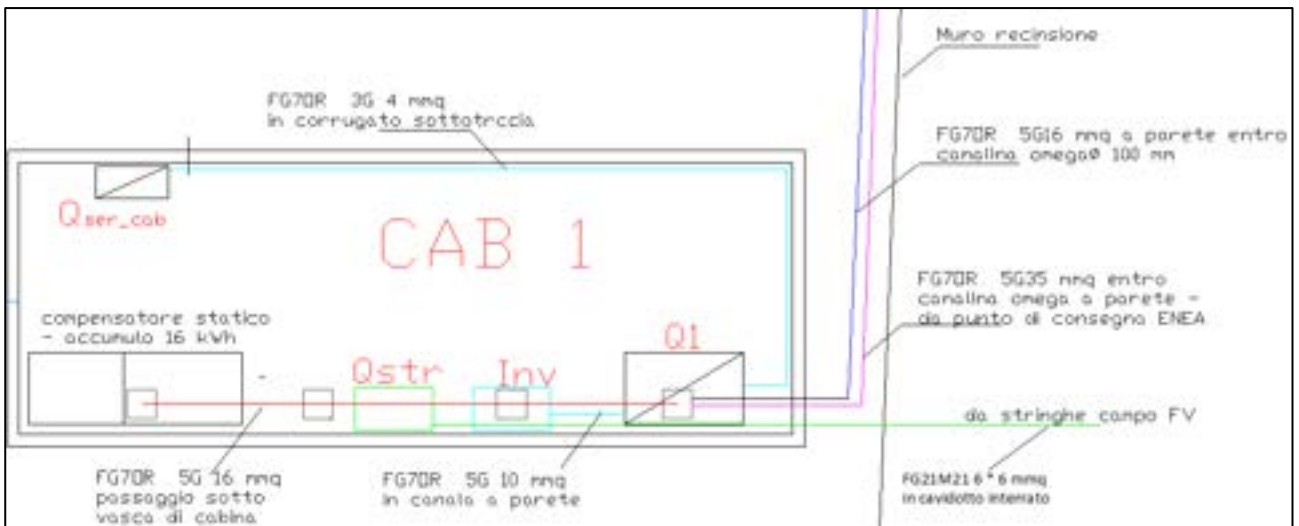





Figura 199: cablaggio cabina 1 (Q1 Quadro generale, Inv: inverter trifase 12 kW, Qstr: Quadro parallelo stringhe, Qser\_cab: Quadro servizi cabina)

LEGENDA	
	FG7DR 2 *4 mmq + T
	FG7DR 4G 4mmq
	FG7DR 2* 2,5mmq +T
	P3 Circolatore
	V3 Valvola 2 Vie motorizzata 24 Vac
	R3 resistenza elettrica trifase 4,5 kW

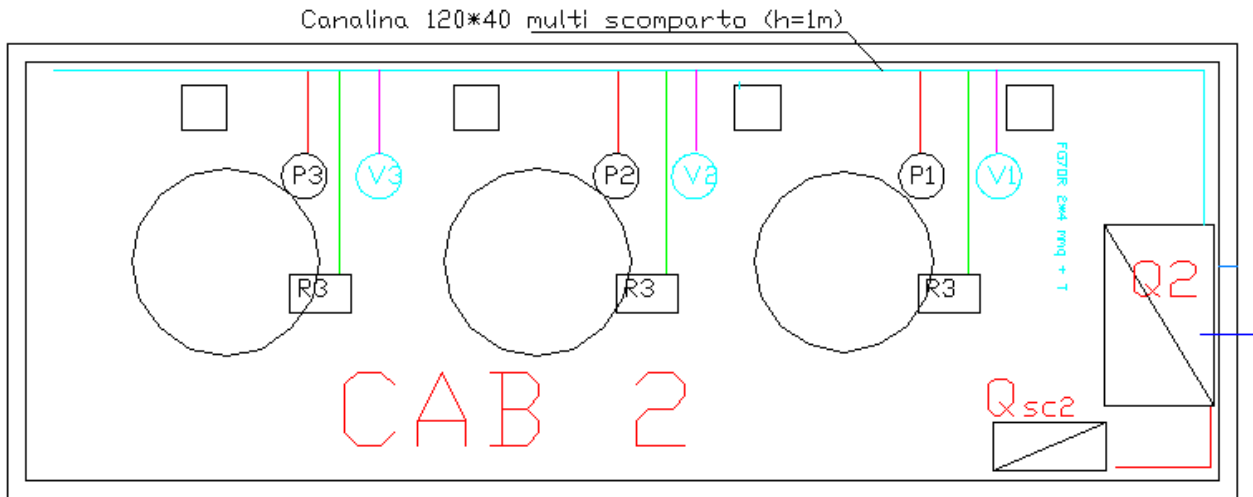


Figura 200: cabina 2 cablaggio impianti interni

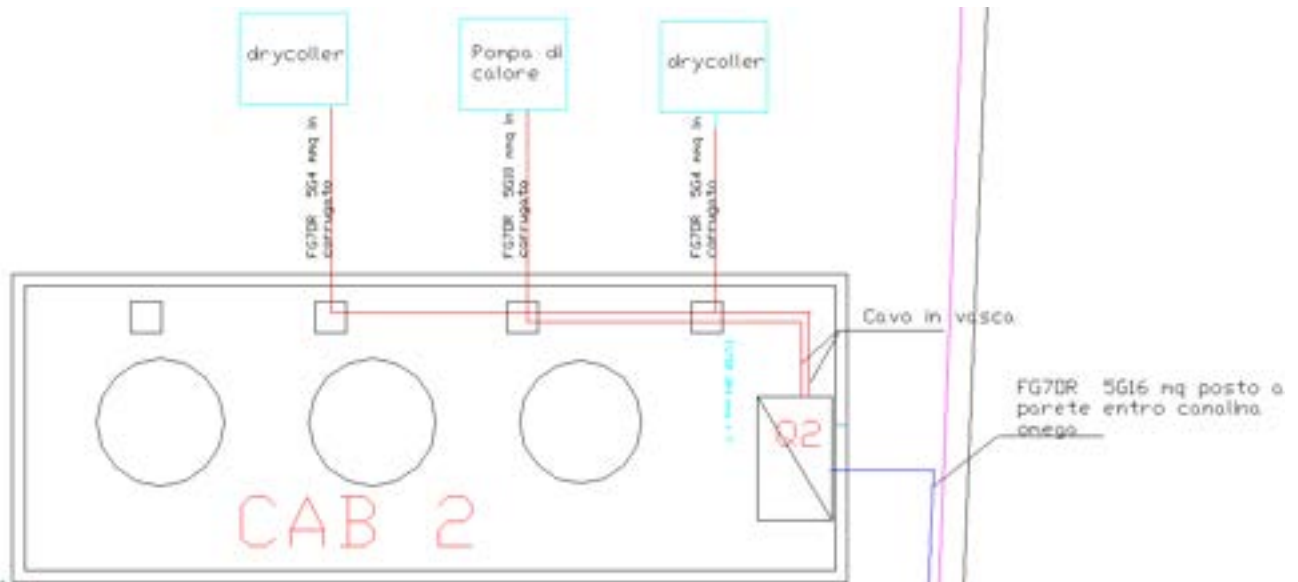


Figura 201: Cabina 2, cablaggio impianti esterni

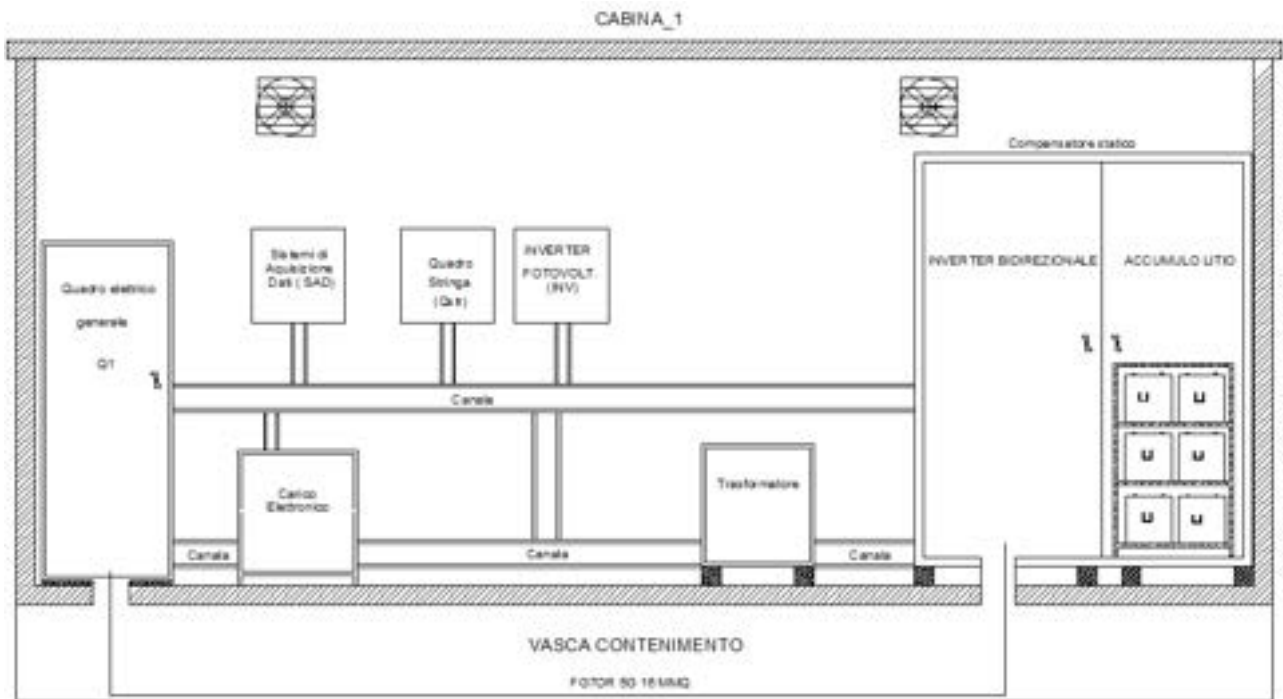


Figura 202: Sezione cabina 1: disposizione interna impianti

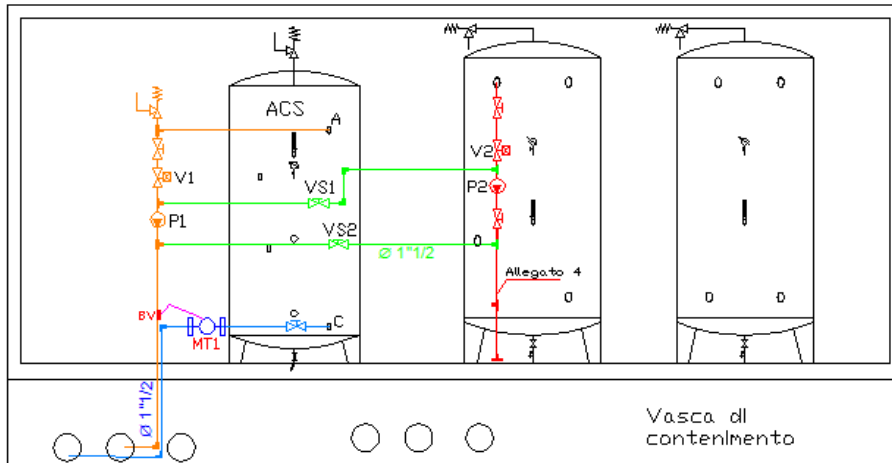


Figura 203: Cabina 2 –Circuito secondario Accumulo acqua calda sanitari - drycooler

LEGENDA SIMBOLI IDRAULICI	
Valvola a sfera,	
Valvola di sicurezza,	
Pompa,	
Curva,	
Serbatoio di accumulo inerziale,	

LEGENDA SIMBOLI IDRAULICI	
Linea di mandata in acciaio DN 1" 1/2	
Linea di ritorno in acciaio DN 1" 1/2	
Linea di bypass ACS - accum freddo in acciaio DN 1" 1/2 stagione estiva	
Contatermie	
Valvola motorizzata a 3 vie	
Valvola motorizzata a 2 vie	
Ball Valve FF + Rid per sonda temperatura contatermie	

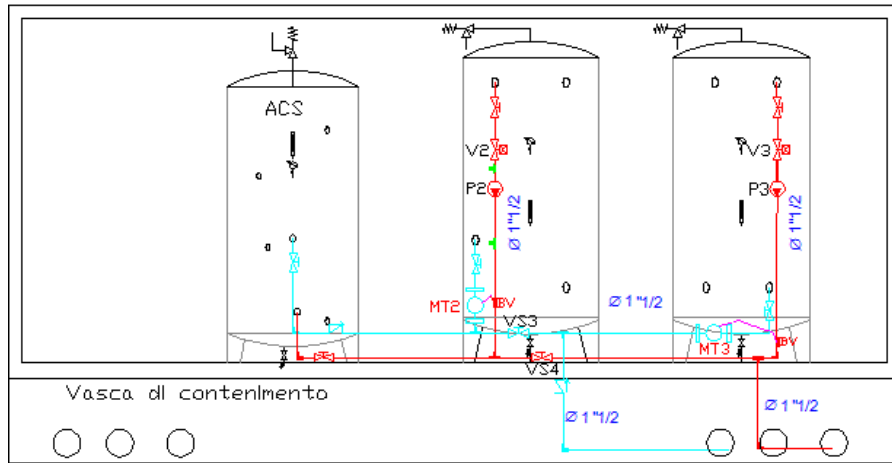
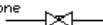


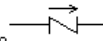
Figura 204 Cabina 2 – circuito idraulico secondario Accumuli caldo/freddo -drycooler


### LEGENDA SIMBOLI IDRAULICI

Valvola a sfera o di intercettazione 

Indicatore di temperatura 

Indicatore di pressione 

Valvola di non ritorno. La freccia indica il senso del flusso 


Valvola a tre vie. 


Pompa 

Curva 


### LEGENDA SIMBOLI IDRAULICI


Serbatoio di accumulo inerziale 


Linea di mandata in acciaio DN 1" 1/2 

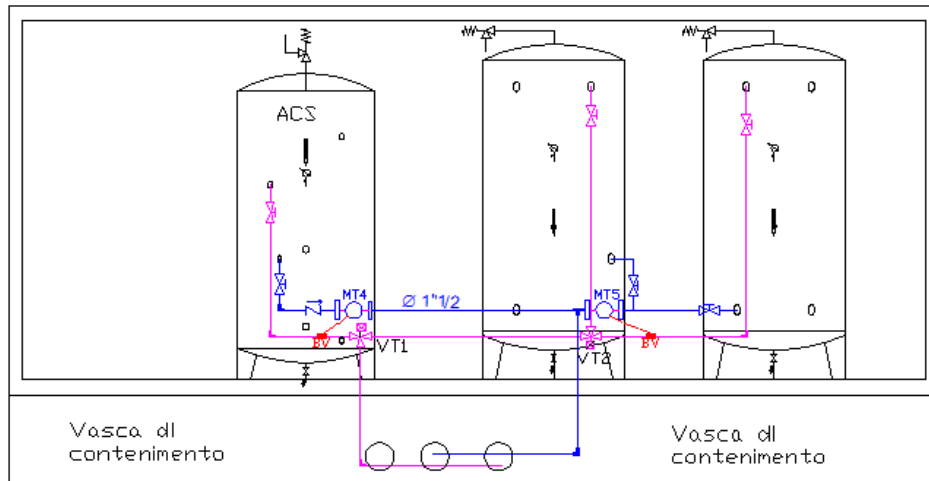
Linea di ritorno in acciaio DN 1" 1/2 

MT - Contaternie 

Ball Valve FF + Rid per sonda temperatura contaternie 

Valvola motorizzata a 3 vie 

Valvola motorizzata a 2 vie 



LEGENDA SIMBOLI IDRAULICI	
Valvola a sfera o di intercettazione	
Indicatore di temperatura	
Indicatore di pressione	
Valvola di non ritorno. La freccia indica il senso del flusso	
Valvola a tre vie.	
Pompa	
Curva	

LEGENDA SIMBOLI IDRAULICI	
Serbatoio di accumulo inerziale	
Linea di mandata in acciaio DN 1" 1/2	
Linea di ritorno in acciaio DN 1" 1/2	
MT - Contatermie	
Ball Valve FF + Rld per sonda temperatura contatermie	
Valvola motorizzata a 3 vie	
Valvola motorizzata a 2 vie	



Figura 205 Cabina 2: Circuito pompa di calore – accumuli ACS – Accumuli caldo/freddo

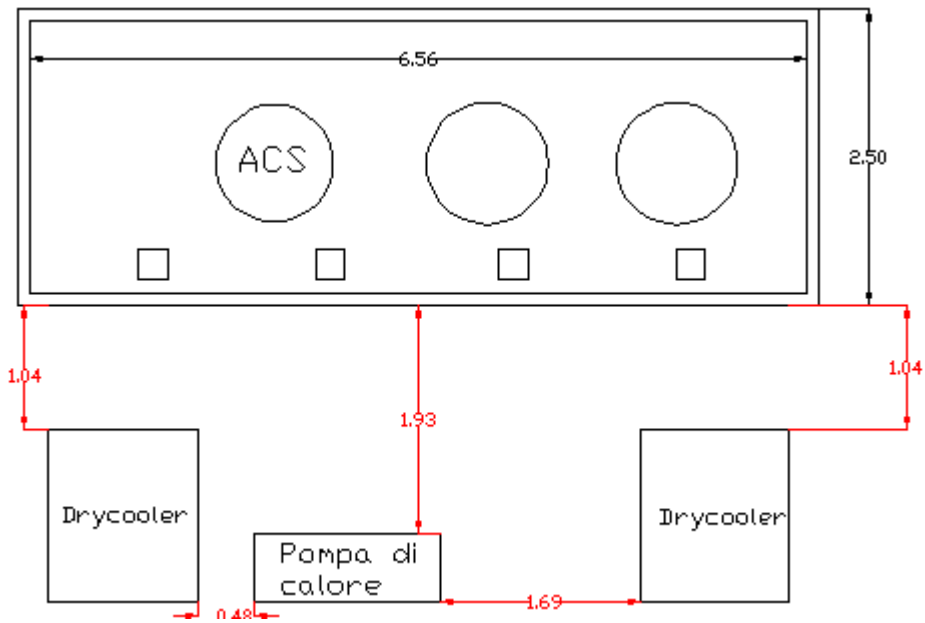
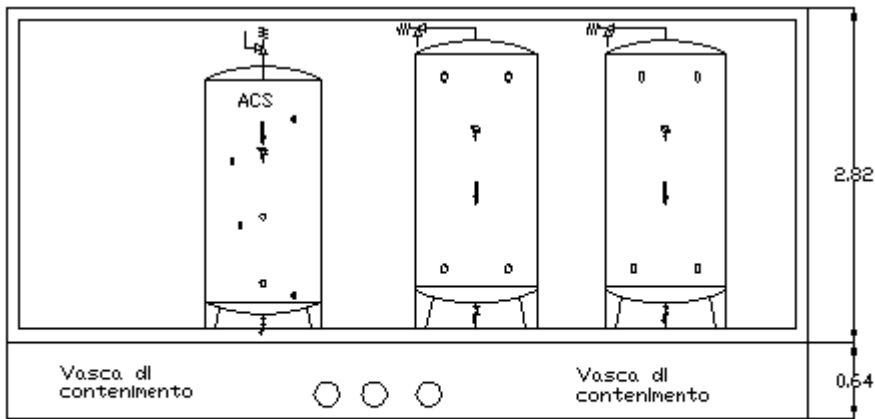


Figura 206: Quotatura cabina 2 e impianti esterni

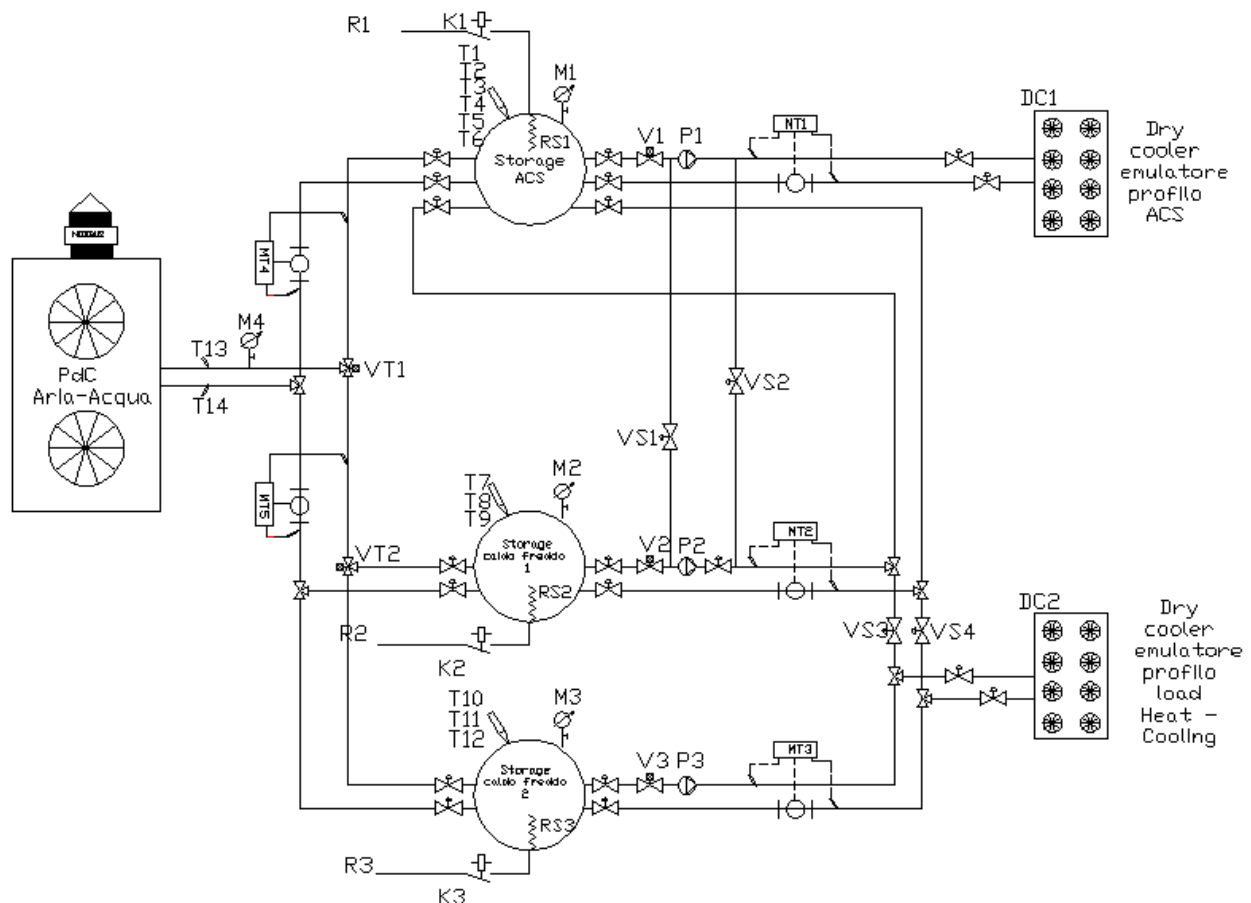


Figura 207: sezione termica cabina 2: schema funzionale sistema pompa di calore – accumuli termici - drycooler

## 9. Bibliografia

1. J. Polo, G. Estalayo, "Impact of atmospheric aerosol loads on Concentrating Solar Power production in arid-desert sites", *Solar Energy*, 115 (2015), 621–631.
2. A. di Sarra, C. Di Biagio, D. Meloni, F. Monteleone, G. Pace, S. Pugnaghi, D. Sferlazzo, "Shortwave and longwave radiative effects of the intense Saharan dust event of 25–26 March 2010 at Lampedusa (Mediterranean Sea)", *Journal of Geophysical Research*, 116 (2011), D23209.
3. Q. Mao, Y. Yuan, Y. Shuai, "Effects of atmospheric aerosol on the direct normal irradiance on the earth's surface", *International Journal of Hydrogen Energy*, 39 (2014), 6364-6370.
4. A. di Sarra, A., G. Pace, D. Meloni, L. De Silvestri, S. Piacentino, F. Monteleone, "Surface shortwave radiative forcing of different aerosol types in the central Mediterranean", *Geophysical Research Letters*, 35 (2008), L02714.
5. E. F. Fernández, F. Almonacid Cruz, T. K. Mallick, S. Sundaram, "Effect of spectral irradiance variations on the performance of highly efficient environment-friendly solar cells", *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5 (2015), 1150-1157.
6. S. Ghazi, A. Sayigh, K. Ip, "Dust effect on flat surfaces – A review paper", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33 (2014), 742–751.
7. M. Karim, S. Naamane, C. Delord, A. Bennouna, "Laboratory simulation of the surface erosion of solar glass mirrors", *Solar Energy*, 118 (2015), 520–532.
8. A. Pederzoli, M. Mircea, S. Finardi, A. di Sarra, G. Zanini, "Quantification of Saharan dust contribution to PM10 concentrations over Italy in 2003-2005", *Atmospheric Environment*, 44 (2010), 4181-4190.

9. F. Giorgi, P. Lionello, "Climate change projections for the Mediterranean region", *Global and Planetary Change*, 63 (2008), 90–104.
10. M. Schroedter-Homscheidt, A. Oumbe, A. Benedetti, J.-J. Morcrette, "Aerosols for concentrating solar electricity production forecasts", *Bulletin of the American Meteorological Society*, 94 (2013), 903-914.
11. H. Breitkreutz, M. Schroedter-Homscheidt, T. Holzer-Popp, S. Dech, "Short-range direct and diffuse irradiance forecasts for solar energy applications based on aerosol chemical transport and numerical weather modeling", *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 48 (2009), 1766-1779.
12. V. Ciardini, G.M. Contessa, R. Falsaperla, J. L. Gómez-Amo, D. Meloni, F. Monteleone, G. Pace, S. Piacentino, D. Sferlazzo, A. di Sarra, "Global and Mediterranean climate change: a short summary", *Annali dell'Istituto Superiore di Sanità*, 52 (2016), 325-337.
13. C. Di Biagio, A. di Sarra, D. Meloni, F. Monteleone, S. Piacentino, D. Sferlazzo, "Measurements of Mediterranean aerosol radiative forcing and influence of the single scattering albedo", *Journal of Geophysical Research*, 114 (2009), D06211.
14. A. di Sarra, D. Sferlazzo, D. Meloni, F. Anello, C. Bommarito, S. Corradini, L. De Silvestri, T. Di Iorio, F. Monteleone, G. Pace, S. Piacentino, S. Pugnaghi, "Empirical correction of MFRSR aerosol optical depths for the aerosol forward scattering and development of a long-term integrated MFRSR-Cimel dataset at Lampedusa", *Applied Optics*, 54 (2015), 2725-2737.
15. G. Pace, A. di Sarra, D. Meloni, S. Piacentino, P. Chamard, "Optical properties of aerosols over the central Mediterranean. 1. Influence of transport and identification of different aerosol types", *Atmospheric Chemistry and Physics*, 6 (2006), 697–713.
16. A. Berk, G.P. Anderson, P.K. Acharya, J.H. Chetwynd, L.S. Bernstein, E.P. Shettle, M.W. Matthew, S.M. Adler-Golden, "MODTRAN4 Version 3 Revision 1 User's Manual, technical report", Air Force Resources Laboratory, Hanscom Air Force Base, Lincoln, Massachusetts (1998).
17. J. Spencer, "Fourier series representation of the position of the Sun," *Search*, 2 (1971), 172.
18. M. Iqbal, "An introduction to solar radiation", Elsevier (1983).
19. S. Ghazi, A. Sayigh, K. Ip, "Dust effect on flat surfaces – A review paper", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33 (2014), 742–751.
20. M. J. Adinoyi, S. A.M. Said, "Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules", *Renewable Energy*, 60 (2013), 633-636.
21. M. Abderrezek, M. Fathi, "Experimental study of the dust effect on photovoltaic panels' energy yield", *Solar Energy*, 142 (2017), 308–320
22. J. Pey, X. Querol, A. Alastuey, F. Forastiere, M. Stafoggia, "African dust outbreaks over the Mediterranean Basin during 2001–2011: PM10 concentrations, phenomenology and trends, and its relation with synoptic and mesoscale meteorology", *Atmospheric Chemistry and Physics*, 13 (2013), 1395–1410.
23. J. Vincent, B. Laurent, R. Losno, E. Bon Nguyen, P. Roulet, S. Sauvage, S. Chevaillier, P. Coddeville, N. Ouboulmane, A. G. di Sarra, A. Tovar-Sánchez, D. Sferlazzo, A. Massanet, S. Triquet, R. Morales Baquero, M. Fournier, C. Coursier, K. Desboeufs, F. Dulac, G. Bergametti, "Variability of mineral dust deposition in the western Mediterranean basin and South-East of France", *Atmospheric Chemistry and Physics*, 16 (2016), 8749–8766.
24. G. Pace et al., "Un algoritmo automatico per la calibrazione di fotometri solari multibanda", RT/ENEA (2017), in preparazione.
25. I. Bertini, L. Canale, M. Dell'Isola, B. Di Pietra, G. Ficco, G. Puglisi, S. Stoklin: "Impatto della contabilizzazione del calore sui consumi energetici in Italia - 17th CIRIAF National Congress, Perugia, Italy. April 6-7, 2017
26. AEEGSI, 252/2016/R/TLR, regolazione in materia di obblighi di fornitura e installazione di sistemi di misura nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, 2016.
27. ISTAT, «Censimento Popolazione Abitazioni,» 2011. [Online]. Available: <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?lang=it>.
28. AEEGSI, *Documento per la consultazione 293/2015/R/EEL: Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri*
29. GSE, Rapporto statistico 2015, Solare fotovoltaico
30. DLgs 141/2016: modifica del DLgs 102/2014

## 10. Abbreviazioni ed acronimi

### **Simulazioni impianto ibrido:**

PV: impianto fotovoltaico

PdC: pompa di calore

HP: pompa di calore

Ch: pompa di calore funzionante in modalità chiller

Pele hp+ch : potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore

PformPV: potenza elettrica generata dall'impianto fotovoltaico

Ptgrid: potenza elettrica immessa in rete da fotovoltaico

Pfgrid: potenza elettrica istantanea prelevata dalla rete

Ttank hot/cold: temperatura istantanea dell'accumulo inerziale caldo/freddo

Ttank ACS: temperatura istantanea dell'accumulo per acqua calda sanitaria

VAN: Valore attuale netto.

TR: tempo di ritorno semplice

### **Effetti del particolato atmosferico sulla produzione di energia**

AOD: spessore ottico dell'aerosol (dall'inglese *aerosol optical depth*)

AZS: angolo zenitale solare

DNI: irradianza normale diretta

EA: esponente di Ångström

FRIO: fattore di riduzione della irradianza solare orizzontale

ISA: irradianza solare

ISO: irradianza solare in assenza di aerosol

MODTRAN: *Moderate spectral resolution atmospheric transmission radiative transfer model*

NDNI: irradianza normale diretta normalizzata

SI: coefficiente di sensibilità della irradianza solare alle variazioni di AOD

TA: tipi di aerosol