



**Politecnico
di Torino**

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare
Progettazione e gestione di impianti energetici

Marzo 2025

Impatto dei sistemi di accumulo elettrochimico e termico sulla riduzione dei consumi energetici

Applicazione su un edificio ad uso terziario situato in un contesto urbano

Relatori:

Prof. Marco SIMONETTI
Ing. Francesco MANTUA

Candidata:

Francesca SCARASCIA
Matricola 320229

Abstract

Le fonti rinnovabili svolgono un ruolo fondamentale nel raggiungimento della neutralità delle emissioni entro il 2050, traguardo fissato dal *Green Deal* Europeo in linea con le disposizioni dell'Accordo di Parigi.

Pur offrendo vantaggi ambientali ed economici nel lungo periodo, esse presentano criticità legate alla produzione variabile e imprevedibile, con conseguenti effetti di instabilità della rete elettrica. A fronte di ciò, i sistemi di accumulo energetico diventano un elemento chiave, poiché permettono di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso nei periodi di bassa domanda e di rilasciarla quando la richiesta aumenta, ponendosi alla base del percorso verso una concreta transizione energetica.

Il presente elaborato ha indagato differenti scenari, ottenuti combinando a un impianto fotovoltaico – opzione ritenuta la più praticabile in contesti urbani – alcune tecnologie di accumulo, con lo scopo di valutare la fattibilità dell'autosufficienza energetica, o eventualmente di determinare la percentuale di energia elettrica da acquistare dalla rete rispetto a quella autoprodotta. Il caso più favorevole è stato ulteriormente approfondito per stimare le implicazioni progettuali e le modalità operative che ne derivano, tralasciando le considerazioni di tipo economico.

I valori dei carichi termici, frigoriferi ed elettrici utili al conseguimento dell'obiettivo sono stati ottenuti attraverso la modellazione energetica di un edificio ad uso terziario situato nella città di Torino, effettuata tramite il *software Design Builder* e dei fogli di calcolo *Excel*. Quest'ultimo strumento è stato utilizzato anche per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico, presentato nel caso 0, e per implementare le diverse logiche di accumulo, descritte nei casi 1, 2 e 3. Nello specifico, nel primo scenario si è valutata l'integrazione di una batteria dimensionata con una capacità utilizzabile pari al massimo surplus disponibile, alla quale, nel secondo, sono stati affiancati, separatamente, un accumulo termico sensibile caldo e uno freddo. Si è svolto, inoltre, un approfondimento sull'accumulo termico latente con PCM per indagarne la convenienza. A seguito della presenza degli accumuli termici, nel caso 3 la batteria è stata dimensionata nuovamente, adattandola ai nuovi surplus ottenuti.

Considerando un'installazione realistica di moduli fotovoltaici, ne consegue che più della metà dell'energia necessaria a coprire i carichi elettrici viene prelevata dalla rete. L'integrazione di una batteria consente di ridurre questa quota di circa dieci punti percentuali, mentre l'aggiunta di accumuli termici sensibili, pur offrendo alcuni benefici, contribuisce a una diminuzione trascurabile nella percentuale di interesse. Al contrario, un accumulo con PCM, nonostante la notevole riduzione dei volumi, comporta numerose complicazioni progettuali.

In conclusione, l'accumulo elettrochimico con batteria risulta essere, tra quelle studiate, l'alternativa più vantaggiosa. Questo, combinato con il fotovoltaico, permetterebbe, in linea di massima, di raggiungere il totale dell'autoproduzione; ciononostante, il suo ingombro e le eventuali difficoltà di gestione restano fattori determinanti nella scelta progettuale finale.

L'affiancamento di sistemi di accumulo può contribuire a una riduzione considerevole della quota di energia acquistata dalla rete; tuttavia, la completa autosufficienza energetica, per questa categoria di edifici e nei contesti urbani, rimane oggi un obiettivo ambizioso.

Sommario

Indice delle figure	iv
Indice delle tabelle	vi
1. Introduzione	1
2. Le tecnologie di accumulo dell'energia	3
2.1 ACCUMULO DI ENERGIA MECCANICA (MES)	4
2.2 ACCUMULO DI ENERGIA CHIMICA (CES)	5
2.3 ACCUMULO DI ENRGIA ELETTRICA (EES)	5
2.4 ACCUMULO DI ENERGIA TERMICA (TES).....	6
2.4.1 Sistemi di accumulo sensibile (SHTES)	6
2.4.2 Sistemi di accumulo latente (LHTES).....	8
2.4.2.1 Accumulo termico con materiali a cambiamento di fase (PCM-TES)	9
2.4.2.2 Accumulo termico in ghiaccio (ITES)	12
2.4.2.3 Criticità dei PCM e incremento delle prestazioni	13
2.4.3 Sistemi di accumulo termochimico (TcES).....	15
2.5 ACCUMULO DI ENERGIA ELETTOCHIMICA (EcES).....	16
2.5.1 Accumulo a batteria (BES).....	16
2.5.2 Accumulo a batteria a flusso (FBES)	18
3. Modellazione energetica dell'edificio	20
3.1 MODELLAZIONE DINAMICA	21
3.1.1 Modellazione geometrica	22
3.1.2 Zonizzazione termica	23
3.1.3 Stratigrafie delle superfici opache e trasparenti	26
3.2 MODELLAZIONE DELLE UTA.....	43
3.3 SISTEMI DI GENERAZIONE	50
3.4 RISULTATI	57
4. Studio di fattibilità degli accumuli termici ed elettrochimici	62
4.1 CASO 0	62
4.2 CASO 1	68
4.3 CASO 2	75
4.3.1 Accumulo elettrico + accumulo caldo.....	75
4.3.2 Accumulo elettrico + accumulo freddo	83
4.3.3 Approfondimento accumulo latente con PCM.....	89

4.4	CASO 3	94
4.5	CONSIDERAZIONI AGGIUNTIVE	98
5.	Conclusioni	102
Bibliografia	107

Indice delle figure

Figura 1: <i>Classificazione dei PCM.</i> [20]	11
Figura 2: <i>Funzionamento della batteria redox a flusso di vanadio.</i> [11]	18
Figura 3: <i>Suddivisione edificio.</i>	20
Figura 4: <i>Flusso di lavoro di Design Builder.</i> [28]	21
Figura 5: <i>Prospetto Sud dell'edificio.</i>	22
Figura 6: <i>Prospetto Nord dell'edificio.</i>	22
Figura 7: <i>Edificio e palazzi limitrofi.</i>	23
Figura 8: <i>Esempio di zonizzazione termica – Piano primo, Palazzina S.</i>	26
Figura 9: <i>Stratigrafia parete esterna da 65 cm.</i>	28
Figura 10: <i>Stratigrafia parete esterna da 45 cm.</i>	29
Figura 11: <i>Stratigrafia pavimento contro terra.</i>	30
Figura 12: <i>Stratigrafia tetto in legno.</i>	31
Figura 13: <i>Stratigrafia solaio interpiano piano terra – piano primo (Palazzina T).</i>	31
Figura 14: <i>Stratigrafia partizione interna da 45 cm (no isolante).</i>	32
Figura 15: <i>Stratigrafia partizione interna da 15 cm.</i>	33
Figura 16: <i>Esempio di compilazione della scheda Costruzione per una zona termica.</i>	35
Figura 17: <i>Esempio di compilazione della scheda “Aperture” per una finestra.</i>	36
Figura 18: <i>Andamento schedule occupazione.</i>	37
Figura 19: <i>Esempio di compilazione scheda “Attività” per un ufficio al primo piano della palazzina S – parte di occupazione, tasso metabolico e set-point.</i>	38
Figura 20: <i>Schedule dispositivi elettrici.</i>	39
Figura 21: <i>Esempio di compilazione scheda “attività” per un ufficio al piano primo della palazzina S - parte dei “dispositivi d'ufficio”.</i>	39
Figura 22: <i>Schedule illuminazione.</i>	41
Figura 23: <i>Esempio compilazione scheda “illuminazione” per reception piano terra palazzina S.</i>	41
Figura 24: <i>Compilazione scheda “HVAC” per la palestra al piano primo della Palazzina T.</i>	42
Figura 25: <i>Compilazione scheda “HVAC” per un bagno al piano terra della palazzina T.</i>	43
Figura 26: <i>UTA con batteria di raffreddamento.</i>	45
Figura 27: <i>UTA senza batteria di raffreddamento.</i>	45
Figura 28: <i>Macchina reversibile selezionata dal produttore Clivet.</i>	52
Figura 29: <i>Caratteristica potenza termica della pompa di calore in funzione della temperatura esterna.</i>	53
Figura 30: <i>Caratteristica COP della pompa di calore in funzione della temperatura esterna.</i>	53
Figura 31: <i>Caratteristica COP/COP al 100% del carico in funzione del fattore di carico.</i>	53
Figura 32: <i>Caratteristica potenza del gruppo frigo in funzione della temperatura esterna.</i>	54
Figura 33: <i>Caratteristica EER in funzione della temperatura esterna.</i>	54
Figura 34: <i>Caratteristica EER/EER al 100% del carico in funzione del fattore di carico.</i>	55
Figura 35: <i>Ripartizione carichi termici e frigoriferi.</i>	57
Figura 36: <i>Andamento carichi termici nel corso dell'anno.</i>	58
Figura 37: <i>Andamento carichi frigoriferi nel corso dell'anno.</i>	58
Figura 38: <i>Andamento carico termico nel giorno più gravoso.</i>	59
Figura 39: <i>Andamento carico frigorifero nel giorno più gravoso.</i>	59
Figura 40: <i>Ripartizione carichi elettrici.</i>	60
Figura 41: <i>Ripartizione carichi elettrici generazione.</i>	61
Figura 42: <i>Peso della pompa di calore e del gruppo frigo rispetto al fabbisogno elettrico totale.</i>	61
Figura 43: <i>Andamento produzione annua in funzione delle perdite di sistema.</i>	63

Figura 44: Schermata risultati PVGIS.....	63
Figura 45: Impatto progettuale – Caso 0.....	65
Figura 46: Andamento produzione fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici.	66
Figura 47: Producibilità del fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici per il giorno con il massimo surplus... 67	67
Figura 48: Andamento annuale dell'autoproduzione in funzione dell'acquisto da rete.....	67
Figura 49: Andamento produzione fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici – Caso 1.	68
Figura 50: Andamento giornaliero surplus – Caso 1.	68
Figura 51: Simulazione funzionamento batteria.....	69
Figura 52: Batteria SUNSYS HES L [®] dell'azienda Socomec.	71
Figura 53: Configurazione installazione batteria con spazi di manutenzione.....	73
Figura 54: Impatto progettuale – Caso 1.....	74
Figura 55: Andamento fabbisogno termico giornaliero durante l'anno.....	76
Figura 56: Nuova macchina reversibile selezionata dal produttore Clivet.	76
Figura 57: Caratteristica potenza termica della pompa di calore in funzione della temperatura esterna – Nuova macchina.	77
Figura 58: Caratteristica COP della pompa di calore in funzione della temperatura esterna – Nuova macchina.....	77
Figura 59: Caratteristica potenza del gruppo frigo in funzione della temperatura esterna – Nuova macchina.	78
Figura 60: Caratteristica EER in funzione della temperatura esterna – Nuova macchina.	78
Figura 61: Caratteristica EER/EER al 100% del carico in funzione del fattore di carico – Nuova macchina.	79
Figura 62: Simulazione accumulo termico.	80
Figura 63: Impatto progettuale – Caso 2 (accumulo caldo).....	83
Figura 64: Andamento fabbisogno frigorifero giornaliero durante l'anno.	84
Figura 65: Caratteristica potenza frigorifera in funzione della temperatura esterna – Carico al 70%.	84
Figura 66: Caratteristica EER gruppo frigo in funzione della temperatura esterna – Carico al 70%.	85
Figura 67: Simulazione accumulo frigorifero.....	86
Figura 68: Impatto progettuale – Caso 2 (accumulo freddo).	89
Figura 69: Nuova macchina reversibile per le nuove esigenze progettuali selezionata dal produttore Clivet.	92
Figura 70: Caratteristica nuova macchina in funzionamento come pompa di calore – Caso PCM.	93
Figura 71: Caratteristica nuova macchina in funzionamento come gruppo frigo – Caso PCM.	93
Figura 72: Produzione fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici – Caso 3 (nuova batteria + accumulo caldo).	94
Figura 73: Andamento del surplus – Caso 3 (nuova batteria + accumulo caldo).....	95
Figura 74: Produzione fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici – Caso 3 (nuova batteria + accumulo freddo).	96
Figura 75: Andamento del surplus – Caso 3 (nuova batteria + accumulo freddo).	97
Figura 76: Numero di moduli fotovoltaici necessari a massimizzare l'autoproduzione.	99
Figura 77: Impatto progettuale fotovoltaico vs. edificio.	99
Figura 78: Impatto progettuale 100% autoproduzione.	100

Indice delle tabelle

Tabella 1: <i>Elenco delle proprietà che devono possedere i PCM per consentire il loro impiego.</i> [18]	10
Tabella 2: <i>Vantaggi e svantaggi delle differenti tipologie di batterie.</i>	19
Tabella 3: <i>Zone termiche e rispettivo codice identificativo.</i>	24
Tabella 4: <i>Suddivisione in zone termiche secondo fabbricato, piano, tipologia impiantistica e temperatura di set-point.</i>	24
Tabella 5: <i>Valori di trasmittanza termica (U) presi dall'Appendice A del D.M. 26/06/2015. A sinistra: trasmittanza termica delle strutture opache verticali, verso l'esterno, gli ambienti non climatizzati o contro terra; a destra: trasmittanza termica delle strutture opache orizzontali o inclinate di copertura, verso l'esterno e gli ambienti non climatizzati.</i>	26
Tabella 6: <i>Valori di trasmittanza termica (U) presi dall'Appendice A del D.M. 26/06/2015. A sinistra: trasmittanza termica delle strutture opache orizzontali di pavimento, verso l'esterno, gli ambienti non climatizzati o contro terra; a destra: trasmittanza termica delle chiusure tecniche trasparenti e opache e dei cassonetti, comprensivi degli infissi, verso l'esterno e gli ambienti non climatizzati.</i>	27
Tabella 7: <i>Leggenda simboli proprietà termiche e geometriche dei materiali.</i>	28
Tabella 8: <i>Valori dei parametri geometrici e termici della parete esterna da 65 cm.</i>	28
Tabella 9: <i>Valori dei parametri geometrici e termici della parete esterna da 45 cm.</i>	29
Tabella 10: <i>Valori dei parametri geometrici e termici del pavimento contro terra.</i>	30
Tabella 11: <i>Valori dei parametri geometrici e termici del tetto in legno.</i>	31
Tabella 12: <i>Valori dei parametri geometrici e termici solaio interpiano piano terra – piano primo (Palazzina T).</i>	32
Tabella 13: <i>Valori dei parametri geometrici e termici della partizione interna da 45 cm (no isolante).</i>	32
Tabella 14: <i>Valori dei parametri geometrici e termici della partizione interna da 15 cm.</i>	33
Tabella 15: <i>Tabella riassuntiva trasmittanze termiche delle stratigrafie di superfici opache utilizzate.</i>	34
Tabella 16: <i>Proprietà dei vetri.</i>	35
Tabella 17: <i>Densità di occupazione.</i>	36
Tabella 18: <i>Densità di potenza dispositivi elettronici.</i>	38
Tabella 19: <i>Densità di potenza dell'illuminazione.</i>	40
Tabella 20: <i>Tipologie di UTA per le zone termiche.</i>	43
Tabella 21: <i>Sintesi dati UTA.</i>	46
Tabella 22: <i>Condizioni ambientali per simulazioni UTA.</i>	46
Tabella 23: <i>Dati ventilatore di mandata e ripresa.</i>	47
Tabella 24: <i>Dati recuperatore di calore a flussi incrociati.</i>	47
Tabella 25: <i>Dati batteria di raffreddamento e deumidificazione.</i>	48
Tabella 26: <i>Dati batteria di post-riscaldamento.</i>	48
Tabella 27: <i>Comportamento batteria di post-riscaldamento alle condizioni estive.</i>	49
Tabella 28: <i>Risultati carichi termici e frigoriferi.</i>	51
Tabella 29: <i>Parametri di funzionamento – Raffreddamento.</i>	52
Tabella 30: <i>Parametri di funzionamento – Riscaldamento.</i>	52
Tabella 31: <i>Dati per il calcolo della potenza elettrica dei gruppi di pompaggio.</i>	56
Tabella 32: <i>Tabella riassuntiva carichi termici, frigoriferi ed elettrici.</i>	57
Tabella 33: <i>Area in pianta delle palazzine che costituiscono l'edificio.</i>	64
Tabella 34: <i>Riassunto valori di dimensionamento.</i>	66
Tabella 35: <i>Riepilogo valori significativi Caso 1.</i>	70
Tabella 36: <i>Confronto percentuali caso 0 e caso 1.</i>	71
Tabella 37: <i>Dimensionamento del B-Cab.</i>	72

Tabella 38: <i>Dimensionamento del C-Cab.</i>	72
Tabella 39: <i>Dimensionamento ingombro batteria.</i>	73
Tabella 40: <i>Riepilogo valori significativi caso 2 – Batteria + accumulo caldo.</i>	82
Tabella 41: <i>Confronto percentuali caso 0, caso 1 e caso 2 (con batteria + accumulo caldo).</i>	82
Tabella 42: <i>Dimensionamento accumulo caldo con serbatoio ad acqua.</i>	83
Tabella 43: <i>Riepilogo valori significativi caso 2 – Batteria + accumulo freddo.</i>	88
Tabella 44: <i>Confronto percentuali caso 0, caso 1 e caso 2 (con batteria + accumulo freddo).</i>	88
Tabella 45: <i>Dimensionamento accumulo freddo con serbatoio ad acqua.</i>	89
Tabella 46: <i>Dimensionamento accumulo termico caldo con PCM.</i>	90
Tabella 47: <i>Dimensionamento accumulo termico freddo con PCM.</i>	91
Tabella 48: <i>Parametri di funzionamento nuova macchina – Raffreddamento.</i>	92
Tabella 49: <i>Parametri di funzionamento nuova macchina – Riscaldamento.</i>	92
Tabella 50: <i>Riepilogo valori significativi caso 3 – Nuova batteria + accumulo caldo.</i>	95
Tabella 51: <i>Confronto percentuali caso 0, caso 1 e caso 3 (nuova batteria + accumulo caldo).</i>	96
Tabella 52: <i>Riepilogo valori significativi caso 3 – Nuova batteria + accumulo freddo.</i>	97
Tabella 53: <i>Confronto percentuali caso 0, caso 1 e caso 3 (con nuova batteria + accumulo freddo).</i>	98
Tabella 54: <i>Riassunto percentuali – Considerazioni aggiuntive.</i>	100

1. Introduzione

L'energia rappresenta da sempre un elemento imprescindibile per lo sviluppo e il progresso della società umana. Sebbene il costante aumento della domanda energetica sia ancora largamente soddisfatto dalle fonti di energia tradizionale, si sta assistendo ad una progressiva transizione verso energia proveniente da fonti alternative. Al fine di conseguire la neutralità delle emissioni di carbonio entro il 2050, traguardo fissato dal *Green Deal* Europeo in linea con l'Accordo di Parigi del 2015, è sempre maggiore l'importanza attribuita all'impiego di risorse energetiche rinnovabili per la produzione di elettricità. [1]

Queste ultime, oltre a garantire un notevole beneficio dal punto di vista ambientale, non comportando l'emissione di inquinanti, implicano vantaggi anche da una prospettiva economica. Infatti, sebbene l'installazione di impianti per la produzione di energia pulita richieda significativi investimenti iniziali, il risparmio energetico si traduce, nel lungo termine, in un vantaggio economico sostanziale.

Recentemente lo sviluppo delle energie rinnovabili ha registrato una crescita esponenziale, ponendosi alla base delle strategie globali per la transizione energetica e la progressiva decarbonizzazione. Infatti, la stima per gli anni a venire indica un impegno graduale verso la sostenibilità dei sistemi energetici, il quale richiederà, non solo un uso più efficiente delle risorse tradizionali, ma anche un significativo aumento nell'adozione di fonti alternative. [2] Le proiezioni dell'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (IRENA) prevedono che entro il 2050 oltre l'80% dell'elettricità mondiale potrebbe provenire da risorse rinnovabili e, di conseguenza, sarà indispensabile l'integrazione di strumenti in grado di supportare un mix energetico più flessibile. [3]

Nonostante il crescente rilievo, la produzione di elettricità da fonti rinnovabili presenta alcune criticità intrinseche, soprattutto a causa della sua variabilità, direttamente influenzata dalle condizioni meteorologiche. Ne consegue una produzione soggetta a repentini cambiamenti, con variazioni notevoli a seconda della stagione, del giorno o dell'ora, che rendono difficile pianificarne l'erogazione in modo prevedibile e stabile, generando problemi tecnici ed economici nel funzionamento del sistema elettrico nazionale. Difatti, uno squilibrio tra produzione e consumo potrebbe causare variazioni di tensione e di frequenza.

Al fine di superare tali limitazioni, e rendere le fonti rinnovabili maggiormente affidabili e competitive, integrandole efficacemente nella rete elettrica, diventa essenziale ricorrere a dispositivi di accumulo energetico. Nello specifico, un sistema di accumulo consente di immagazzinare energia per compensare eventuali cali imprevedibili nella fornitura, contribuendo così a ridurre gli sbilanciamenti. Inoltre, esso rende possibile uno spostamento del carico – ovvero lo stoccaggio dell'energia prodotta in eccesso durante i periodi di bassa domanda e il suo rilascio nei momenti di picco – alleggerendo la pressione sulla rete e migliorando l'efficienza complessiva del sistema. [4]

Lo stoccaggio risulta altresì utile a prevenire sovraccarichi della rete, riducendo i picchi di consumo durante i periodi di massima domanda e scongiurando la necessità di servirsi di risorse aggiuntive di generazione energetica. In questo caso si parla di *peak-shaving*, strategia di gestione con l'obiettivo principale di garantire

un equilibrio ottimizzato tra domanda e offerta e di ridurre, di conseguenza, i costi e gli impatti legati alla produzione di energia nei momenti di alta richiesta. [5]

In ultimo, attraverso tali sistemi è possibile operare un trasferimento temporale dell'energia, accumulandola nei momenti in cui il suo costo è più basso per poi utilizzarla o venderla durante i periodi di picco della domanda, quando i prezzi sono più elevati. [6]

Nel presente lavoro di tesi, alcune tra le tecnologie di accumulo descritte nella prima parte saranno accoppiate tra di loro per identificare le quota di energia elettrica autoprodotta da un impianto fotovoltaico e quella acquistata dalla rete. L'obiettivo sarà verificare la possibilità di raggiungere, per un edificio ad uso terziario locato a Torino, la completa autosufficienza energetica e definire, qualora sia realizzabile, le modalità operative necessarie a conseguirla. Ad ogni modo le considerazioni economiche che ne derivano non saranno valutate, prediligendo in via esclusiva le implicazioni progettuali.

Il punto di partenza sarà la modellazione energetica dell'edificio con il *software Design Builder* e degli algoritmi implementati in *Excel*, attraverso i quali si determineranno i carichi termici, frigoriferi ed elettrici dello stesso, funzionali per le successive analisi.

La percentuale di energia elettrica da acquistare dalla rete sarà stimata attraverso l'esame di diverse configurazioni. In prima battuta si considererà il solo impianto fotovoltaico, al quale saranno progressivamente aggiunti una batteria, un accumulo termico sensibile e uno frigorifero sensibile. L'ultimo tentativo vedrà protagonista l'integrazione di un accumulo termico latente con PCM per accertare eventuali miglioramenti rispetto alle prestazioni di quelli sensibili.

Il caso più favorevole sarà portato all'estremo per vagliare la reale fattibilità dell'autosufficienza energetica e le relative conseguenze progettuali.

2. Le tecnologie di accumulo dell'energia

La selezione della tipologia di accumulo dipende strettamente dall'applicazione specifica a cui essa è destinata. Poiché non esiste una soluzione che sia perfetta, diventa fondamentale valutare e confrontare diversi aspetti dei sistemi disponibili al fine di individuare quello più adeguato o, eventualmente, adottare un approccio che combini insieme più tecnologie.

Ogni sistema di accumulo dell'energia dovrebbe soddisfare una serie di caratteristiche delle quali si dovrebbe tener conto sia per massimizzarne i vantaggi, sia per trovare il miglior compromesso alle esigenze proprie dell'applicazione.

Tra queste rientrano:

- *Capacità di stoccaggio*: misurata in Wattora (Wh), si riferisce all'energia totale immagazzinata nel sistema di accumulo a seguito della carica;
- *potenza disponibile*: si tratta di un parametro che definisce la configurazione e le dimensioni del motore-generatore all'interno della catena di conversione dell'energia immagazzinata;
- *velocità di trasmissione dell'energia*: si tratta della velocità – e di conseguenza del tempo necessario – con cui l'energia stoccata viene rilasciata quando richiesto;
- *tempo di scarica*: rappresenta la durata di scarica della potenza massima e dipende dalla velocità di trasmissione dell'energia e dalle condizioni operative del sistema;
- *efficienza*: indica il rapporto tra l'energia rilasciata e quella accumulata. Tuttavia, è fondamentale minimizzare le perdite legate al processo di carica, alle condizioni di inattività e all'autoscarica, le quali influiscono sulle prestazioni complessive;
- *durata*: fa riferimento al numero massimo di cicli (N) – intesi come una carica completa seguita da una scarica – che un sistema di accumulo può sostenere prima di subire un degrado significativo; [2]
- *densità di potenza/energia*: rappresenta la potenza nominale erogata per unità di volume del dispositivo ed è espressa in W/kg. Al contrario, la densità di energia indica la quantità totale di energia immagazzinata per unità di volume del sistema di accumulo e si misura in Wh/kg;
- *autonomia*: si intende la quantità massima di tempo durante il quale il sistema può operare un continuo rilascio di energia;
- *costo*: fa riferimento sia ai costi capitali sia a quelli operativi. Nello specifico, questi ultimi sono attribuibili al funzionamento, alla manutenzione, allo smaltimento e alla sostituzione. [7]

Oltre a una classificazione basata sulle proprietà già descritte, il criterio principale per suddividere le tecnologie di accumulo si fonda sulla tipologia di energia immagazzinata, che può essere meccanica, chimica, elettrica, termica o elettrochimica. [1]

Affinché si possa determinare la potenza massima necessaria, ulteriori indicatori utili alla catalogazione fanno riferimento alla durata dell'accumulo dell'energia – a breve o a lungo termine – e alla tipologia o alle caratteristiche di produzione. [8]

I sistemi di accumulo verranno descritti di seguito, con un focus specifico su quelli di tipo termico ed elettrochimico, rilevanti per il caso studio approfondito in questa trattazione.

2.1 ACCUMULO DI ENERGIA MECCANICA (MES)

I sistemi di accumulo meccanico (*Mechanical Energy Storage*, MES) convertono energia elettrica in meccanica – potenziale o cinetica – durante le ore in cui la domanda è bassa, invertendo il processo nelle ore di punta per soddisfare le esigenze della rete. Questa tecnologia ha il vantaggio di poter immagazzinare energia facilmente e per lunghi periodi di tempo.

I MES si classificano in tre categorie principali: *accumulo idroelettrico con pompaggio* (PHES), *accumulo ad aria compressa* (CAES) e *accumulo a volano* (FES). Nei primi due sistemi l'energia è immagazzinata come energia potenziale, mentre nei sistemi FES viene accumulata come energia cinetica. Si tratta di strumenti efficaci per la gestione della domanda energetica, essendo efficienti nel trasformare e rilasciare rapidamente l'energia meccanica accumulata. [9]

I PHES sfruttano due serbatoi d'acqua posti ad altezze diverse. In fase di carica, l'acqua viene trasferita dal serbatoio inferiore a quello superiore; al contrario, durante la scarica l'acqua scorre verso il basso, alimentando turbine reversibili per produrre elettricità. È un sistema ampiamente diffuso e consolidato ma, malgrado ciò, è limitato dalla dipendenza dalle condizioni naturali, dai lunghi tempi di realizzazione e dai vincoli di ubicazione. [10]

L'accumulo di energia ad aria compressa (CAES) si basa sulla compressione e lo stoccaggio dell'aria ad alta pressione all'interno di serbatoi – grotte naturali o artificiali – e il successivo rilascio attraverso un espansore, generando energia durante i periodi di picco. [1] Nonostante i vantaggi in termini di durata, la lentezza di risposta e le limitazioni legate all'ubicazione rappresentano un freno per questa tecnologia. Per ovviare a questi inconvenienti è stata implementata la realizzazione di serbatoi di accumulo che consentono l'impiego dei CAES su piccola scala. [10]

Il sistema a volano (FES) utilizza l'energia cinetica per immagazzinare energia meccanica. Il volano – sostenuto da cuscinetti a levitazione magnetica e collocato in un ambiente a bassa pressione o vuoto per ridurre le perdite –, durante la fase di carica, accumula energia ruotando a velocità elevata grazie ad un motore elettrico. Durante la scarica, l'energia cinetica immagazzinata viene convertita in energia elettrica attraverso un generatore. Si tratta di sistemi ideali per il livellamento del carico e la riduzione dei picchi. [1]

A ciò si contrappone una densità energetica relativamente bassa, delle ingenti perdite in standby e un notevole tasso di auto scarica che rendono il sistema a volano non adeguato allo stoccaggio di energia a lungo termine. [4]

2.2 ACCUMULO DI ENERGIA CHIMICA (CES)

I sistemi di accumulo chimico (*Chemical Energy Storage*, CES) sono ideali per la conservazione prolungata dell'energia chimica sotto forma di legami tra le molecole.

Nel corso delle reazioni chimiche, il trasferimento di elettroni consente la generazione di energia. Poiché i reagenti e i prodotti di queste ultime sono sostanze completamente distinte, l'energia immagazzinata può essere facilmente convertita da una forma chimica a un'altra. [1]

I sistemi CES includono principalmente i *sistemi di accumulo di energia a idrogeno* e i *sistemi di accumulo di combustibili solari*.

L'idrogeno, offrendo capacità e indipendenza energetica, è alla base di diverse tecniche di produzione, stoccaggio e generazione dell'elettricità. Durante la fase di carica, un elettrolizzatore, sfruttando il processo di elettrolisi dell'acqua, converte l'energia elettrica in idrogeno. Quest'ultimo può venire conservato in contenitori ad alta pressione oppure trasformato in elettricità per mezzo di una cella a combustibile durante i periodi di picco della domanda. [11] I combustibili solari rappresentano una tecnologia emergente per l'accumulo di energia, con tre principali approcci produttivi: fotosintesi naturale, fotosintesi artificiale e processi termochimici. Questa tecnologia consente di generare vari combustibili – come idrogeno solare e combustibili a base di carbonio – che possono essere immagazzinati e utilizzati per produrre elettricità in seguito. Nei metodi basati sulla fotosintesi, l'energia solare viene catturata e convertita in legami chimici, trasformando acqua e/o anidride carbonica in ossigeno e altri composti. Al contrario, la scissione dell'acqua operata dall'approccio termochimico approfitta delle alte temperature in ambienti chiusi e della forte esposizione alla luce solare. [6]

2.3 ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA (EES)

I sistemi di accumulo elettrico (*Electrical Energy Storage*, EES) immagazzinano energia elettrica senza convertirla in altre forme. Sono classificati in *sistemi di accumulo di energia elettrostatica* e *sistemi di accumulo di energia magnetica*.

Nella prima categoria rientrano dispositivi quali condensatori e supercondensatori. Un condensatore immagazzina energia sfruttando un campo elettrostatico generato tra due piastre metalliche separate da un materiale dielettrico non conduttore. Quando alle piastre viene applicata una tensione, una si carica positivamente e l'altra negativamente, generando un campo elettrostatico. [11] I condensatori sono il metodo più diretto per stoccare elettricità, garantendo una risposta rapida, numerosi cicli di vita e un'efficienza elevata; tuttavia, essi presentano una bassa densità energetica.

Un supercondensatore combina le caratteristiche di un condensatore con quelle di una batteria elettrochimica. Esso – composto da due elettrodi conduttori, un elettrolita e un separatore a membrana porosa – immagazzina energia come carica statica tra l'elettrolita e i due elettrodi conduttori. Il vantaggio

rappresentato dalla lunga durata operativa è compensato da limitazioni, quali un alto tasso di autoscarica giornaliera e alti costi, che lo rendono ideale per applicazioni di stoccaggio a breve termine e su piccola scala.

Con riferimento ai sistemi di accumulo di energia magnetica, questi sono composti da una bobina superconduttrice, un sottosistema di condizionamento dell'alimentazione e un sistema di refrigerazione e vuoto. Lungo il ciclo di carica, il sistema immagazzina energia come campo magnetico prodotto dal passaggio di corrente continua (CC) attraverso la bobina superconduttrice mantenuta a basse temperature criogeniche. Durante la scarica, l'energia accumulata viene trasferita a un sistema di corrente alternata (CA) e quindi rilasciata scaricando la bobina. [6] Sebbene il loro costo elevato, tali sistemi offrono un'altissima efficienza, tempi di risposta rapidi e hanno una lunga vita utile.

2.4 ACCUMULO DI ENERGIA TERMICA (TES)

La tecnologia di accumulo termico (*Thermal Energy Storage*, TES) consente lo stoccaggio dell'energia per un utilizzo successivo tramite processi di riscaldamento, raffreddamento o fusione di materiali. Essa è ampiamente utilizzata in applicazioni residenziali e industriali – riscaldamento/raffrescamento degli edifici, produzione di acqua calda, generazione di elettricità – ma anche per l'integrazione di fonti energetiche rinnovabili – energia solare termica. [12]

I sistemi di accumulo termici, sulla base della temperatura di esercizio del materiale di stoccaggio, possono essere suddivisi in due categorie: i sistemi a bassa temperatura (LTES) e i sistemi ad alta temperatura (HTES). [13] Nei primi, l'energia termica può essere immagazzinata sotto forma di *calore sensibile*, *calore latente*, *calore termochimico* o di una combinazione di questi. Questi, caratterizzati da un'elevata densità di potenza, sono particolarmente adatti per le scissioni di carico, il raffreddamento industriale e la gestione dell'energia. [9] Al contrario, i secondi, immagazzinano energia sotto forma di calore a temperature molto elevate, di norma superiori ai 200°C, e vengono impiegati in settori come la produzione di energia solare concentrata (CSP) e i processi industriali. Di conseguenza, questa categoria di sistemi, allontanandosi dall'obiettivo del presente studio, non sarà ulteriormente approfondita nel corso della trattazione.

Una ulteriore modalità di classificazione dei sistemi TES, basata sulla tipologia di trasferimento del calore coinvolto, li divide in sistemi *passivi* e *attivi*. Si tratta di un sistema passivo se è la sola differenza di temperatura la spinta propulsiva del trasferimento di calore; viceversa, ci si trova di fronte ad un sistema attivo. [14]

2.4.1 Sistemi di accumulo sensibile (SHTES)

Il sistema di accumulo termico sensibile (*Sensible Heat Thermal Energy Storage*, SHTES) è la tipologia di sistema TES maggiormente diffusa. Il suo funzionamento prevede l'immagazzinamento dell'energia termica sfruttando la variazione di temperatura di un ΔT di un materiale liquido – come ad esempio acqua, olio – o

solido – come roccia, mattoni, sabbia, terreno – senza modificarne la fase. [12] Lo spazio necessario è elevato e ciò ne rappresenta uno dei maggiori svantaggi. Infatti, l'energia termica viene mantenuta in un mezzo di accumulo, con capacità determinata dal suo calore specifico, dalla sua massa e dalla variazione di temperatura al quale è sottoposto durante i processi di carica e scarica. [9]

La quantità di calore stoccata è calcolata come segue

$$Q = \int_{T_i}^{T_f} mc_p dT = mc_p(T_f - T_i)$$

dove:

- Q è la quantità di calore immagazzinato, espresso in J;
- T_i è la temperatura iniziale, espressa in K;
- T_f è la temperatura finale, espressa in K;
- m è la massa del mezzo (liquido o solido) attraverso cui avviene l'accumulo, espressa in kg;
- c_p è il calore specifico a pressione costante della sostanza, espresso in J/(kg·K).

Attualmente, esistono diverse soluzioni di SHTES come i *serbatoi ad acqua*, l'accumulo in *acquiferi*, in *fori*, in *caverna* e in *fossa*. L'acqua è scelta come mezzo di stoccaggio dell'energia per la sua elevata capacità termica e la sua abilità di gestire alte potenze durante i processi di carica e scarica.

La tecnologia più comune si basa sull'impiego di serbatoi. Durante la fase di carica, un dispositivo di riscaldamento genera acqua calda che viene temporaneamente conservata in un serbatoio isolato; nella fase di scarica, al contrario, l'energia termica immagazzinata nella parte inferiore del serbatoio viene prelevata e utilizzata per il riscaldamento. La capacità di stoccaggio energetico di questo strumento dipende dalla temperatura dell'acqua calda e dal volume del serbatoio, mentre l'efficienza in termini di perdite termiche e la durata dell'accumulo sono influenzate dalla qualità dell'isolamento dello stesso. Per lo stoccaggio di acqua refrigerata il funzionamento è analogo ma inverso, prevedendo il raffreddamento dell'acqua a temperature inferiori rispetto a quella ambiente.

L'accumulo di energia termica in acquifero è un sistema stagionale per il riscaldamento e il raffreddamento degli edifici che si serve di acquiferi come serbatoi. Si compone di due pozzi, uno contenente acqua calda e l'altro acqua fredda, collegati da una pompa di calore che estrae e reimmette l'acqua di falda e separati da una distanza critica. Durante la stagione estiva, l'acqua fredda viene prelevata dal pozzo freddo e impiegata per il raffreddamento, mentre l'acqua calda residua viene immessa nel pozzo caldo per ricaricare l'accumulo di calore. In inverno il processo si inverte. La sua efficienza e la sua capacità sono influenzate dalla distanza tra i pozzi e dalle caratteristiche geologiche dell'acquifero.

Il sistema che si serve di fori approfitta del calore solare raccolto in estate. Lo scambio termico avviene per mezzo di scambiatori di calore verticali, costituiti da tubi a forma di U inseriti nel terreno, in cui circola un

fluido antigelo che facilita la trasmissione del calore. Durante la stagione estiva, il calore in eccesso viene immagazzinato nel terreno mentre in inverno viene recuperato per riscaldare gli ambienti attraverso il flusso inverso del fluido.

Caverne sotterranee – naturali o artificiali – vengono utilizzate per il trasferimento o l'estrazione di energia termica da un serbatoio sotterraneo isolato, mediante il pompaggio di acqua dentro o fuori dall'unità di accumulo. Durante il ciclo di carica, il calore in eccesso riscalda l'acqua nel serbatoio; invece, nel ciclo di scarica l'acqua calda viene prelevata dalla parte superiore del serbatoio e utilizzata per il riscaldamento. Sebbene questo sistema sia tecnicamente realizzabile, l'applicazione effettiva continua a rimanere limitata a causa degli elevati costi che richiede, in particolare nel caso di strutture artificiali.

Anche le fosse scavate nel terreno – solitamente impermeabili ed isolate sia nella parte superiore che in quella inferiore – possono essere utilizzate come serbatoio di accumulo dell'acqua calda. Di norma, il mezzo di stoccaggio consiste in una miscela di acqua combinata con ghiaia, sabbia o terra. La carica e scarica del calore dentro e fuori dalla fossa avviene tramite scambio diretto di acqua oppure attraverso tubi di plastica installati all'interno a strati diversi. [11]

2.4.2 Sistemi di accumulo latente (LHTES)

I sistemi di accumulo di calore latente (*Latent Heat Thermal Energy Storage*, LHTES) sfruttano il calore assorbito o rilasciato durante il cambiamento di fase del materiale di accumulo – noto proprio come materiale a cambiamento di fase (*Phase Change Material*, PCM) – per immagazzinare e rilasciare energia termica [15] quando necessario.

La quantità di energia termica totale stoccata attraverso l'utilizzo di PCM è dovuta ad una quota sensibile – immagazzinata quando la variazione di temperatura è al di sotto o al di sopra dell'intervallo di transizione – e ad una quota latente – a temperatura quasi costante – strettamente legata al calore latente di fusione del materiale, calcolata come segue [14]

$$Q = \int_{T_i}^{T_m} mc_p dT + mL + \int_{T_m}^{T_f} mc_p dT$$
$$Q = m[c_{sp}(T_m - T_i) + L + c_{lp}(T_f - T_m)]$$

dove:

- Q è la quantità di calore immagazzinato, espresso in J;
- T_i è la temperatura iniziale, espressa in K;
- T_f è la temperatura finale, espressa in K;
- T_m è la temperatura di fusione, espressa in K;
- L è il calore latente, espresso in J/kg
- m è la massa del mezzo (liquido o solido) attraverso cui avviene l'accumulo, espressa in kg;

- c_p è il calore specifico a pressione costante della sostanza, espresso in $J/(kg \cdot K)$;
- c_{sp} è il calore specifico a pressione costante della sostanza in fase solida, espresso in $J/(kg \cdot K)$;
- c_{lp} è il calore specifico a pressione costante della sostanza in fase liquida, espresso in $J/(kg \cdot K)$.

La capacità del materiale di cambiare fase a temperatura costante è fondamentale per il rendimento dei sistemi LHTES. Tale mutamento di stato può verificarsi attraverso le trasformazioni solido-solido, solido-liquido, liquido-gas, solido-gas e viceversa. Nella transizione solido-solido, l'immagazzinamento dell'energia si compie con il passaggio del materiale da una forma cristallina ad un'altra, coinvolgendo poco calore latente e piccoli cambiamenti di volume. Al contrario i passaggi solido-gas e liquido-gas comportano un elevato scambio di calore latente e, allo stesso tempo, ingenti cambiamenti di volume che complicano la gestione dell'accumulo. A fronte di ciò la tipologia maggiormente utilizzata è quella che prevede il passaggio da solido a liquido. [16]

2.4.2.1 Accumulo termico con materiali a cambiamento di fase (PCM-TES)

Il cambiamento di fase del PCM si verifica quando la temperatura dell'ambiente circostante aumenta fino a raggiungere il suo punto di fusione e rompe i legami chimici che lo mantenevano allo stato solido. Tale processo è endotermico e consente al materiale di assorbire energia avviando il processo di carica. La scarica, al contrario, è un processo esotermico – che rilascia calore – ed ha inizio quando la diminuzione della temperatura circostante raggiunge il punto di congelamento del PCM, a cui fa seguito la rigenerazione dei legami chimici e il ritorno allo stato solido. [14] Nel corso della transizione i materiali sfruttano il calore latente, mantenendo una temperatura pressoché costante fino al completamento del passaggio di stato, immagazzinando in un minor volume la stessa quantità di energia di un sistema di accumulo sensibile.

Si tratta di una tecnologia facilmente ricaricabile, portatile rispetto ai metodi convenzionali e che permette una riduzione dei costi di esercizio dovuta al raffreddamento efficace. [9] Inoltre, i PCM, mantenendo invariate le loro proprietà, conservano la loro capacità di accumulo anche a seguito di numerosi cicli di carica-scarica. [17]

Tutte le qualità sopra citate rendono questi materiali vantaggiosi per applicazioni di accumulo termico, regolazione della temperatura e miglioramento dell'efficienza energetica. In particolare, gli accumuli a cambiamento di fase possono essere impiegati nei casi di:

- accumuli freddi per impianti di raffrescamento (con temperature di esercizio dai $5^{\circ}C$ ai $18^{\circ}C$);
- incapsulamento nelle pareti degli edifici (con temperature di esercizio attorno ai $22-25^{\circ}C$);
- accumuli caldi per impianti di riscaldamento (con temperature attorno ai $55-60^{\circ}C$);
- accumuli per applicazioni *solar cooling* (con temperature oltre gli $80^{\circ}C$).

Tra quelli disponibili, sono numerosi i materiali ad essere dotati di una temperatura di fusione compatibile con le tipologie di applicazioni sopradescritte. Ciononostante, un PCM valido deve dimostrare ulteriori proprietà, elencate in *Tabella 1*, benché si riconosca la difficoltà di soddisfarle realisticamente tutte.

Tabella 1: *Elenco delle proprietà che devono possedere i PCM per consentire il loro impiego.* [18]

Proprietà termiche	Proprietà fisiche	Proprietà cinetiche	Proprietà chimiche	Considerazioni economiche
<p>Temperatura di transizione adatta: la temperatura di funzionamento per il riscaldamento o il raffreddamento deve corrispondere alla temperatura di transizione del PCM.</p> <p>Alto calore latente di transizione: deve essere elevato, specialmente su base volumetrica, per ridurre le dimensioni fisiche dello stoccaggio di calore.</p> <p>Buon trasferimento di calore: una buona conducibilità termica facilita i processi di carica e scarica dell'energia.</p>	<p>Equilibrio di fase favorevole: la stabilità durante le fasi di congelamento e fusione è importante per un efficace accumulo di calore.</p> <p>Alta densità: desiderabile per consentire un contenitore di stoccaggio più piccolo.</p> <p>Piccole variazioni di volume: riducono i problemi di contenimento durante la trasformazione di fase.</p> <p>Bassa pressione di vapore: necessaria per diminuire i problemi di contenimento a temperature operative.</p>	<p>Nessun sottoraffreddamento: è fondamentale per evitare interferenze con l'estrazione del calore.</p> <p>Velocità di cristallizzazione sufficiente: essenziale per garantire un'efficace carica e scarica.</p>	<p>Stabilità chimica a lungo termine: i PCM devono resistere alla degradazione nel tempo.</p> <p>Compatibilità con i materiali di costruzione: per evitare reazioni indesiderate.</p> <p>Non tossicità: importante per la sicurezza.</p> <p>Nessun rischio di incendio: i PCM devono essere non infiammabili e non esplosivi.</p>	<p>Abbondante: disponibilità in grandi quantità.</p> <p>Disponibile: facile accesso ai materiali.</p> <p>Conveniente: deve essere economicamente sostenibile per un uso su larga scala.</p>

Sulla base della loro composizione chimica, si identificano tre categorie di materiali a cambiamento di fase: *organici, inorganici ed eutettici* – *Figura 1*. [19]

I *PCM organici* sono disponibili in natura e costituiti prevalentemente da catene di carbonio e idrogeno. Si identificano come chimicamente e termicamente stabili e presentano numerosi vantaggi, tra cui la capacità di fondere e congelare in modo continuo senza degradazione, la stabilità chimica e la possibilità di essere riciclati. Ciononostante, offrono una bassa conducibilità termica e risultano infiammabili.

I *PCM inorganici* presentano una capacità di accumulo del calore latente molto alta, sono ignifughi e hanno delle transizioni di fase più nette; al contrario, la naturale corrosività, la segregazione di fase e il sottoraffreddamento ne rappresentano degli svantaggi.

I *PCM eutettici* sono miscele di due o più sostanze a bassa temperatura di fusione, che fondono e solidificano in maniera congruente e, nella maggior parte dei casi, senza segregazione. Questa particolarità implica una conducibilità termica e una densità elevate che, combinate con la possibilità di regolare la percentuale in peso dei componenti per modificare il punto di fusione della miscela eutettica risultante, rendono questa tipologia di PCM molto promettente. [12] Malgrado ciò, la capacità di calore latente specifico, inferiore

rispetto a quella dei materiali organici e inorganici, limita l'impiego e la diffusione commerciale di questa tipologia, escludendoli da ulteriori approfondimenti nel corso della trattazione.

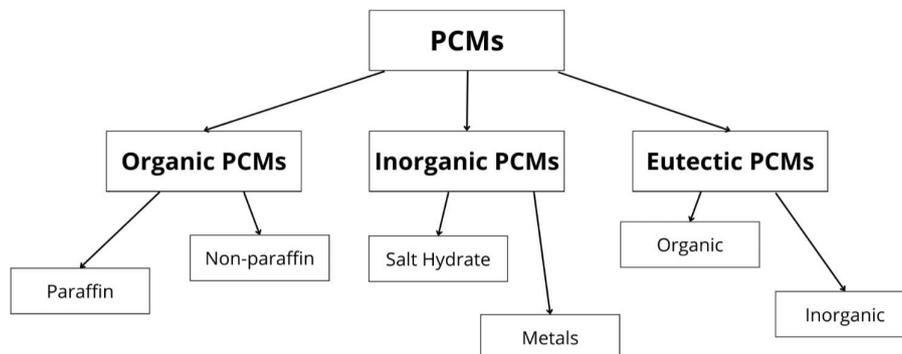


Figura 1: *Classificazione dei PCM.* [20]

PCM organici

Tra i PCM organici rientrano i materiali paraffinici e quelli non paraffinici.

Tra i primi, la *cera di paraffina* si compone principalmente di una miscela di n-alcani a catena dritta, rappresentati chimicamente come $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{CH}_3$, dove la lunghezza di quest'ultima è direttamente proporzionale alle proprietà del materiale.

La disponibilità in un ampio intervallo di temperature rende la cera di paraffina particolarmente efficace per l'accumulo di calore. [12]

Tra gli ulteriori vantaggi del suo utilizzo come PCM organico rientrano:

- sicurezza;
- affidabilità;
- prevedibilità;
- costo contenuto;
- non corrosività;
- inerzia chimica e stabilità al di sotto dei 500°C ;
- cambiamenti di volume minimi durante la fusione;
- mantenimento di una bassa pressione di vapore nella forma liquida;
- cicli di congelamento-fusione molto lunghi.

Tuttavia, questo elemento presenta una bassa conducibilità termica, risulta incompatibile con i contenitori di plastica e possiede una moderata tendenza all'infiammabilità. [16]

Con riferimento ai PCM *non-paraffinici*, questi possono essere suddivisi in due gruppi: gli acidi grassi e gli altri materiali organici non-paraffinici. Ognuno di questi, a differenza delle paraffine, possiede proprietà specifiche e ciò li rende la categoria di PCM più ampia.

Tra i benefici derivanti dal loro utilizzo rientra l'elevato calore latente di fusione; al contrario, tra gli svantaggi si annoverano infiammabilità, scarsa conducibilità termica, livelli variabili di tossicità e instabilità a temperature elevate.

Nello specifico, gli acidi grassi, seppur leggermente corrosivi, mostrano un comportamento di fusione e congelamento ripetibile e senza sottoraffreddamento. Inoltre, hanno valori di calore di fusione comparabili a quelli dei materiali paraffinici ma con 2-2,5 volte maggiore.

PCM inorganici

Tra i PCM inorganici rientrano gli *idrati di sale* e i *metalli*.

I primi, composti di sali inorganici e acqua che formano solidi cristallini dalla formula generale $AB_n \cdot H_2O$. Il passaggio di fase solido-liquido, in questo caso, pur mostrando analogie da un punto di vista termodinamico con i fenomeni di fusione e congelamento, corrisponde a un processo di disidratazione o reidratazione del sale. L'utilizzo di questi materiali in accumuli a cambiamento di fase risulta particolarmente vantaggioso, rendendoli la categoria di PCM organici più rilevante. Infatti, gli idrati di sale posseggono un elevato calore latente di fusione per unità di volume, una conducibilità termica sufficientemente elevata – in generale due volte superiore a quella delle paraffine – una corrosività limitata, una compatibilità con i contenitori di plastica e un rischio di infiammabilità pressoché nullo. Tuttavia, essi si contraddistinguono per difetti come la fusione incongruente e il sottoraffreddamento. [4]

Per quanto riguarda i *metalli*, essi fondono e solidificano simultaneamente senza segregazione. Sebbene abbiano un elevato calore di fusione e una buona conduttività termica, il loro peso eccessivo ne limita l'uso a causa delle notevoli difficoltà ingegneristiche che ne derivano. Pertanto, il loro impiego negli accumuli di calore è molto limitato. [16]

2.4.2.2 Accumulo termico in ghiaccio (ITES)

L'accumulo termico in ghiaccio (*Ice-cool Thermal Energy Storage*, ITES) sfrutta il cambiamento di fase del ghiaccio per accumulare energia termica. Durante la fase di carica, l'energia termica fredda viene accumulata usufruendo del passaggio da liquido a solido, mentre nella fase di scarica l'energia viene rilasciata attraverso il processo inverso, utilizzando il calore latente di fusione.

Questi processi sono attivati da un fluido termovettore o da un refrigerante che circola all'interno di serpentine di raffreddamento nel serbatoio di stoccaggio. L'efficienza del sistema ITES è influenzata da vari fattori, tra cui le modalità operative, il tipo di materiale utilizzato per lo stoccaggio e le dinamiche di carica e scarica. Questa soluzione si è dimostrata efficace per il livellamento del carico; infatti, di notte, quando le temperature più basse consentono alle apparecchiature di refrigerazione di operare con maggiore efficienza, il sistema genera una riserva di freddo, che viene scaricato per coprire il carico di raffrescamento durante il giorno.[11]

2.4.2.3 Criticità dei PCM e incremento delle prestazioni

L'impiego dei materiali a cambiamento di fase nei sistemi di accumulo termico offre diversi vantaggi ma presenta anche alcune sfide significative. Tra queste si annoverano la bassa conducibilità termica, il fenomeno del sottoraffreddamento, la corrosione, la separazione di fase, l'ampia variazione di volume durante la transizione, la perdita di materiale nella fase liquida e l'inflammabilità. [9]

Per superare tali criticità, sono state progressivamente sviluppate tecniche avanzate che consentono un utilizzo più efficiente e affidabile dei PCM.

Scarsa conduttività termica

Il processo di solidificazione, durante il quale la conduzione rappresenta il principale meccanismo di trasferimento del calore, è la fase più lenta di trasformazione del PCM. Poiché la solidificazione inizia dalla superficie esterna, la bassa conducibilità termica del materiale ostacola in modo significativo il trasferimento del calore latente. Quest'ultimo si ritrova, infatti, ad attraversare uno strato progressivamente più spesso, rallentando ulteriormente il processo. Di conseguenza, un aumento della conducibilità termica del PCM risulta imprescindibile per ridurre i tempi di solidificazione ed evitare ritardi incompatibili con le applicazioni che richiedono una risposta termica relativamente rapida. Attualmente, sono due i principali espedienti a tale problema: *l'aggiunta di additivi ad alta conducibilità termica* (PCM composito o incapsulamento) e *l'estensione della superficie di trasferimento del calore*.

Con riferimento alla prima tecnica, un PCM può diventare un PCM composito (CPCM) attraverso l'aggiunta di un additivo termo conduttivo (ad esempio grafite) e un materiale per la stabilizzazione della forma (ad esempio polimero o ceramica). La seconda soluzione consiste nell'aumento dell'area di scambio, ad esempio attraverso tubi alettati, o nell'utilizzo di un materiale con conduttività termica maggiore che conterrà il PCM, come ad esempio una schiuma metallica.

L'aumento della conducibilità termica per velocizzare il processo di solidificazione del PCM comporta la riduzione o l'eliminazione della convezione nella fase liquida. Pertanto, diventa opportuno, a seconda della specifica applicazione, valutare quale opzione sia più conveniente.

Sottoraffreddamento

Alcuni PCM non solidificano immediatamente al raggiungimento della temperatura di solidificazione, ma cristallizzano solo quando questa scende significativamente al di sotto del loro punto di solidificazione.

Si tratta del fenomeno del sottoraffreddamento, attribuibile al lento tasso di nucleazione e alla ridotta velocità di crescita dei nuclei. Ciò rappresenta un difetto, soprattutto per i PCM inorganici, in quanto rende necessarie temperature più basse per avviare il processo di solidificazione con un prolungamento del tempo necessario per il compimento della trasformazione e, di conseguenza, una diminuzione dell'efficienza complessiva.

Ridimensionare questo problema, senza tuttavia comprometterne la densità energetica, è possibile mediante l'aggiunta di agenti nucleanti con una struttura cristallina simile a quella del PCM. Possono essere utilizzati

diversi additivi come nanoparticelle (silice, grafite, ecc.), addensanti in grado di funzionare come agenti nucleanti o altri materiali a cambiamento di fase con punti di fusione più elevati rispetto a quello di partenza.

Corrosione

Nella selezione del materiale per il contenimento di un PCM – sia per le applicazioni ad alta temperatura, sia per lo stoccaggio a freddo – è cruciale valutare il rischio di corrosione. Infatti, le soluzioni saline acquose e, nello specifico, sostanze come sali inorganici, alcheni ed acqua, possono essere corrosive per i metalli. Sebbene metalli come alluminio, rame e acciaio inossidabile siano comunemente impiegati per i contenitori, la questione della corrosione rappresenta ancora una sfida irrisolta. Di riflesso, sono stati studiati dei materiali alternativi non metallici, tra cui il polietilene, il quale si è dimostrato performante per il contenimento di PCM inorganici. [19]

Separazione di fase o fusione incongruente

La separazione di fase, o fusione incongruente, è una problematica tipicamente associata ai composti inorganici e, in particolare, ai sali idrati. A causa della differenza di densità, il sale – solido – tende a sedimentare sul fondo del contenitore, diventando indisponibile per il processo di ricombinazione con l'acqua, che si accumula invece nella parte superiore. Questo fenomeno impedisce il corretto congelamento e porta a una fusione dell'idrato di sale progressivamente irreversibile, con una riduzione continua della sua efficacia durante i cicli di carica e scarica. Vi si può fare fronte attraverso l'agitazione meccanica, il contatto diretto con scambiatori di calore oppure con l'aggiunta di materiali addensanti o di ulteriore acqua. [4]

Incapsulamento dei PCM

L'incapsulamento è utile per contenere il materiale nel passaggio dallo stato liquido a quello solido, prevenire cambiamenti nella sua composizione chimica evitando interazioni con l'ambiente, aumentare la sua compatibilità con i materiali circostanti interni all'accumulo e incrementare l'area di trasferimento del calore e, di conseguenza, lo scambio termico. Affinché ciò avvenga bisogna dare la dovuta importanza alla geometria e alle proprietà termiche del materiale utilizzato come contenitore. [16]

Nello specifico, ci si riferisce al *macroincapsulamento* se i contenitori utilizzati hanno dimensioni superiori a 1 cm – come tubi, sfere, pannelli o altri recipienti – e possono fungere direttamente da scambiatori di calore o essere incorporati, a loro volta, in altri componenti. Si parla, invece, di *microincapsulamento* se il PCM viene inserito all'interno di capsule, realizzate con polimeri organici o silice, di dimensioni comprese tra 1 μm e 300 μm . Sebbene questa tecnica abbia ampi margini di sviluppo, al momento è applicabile solo a materiali idrofobi che non assorbono né trattengono acqua sulla loro superficie.

I PCM possono essere integrati nel nucleo, nel pavimento, nelle pareti, nelle facciate esterne, nei controsoffitti e nel sistema di ventilazione di un edificio oppure negli impianti fotovoltaici e nei serbatoi di

acqua. In questo modo, essi sono funzionali allo spostamento del carico termico, alla produzione di acqua calda sanitaria, e, nei sistemi di riscaldamento, ventilazione e condizionamento (HVAC), a garantire un maggiore controllo delle condizioni interne degli edifici. Un'alternativa consiste nell'incorporazione o l'immersione diretta dei PCM, sia in forma liquida che in polvere, nei materiali da costruzione durante il loro processo produttivo. Questa tecnica, applicabile a materiali come gesso, calcestruzzo, intonaco o isolanti, sfrutta la capacità dei pori interni di assorbire i PCM. Infatti, questi subiscono, alle temperature di esercizio delle applicazioni designate, il passaggio di stato da solido a liquido, consentendo la fuoriuscita e la diffusione di liquidi a bassa viscosità all'interno dei materiali stessi. [14]

In alternativa un PCM può essere disperso in una fase di un materiale poroso di supporto, creando un composito stabile. [18] I PCM possono essere stabilizzati nella forma attraverso l'adsorbimento fisico, l'elettrofilatura, la centrifugazione e l'intercalazione. Nella scelta del materiale poroso maggiormente adatto si deve tenere conto della porosità, della conducibilità termica, della disponibilità e della coerenza chimica di quest'ultimo con il PCM, nonché delle tecniche di preparazione. I PCM compositi stabilizzati nella forma sono funzionali alla riduzione sia delle alte temperature di picco sia delle variazioni di temperatura; tuttavia, questo processo richiede un elevato calore specifico e un'adeguata conducibilità. [17]

Una ulteriore tecnica di contenimento prevede lo stoccaggio alla rinfusa di PCM in scambiatori di calore a serbatoio, la quale, implicando una lavorazione minima dei materiali, risulta molto economica. [21] Tuttavia, esistono problemi legati alla sua bassa conducibilità termica dovuti alla maggiore densità di accumulo del materiale. Pertanto, questo approccio deve essere integrato a metodi che permettono di migliorare il trasferimento del calore, tra cui l'inserimento di alette, l'impiego di particelle ad alta conducibilità o di strutture metalliche. [12]

2.4.3 Sistemi di accumulo termochimico (TcES)

I sistemi di accumulo termochimico (*Thermochemical Energy Storage*, TcES) immagazzinano e rilasciano energia termica durante reazioni chimiche reversibili di dissociazione e associazione dei legami molecolari. La quantità di calore accumulata dipende dal tipo di materiale, dall'entalpia della reazione (ΔH) e dal grado di conversione. Reazioni endotermiche ($\Delta H > 0$) immagazzinano calore, mentre reazioni esotermiche ($\Delta H < 0$) lo rilasciano.

L'efficienza dei materiali termochimici nei sistemi di accumulo termico dipende anche da un'attenta selezione. Attualmente, tra quelli più promettenti, figurano gli ossidi di cobalto, di manganese, di rame o i sali idrati.

Esistono due configurazioni di TcES: *aperta* – dove il fluido di lavoro, spesso un gas, viene rilasciato nell'ambiente – e *chiusa* – dove il fluido non viene disperso, ma l'entalpia è rilasciata tramite uno scambiatore di calore. Sono sistemi profittevoli per la loro alta efficienza dovuta alle elevate densità energetiche, a un'ampia gamma di temperature operative, all'assenza di perdite termiche e alla capacità di stoccaggio a lungo termine. Tuttavia, la loro complessità ne scoraggia l'utilizzo. [11]

2.5 ACCUMULO DI ENERGIA ELETTROCHIMICA (EcES)

Nell'accumulo elettrochimico (*Electrochemical Energy Storage*, EcES) la produzione e la conservazione dell'energia avviene per mezzo di reazioni chimiche reversibili. Si tratta del sistema maggiormente utilizzato tra quelli attualmente disponibili grazie ai valori di densità energetica disponibili, l'elevata efficienza e la poca manutenzione richiesta. [13] Inoltre, a differenza di altre tecnologie di accumulo, i sistemi elettrochimici offrono una maggiore flessibilità di installazione, potendo essere collocati in punti diversi della rete energetica come generazione, trasmissione, distribuzione o consumo. [22]

Un sistema EcES può essere categorizzato in *sistemi di accumulo di energia a batteria* (BES) – in cui la carica viene immagazzinata all'interno degli elettrodi – e *sistemi di accumulo di energia a batteria a flusso* (FBES) – nei quali la carica viene prima immagazzinata all'interno del combustibile e poi immessa esternamente sulla superficie degli elettrodi. [11]

2.5.1 Accumulo a batteria (BES)

Il sistema di accumulo di energia a batteria (BES) consiste in un dispositivo compatto ideato per immagazzinare energia generata da reazioni elettrochimiche e riconvertirla successivamente in energia elettrica. Tali reazioni hanno luogo tra due elettrodi immersi in un elettrolita – solido, liquido o viscoso – quando un carico esterno collega i terminali della cella. Il risultato è il trasferimento di elettroni da un elettrodo all'altro attraverso un circuito elettrico esterno. Durante la scarica l'anodo si ossida fornendo elettroni al circuito esterno, mentre il catodo si riduce accettandoli. L'elettrolita facilita tale trasferimento e dei separatori garantiscono l'isolamento elettrico per prevenire cortocircuiti. Durante la carica, applicando una tensione esterna, le reazioni si invertono per ripristinare la capacità energetica della batteria.

Una batteria può essere costituita da una o più celle, collegate in serie, in parallelo o in combinazione, per raggiungere la tensione e la capacità desiderate. [4]

Queste tecnologie trovano impiego in numerosi ambiti; ciononostante, i tempi di ciclo ancora limitati, gli elevati costi di manutenzione e le questioni legate allo smaltimento e al riciclo rappresentano ostacoli significativi alla loro implementazione su larga scala. [6] Una classificazione abituale è tra primarie – tipicamente monouso – e secondarie – progettate per essere ricaricate e le uniche ad essere adatte all'accumulo dell'energia. Tra queste ultime le più utilizzate sono le *batterie al piombo*, agli *ioni di litio*, al *nichel-cadmio*, allo *zolfo di sodio*, agli *ioni di sodio*. [11]

Le batterie al piombo acido (LA) rappresentano il sistema elettrochimico più utilizzato e conveniente tra quelli oggi disponibili. Il loro funzionamento si basa su reazioni chimiche tra un catodo di biossido di piombo e un anodo di piombo, immersi in un elettrolita di acido solforico diluito in acqua. [4] Per impedire agli elettroni di fluire direttamente da un elettrodo all'altro è presente un setto poroso. Durante il ciclo di scarica, il biossido di piombo e il piombo reagiscono con l'elettrolita, formando solfato di piombo. Di conseguenza, l'elettrolita, impoverito di acido solforico, si trasforma in acqua. Durante la fase di carica,

invece, entrambi gli elettrodi ritornano al loro stato originale. [17] Le batterie al piombo-acido possono essere a piombo-acido allagato (FLA) o al piombo-acido regolato da valvola (VRLA). Sebbene funzionino allo stesso modo, queste ultime sono sigillate con una valvola di regolazione della pressione per evitare l'ingresso di aria nelle celle. [11] Le batterie al piombo acido rappresentano la soluzione attualmente implementabile con maggiore facilità, sia per l'ampia disponibilità che per il basso costo. Inoltre, in caso di connessione di più celle in serie o in parallelo, sono in grado di mantenere la stabilità senza l'ausilio di sistemi di monitoraggio e gestione (BMS – *Battery Management System*). [23]

Le batterie agli ioni di litio (Li-ion), essendo particolarmente idonee per dispositivi portatili, trovano largo impiego nell'elettronica ma anche nell'industria, e in particolare nei veicoli elettrici. La loro composizione tipica vede un anodo a base di carbonio grafítico, un catodo di ossidi stratificati e un elettrolita costituito da una soluzione di sali di litio in solventi organici. [4] Durante i cicli di carica e scarica, l'elettrolita consente il trasferimento degli ioni di litio tra anodo e catodo, accompagnato da reazioni di ossidazione e riduzione che si verificano simultaneamente sui rispettivi elettrodi. [24]

Le batterie al nichel-cadmio (NiCd), grazie alla loro longevità rispetto a quelle al piombo acido, sono una tecnologia consolidata, affidabile e ampiamente utilizzata in numerosi settori. Esse contengono un catodo composto da ossi-idrossido di nichel spugnoso, un anodo in cadmio metallico, un separatore in nylon, che impedisce il trasferimento di carica tra i due elettrodi, e una soluzione di idrossido di potassio come elettrolita. Durante il processo di scarica, l'ossi-idrossido di nichel reagisce con l'acqua formando idrossido di nichel, mentre il cadmio si trasforma in idrossido di cadmio. Tale processo viene invertito durante la fase di ricarica della batteria. [11] Nonostante le buone performance, esse soffrono del cosiddetto "effetto memoria" per cui avviene una carica completa solo in seguito a una serie di scariche complete. Si aggiungono la tossicità del cadmio, le questioni legate allo smaltimento e il processo di produzione complesso e costoso. [25]

Le batterie al sodio-zolfo (NaS) sono costituite da un catodo di zolfo fuso e un anodo di sodio fuso, separati da un elettrolita solido in beta allumina. Durante la scarica, il sodio fuso cede elettroni al circuito esterno mentre i suoi ioni attraversano l'elettrolita per reagire con lo zolfo, formando polisolfuri di sodio. Questo processo si ribalta durante il ciclo di carica. Al fine di mantenere il sodio e lo zolfo allo stato fuso e, quindi, di garantire la conduttività dell'elettrolita, i componenti sono racchiusi in un involucro isolato termicamente e mantenuto a temperature superiori a 270°C. [11] Rispetto ad altre batterie, quelle NaS garantiscono una densità di energia maggiore, una capacità di cicli lunghi e una risposta molto veloce. [4]

In ultimo, le batterie agli ioni di sodio (Na-ion) hanno un funzionamento simile a quello delle batterie agli ioni di litio. Nella fase di carica, gli ioni di sodio passano dal catodo all'anodo attraverso un elettrolita, che può essere acquoso o non acquoso; durante la scarica avviene il processo opposto. Questa tipologia di tecnologie, in particolare nella loro versione acquosa, si dimostra promettente per l'accumulo di energie rinnovabili come quella eolica o solare. [11]

2.5.2 Accumulo a batteria a flusso (FBES)

Una batteria a flusso è un dispositivo elettrochimico in cui l'energia chimica viene convertita in energia elettrica attraverso il flusso di un elettrolita liquido contenente specie elettroattive. L'elettrolita, conservato in serbatoi esterni, viene pompato attraverso una o più celle del reattore, dove avviene una reazione elettrochimica reversibile. [25] Durante la carica, un elettrolita subisce ossidazione all'anodo mentre un altro elettrolita viene ridotto al catodo, convergendo l'energia elettrica in energia chimica. Durante la fase di scarica, al contrario, il processo si capovolge. [6]

I sistemi FBES si suddividono in *batterie a flusso a riduzione-ossidazione (redox)* e *batterie a flusso ibride*. Nelle prime – che possono essere *a flusso di vanadio* o *a flusso di polisolfuro* – tutti i materiali elettroattivi sono disciolti in un elettrolita liquido; nelle seconde – *a flusso zinco-bromo* – uno o più materiali elettroattivi si depositano direttamente nell'elettrolita.

Con riferimento alla prima tipologia, le batterie redox al flusso di vanadio (VRB) immagazzinano energia elettrochimica tramite il trasferimento di elettroni tra diversi materiali ionici di vanadio. I due elettroliti sono separati da una membrana a scambio protonico (PEM). All'anodo, durante il ciclo di carica, lo ione V^{3+} , accettando un elettrone, viene convertito in V^{2+} . Al contrario, durante la scarica, gli ioni V^{2+} liberano un elettrone e si riconvertono in V^{3+} . Un processo simile avviene anche tra gli ioni V^{5+} e V^{4+} al catodo, come mostrato in *Figura 2*. Grazie alla capacità di immagazzinare energia per periodi prolungati, le batterie redox a flusso di vanadio sono comunemente utilizzate in applicazioni come il livellamento del carico e la riduzione dei picchi di domanda.

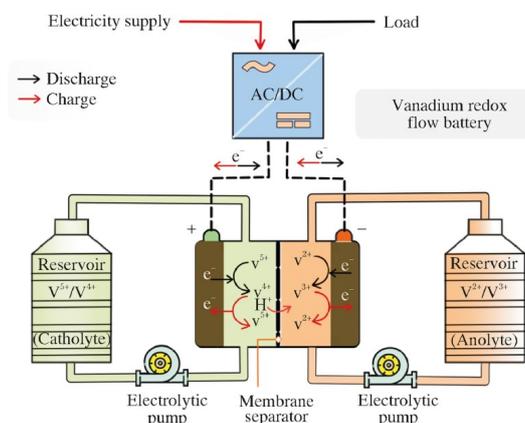


Figura 2: Funzionamento della batteria redox a flusso di vanadio. [11]

Nelle batterie a flusso di bromuro di polisolfuro (PSB) la reazione elettrochimica reversibile avviene tra gli elettroliti bromuro di sodio e polisolfuro di sodio, separati da una membrana polimerica. Durante la fase di carica, tre ioni di bromuro vengono ossidati e combinati per formare uno ione tribromuro al catodo. All'anodo, le particelle di sodio disciolte nell'elettrolita polisolfuro vengono convertite in ioni solfuro. Il processo è opposto durante la scarica. [11]

Analogamente, nelle batterie a flusso zinco-bromo (Zn-Br) le due soluzioni elettrolitiche acquose, contenenti componenti reattivi a base di zinco e bromo, sono conservate in serbatoi esterni separati. Durante i cicli di carica e scarica, tali soluzioni circolano attraverso le celle elettrolitiche, attivando reazioni elettrochimiche reversibili. [6]

In *Tabella 2* sono riassunti, sinteticamente, i vantaggi e gli svantaggi legati all'utilizzo delle tecnologie appena descritte.

Tabella 2: *Vantaggi e svantaggi delle differenti tipologie di batterie.*

Tipologia di batteria	Vantaggi	Svantaggi
Al piombo acido	Ridotto costo capitale; buone prestazioni a basse e alte temperature; poca necessità di manutenzione; elevata potenza specifica; largamente disponibili e in più dimensioni e design.	Ciclo di vita limitato; ricarica lenta; elevato tasso di auto scarica; non ecologiche; densità energetica limitata.
Agli ioni di litio	Peso leggero; elevata densità energetica; alta efficienza; ciclo di vita più lungo; elevata potenza specifica.	Costi di produzione elevati; necessità di un circuito di ricarica speciale; sensibile alle alte temperature; rischio di scoppio; la scarica completa danneggia la batteria.
Al nichel-cadmio	Lunga durata di conservazione anche in stato carico; buone prestazioni a bassa temperatura; economica; ricarica ultraveloce con stress minimo.	Energia specifica relativamente bassa; elevato tasso di autoscarica; tossicità del cadmio e impossibilità di smaltimento in discarica.
Al sodio-zolfo	Elevata potenza e densità energetica; alta efficienza; elevato ciclo di vita; costo basso; insensibilità alle condizioni ambientali.	Costi di produzione elevati; problemi di sicurezza; requisiti di funzionamento e manutenzione rigorosi; utilizzo esclusivamente a temperature superiori ai 300°C.
Redox a flusso di vanadio	Alta potenza; ciclo di vita lungo; carica e scarica rapida; tempi di risposta rapidi.	Elevati costi di produzione; ampia area; bassa densità energetica.
A flusso di bromuro di polisolfuro	Nessuna autoscarica; tempo di risposta rapido; elevata efficienza energetica; carica rapida; densità di potenza adeguata per la maggior parte delle applicazioni.	Tossicità del gas di bromuro; elevati costi di preparazione.
A flusso zinco-bromo	Elevata energia specifica; buona efficienza energetica; carica rapida; densità di potenza adeguata per la maggior parte delle applicazioni; basso impatto ambientale.	Tasso di autoscarica elevato; necessità di sistemi ausiliari per la circolazione e il controllo della temperatura; problemi di sicurezza.

3. Modellazione energetica dell'edificio

L'edificio preso in analisi è un immobile storico situato nel centro di Torino, attualmente in fase di riqualificazione il quale, dopo l'intervento di recupero, sarà destinato a uso terziario, ospitando degli uffici, uno showroom, una palestra e delle serre progettuali.

Per determinare il fabbisogno termico è stato consultato l'allegato A della norma UNI EN 1283, dal quale è emerso che il comune di Torino, trovandosi a 239 metri sul livello del mare, rientra nella zona climatica E con un valore di 2617 Gradi Giorno e una stagione di riscaldamento che va dal 15 ottobre al 15 aprile.

L'edificio si compone di due palazzine, denominate S e T, collegate da un corridoio centrale a tutta altezza non climatizzato che consente l'accesso interno a entrambe le strutture, come in *Figura 3*.

La palazzina S si sviluppa su quattro piani – piano terra, primo, secondo e terzo – oltre a due locali non climatizzati situati al piano interrato. La palazzina T si articola invece su tre livelli – piano terra, primo e secondo. Entrambe, così come il corridoio centrale, presentano una copertura inclinata a due falde. La falda del tetto vetrata, orientata a nord, e la parete vetrata di ingresso, esposta a nord-ovest, ambedue del corridoio centrale, sono rilevanti dal punto di vista dell'apporto solare.

Da una prospettiva tecnica degli impianti, i terminali sono costituiti da *fan coil* a quattro tubi – ad eccezione dei bagni e degli spogliatoi che presentano la classica soluzione a radiatore. Tutte le zone termiche con occupazione non transitoria sono dotate anche di un impianto ad aria primaria.

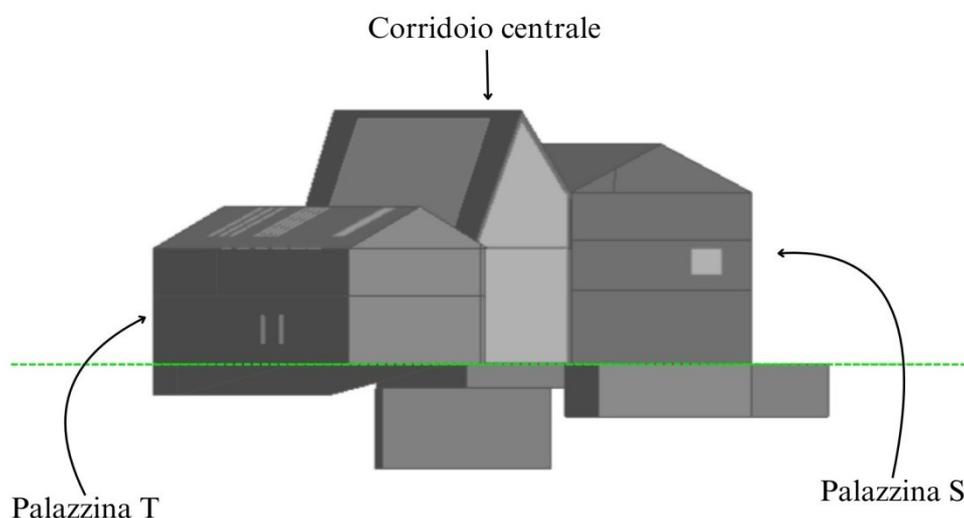


Figura 3: *Suddivisione edificio.*

Nei paragrafi successivi sarà effettuata dapprima la modellazione energetica dell'edificio con *Design Builder* e, in seguito, la simulazione delle UTA (Unità Trattamento Aria) e la selezione delle macchine per la generazione.

3.1 MODELLAZIONE DINAMICA

La maggior parte dei sistemi energetici presenti negli edifici, complessi e non lineari, vengono significativamente influenzati dai fattori climatici, dalle strategie di gestione e dalle abitudini degli occupanti. [26] La modellazione energetica dinamica, in base a tali elementi, permette di riprodurre l'evoluzione del comportamento termico di un edificio nel tempo e di valutarne il conseguente fabbisogno energetico. Si tratta di un calcolo dinamico in quanto l'intervallo di tempo preso in considerazione è ridotto, tipicamente orario o sub-orario, consentendo così di ottenere previsioni maggiormente accurate.

Relativamente all'edificio in questione, è impiegata al fine di individuare i carichi termici, frigoriferi ed elettrici utili a dimensionare delle soluzioni di accumulo termico ed elettrochimico e a valutarne la convenienza energetica.

Esistono *software* appositamente dedicati alla conduzione di analisi dinamiche. Tra questi, *EnergyPlus*, attraverso modelli dettagliati di ambienti interni e schemi semplificati di impianti, permette di stimare il consumo energetico su base annuale, simulando le prestazioni dinamiche dell'edificio nel lungo termine. Questo consente una modellazione in simultanea del comportamento dell'involucro, del sistema e degli impianti dell'edificio, determinando il carico effettivo richiesto per un comfort ottimale degli ambienti. [27] Il limite rappresentato dall'assenza di un'interfaccia grafica è compensato dall'esistenza di diverse soluzioni altrettanto intuitive che semplificano l'inserimento dei dati di input, successivamente elaborati dal *software*.

Design Builder rientra in questa categoria essendo, allo stesso tempo, semplice da utilizzare e versatile nella configurazione delle opzioni di progettazione. Esso adotta una struttura gerarchica in cui i dati inseriti vengono ereditati dai livelli superiori. Il modello dell'edificio può essere costruito tramite la creazione di blocchi, i quali possono essere, a loro volta, suddivisi in zone, ciascuna delimitata dalle superfici che ne definiscono i confini, come mostrato in *Figura 4*.

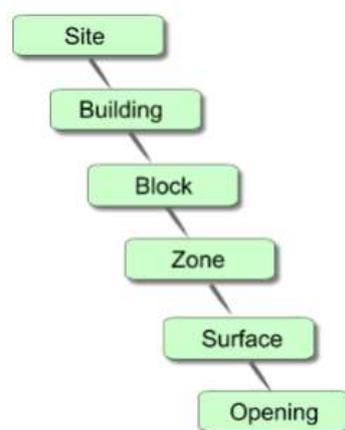


Figura 4: Flusso di lavoro di *Design Builder*. [28]

3.1.1 Modellazione geometrica

Dopo aver creato il modello tridimensionale dell'edificio, se ne definisce la localizzazione attraverso la selezione del *template* relativo alla località corrispondente. Questa scelta comporta l'inserimento automatico da parte del *software* dei dati riguardanti le coordinate geografiche, i dati climatici e alcuni dettagli geomorfologici specifici del luogo. Per l'edificio in questione si è optato per il *template* di Torino/Caselle con una latitudine di $45,22^\circ$, una longitudine di $7,65^\circ$, un'esposizione al vento normale e una sua velocità di $8,5 \text{ m/s}$ e una temperatura media mensile del terreno di 18°C .

Sono state di seguito impostate le caratteristiche geometriche dell'edificio. Per la creazione del modello – riportato in *Figura 5* e *Figura 6* –, le pareti esterne sono state tracciate a partire dal bordo esterno dell'edificio. Le partizioni interne sono state definite dividendo lo spessore del muro tra due ambienti contigui in parti uguali, seguendo l'asse di mezzeria. Con riferimento alla modellazione dei solai interpiano, il criterio adottato è stato quello di impostarli come soffitto del livello inferiore – ad esempio, il solaio tra piano terra e primo piano è stato considerato come soffitto del piano terra.

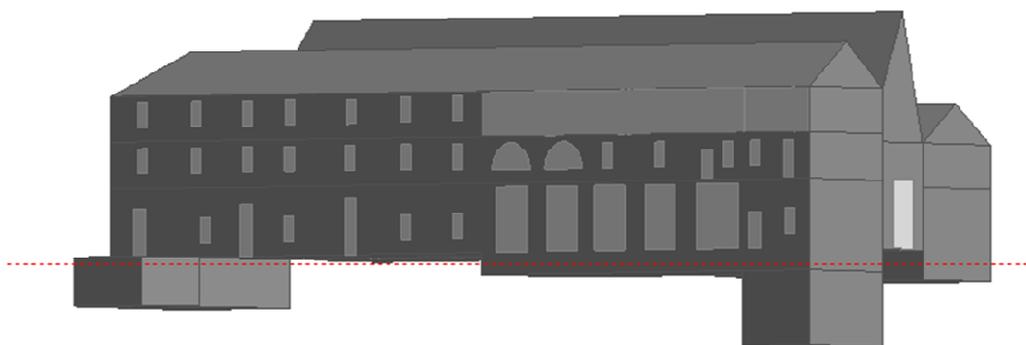


Figura 5: *Prospetto Sud dell'edificio.*

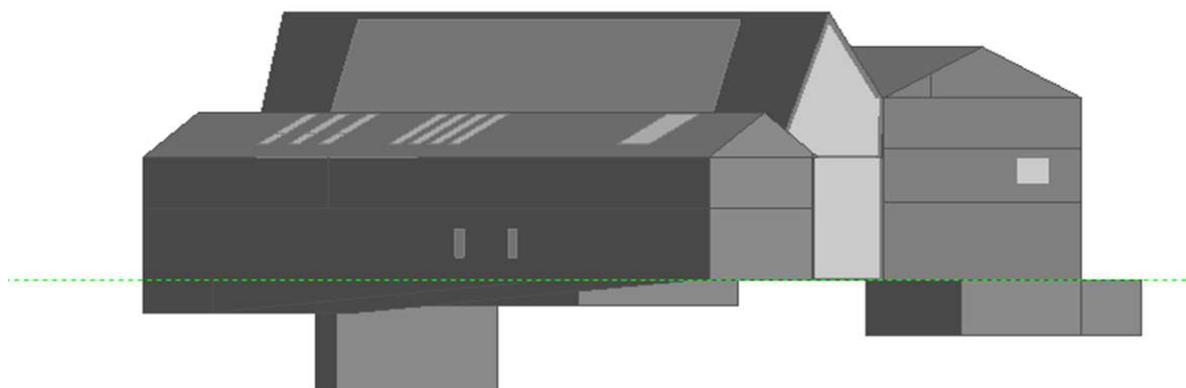


Figura 6: *Prospetto Nord dell'edificio.*

Per considerare l'effetto degli ombreggiamenti, gli edifici limitrofi o parti di essi – le cui dimensioni e distanze sono state individuate con l'ausilio di *Google Earth* – sono stati modellati in *Design Builder* come blocchi componenti – *Figura 7*.

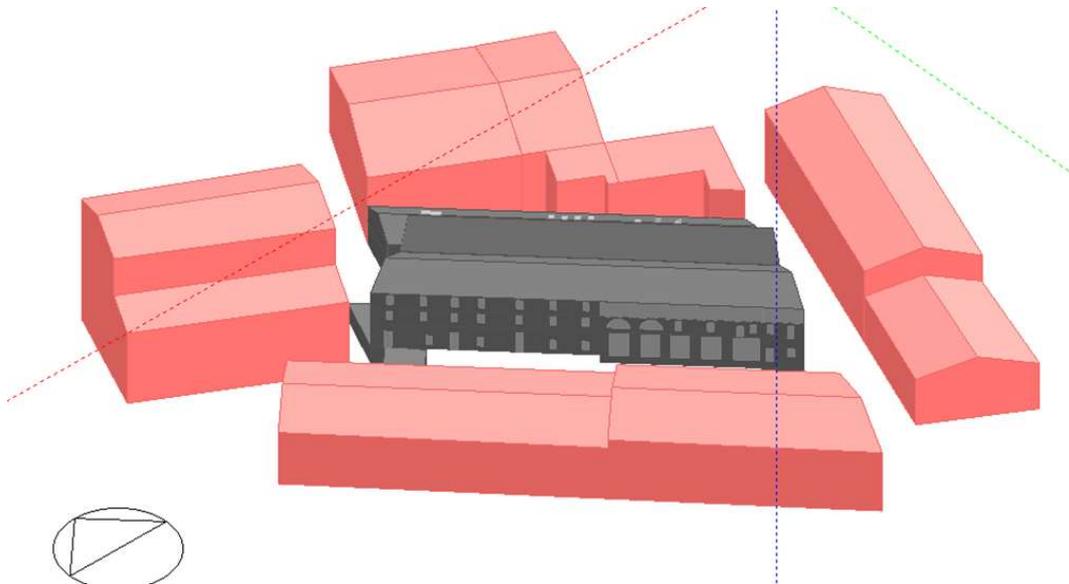


Figura 7: Edificio e palazzi limitrofi.

3.1.2 Zonizzazione termica

Una zona termica è una porzione dell'edificio composta da più ambienti con caratteristiche termiche uniformi. Per il seguente edificio, la zonizzazione termica è stata effettuata accorpare gli ambienti termicamente omogenei, con le medesime condizioni di:

- finalità d'uso;
- esposizione solare e orientamento;
- profilo di occupazione;
- sistemi impiantistici;
- orari di utilizzo.

Sulla base di ciò, risultano nove categorie principali di zone termiche, associate al rispettivo codice e riportate nella *Tabella 3*.

Tabella 3: Zone termiche e rispettivo codice identificativo.

Zona termica	Codice identificativo
Vani scale/ascensore	las
Spazio di ricezione (reception/info point)	ric
Corridoio	cor
Showroom	show
Serra progettuale	se
Wc/spogliatoi	wc
Uffici	uff
Locale tecnico	loct
Palestra	pal

La *Tabella 4* contiene, per ciascun fabbricato e relativo piano, i codici delle zone termiche individuate, l'area, la tipologia impiantistica e le temperature di *set-point* invernale ed estiva. Dal momento che il progetto non prevede il controllo dell'umidità relativa interna degli ambienti, tutti i locali non climatizzati sono stati esclusi dall'analisi e, di conseguenza, non sono presenti in tabella.

Tabella 4: Suddivisione in zone termiche secondo fabbricato, piano, tipologia impiantistica e temperatura di set-point.

Fabbricato	Piano	Codice zona termica	Area [m ²]	Tipologia impiantistica	Temperatura di set-point invernale [°C]	Temperatura di set-point estiva [°C]
S	piano terra	UMI10_S_PT_las1	42,0	radiatore	20	-
		UMI10_S_PT_las2	30,4	fan coil	20	25
		UMI10_S_PT_ric1	186,2	fan coil + aria primaria	20	25
		UMI10_S_PT_ric2	84,0	fan coil + aria primaria	20	25
		UMI10_S_PT_cor1	31,6	fan coil	20	25
		UMI10_S_PT_wc1	26,3	radiatore + recuperatore di calore	20	-
		UMI10_S_PT_show1	311,4	fan coil + aria primaria	20	25
	piano primo	UMI10_S_P1_uff1	104,4	fan coil + aria primaria	20	25

T		UMI10_S_P1_uff2	74,4	fan coil + aria primaria	20	25
		UMI10_S_P1_las1	69,4	fan coil + aria primaria	20	25
		UMI10_S_P1_las2	35,9	fan coil	20	25
		UMI10_S_P1_wc1	58,0	radiatore + recuperatore di calore	20	-
	piano secondo	UMI10_S_P2_uff1	248,2	fan coil + aria primaria	20	25
		UMI10_S_P2_wc1	58,1	radiatore + recuperatore di calore	20	-
		UMI10_S_P2_cor1	13,0	fan coil	20	25
		UMI10_S_P2_se1	311,3	fan coil + aria primaria	20	25
	piano terra	UMI10_T_PT_wc1	24,9	radiatore + recuperatore di calore	20	-
		UMI10_T_PT_las1	46,5	radiatore	20	-
		UMI10_T_PT_loct1	55,8	fan coil	20	25
		UMI10_T_PT_se1	253,6	fan coil + aria primaria	20	25
UMI10_T_PT_se2		134,5	fan coil + aria primaria	20	25	
piano primo		UMI10_T_P1_wc1	91,9	radiatori + aria primaria	20	-
		UMI10_T_P1_wc2	12,4	radiatori + estrazione aria	20	-
		UMI10_T_P1_wc3	36,0	radiatori + recuperatore di calore	20	-
		UMI10_T_P1_pal1	253,6	fan coil + aria primaria	20	25
piano secondo		UMI10_T_P2_loct1	12,6	fan coil	20	25
	UMI10_T_P2_cor1	54,0	fan coil	20	25	

Un esempio di visualizzazione della zonizzazione termica di un piano è riportato in *Figura 8*.

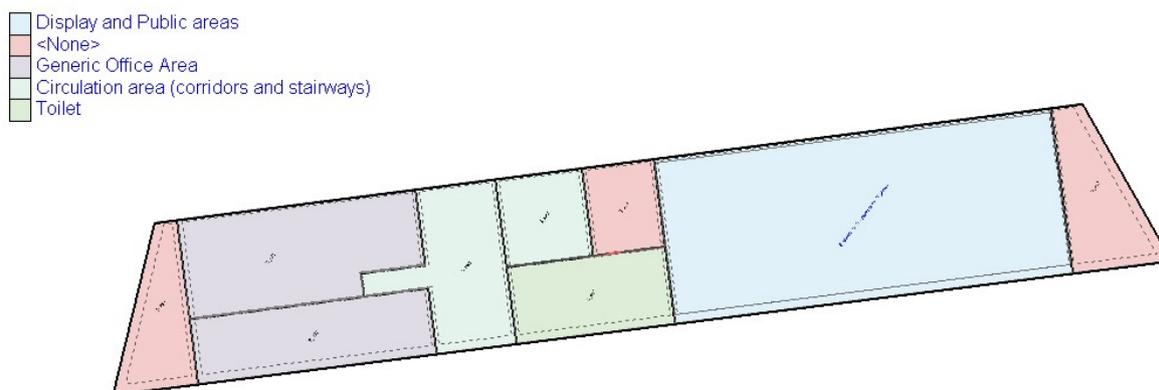


Figura 8: Esempio di zonizzazione termica – Piano primo, Palazzina S.

3.1.3 Stratigrafie delle superfici opache e trasparenti

L'appendice A del D.M. del 26/06/2015 stabilisce i valori di trasmittanza termica (U) che si ha l'obbligo di garantire – sulla base della zona climatica di riferimento, in questo caso la zona E – per le strutture opache verticali, le strutture orizzontali o inclinate di copertura, le strutture orizzontali di pavimento e i componenti finestrati. Di tali valori, riportati in *Tabella 5* e *Tabella 6*, sono stati presi in considerazione quelli della seconda colonna, relativi alle modifiche apportate nel biennio 2019/2021.

Tabella 5: Valori di trasmittanza termica (U) presi dall'Appendice A del D.M. 26/06/2015. A sinistra: trasmittanza termica delle strutture opache verticali, verso l'esterno, gli ambienti non climatizzati o contro terra; a destra: trasmittanza termica delle strutture opache orizzontali o inclinate di copertura, verso l'esterno e gli ambienti non climatizzati.

Zona climatica	U (W/m ² K)	
	2015 (1)	2019/2021 (2)
A e B	0,45	0,43
C	0,38	0,34
D	0,34	0,29
E	0,30	0,26
F	0,28	0,24

Zona climatica	U (W/m ² K)	
	2015 (1)	2019/2021 (2)
A e B	0,38	0,35
C	0,36	0,33
D	0,30	0,26
E	0,25	0,22
F	0,23	0,20

Tabella 6: Valori di trasmittanza termica (U) presi dall'Appendice A del D.M. 26/06/2015. A sinistra: trasmittanza termica delle strutture opache orizzontali di pavimento, verso l'esterno, gli ambienti non climatizzati o contro terra; a destra: trasmittanza termica delle chiusure tecniche trasparenti e opache e dei cassonetti, comprensivi degli infissi, verso l'esterno e gli ambienti non climatizzati.

Zona climatica	U (W/m ² K)		Zona climatica	U (W/m ² K)	
	2015 (1)	2019/2021 (2)		2015 (1)	2019/2021 (2)
A e B	0,46	0,44	A e B	3,20	3,00
C	0,40	0,38	C	2,40	2,20
D	0,32	0,29	D	2,00	1,80
E	0,30	0,26	E	1,80	1,40
F	0,28	0,24	F	1,50	1,10

Si è proseguito con l'assegnazione, attraverso la scheda "Costruzione", delle stratigrafie corrispondenti ad ogni superficie – riportate nelle *Tablelle* Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10, Tabella 11, Tabella 12, Tabella 13, Tabella 14 – di cui l'illustrazione visiva dei vari strati si può osservare nelle *Figure* Figura 9, Figura 10, Figura 11, Figura 12, Figura 13, Figura 14, Figura 15.

Le stratigrafie sono state inserite di modo che il *software* tenesse in considerazione gli spessori reali dei diversi elementi costruttivi per il calcolo dei volumi di ciascun ambiente. Tuttavia, per ricavare i carichi termici e frigoriferi dell'edificio, risultano rilevanti i valori di trasmittanza delle sole superfici dei locali confinanti con degli ambienti non climatizzati oppure rivolte verso l'esterno, per le quali è mandatorio il soddisfacimento dei requisiti normativi sopracitati.

A seguire sono presentate le stratigrafie esemplificative per ogni tipologia di superficie opaca. Nello specifico, le partizioni interne e i solai interpiano presentano la medesima stratigrafia – gli stessi materiali nello stesso ordine –; l'unico elemento a variare è lo spessore degli strati per rispettare quello totale dell'elemento costruttivo – ricavato dagli schemi altimetrici progettuali – ma anche per ottemperare ai precetti stabiliti dal decreto ministeriale.

Per una comprensione più chiara delle tabelle che seguono, in *Tabella 7* sono riportate la simbologia e le unità di misura dei parametri geometrici e termici dei singoli materiali che compongono le stratigrafie.

Tabella 7: Leggenda simboli proprietà termiche e geometriche dei materiali.

Simbolo	Descrizione	Unità di misura
U	Trasmittanza termica	W/(m ² K)
s	Spessore dello strato	mm
Cond.	Conduttività termica, comprensiva di eventuali coefficienti correttivi	W/(mK)
R	Resistenza termica	m ² K/W
M.V.	Massa volumica	kg/m ³
C.T.	Capacità termica specifica	kJ/(kgK)
R.V.	Fattore di resistenza alla diffusione del vapore in capo asciutto	-



Figura 9: Stratigrafia parete esterna da 65 cm.

Tabella 8: Valori dei parametri geometrici e termici della parete esterna da 65 cm.

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,130	-	-	-
1	Intonaco di calce e sabbia	25,00	0,800	0,031	1600	1,00	10
2	Muratura in laterizio pareti esterne (um. 1,5%)	600,00	0,810	0,741	1800	1,00	7
3	Intonaco di calce e sabbia	25,00	0,800	0,031	1600	1,00	10
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,040	-	-	-



Figura 10: Stratigrafia parete esterna da 45 cm.

Tabella 9: Valori dei parametri geometrici e termici della parete esterna da 45 cm.

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,170	-	-	-
1	Piastrelle in ceramica (piastrelle)	20,00	1,300	0,015	2300	0,84	9999999
2	C.l.s in genere	100,00	0,240	0,417	600	1,00	96
3	Tubo del pannello - Pannello isolante preformato R979Y033 T50-h32	0,00	-	-	-	-	-
4	Pannello isolante preformato R979Y033 T50-h32	10,00	0,0350	0,286	30	1,25	70
5	X-FOAM HBT sp. 60 mm - Pannello isolante in polistirene estruso (XPS) di colore indaco. Resistenza a compressione ≥ 300 kPa. Dimensioni 600x1250 mm	60,00	0,0350	0,286	30	1,25	70
6	Soletta in c.l.s armato (interno)	200,00	2,150	0,093	2400	0,88	100
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,040	-	-	-



Figura 11: Stratigrafia pavimento contro terra.

Tabella 10: Valori dei parametri geometrici e termici del pavimento contro terra.

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,170	-	-	-
1	Piastrelle in ceramica (piastrelle)	20,00	1,300	0,015	2300	0,84	9999999
2	C.l.s in genere	100,00	0,240	0,417	600	1,00	96
3	Tubo del pannello - Pannello isolante preformato R979Y033 T50-h32	0,00	-	-	-	-	-
4	Pannello isolante preformato R979Y033 T50-h32	10,00	0,0350	0,286	30	1,25	70
5	X-FOAM HBT sp. 60 mm - Pannello isolante in polistirene estruso (XPS) di colore indaco. Resistenza a compressione ≥ 300 kPa. Dimensioni 600x1250 mm	60,00	0,0350	0,286	30	1,25	70
6	Soletta in c.l.s armato (interno)	200,00	2,150	0,093	2400	0,88	100
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,040	-	-	-

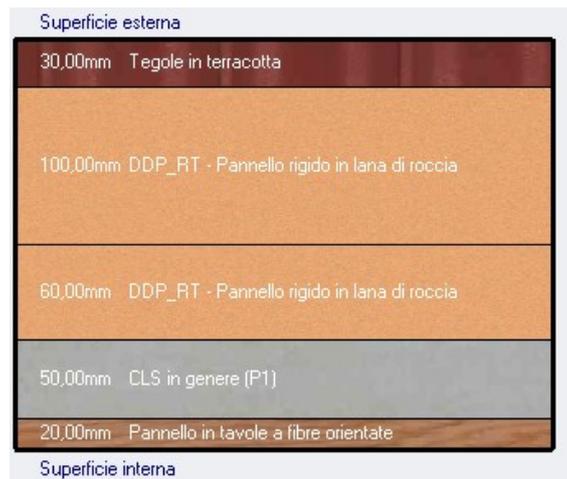


Figura 12: Stratigrafia tetto in legno.

Tabella 11: Valori dei parametri geometrici e termici del tetto in legno.

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,04	-	-	-
1	Tegole in terracotta	30,00	1,00	0,030	2000	0,8	40
2	DDP-RT - Pannello rigido in lana di roccia	100,00	0,0380	2,632	130	1,03	1
3	DDP-RT - Pannello rigido in lana di roccia	60,00	0,0380	1,579	130	1,03	1
4	C.l.s. in genere	50,00	0,240	0,208	600	1,00	96
5	Pannello in tavole a fibre orientate	20,00	0,130	0,154	650	1,7	50
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,1	-	-	-



Figura 13: Stratigrafia solaio interpiano piano terra – piano primo (Palazzina T).

Tabella 12: Valori dei parametri geometrici e termici solaio interpiano piano terra – piano primo (Palazzina T).

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,10	-	-	-
1	Porcellana (piastrelle)	20,00	1,00	0,020	2300	0,841	2000000
2	Intonaco di cemento e sabbia	30,00	1,00	0,08	1800	1,00	6
3	POLIISO PLUS sp. 80 mm - Pannello isolante costituito da schiuma polyiso (PIR) rigida, espansa fra due supporti di carta metallizzata multistrato. Resistenza a compressione ≥ 150 kPa. I pannelli hanno dimensioni 600x1200 mm con finitura a bordi dritti	90,00	0,022	3,64	35	1,506	125
4	Solaio in laterocemento	230,00	0,743	0,35	1146	1,00	15
5	Intonaco di calce e sabbia	20,00	0,700	0,03	1400	1,0	15
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,1	-	-	-

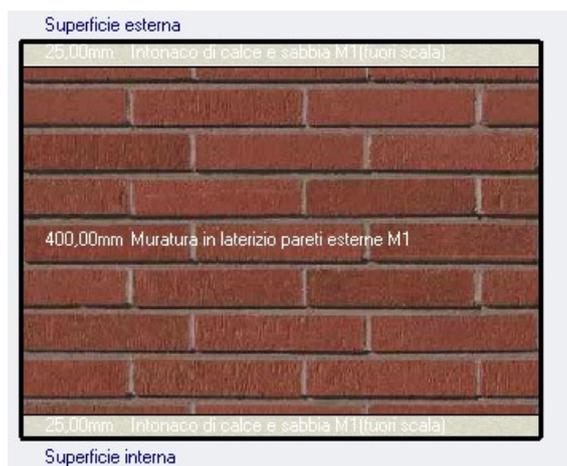


Figura 14: Stratigrafia partizione interna da 45 cm (no isolante).

Tabella 13: Valori dei parametri geometrici e termici della partizione interna da 45 cm (no isolante).

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,13	-	-	-
1	Intonaco di calce e sabbia	25,00	0,800	0,031	1600	1,00	10
2	Muratura in laterizio pareti esterne (um. 1,5%)	400,00	0,810	0,741	1800	1,00	7
3	Intonaco di calce e sabbia	25,00	0,800	0,031	1600	1,00	10
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,04	-	-	-



Figura 15: Stratigrafia partizione interna da 15 cm.

Tabella 14: Valori dei parametri geometrici e termici della partizione interna da 15 cm.

N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,13	-	-	-
1	Lastra in cartongesso	10,00	0,210	-	900	1,00	20
2	Lana di roccia	130,00	0,035	-	50	0,840	5
3	Lastra in cartongesso	10,00	0,210	-	900	1,00	20
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,04	-	-	-

In *Tabella 15* sono riassunti i valori di trasmittanza termica risultanti per tutte le stratigrafie utilizzate per i componenti opachi.

Tabella 15: Tabella riassuntiva trasmittanze termiche delle stratigrafie di superfici opache utilizzate.

Descrizione elemento	U [W/(m ² K)]
Muratura esterna da 65 cm	1,027
Muratura esterna nuova da 45 cm	0,219
Pavimento a terra	0,352
Tetto in legno	0,211
Solaio interpiano (piano terra - primo piano palazzina T)	0,211
Solaio interpiano (piano primo - piano secondo palazzina T)	0,188
Solaio interpiano (piano terra - piano primo palazzina S)	0,183
Solaio interpiano (piano primo - piano secondo palazzina S)	0,179
Solaio interpiano (piano secondo- piano terzo palazzina S)	0,204
Partizione interna da 30cm (no isolante)	1,848
Partizione interna da 70 cm (no isolante)	0,966
Partizione interna da 45 cm (no isolante)	1,377
Partizione interna da 50 cm (no isolante)	1,269
Partizione interna da 60 cm (no isolante)	1,097
Partizione interna da 15 cm	0,251

Tra queste, la muratura esterna da 65 cm e tutte le partizioni interne prive di isolamento, non riqualificabili a causa del vincolo storico dell'edificio, non rispettano i requisiti normativi.

Per quanto riguarda le porte, la scelta è ricaduta su una generica porta in legno con trasmittanza pari a 1,112 W/m²K. Anche in questo caso la stratigrafia inserita è stata la medesima per tutte quelle presenti; tuttavia, questa acquisisce un valore effettivo solo se funge da separazione tra due ambienti di cui uno non climatizzato, oppure se rivolta verso l'esterno.

Al fine di modellare le dispersioni dovute alla bassa tenuta all'aria esterna dell'edificio, è stato impostato un valore costante di 0,1 vol/h per simulare le infiltrazioni conseguenti.

In *Figura 16* si fornisce un esempio di compilazione della scheda "Costruzione" per una zona termica, nello specifico Ufficio 1 al primo piano della palazzina S.

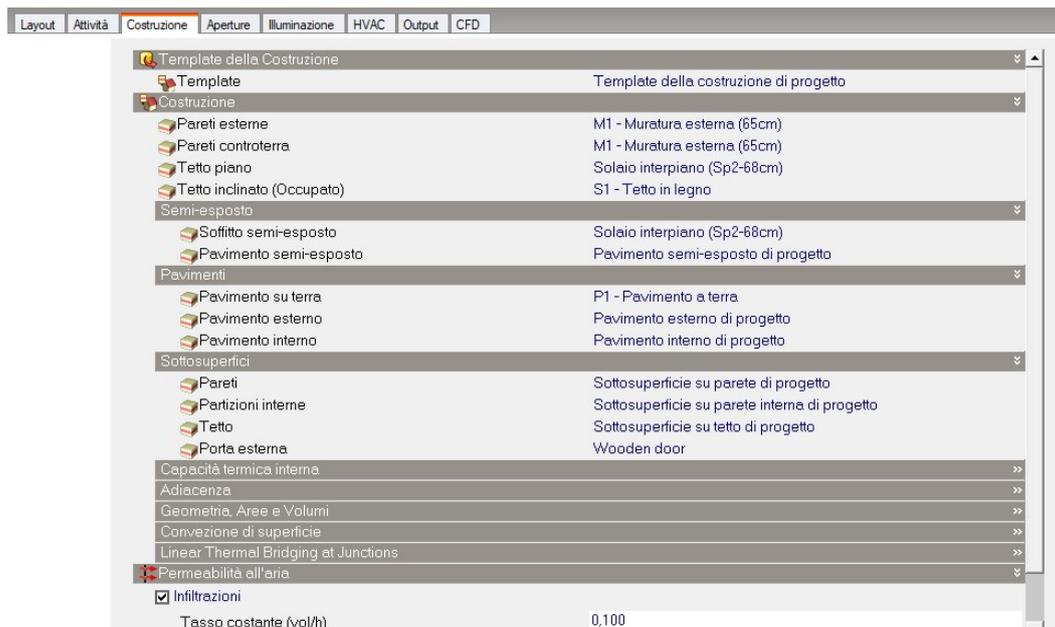


Figura 16: Esempio di compilazione della scheda *Costruzione* per una zona termica.

Attraverso la scheda “*Aperture*” sono state aggiunte le diverse finestre. Avendo a disposizione unicamente il valore della trasmittanza termica complessiva – e non quella dei singoli vetro e telaio – sono state create due tipologie di vetro con trasmittanza equivalente pari a quella complessiva. Queste sono state poi assegnate a tutte le finestre presenti da progetto, in base alle geometrie reali. Le proprietà dei vetri utilizzati sono riportate in *Tabella 16*.

Tabella 16: Proprietà dei vetri.

	Vetro W4	Vetro W6
Fattore solare (FS)	0,5	0,35
Trasmissione luminosa (TL)	0,738	0,738
Trasmittanza termica (W/m ² K)	1,3	1,2

In *Figura 17* viene presentata una dimostrazione di come è stata la scheda “*Aperture*” per una finestra.

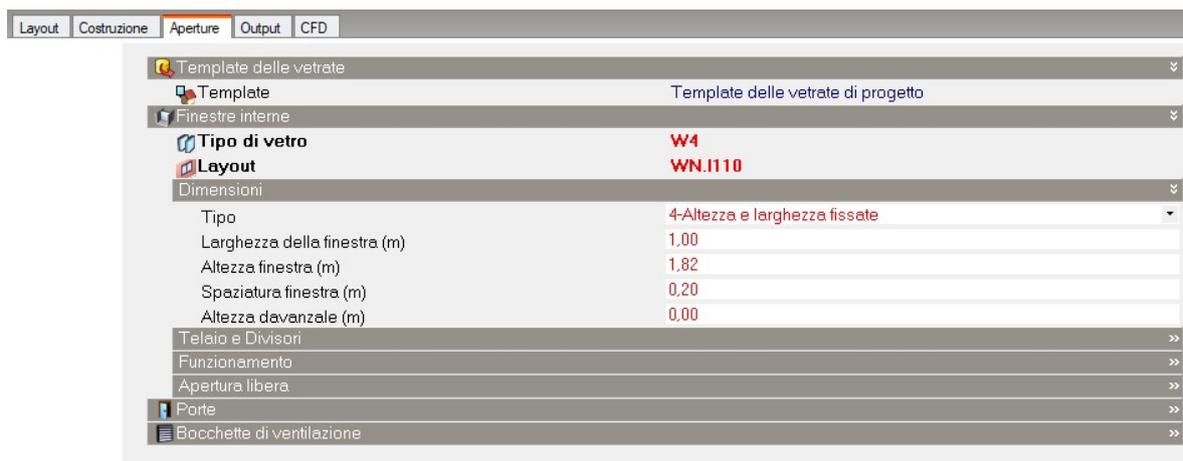


Figura 17: Esempio di compilazione della scheda "Aperture" per una finestra.

Dalla scheda "Attività" sono stati inseriti i *template* delle diverse zone consentendo al *software* di compilare automaticamente la densità di occupazione – espressa in persone/m² e riportata in *Tabella 17* – e il tasso metabolico degli occupanti in base al tipo di attività svolta in ciascun ambiente.

La densità di occupazione dei vani scala/ascensore, dei bagni, dei corridoi e dei locali tecnici è stata posta pari a 0 persone/m² in quanto si tratta di locali con occupazione transitoria.

Tabella 17: Densità di occupazione.

Destinazione d'uso	Densità di occupazione [persone/m ²]
Ufficio	0,111
Serra progettuale/Showroom	0,1497
Reception/Info-point	0,1085
Palestra	0,1402

Per i locali non climatizzati, nella scheda "Attività", alla voce "Tipo di zona", è stata selezionata l'opzione "Semi-esterno non climatizzato", in modo tale che il *software* li escludesse dal calcolo dei fabbisogni termici dell'edificio, ma identificasse automaticamente le zone adiacenti ad essi come confinanti con un locale non climatizzato.

La temperatura di attenuazione notturna è stata posta pari a quella dei *set-point* di riscaldamento e raffrescamento – rispettivamente 20°C e 25°C –, nonostante per la *schedule* di funzionamento impostata l'impianto di climatizzazione sia considerato acceso al 100% durante gli orari di attività dell'edificio e spento la notte. Di conseguenza, qualunque valore della temperatura di attenuazione notturna impostato non viene tenuto in considerazione dal *software*.

La *schedule* di occupazione è la seguente:

- uffici: aperti dal lunedì al venerdì dalle 9:00 alle 18:00; chiusi nel weekend e nei festivi;
- reception/info-point: aperti dalle 9:00 alle 20:00 tutti i giorni compresi i festivi;
- showroom/serre progettuali: aperti dalle 9:00 alle 20:00 tutti i giorni compresi i festivi;
- palestra: aperta dalle 9:00 alle 21:00 tutti i giorni esclusi i festivi.

In *Figura 18* è riportato l'andamento orario del giorno tipico di attività corrispondente ad ogni destinazione d'uso sopracitata.

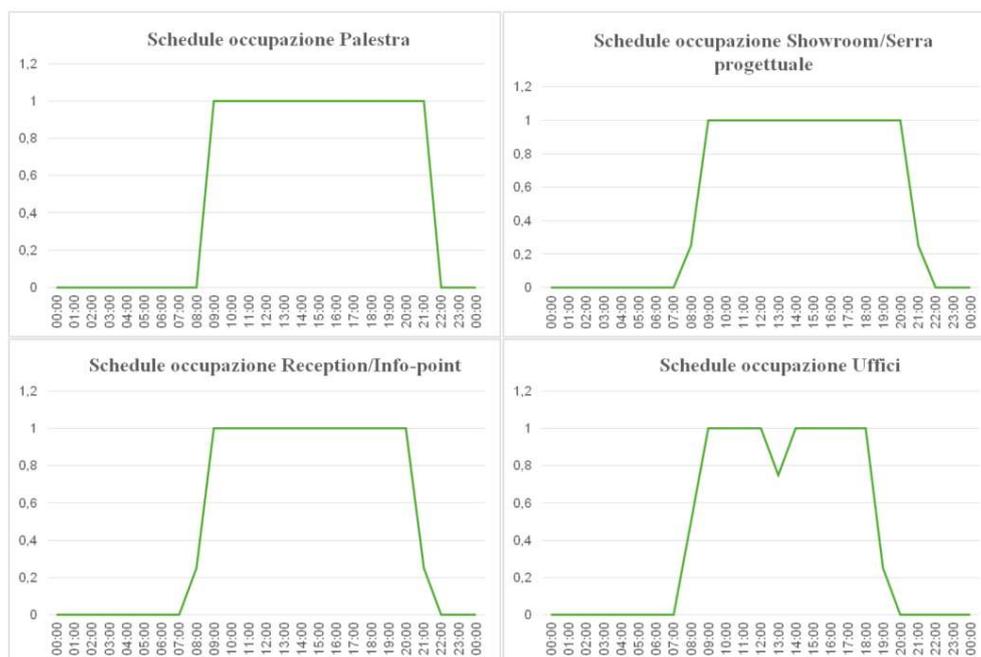


Figura 18: *Andamento schedule occupazione.*

In *Figura 19* si vede, per la scheda “Attività”, un esempio di compilazione sul software.

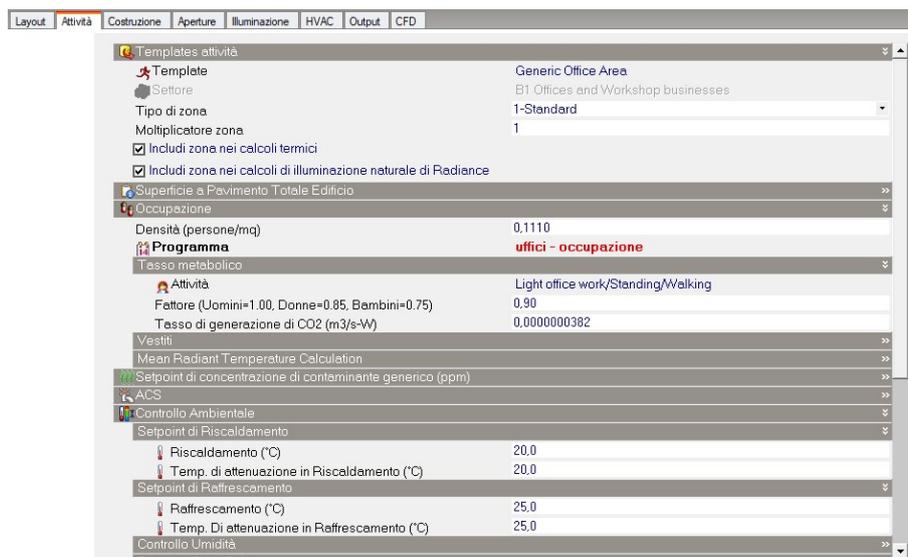


Figura 19: Esempio di compilazione scheda “Attività” per un ufficio al primo piano della palazzina S – parte di occupazione, tasso metabolico e set-point.

La compilazione della scheda “Attività” prevede una sezione dedicata ai carichi elettrici dei dispositivi presenti nelle diverse zone termiche. Una volta selezionato il *template* della destinazione d’uso, il *software* imposta in automatico il valore di densità di potenza tipicamente associato ad essa – in base alle normative vigenti – come elencate in *Tabella 18*.

Per quanto riguarda il valore della frazione radiante associato ai dispositivi elettrici è stato posto pari a 0,2 in tutti i casi.

Tabella 18: Densità di potenza dispositivi elettronici.

Destinazione d’uso	Densità di potenza [W/m ²]
Ufficio	7,5
Serra progettuale/Showroom	3,5
Reception/Info-point	5,6
Palestra	7,2

In *Figura 20* si mostra l’evoluzione oraria del funzionamento delle apparecchiature elettroniche per ogni tipologia di destinazione d’uso in cui ne è previsto l’utilizzo.

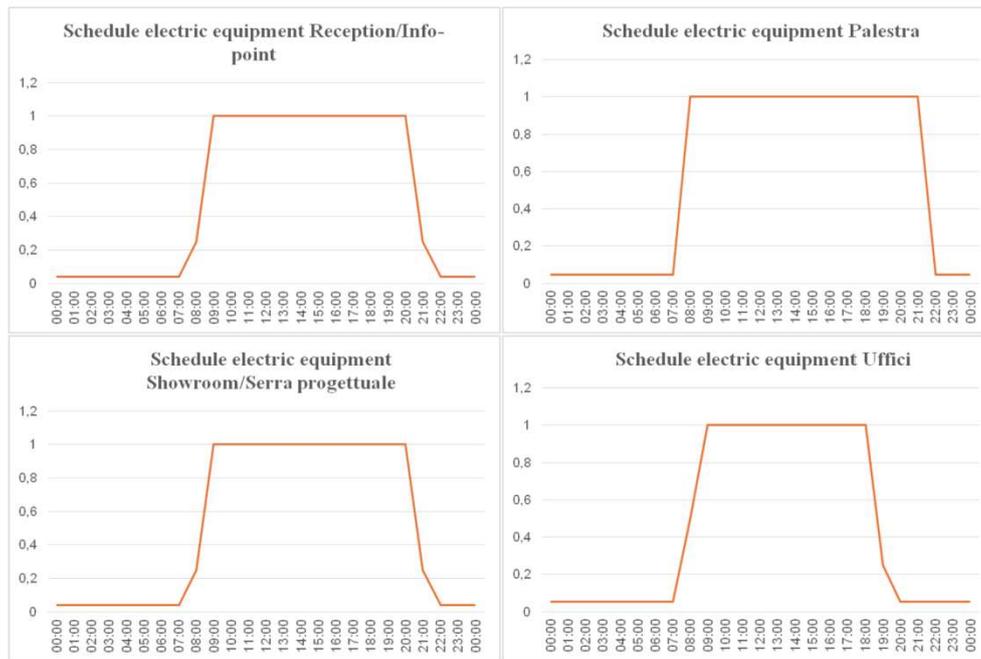


Figura 20: Schedule dispositivi elettrici.

In Figura 21 si illustra, sempre per la scheda “Attività” ma nella voce “dispositivi d’ufficio”, un esempio di compilazione su *Design Builder*.



Figura 21: Esempio di compilazione scheda "attività" per un ufficio al piano primo della palazzina S - parte dei "dispositivi d'ufficio".

Il passaggio successivo è stato la compilazione della scheda “Illuminazione” in cui, per le varie destinazioni d’uso, si è specificato il valore della densità di potenza d’illuminazione – riportato in *Tabella 19*.

Tabella 19: *Densità di potenza dell'illuminazione.*

Destinazione d'uso	Densità di potenza dell'illuminazione [W/m²]
Ufficio	7,00
Serra progettuale/Showroom	11,30
Reception/Info-point	10,00
Palestra	7,80
Wc	4,00
Corridoio	7,10

Le scale e i locali tecnici presentano una densità di potenza dell'illuminamento pari a 0 W/m² non essendo frequentati continuamente.

Tutti i valori in *Tabella 19* hanno:

- frazione radiante pari a 0,72;
- frazione visibile pari a 0,18;
- frazione convettiva pari a 0,1.

In *Figura 22* si può osservare il trend su base oraria dell'accensione/spengimento dell'illuminazione dei diversi locali.



Figura 22: *Schedule illuminazione.*

In Figura 23 si riporta un esempio di inserimento dati per la scheda “Illuminazione”.



Figura 23: *Esempio compilazione scheda "illuminazione" per reception piano terra palazzina S.*

In ultimo, nella scheda “HVAC”, poiché la simulazione delle UTA con i rispettivi carichi termici e frigoriferi è stata svolta esternamente al software, è stata deselezionata la spunta alla voce “ventilazione meccanica” per tutte le zone termiche servite da un impianto ad aria primaria ad eccezione dei bagni in cui è presente un recuperatore di calore con un’efficienza del 73%.

Sono state invece abilitate le spunte alle voci “heating” e “cooling” a seconda della tipologia di terminali di impianto presenti negli ambienti – fan coil o radiatori.

La *schedule* di funzionamento del riscaldamento e, dove presente, del raffrescamento, è definita in base al profilo teorico di occupazione. L’impianto si attiva al 100% all’orario previsto per l’ingresso del primo occupante e si disattiva all’orario corrispondente all’uscita dell’ultimo, indipendentemente dalla presenza effettiva di persone. Inoltre, il funzionamento segue i giorni di attività dell’edificio, i quali possono includere solo i feriali o anche i weekend e i giorni festivi.

In *Figura 24* è mostrata la compilazione della scheda “HVAC” per un ambiente servito da UTA, invece in *Figura 25* quella per un bagno dotato di recuperatore di calore.

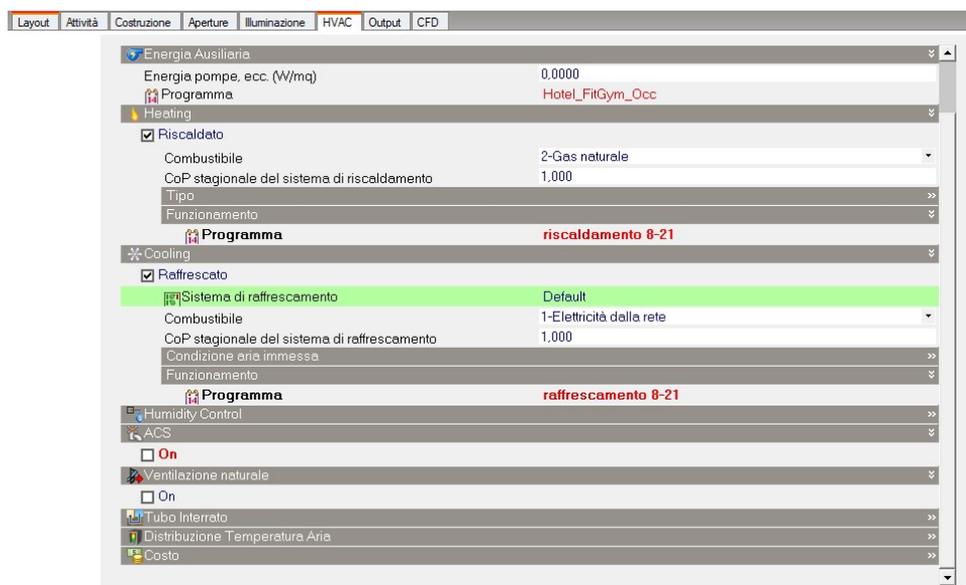


Figura 24: Compilazione scheda “HVAC” per la palestra al piano primo della Palazzina T.

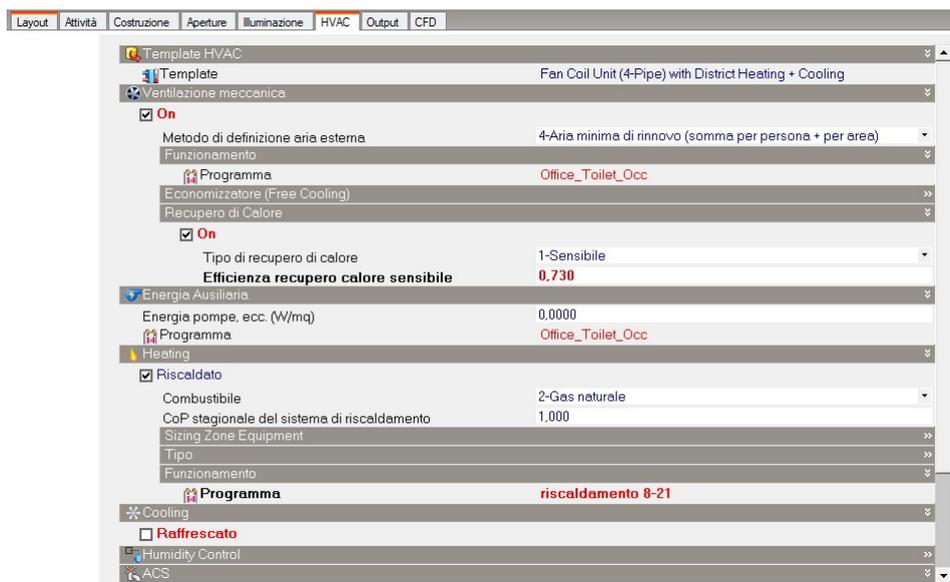


Figura 25: Compilazione scheda "HVAC" per un bagno al piano terra della palazzina T.

3.2 MODELLAZIONE DELLE UTA

Il calcolo dei carichi termici e frigoriferi delle UTA è stato eseguito sviluppando un algoritmo di simulazione oraria per i vari componenti in *Excel*. Sulla base degli schemi di distribuzione aeraulica progettuali, per ciascuna zona termica sono state individuate le portate dell'aria di mandata e di ripresa e la tipologia di UTA di riferimento, come illustrato nella *Tabella 20*.

Tabella 20: Tipologie di UTA per le zone termiche.

Fabbricato	Piano	Codice zona termica	Tipologia impiantistica	Portata aria mandata	Portata aria ripresa	Tipologia di UTA
				m ³ /h	m ³ /h	
S	piano terra	UMI10_S_PT_las1	radiatore			-
		UMI10_S_PT_las2	fan coil			-
		UMI10_S_PT_ric1	fan coil + aria primaria	1500	1500	UTA08 (blocco S)
		UMI10_S_PT_ric2	fan coil + aria primaria	500	500	UTA08 (blocco S)
		UMI10_S_PT_cor1	fan coil			-
		UMI10_S_PT_wc1	radiatore + recuperatore di calore	200	200	-
		UMI10_S_PT_show1	fan coil + aria primaria	2000	2000	UTA08 (blocco S)
	piano primo	UMI10_S_P1_uff1	fan coil + aria primaria	525	525	UTA05
		UMI10_S_P1_uff2	fan coil + aria primaria	525	525	UTA05

		UMI10_S_P1_las1	fan coil + aria primaria	350	350	UTA05
		UMI10_S_P1_las2	fan coil			-
		UMI10_S_P1_wc1	radiatore + recuperatore di calore	400	400	-
	piano secondo	UMI10_S_P2_uff1	fan coil + aria primaria	1400	1400	UTA5
		UMI10_S_P2_wc1	radiatore + recuperatore di calore	400	400	-
		UMI10_S_P2_cor1	fan coil			-
		UMI10_S_P2_se1	fan coil + aria primaria	2500	2500	UTA08 (blocco S)
	T	piano terra	UMI10_T_PT_wc1	radiatore + recuperatore di calore	250	250
UMI10_T_PT_las1			radiatore			-
UMI10_T_PT_loct1			fan coil			-
UMI10_T_PT_se1			fan coil + aria primaria	2000	2000	UTA08 (blocco T)
UMI10_T_PT_se2			fan coil + aria primaria	1200	1200	UTA04
piano primo		UMI10_T_P1_wc1	radiatori + aria primaria	700	700	UTA11
		UMI10_T_P1_wc2	radiatori + estrazione aria		250	-
		UMI10_T_P1_wc3	radiatori + recuperatore di calore	300	300	-
		UMI10_T_P1_pall	fan coil + aria primaria	1200	1200	UTA04
piano secondo		UMI10_T_P2_loct1	fan coil			-
		UMI10_T_P2_cor1	fan coil			-

Da un'osservazione degli schemi impiantistici di progetto è emerso che le UTA a servizio delle diverse zone sono di due tipologie: quelle che presentano anche la batteria di raffreddamento e deumidificazione e quelle che ne sono prive. Al contrario, entrambe non posseggono l'umidificatore adiabatico, non essendoci un controllo stretto dell'umidità relativa dei locali climatizzati, e non presentano la batteria di preriscaldamento. In *Figura 26* è riportato lo schema di un esempio di UTA con la batteria di raffreddamento e deumidificazione e in *Figura 27* una che ne è priva.

Tabella 21: Sintesi dati UTA.

Cod.UTA	Portata complessiva (m ³ /s)	Presenza batteria di preriscaldamento	Presenza batteria di raffreddamento e deumidificazione	Presenza batteria di post-riscaldamento
UTA08 (blocco S)	6500	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
UTA08 (blocco T)	2000	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
UTA05	2800	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
UTA04	2400	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
UTA11	700	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Per procedere con la simulazione delle UTA è stato necessario definire i valori da associare ai vari componenti di queste ultime – ventilatore di mandata, ventilatore di ripresa, recuperatore di calore a flussi incrociati, batteria di raffreddamento e deumidificazione (dove presente), batteria di post-riscaldamento.

I dati climatici generali, riferiti alla temperatura dell'aria interna, sono annotati in *Tabella 22*, con una distinzione tra caso invernale ed estivo.

Tabella 22: Condizioni ambientali per simulazioni UTA.

Altezza sul livello del mare [m]	239	
Pressione atmosferica [Pa]	98296	
Set- point	Inverno	Estate
Data inizio stagioni	15-ott	15-apr
Temperatura aria interna [°C]	20	25
Umidità relativa interna [%]	50	50
Pressione di saturazione vapore [Pa]	2341,7	3172,1
Umidità specifica interna [g/kg]	7,5	10,2

Quello riportato in *Tabella 23* è un esempio di compilazione del file relativo all'UTA08 blocco S, la più grande tra quelle simulate. In questo caso, i dati inseriti sono così definiti:

- la portata di progetto corrisponde alla somma delle portate delle zone termiche servite dalla stessa tipologia di UTA;
- i valori di prevalenza utile e totale sono stati determinati sulla base dell'esperienza e mantenuti costanti per tutte le UTA simulate;
- la potenza assorbita in condizioni nominali è stata calcolata moltiplicando la portata di progetto – espressa in m³/s – per la prevalenza statica totale – espressa in kPa –, il tutto diviso per l'efficienza del ventilatore;

- il valore della potenza totale di targa corrisponde al valore commerciale più vicino alla potenza assorbita in condizioni nominali;
- l'efficienza del ventilatore è stata fissata al 60% e mantenuta costante per tutte le tipologie di UTA;
- il coefficiente di potenza è stato ottenuto dividendo la prevalenza statica totale – espressa in kPa – per l'efficienza del ventilatore.

Il periodo di accensione e spegnimento dei ventilatori è stato programmato per seguire la *schedule* di funzionamento degli impianti inserita su *Design Builder*.

Tabella 23: Dati ventilatore di mandata e ripresa.

PORTATE	Mandata	Ripresa
Portata di progetto [m ³ /h]	6500	6500
PREVALENZA	Mandata	Ripresa
Prevalenza statica utile [Pa]	350	350
Prevalenza statica totale [Pa]	1000	1000
POTENZA	Mandata	Ripresa
Potenza assorbita in condizioni nominali [kW]	3,009	3,009
Potenza totale di targa [kW]	4	4
Efficienza ventilatore [-]	0,60	0,60
Coefficiente di potenza [kW/(m ³ /s)]	1,667	1,667

I valori impostati per il recuperatore – in *Tabella 24* – sono i medesimi per tutte le UTA simulate e sono basati sull'esperienza pregressa.

Tabella 24: Dati recuperatore di calore a flussi incrociati.

Set point uscita recuperatore [°C]	18
Limite superiore di attivazione recupero [°C]	27
Rapporto temperatura recuperatore a secco [%]	73%
Rapporto tra portata di mandata e ripresa [-]	1,00
Rapporto di temperatura a secco con portate reali [%]	73%
Rapporto di temperatura a umido [%]	80%

Alla batteria di raffreddamento e deumidificazione, presente solo nell'UTA04 e nell'UTA11, sono associati i valori riportati in *Tabella 25*.

Tabella 25: Dati batteria di raffreddamento e deumidificazione.

Periodo di funzionamento	Tutto l'anno
Set point batteria raffreddamento umidità specifica [g/kg]	10,8
Temperatura di setpoint batteria fredda con deumidificazione [°C]	18,0
Set point batteria raffreddamento temperatura senza deumidificazione [°C]	18,0
Temperatura di ingresso minima alla batteria fredda per attivazione [°C]	25,0

La batteria di post-riscaldamento è installata in tutte le UTA analizzate. Oltre ai valori, derivanti dai dati progettuali e definiti sulla base dell'esperienza, vengono specificati gli orari di funzionamento: dalle 08:00 alle 21:00 per tutte le UTA, ad eccezione dell'UTA05, che, servendo gli uffici, segue un orario differente – dalle 08:00 alle 19:00. I dati in questione sono quelli in *Tabella 26*.

Tabella 26: Dati batteria di post-riscaldamento.

Set point batteria post-riscaldamento in inverno [°C]	20
Set point batteria post-riscaldamento in estate diurno [°C]	18
Set point batteria post-riscaldamento in estate notturno [°C]	20
Ora di inizio attività diurna	8:00:00 AM
Ora di inizio attività notturna	9:00:00 PM

Per stabilire i periodi di accensione e spegnimento dei vari componenti dell'impianto, sono state definite delle specifiche logiche di funzionamento. Tali logiche permettono un'ottimizzazione, garantendo il massimo recupero termico solo quando necessario e prevenendo accensioni superflue che potrebbero compromettere il comfort interno o incrementare i consumi energetici.

Recuperatore di calore

L'attivazione del recuperatore di calore segue la stessa logica per tutte le tipologie di UTA, basata sulla temperatura dell'aria in uscita dal ventilatore di mandata. In particolare:

- se questa è inferiore o uguale a 15°C (in regime estivo), il recuperatore si attiva per contribuire al raffrescamento;
- se questa è compresa tra la temperatura di *set-point* all'uscita del recuperatore e quella posta come limite superiore di attivazione del recupero, il recuperatore non si attiva, per evitare di alterare le condizioni di comfort senza un reale beneficio energetico;
- in tutti gli altri casi, il recuperatore si attiva.

Batteria di raffreddamento e deumidificazione

Il comportamento della batteria di raffreddamento e deumidificazione, per le due UTA in cui è presente, è regolato da diverse condizioni legate alla temperatura e all'umidità dell'aria in ingresso.

Essendo la batteria di raffreddamento programmata per operare durante tutto l'anno, la sua attivazione avviene:

- nel caso in cui l'umidità specifica all'uscita del recuperatore di calore supera il valore di *set-point* previsto per la batteria;
- se la temperatura di uscita dal recuperatore di calore è superiore alla temperatura minima di ingresso prevista per l'attivazione della batteria, a condizione che la portata d'aria del ventilatore di mandata sia superiore a zero.

Batteria post-riscaldamento

Il funzionamento della batteria di post-riscaldamento – per le due UTA in cui è presente anche la batteria di raffreddamento – tiene conto delle diverse stagioni e delle condizioni operative dell'impianto.

In inverno, la batteria si attiva se la temperatura di uscita di quella di raffreddamento e deumidificazione è inferiore o uguale alla sua temperatura di *set-point* invernale e se la portata d'aria del ventilatore di mandata è maggiore di zero.

Il comportamento estivo è spiegato in *Tabella 27*.

Tabella 27: *Comportamento batteria di post-riscaldamento alle condizioni estive.*

Condizione estiva	Condizione estiva diurna	Condizione estiva notturna
La batteria non si attiva se la temperatura di uscita dalla batteria di raffreddamento e deumidificazione è superiore a 15°C. Se quest'ultima non è attiva, nemmeno la batteria di post-riscaldamento sarà attiva.	Quando l'impianto è acceso, la batteria viene attivata se la temperatura di uscita dalla batteria di raffreddamento è inferiore o uguale alla temperatura di <i>set-point</i> della batteria di post-riscaldamento in estate diurna, e se la portata d'aria del ventilatore di mandata è maggiore di zero.	La batteria si attiva se la temperatura di uscita dalla batteria di raffreddamento è inferiore o uguale alla temperatura di <i>set-point</i> della batteria di post-riscaldamento in estate notturna, e se la portata d'aria del ventilatore di mandata è maggiore di zero.

Il funzionamento delle UTA senza batteria di raffreddamento segue un comportamento simile, ma in questo caso tutte le condizioni si basano esclusivamente sulla temperatura dell'aria in uscita dal recuperatore di calore, senza fare riferimento alla batteria di raffreddamento, che è assente.

3.3 SISTEMI DI GENERAZIONE

Le simulazioni precedenti hanno condotto alla conoscenza dei parametri relativi ai carichi termici e frigoriferi da soddisfare. Con riferimento ai primi, il loro valore totale è il risultato della somma del carico termico richiesto per il riscaldamento dell'edificio e quello della batteria di post-riscaldamento delle UTA. Da tale addizione è stata esclusa la produzione dell'acqua calda sanitaria in quanto per la tipologia di edificio studiato si ipotizza la trascurabilità del suo contributo sui carichi termici complessivi. Per quanto riguarda i carichi frigoriferi, questi sono determinati sommando i risultati della simulazione condotta su *Design Builder* con quelli relativi alle batterie di raffreddamento presenti nelle UTA. Tuttavia, si deve tenere presente che i *fan coil* a servizio delle zone termiche in cui l'aria primaria è gestita dalle UTA senza la batteria di raffreddamento, potrebbero dover far fronte ad un carico frigorifero aggiuntivo per raffrescare sia l'aria interna che quella di rinnovo. Ciò avviene qualora la temperatura dell'aria all'uscita del ventilatore di mandata risulti maggiore di quella di *set-point* che si desidera mantenere in ambiente. Quando presente, il carico aggiuntivo dei *fan coil* si somma al carico frigorifero che questi devono bilanciare ed è stato calcolato come

$$Q_{agg} = |\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{out,vent} - T_{set-point})|$$

dove:

- \dot{m} è la portata d'aria associata a quella zona termica;
- c_p è il calore specifico a pressione costante dell'aria;
- $T_{out,vent}$ è temperatura dell'aria all'uscita del ventilatore;
- $T_{set-poin}$ è temperatura di *set-point* dell'aria da garantire in condizione estiva.

In particolare, la temperatura dell'aria all'uscita del ventilatore viene calcolata come:

- $T_{out,vent} = T_{out,rec} + \Delta T$ se la temperatura dell'aria esterna è maggiore della temperatura di *set-point* da mantenere in ambiente in estate;
- $T_{out,vent} = T_{ext} + \Delta T$ se la temperatura dell'aria esterna è minore della temperatura di *set-point* da mantenere in ambiente in estate.

$T_{out,rec}$ è la temperatura dell'aria all'uscita del recuperatore di calore; T_{ext} è la temperatura dell'aria esterna e ΔT corrisponde all'aumento di temperatura dell'aria che si verifica all'interno del ventilatore di mandata a causa degli effetti di dissipazione del calore che si sviluppano al suo interno.

La temperatura dell'aria all'uscita del recuperatore di calore, che compare nell'equazione precedente, è calcolata come

$$T_{out,rec} = T_{ext} - \eta \cdot (T_{ext} - T_{set-point})$$

Dove η è l'efficienza del recuperatore di calore, precedentemente fissata a 73%.

I risultati complessivi per i carichi termici e frigoriferi sono riassunti in *Tabella 28*. In particolare, si mostrano i valori della potenza di picco – il più alto valore orario a cui dover far fronte – e il fabbisogno annuale.

Tabella 28: Risultati carichi termici e frigoriferi.

	Termico	Frigorifero
Potenza di picco [kW]	121	88
Fabbisogno [MWh]	87	52

Dovendo coprire il carico anche nella condizione più estrema – ovvero quando si verifica il picco, corrispondente a 121 kW nel caso caldo – sul *software* dell'azienda *Clivet*, è stata individuata una soluzione di macchina reversibile condensata ad aria la quale, in funzionamento come pompa di calore, ha una potenzialità termica il più vicina possibile alla necessità progettuale. Questa scelta è stata attuabile in quanto si è ipotizzata la trascurabilità della contemporaneità dei carichi termici e frigoriferi durante l'anno. Infatti, dalla verifica di questa condizione è risultato che durante la stagione di riscaldamento è richiesto un carico frigorifero solo il 4% delle volte; al contrario, nella stagione di raffrescamento vi è la necessità di soddisfare un fabbisogno termico soltanto nell'1% dei casi.

Trattandosi di una macchina reversibile è stato necessario prendere in considerazione anche la conseguente potenzialità frigorifera in modo tale da non sovradimensionare eccessivamente la macchina nel caso estivo. Si è optato, perciò, per la scelta di due macchine con una potenza termica nominale installata pari a 72,6 kW cadauna. Una tra le due funzionerà nel periodo di raffrescamento come gruppo frigo, con una potenza frigorifera nominale installata di 115 kW. I valori scelti corrispondono alla taglia più prossima a quella richiesta da progetto.

I parametri legati alle condizioni climatiche esterne di progetto e alle temperature di funzionamento dei terminali locali impostati per la scelta della macchina sono quelli riportati in *Tabella 29* e in *Tabella 30*.

Tabella 29: Parametri di funzionamento – Raffreddamento.

Raffreddamento		
Temperatura ambiente esterno [°C]	Temperatura di ritorno impianto [°C]	Temperatura di mandata impianto [°C]
32	12	7

Tabella 30: Parametri di funzionamento – Riscaldamento.

Riscaldamento		
Temperatura ambiente esterno [°C]	Temperatura di ritorno impianto [°C]	Temperatura di mandata impianto [°C]
-8	40	45

La macchina selezionata è quella mostrata in *Figura 28*, della quale si illustrano i relativi parametri nel caso di funzionamento come pompa di calore e come gruppo frigorifero.

 <p>WISAN-YEE1 45.4</p>	<u>RAFFREDDAMENTO</u>		<u>RISCALDAMENTO</u>	
	Potenzialità frigorifera (kW)	115	Potenzialità termica (kW)	72,6
	Potenza assorbita compressori (kW)	36,6	Potenza assorbita compressori (kW)	29,6
	Potenza assorbita totale (kW)	40,3	Potenza assorbita totale (kW)	33,3
	EER (Nr)	2,85	COP (Nr)	2,18
	EER compressore (Nr)	3,13	COP compressore (Nr)	2,45
	Potenzialità frigorifera (EN14511:2022) (kW)	115	Potenzialità termica (EN14511:2022) (kW)	65,9
	Potenza assorbita totale (EN14511:2022) (kW)	40,5	Potenza assorbita totale (EN14511:2022) (kW)	33,3
	EER (EN 14511:2022) (Nr)	2,83	COP (EN 14511:2022) (Nr)	1,98
	SEER (Nr)	4,51	SCOP W35 (Nr)	4,16
	IPLV (Nr)	4,28	SCOP W55 (Nr)	2,97
	Portata acqua (Lato Utilizzo) (l/s)	5,45	Portata acqua (Lato Utilizzo) (l/s)	3,51
	Perdite di carico scambiatore impianto (kPa)	19,5	Perdite di carico scambiatore impianto (kPa)	8,67

Figura 28: Macchina reversibile selezionata dal produttore Clivet.

Il *software* di selezione dell'azienda *Clivet* ha fornito dei dati che, riportati su *Excel*, hanno permesso di ricavare, per la pompa di calore, la caratteristica della temperatura esterna in funzione della potenza termica, quella della temperatura esterna in funzione del COP (*Coefficient Of Performace*) e l'andamento di quest'ultimo in funzione del fattore di carico – osservabili in *Figura 29*, *Figura 30*, *Figura 31*.

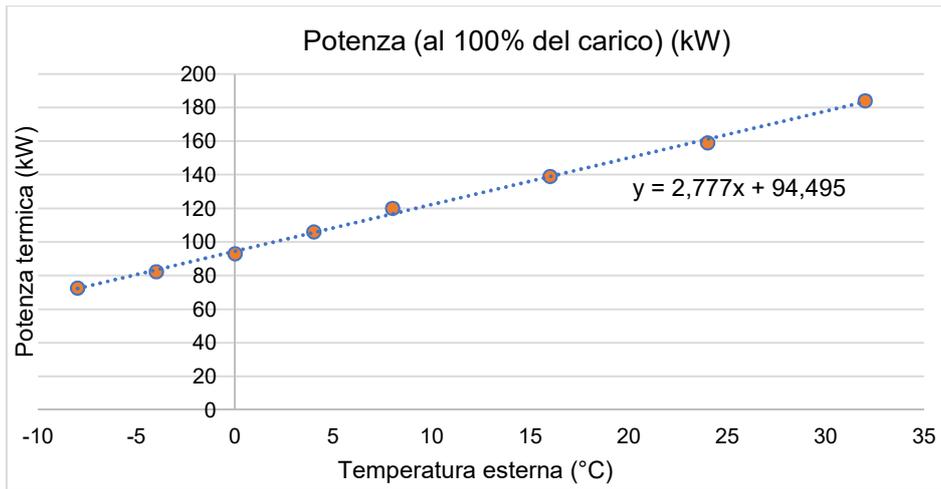


Figura 29: Caratteristica potenza termica della pompa di calore in funzione della temperatura esterna.

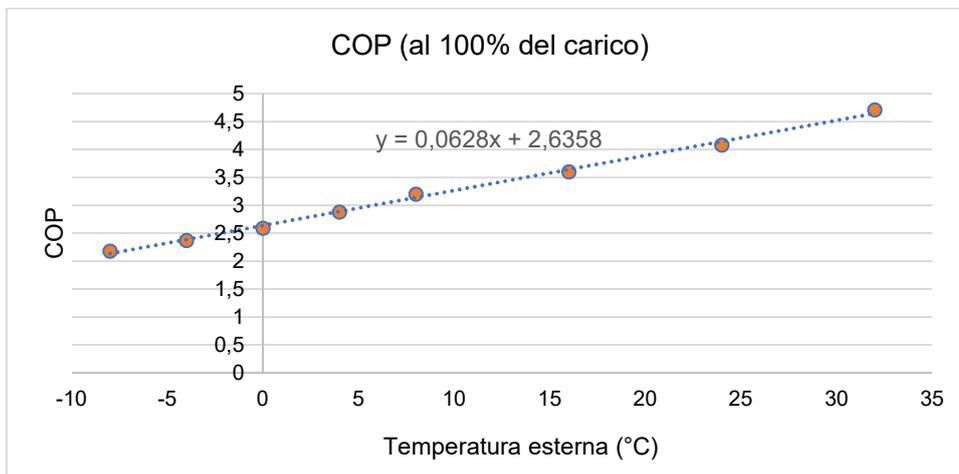


Figura 30: Caratteristica COP della pompa di calore in funzione della temperatura esterna.

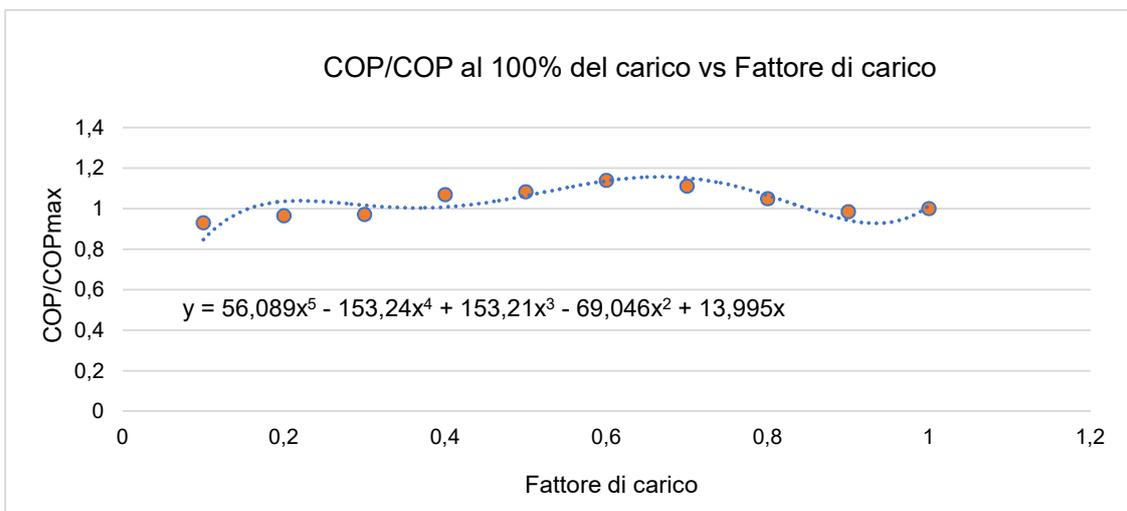


Figura 31: Caratteristica COP/COP al 100% del carico in funzione del fattore di carico.

Per ottenere la caratteristica della temperatura esterna in funzione della potenza termica, quella della temperatura esterna in funzione dell'EER (*Energy Efficiency Ratio*) e l'andamento di quest'ultimo in funzione del fattore di carico – visualizzabili in *Figura 32*, *Figura 33*, *Figura 34* – riferiti al gruppo frigo, è stato effettuato il medesimo procedimento.

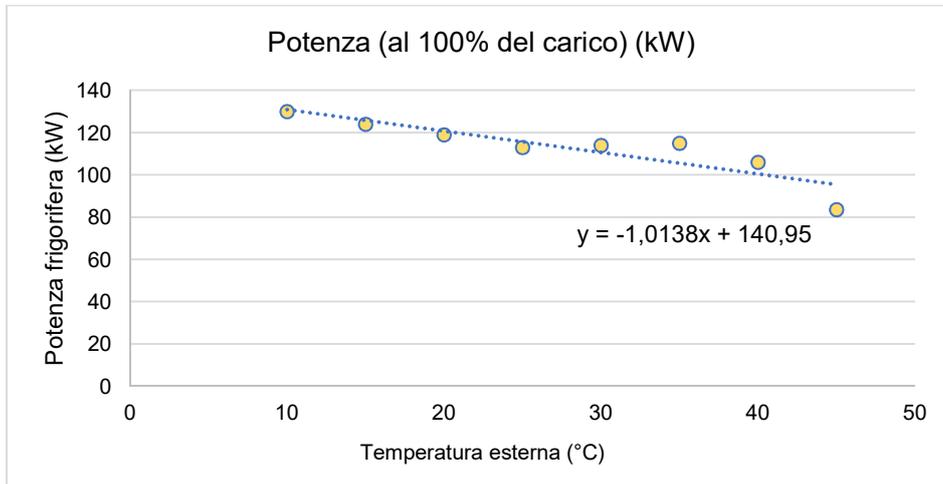


Figura 32: Caratteristica potenza del gruppo frigo in funzione della temperatura esterna.

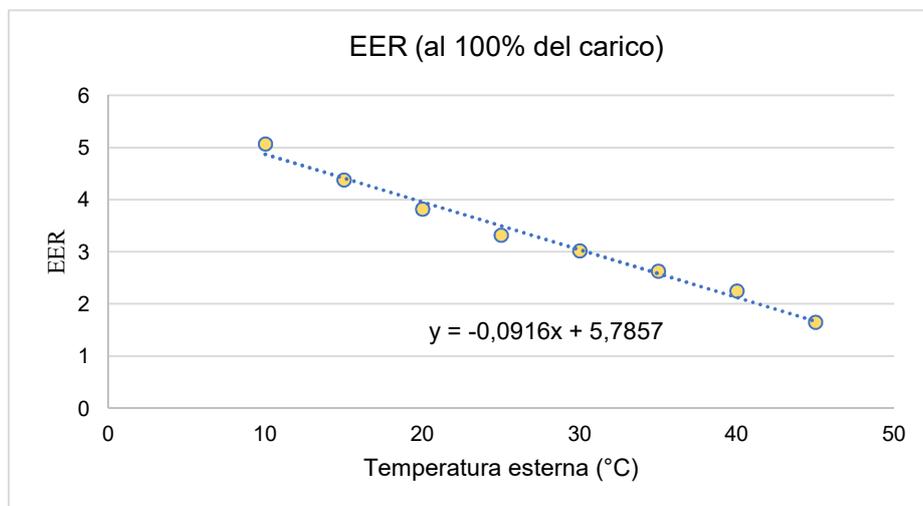


Figura 33: Caratteristica EER in funzione della temperatura esterna.

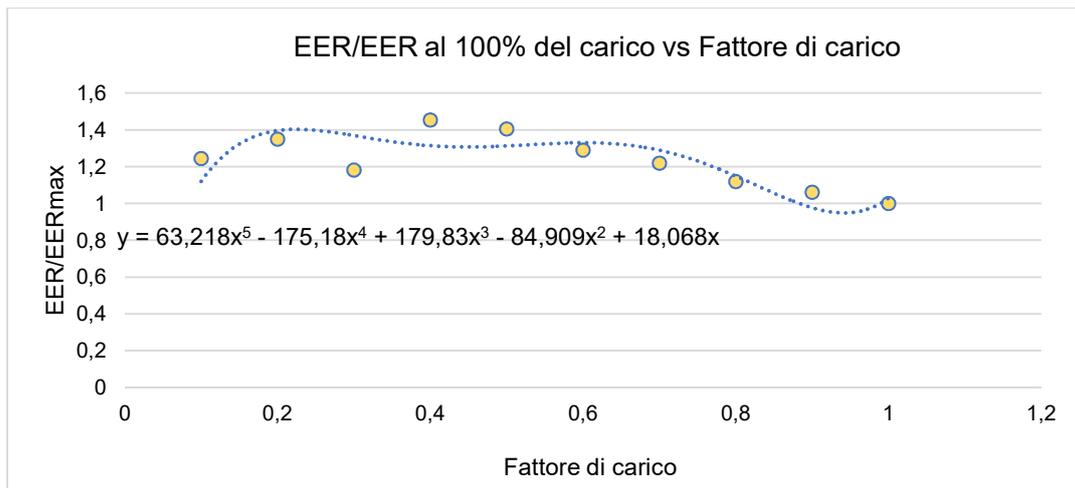


Figura 34: Caratteristica EER/EER al 100% del carico in funzione del fattore di carico.

In funzione delle temperature dell'aria esterna e del fabbisogno termico reali, la pompa di calore scelta risulta avere un COP stagionale di 2,73 e una potenza elettrica di picco assorbita di 60 kW. Per il gruppo frigo, in funzione delle stesse caratteristiche, risulta un EER stagionale di 4,24 e una potenza elettrica di picco assorbita di 27 kW.

Associati alle condizioni operative della macchina reversibile sono i consumi elettrici dei relativi gruppi di pompaggio – uno caldo e uno freddo. In ognuno di essi sono presenti due circuiti: quello *primario* – che collega direttamente la macchina alla rete idraulica principale operando a portata costante, indipendentemente dalla richiesta dell'utenza – e quello *secondario* – che distribuisce l'acqua calda o fredda ai terminali di impianto, lavorando a portata variabile in funzione della potenza termica/frigorifera richiesta. Il funzionamento dei gruppi di pompaggio richiede un determinato valore di potenza elettrica, il quale è stato quantificato calcolandone, ora per ora, il rispettivo valore associato al circuito primario e a quello secondario. Nello specifico, per il circuito primario

$$P_{el} = n \cdot \frac{Q_p \cdot H}{\eta}$$

dove:

- n è il numero di pompe di calore/gruppi frigo attivi a quella determinata ora;
- H è la prevalenza della pompa;
- Q_p è la portata di acqua che circola nel circuito;
- η è il rendimento della pompa.

La portata d'acqua costante che circola nel circuito primario è pari a

$$Q_p = \frac{P_{nom}}{\rho \cdot c_p \cdot \Delta T}$$

dove:

- P_{nom} è la potenza nominale installata del gruppo frigo/pompa di calore;
- ρ è la densità dell'acqua;
- c_p è il calore specifico dell'acqua a pressione costante;
- ΔT è la differenza di temperatura.

Per il circuito secondario, la potenza elettrica è calcolata come

$$P_{el} = \frac{Q_s \cdot H}{\eta}$$

dove Q_s è la portata, variabile, che fluisce nel circuito secondario ottenuta come

$$Q_p = \frac{P_{fabbisogno}}{\rho \cdot c_p \cdot \Delta T}$$

dove $P_{fabbisogno}$ è la potenza richiesta come carico termico/frigorifero.

In *Tabella 31* sono riportati i valori della prevalenza, del rendimento e della differenza di temperatura per entrambi i circuiti, impostati sulla base dell'esperienza pregressa.

Tabella 31: Dati per il calcolo della potenza elettrica dei gruppi di pompaggio.

	Circuito primario	Circuito secondario
Prevalenza [mca]	8	15
Rendimento [-]	0,6	0,6
ΔT [°C]	5	5

La prevalenza della pompa è stata convertita in un'unità di misura conforme in modo da essere coerente con le altre grandezze presenti nelle formule sopracitate.

3.4 RISULTATI

La modellazione energetica, descritta nelle pagine precedenti, ha permesso l'individuazione dei carichi termici e frigoriferi. Invece, per quanto riguarda i carichi elettrici, questi derivano dalla somma dei contributi dei dispositivi elettrici e dell'illuminazione dell'edificio, del consumo energetico dei ventilatori di mandata e di ritorno delle UTA, della potenza necessaria per il funzionamento della macchina reversibile – sia quando opera come pompa di calore sia come gruppo frigo – e dei relativi gruppi di pompaggio.

Al fine di una migliore comprensione dei grafici che seguiranno, in *Tabella 32* si indicano i valori della potenza di picco e del fabbisogno per le tre tipologie di carico.

Tabella 32: *Tabella riassuntiva carichi termici, frigoriferi ed elettrici.*

	Termico	Frigorifero	Elettrico
Potenza di picco [kW]	121	88	99
Fabbisogno [MWh]	87	52	236

Una prima considerazione può riguardare la ripartizione dei carichi termici e frigoriferi sulle due categorie principali che contribuiscono al fabbisogno – in *Figura 35*.

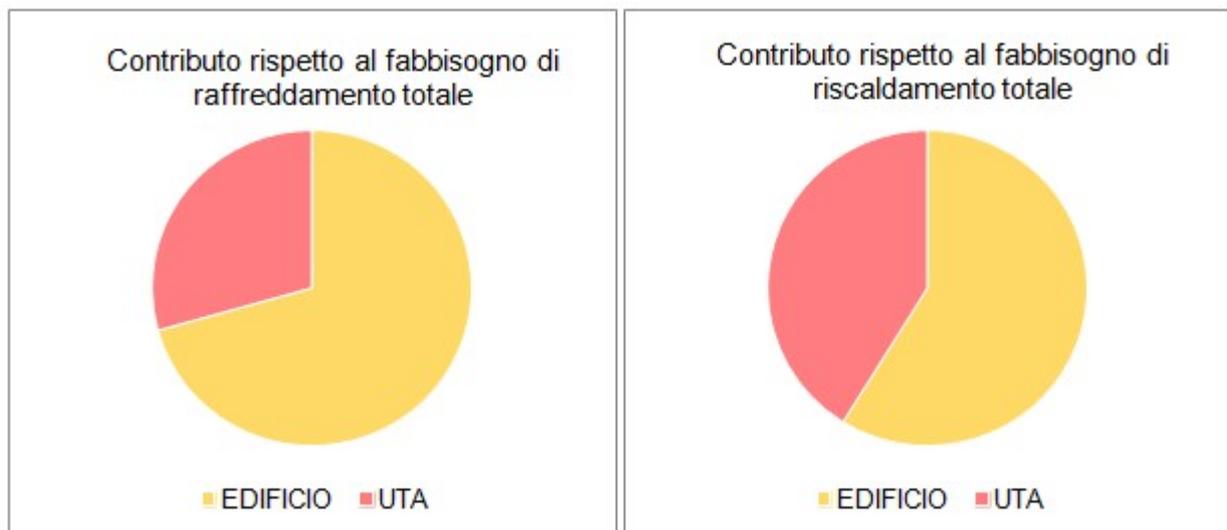


Figura 35: *Ripartizione carichi termici e frigoriferi.*

In entrambi i casi, è evidente come l'edificio sia l'elemento maggiormente impattante. Per il riscaldamento, le UTA hanno un contributo significativo in quanto tutte sono dotate di batterie di post-riscaldamento. Al contrario, nel caso del raffreddamento, l'impatto delle UTA sul fabbisogno frigorifero totale risulta inferiore, poiché non tutte dispongono di batterie di raffreddamento.

Nel grafico in *Figura 36* si può osservare l'andamento dei carichi termici complessivi nel corso dell'anno. Emerge che questi, in linea con le aspettative, seguono la stagione di riscaldamento, aumentando nei mesi invernali e diminuendo nel corso delle mezze stagioni. In modo analogo, dall'analisi dei carichi frigoriferi durante l'anno, in *Figura 37*, si constata che questi si concentrano principalmente nella stagione estiva, con un incremento progressivo a partire dalle mezze stagioni fino a raggiungere il massimo nei mesi più caldi.

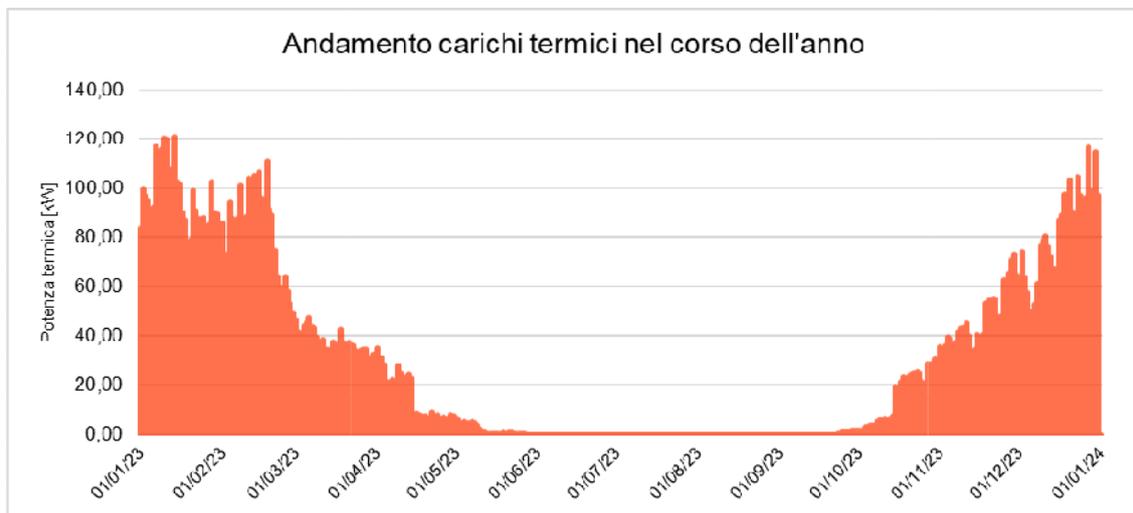


Figura 36: *Andamento carichi termici nel corso dell'anno.*

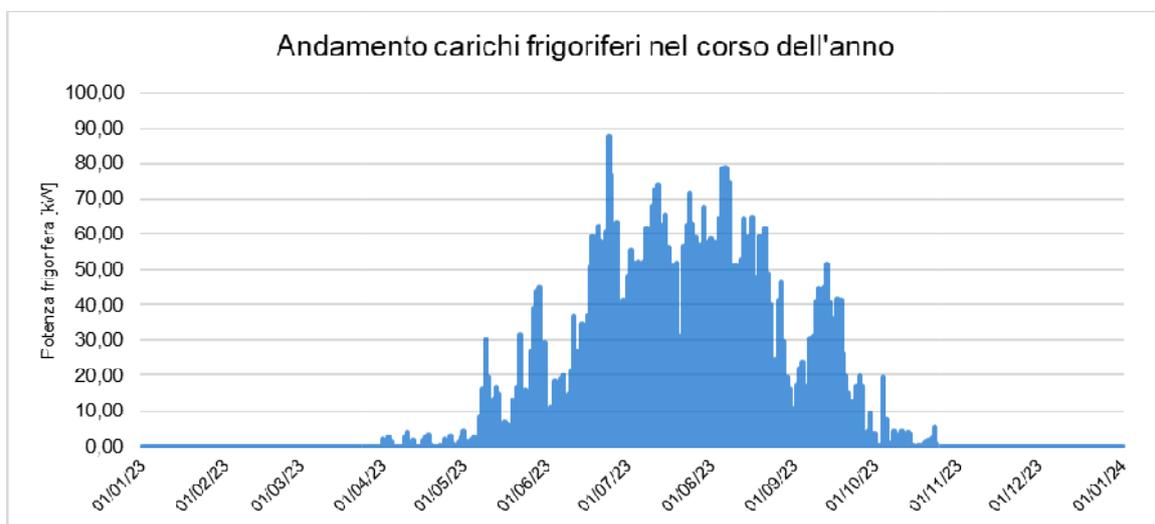


Figura 37: *Andamento carichi frigoriferi nel corso dell'anno.*

Oltre all'andamento annuo, nei grafici in *Figura 38* e *Figura 39*, è possibile visualizzare, rispettivamente per il carico termico e per il carico frigorifero, anche il comportamento giornaliero nei giorni più gravosi – il 14 gennaio e il 24 giugno.

Come previsto, il picco della potenza termica si registra nelle prime ore di attività dell'edificio in quanto, in assenza di un *set-point* di attenuazione notturna, l'impianto deve consumare più energia per riportare la temperatura dell'aria interna al valore di *set-point*.

In merito al carico frigorifero, il picco si verifica nel tardo pomeriggio, quando l'impianto deve dissipare il calore accumulato durante la giornata a causa dell'inerzia termica delle superfici.

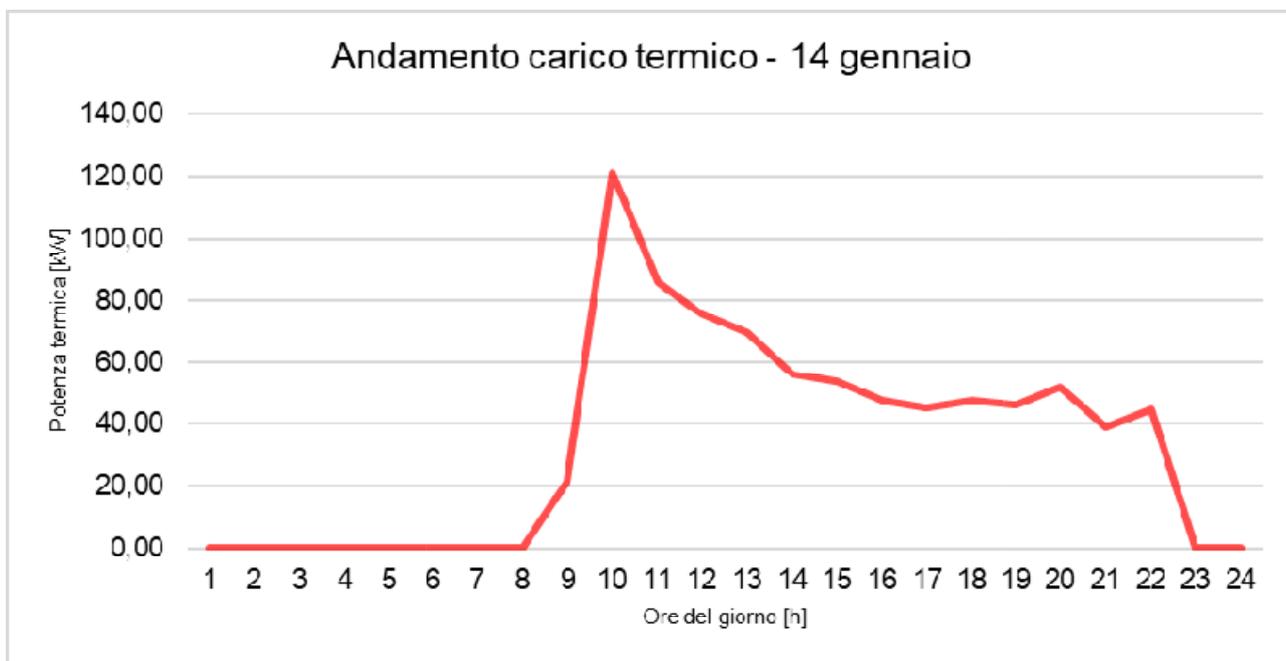


Figura 38: Andamento carico termico nel giorno più gravoso.



Figura 39: Andamento carico frigorifero nel giorno più gravoso.

Poiché l'obiettivo del lavoro è quello di provare a raggiungere l'autosufficienza o in alternativa di ridurre la quantità di energia elettrica acquistata dalla rete mantenendo invariato il fabbisogno energetico, il risultato più interessante riguarda la distribuzione dei carichi elettrici – in *Figura 40*. È evidente che le due quote più impattanti sul totale siano quelle legate ai ventilatori delle UTA e ai carichi elettrici dell'edificio. Bisogna tuttavia considerare che la riduzione di queste due, ottenibile ad esempio attraverso migliori soluzioni di gestione dell'illuminazione e ventilatori più performanti, esula dallo scopo del presente studio in quanto la conseguente diminuzione di energia acquistata sarebbe attribuibile unicamente a una riduzione del fabbisogno. Di conseguenza, la porzione del totale sulla quale ci si concentrerà nelle analisi successive è rappresentata dal 21% della generazione.

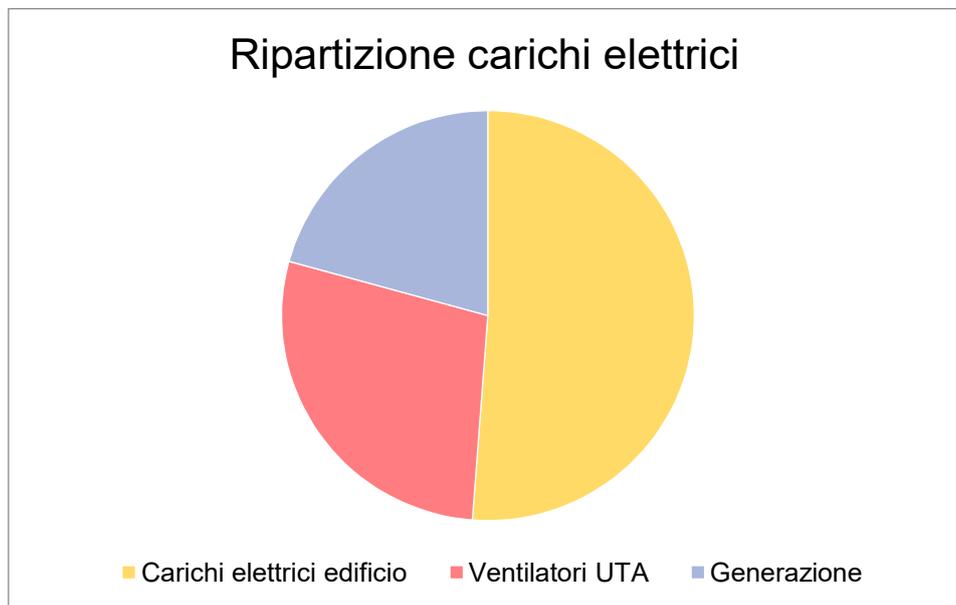


Figura 40: *Ripartizione carichi elettrici.*

Questo 21% si compone, a sua volta, da un 65% dovuto alla potenza elettrica assorbita dalle pompe di calore e un 12% circa relativo alla potenza elettrica assorbita dal gruppo frigo. Le quote rimanenti sono legate ai gruppi di pompaggio caldo e freddo – come mostrato in *Figura 41*.

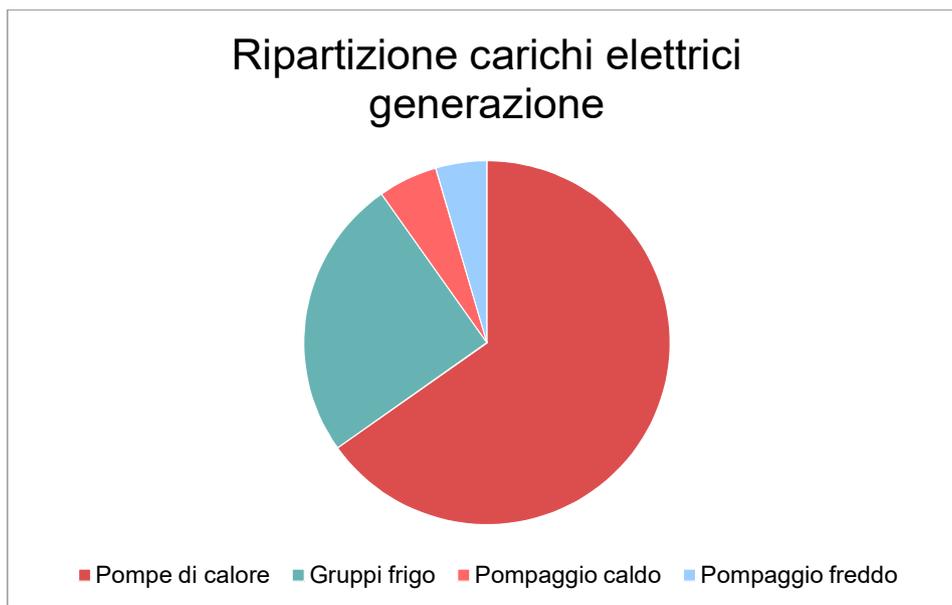


Figura 41: Ripartizione carichi elettrici generazione.

A primo impatto la percentuale delle pompe di calore e del gruppo frigo potrebbe sembrare alta rispetto al totale; tuttavia, confrontandola con gli altri componenti dal peso più rilevante – in *Figura 42* – si evince che il peso delle pompe di calore con il relativi gruppi di pompaggio caldo corrisponde al 15% circa e quello del gruppo frigo e del gruppo di pompaggio ad esso associato è responsabile solo del 6%.

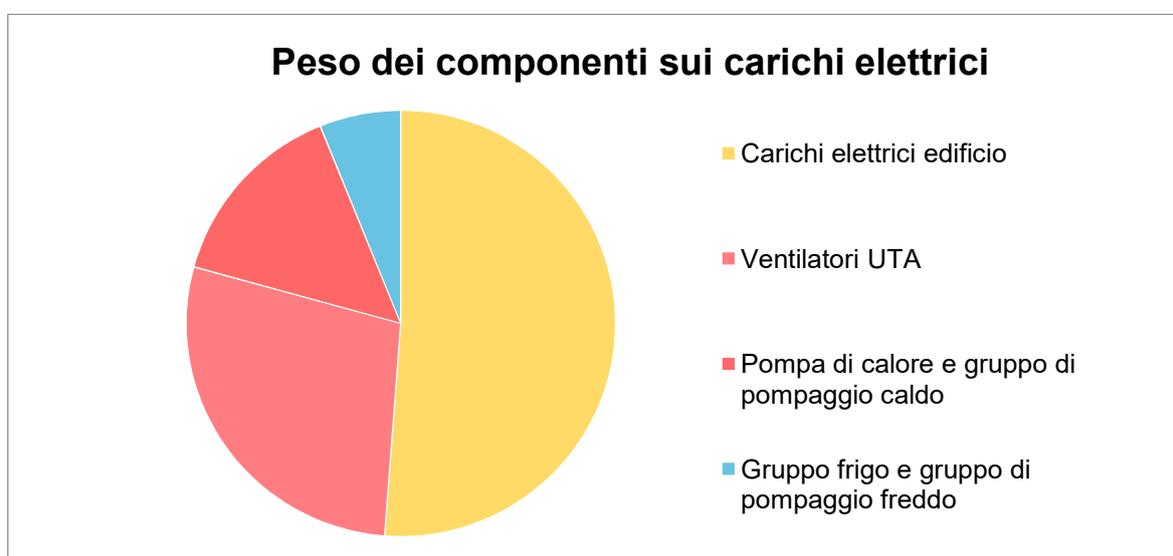


Figura 42: Peso della pompa di calore e del gruppo frigo rispetto al fabbisogno elettrico totale.

Ci si aspetta che, intervenendo esclusivamente sulla generazione, qualsiasi misura adottata per ridurre la percentuale di energia elettrica acquistata dalla rete rispetto a quella autoprodotta porterà a un miglioramento limitato, dato il contributo di quest'ultima sul totale.

4. Studio di fattibilità degli accumuli termici ed elettrochimici

La seconda parte dello studio vedrà l'introduzione di tecnologie di accumulo sulla dai dati ricavati dalla modellazione energetica dell'edificio e in seguito all'individuazione della percentuale dei carichi elettrici sulla quale si vuole agire. L'attenzione sarà rivolta esclusivamente agli aspetti progettuali, trascurando le implicazioni economiche.

Si cercherà di dimostrare se, per un edificio a uso terziario con queste caratteristiche, l'opzione di autosufficienza energetica sia effettivamente realizzabile e, eventualmente, attraverso quale strategia di accumulo. Ammessa la presenza di uno spazio di installazione sufficiente, nel caso 0, si sceglierà il fotovoltaico come risorsa rinnovabile. Una volta stabilita la fonte di autoproduzione, saranno ricreate differenti casistiche, come combinazione di accumuli termici ed elettrochimici – tecnologie maggiormente adatte al contesto tra quelle a disposizione.

Qualora fosse accertata l'impossibilità di raggiungere il completo autoconsumo, ci si limiterà a minimizzare la percentuale di energia elettrica da acquistare dalla rete per sopperire al carico.

4.1 CASO 0

Il caso di partenza – caso 0 – prevede, lasciando invariati i carichi elettrici e senza alcuna tecnologia di accumulo, l'installazione di un impianto fotovoltaico al fine di quantificare l'energia elettrica potenzialmente autoproducibile nel sito studiato, partendo dall'ipotesi di assenza di vincoli sulla superficie massima di installazione.

Per il dimensionamento si è utilizzato un *tool* messo a disposizione dalla Commissione Europea – PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*)¹ – il quale fornisce, tra gli *output*, il valore di produzione annua del fotovoltaico in kWh/kWp. Il conseguimento di questo risultato è subordinato all'immissione di dati quali la latitudine e la longitudine del sito di produzione, il valore associato alle perdite di sistema, la posizione di installazione – *free standing* o *roof added* – e gli angoli di inclinazione e di azimut.

Relativamente alle coordinate geografiche, quelle inserite sono corrispondenti alla città di Torino – 45,22° e 7,65°. Il valore delle perdite di sistema – intese dal *software* come causate da dispersioni nei cavi, negli inverter e dovute allo sporco sui moduli – è stato fissato effettuando una ricerca in letteratura dalla quale è emerso che il *range* di valori, nell'ipotesi che l'impianto fotovoltaico sia di nuova installazione e, quindi, abbia un buon design e manutenzione, varia dal 14% al 16%. A partire da ciò, si è condotta un'analisi di sensibilità per valutare, a parità di tutte le altre condizioni, come varia il valore della produzione annua in funzione delle perdite, il cui andamento è visibile in *Figura 43*.

¹ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.

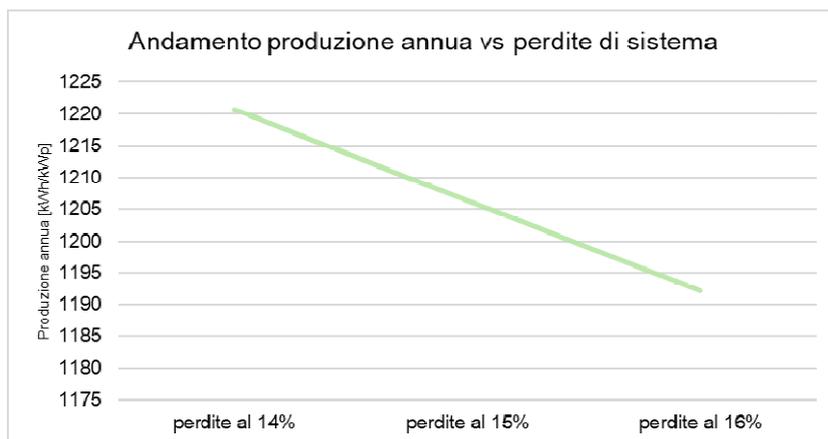


Figura 43: Andamento produzione annua in funzione delle perdite di sistema.

Si rileva l'assenza di una diminuzione significativa del valore della produzione annua. Pertanto, si è scelto di impostare il valore delle perdite al 14%, come consigliato di default dal *tool*.

Immaginando di installare l'impianto sul tetto dell'edificio, si è optato per la posizione *roof added*. A partire dall'inclinazione delle falde del tetto rispetto al Sud geografico, è stato calcolato l'angolo di azimut risultato pari a $-40,6^\circ$. L'angolo di inclinazione, invece, è stato determinato, in funzione degli altri parametri, attraverso l'opzione per il calcolo ottimale presente sull'interfaccia del *tool*.

In Figura 44 si mostra la schermata di PVGIS con i risultati ottenuti, tra i quali quelli di maggiore rilevanza sono l'angolo di inclinazione, di 36° , e il valore di produzione annua dell'impianto, di 1220,28 kWh/kWp.

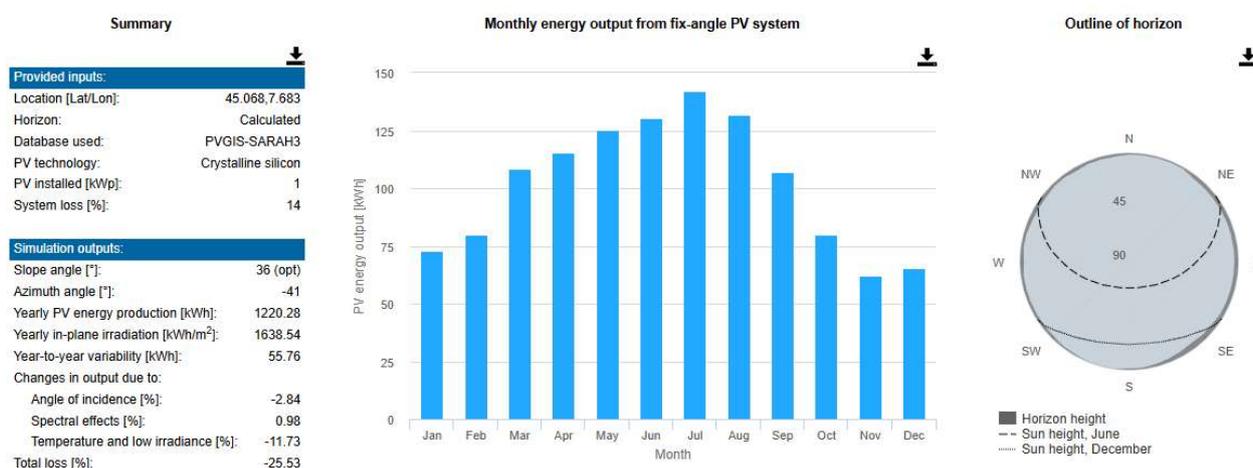


Figura 44: Schermata risultati PVGIS.

Al fine di conoscere la potenza prodotta dall'impianto ora per ora, in funzione dei suoi parametri geografici, tale valore è stato disaggregato servendosi di un algoritmo di simulazione oraria implementato su *Excel* dall'azienda *Prodim s.r.l.*

Successivamente, per ricercare il valore minimo della potenza elettrica installabile per gli impianti rinnovabili – sopra, all’interno o nelle relative pertinenze dell’edificio –, è stato consultato il D.lgs 199/2021, il quale sancisce che questo deve essere calcolato come

$$P = k \cdot S$$

dove

- k è uguale a 0,05 in quanto l’edificio può essere ritenuto di nuova costruzione;
- S è la superficie in pianta dell’edificio al livello del terreno.

Inoltre, la norma prescrive che, per gli edifici ad uso pubblico, il valore ottenuto deve essere incrementato del 10%.

L’area in pianta dell’edificio in questione è data dalla somma dei tre valori presenti in *Tabella 33*; ne risulta quindi una potenza installabile minima di 100 kW_p.

Tabella 33: Area in pianta delle palazzine che costituiscono l’edificio.

Area in pianta palazzina S [m ²]	776,6
Area in pianta palazzina T [m ²]	654,8
Area in pianta corridoio centrale [m ²]	381,6

Una volta ottenuto questo valore, è stato valutato il numero di moduli necessari a raggiungerlo in modo da comprendere l’ingombro dell’impianto e, di conseguenza, l’area complessiva occupata.

La potenza nominale di un singolo modulo, in W_p, è stata calcolata come

$$P_{modulo} = A \cdot I \cdot \eta$$

dove

- A è l’area del singolo modulo;
- I è la costante solare;
- η è l’efficienza media di un modulo fotovoltaico.

In particolare,

- il valore dell’area è pari a 1,65 m²; per attribuirlo si è fatto riferimento a misure standard presenti in commercio ed è stato selezionato un modulo generico di dimensioni 1,65 m x 1 m;
- il valore della costante solare è di 1367 W/ m²;

In *Tabella 34* sono riepilogati i dati ricavati finora.

Tabella 34: Riassunto valori di dimensionamento.

Produzione annua [kWh/kWp]	Potenza installata [kWp]	Producibilità elettrica annuale impianto FV [kWh/anno]	Potenza nominale commerciale singolo modulo [Wp]	Numero moduli	Area totale moduli installati [m ²]
1220,28	100	121677,54	410	244	402,6

La percentuale di energia elettrica autoprodotta tramite il fotovoltaico e quella acquistata dalla rete sono state determinate valutando il possibile surplus di produzione. In *Figura 46* è riportato l'andamento annuale della produzione rispetto al fabbisogno. Si osserva che il fotovoltaico da solo non è sufficiente a coprire i carichi elettrici, soprattutto nei mesi invernali.

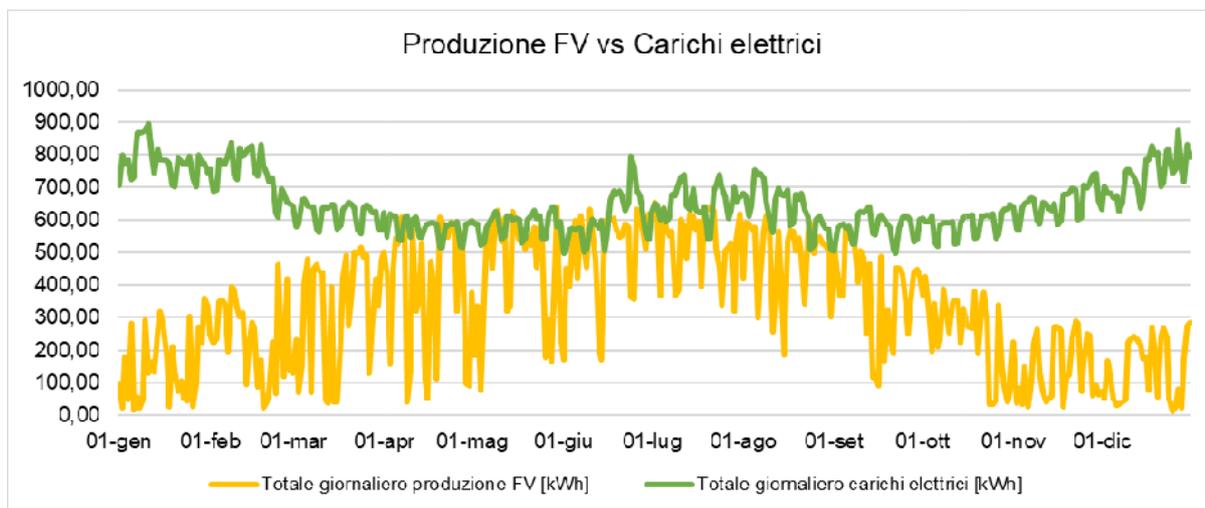


Figura 46: Andamento produzione fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici.

In *Figura 47* è visibile, nel dettaglio, l'evoluzione di questi due parametri per il 15 giugno, giorno in cui si registra il massimo surplus di energia elettrica.

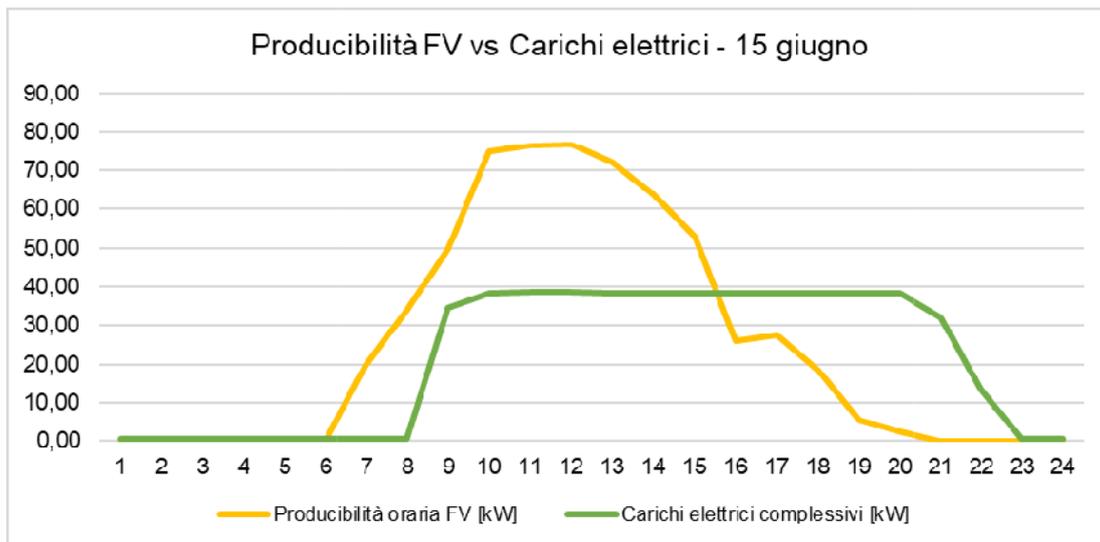


Figura 47: Producibilità del fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici per il giorno con il massimo surplus.

In assenza di tecnologie di accumulo, il fotovoltaico riesce a sostenere solo il 41% del carico elettrico totale; al contrario, per garantire il 59% rimanente è necessario acquistare energia dalla rete elettrica.

In *Figura 48* si vede l'andamento giornaliero dell'autoproduzione rispetto all'acquisto dalla rete per tutto l'anno; in inverno vi è la necessità di approvvigionarsi dalla rete, mentre in estate, quasi tutti i giorni, il fotovoltaico riesce a soddisfare il fabbisogno elettrico.

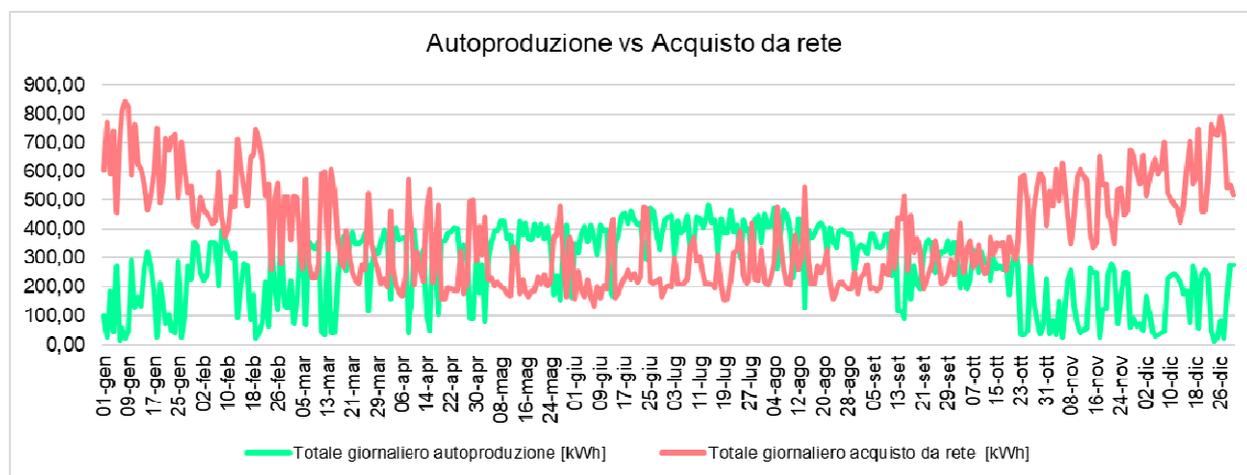


Figura 48: Andamento annuale dell'autoproduzione in funzione dell'acquisto da rete.

4.2 CASO 1

Rispetto alla situazione analizzata precedentemente, il caso 1 vede l'aggiunta di un accumulo di tipo elettrochimico.

La simulazione del funzionamento di carica e scarica di una batteria è stata svolta utilizzando un foglio *Excel*. Si è supposto che questa parta completamente scarica il 1° gennaio alle ore 01:00 e si carichi fino a raggiungere la capacità massima impostata, pari al valore di surplus più alto disponibile durante l'anno – ottenuto come la differenza tra la produzione fotovoltaica giornaliera e i carichi elettrici, il cui andamento si vede in *Figura 49*.

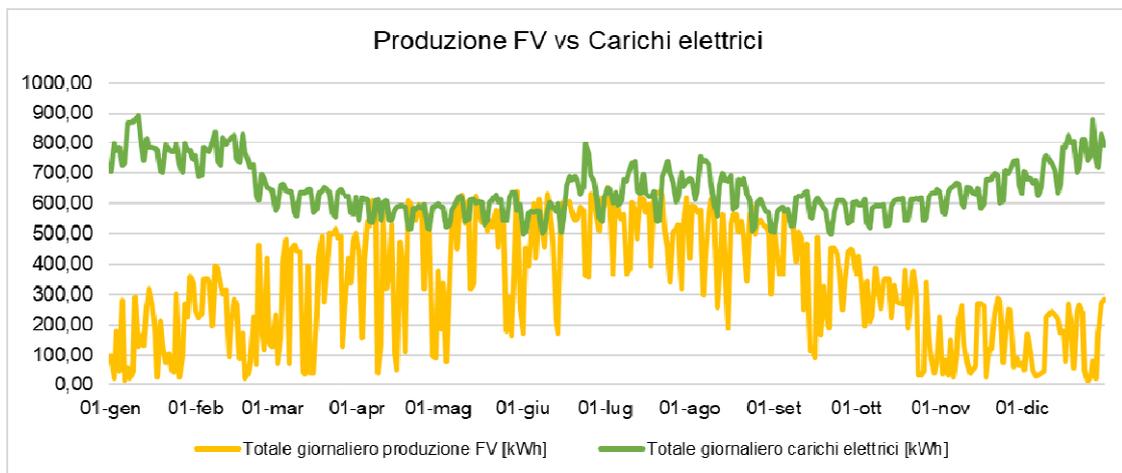


Figura 49: *Andamento produzione fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici – Caso 1.*

Ne risulta un valore di picco del surplus pari a 255,2 kWh, registrato il 15 giugno, come si nota in *Figura 50*.

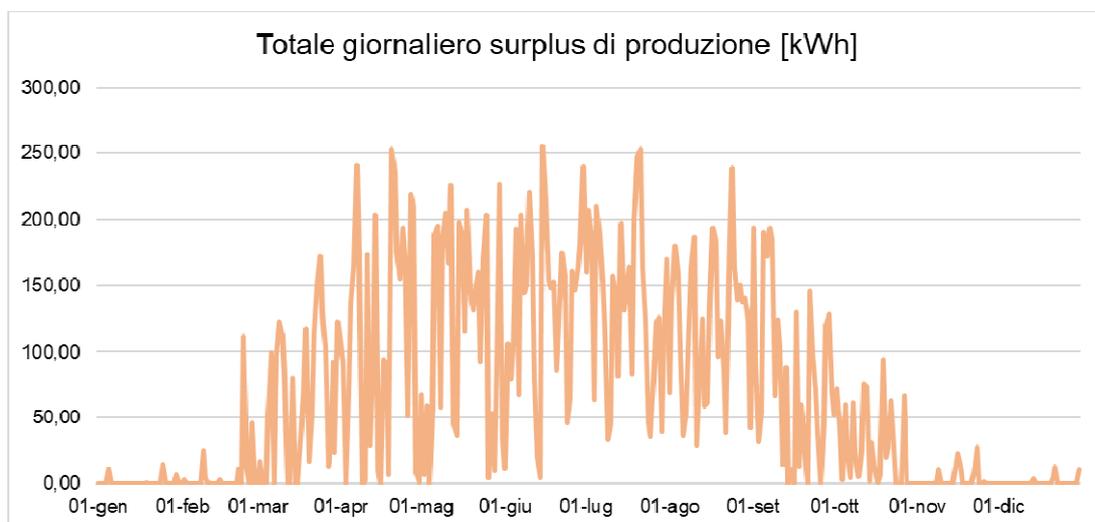


Figura 50: *Andamento giornaliero surplus – Caso 1.*

Uno stralcio del foglio di calcolo utilizzato, le cui voci verranno approfondite di seguito, è esposto in *Figura 51*.

Data	Producibilità oraria FV [kW]	Carichi elettrici complessivi [kW]	Surplus di produzione [kW]	Autoproduzione [kW]	Acquisto da rete senza batteria [kW]	Colonna carica	Colonna scarica	Stato di carica batteria [kW]	Scarica effettiva [kW]	Acquisto da rete con batteria [kW]
1/1/23 1.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
1/1/23 2.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
1/1/23 3.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
1/1/23 4.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
1/1/23 5.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
1/1/23 6.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
1/1/23 7.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
1/1/23 8.00	0,00	22,61	0,00	0,00	22,61	0,00	22,61	0,00	0,00	22,61
1/1/23 9.00	25,50	69,54	0,00	25,50	44,04	0,00	44,04	0,00	0,00	44,04
1/1/23 10.00	16,27	56,14	0,00	16,27	39,88	0,00	39,88	0,00	0,00	39,88
1/1/23 11.00	13,35	54,47	0,00	13,35	41,12	0,00	41,12	0,00	0,00	41,12
1/1/23 12.00	16,54	52,72	0,00	16,54	36,19	0,00	36,19	0,00	0,00	36,19
1/1/23 13.00	12,31	51,69	0,00	12,31	39,38	0,00	39,38	0,00	0,00	39,38
1/1/23 14.00	10,24	50,22	0,00	10,24	39,99	0,00	39,99	0,00	0,00	39,99
1/1/23 15.00	5,64	49,64	0,00	5,64	44,00	0,00	44,00	0,00	0,00	44,00
1/1/23 16.00	0,99	49,70	0,00	0,99	48,71	0,00	48,71	0,00	0,00	48,71
1/1/23 17.00	0,00	50,29	0,00	0,00	50,29	0,00	50,29	0,00	0,00	50,29
1/1/23 18.00	0,00	49,57	0,00	0,00	49,57	0,00	49,57	0,00	0,00	49,57
1/1/23 19.00	0,00	50,96	0,00	0,00	50,96	0,00	50,96	0,00	0,00	50,96
1/1/23 20.00	0,00	48,03	0,00	0,00	48,03	0,00	48,03	0,00	0,00	48,03
1/1/23 21.00	0,00	46,53	0,00	0,00	46,53	0,00	46,53	0,00	0,00	46,53
1/1/23 22.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
1/1/23 23.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
2/1/23 0.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
2/1/23 1.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
2/1/23 2.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
2/1/23 3.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
2/1/23 4.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43
2/1/23 5.00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	0,43

Figura 51: *Simulazione funzionamento batteria.*

In tabella figurano:

- la *producibilità oraria* dell’impianto fotovoltaico;
- i *carichi elettrici complessivi orari*; dati dalla somma di quelli dell’edificio e dei ventilatori delle UTA, della potenza elettrica assorbita dalle pompe di calore e dai relativi gruppi di pompaggio caldi, dalla potenza elettrica assorbita dal gruppo frigo e dal relativo gruppo di pompaggio freddo.
- il *surplus di produzione*, ottenuto, quando presente, come la differenza tra la producibilità oraria del fotovoltaico e i carichi elettrici complessivi;
- l’*autoproduzione*, posta pari al valore minimo tra la producibilità oraria del fotovoltaico e i carichi elettrici complessivi;
- l’*acquisto da rete senza batteria*, calcolato come la differenza tra i carichi elettrici complessivi e l’autoproduzione;
- una *colonna che simula la carica* della batteria, il cui valore è posto pari al surplus di produzione di quell’ora, se presente;

- una *colonna che simula la scarica* della batteria. Se la producibilità del fotovoltaico non riesce a coprire interamente il carico elettrico, è necessario prelevare dall'accumulo una quantità pari alla differenza tra il carico elettrico e la producibilità del fotovoltaico;
- lo *stato di carica della batteria*. È impostata una logica di funzionamento tale per cui, se la produzione è maggiore del carico, l'accumulo si carica sommando allo stato di carica della batteria all'ora precedente il surplus dell'ora attuale fino al raggiungimento della capacità massima; se, al contrario, il carico è maggiore della producibilità del fotovoltaico, scarica la batteria di una quantità pari alla differenza tra i due;
- la *scarica effettiva*, la quale valuta se la batteria ha una quantità di energia accumulata sufficiente ad effettuare la scarica, qualora richiesta. Si calcola prendendo il minimo valore, ora per ora, tra quelli della colonna che simula la scarica della batteria e quelli della colonna stato di carica;
- l'*acquisto dalla rete con batteria*, stabilito come il valore massimo tra 0 e la differenza tra i carichi elettrici e la somma della quantità autoprodotta e quella scaricata dalla batteria.

A seguito dell'introduzione dell'accumulo elettrochimico, si ricalcolano le percentuali di autoproduzione e di acquisto da rete. I valori di interesse per questa operazione sono quelli in *Tabella 35*.

Tabella 35: *Riepilogo valori significativi Caso 1.*

Producibilità fotovoltaico annuale [MWh]	Carichi elettrici annuali [MWh]	Energia autoprodotta annuale [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete senza batteria [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete con batteria [MWh]
122,07	235,93	97,56	138,37	114,10

La nuova percentuale, ricavata dividendo il valore dell'energia annuale acquistata dalla rete con batteria per i carichi elettrici annuali, corrisponde a un valore di 48,36%. È fondamentale ricordare che si tratta di un risultato ideale che non tiene conto delle perdite elettriche – legate alla resistenza interna della batteria e ai fenomeni di autoscarica –, delle perdite termiche – dovute all'effetto Joule – e di quelle attribuibili all'invecchiamento e al degrado dell'accumulo elettrochimico.

Gli altri risultati utili al confronto sono mostrati in *Tabella 36*.

Tabella 36: Confronto percentuali caso 0 e caso 1.

No accumulo	Numero moduli	244
	Percentuale autoproduzione [%]	41,35
	Percentuale acquisto da rete [%]	58,65
Batteria	Capacità accumulo elettrico [kWh]	255,2
	Percentuale autoproduzione [%]	51,64
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,36

Il passaggio successivo è stato il dimensionamento della batteria. Tra le soluzioni presenti sul mercato, si è optato per una batteria al litio, nello specifico LFP (Litio-Ferro-Fosfato) per due motivi:

1. è la tecnologia maggiormente presente in commercio per questa tipologia di applicazioni;
2. l'ingente taglia richiesta ha reso necessaria la selezione di una batteria con un elevati valori di efficienza e di profondità di scarica.

La soluzione in questione è la SUNSYS HES L[®] dell'azienda produttrice *Socomec – Innovative Power Solution* e si presenta, in genere, con una configurazione simile a quella in *Figura 52*.



Figura 52: Batteria SUNSYS HES L[®] dell'azienda Socomec.

La macchina si compone, a seconda della necessità, di uno o più B-Cab (*Battery Cabinet*) – cabina che contiene il pacco batteria – e da un C-Cab (*Conversion Cabinet*) – la cabina con i componenti *software* e *hardware* per la conversione. In particolare, per il dimensionamento del primo si è adottato un approccio inverso con l'obiettivo di garantire una capacità utilizzabile complessiva pari al massimo surplus disponibile – 255, 2 kWh. Trattandosi di una batteria modulare, dalla scheda tecnica si riscontra che ogni modulo ha una capacità nominale di 186 kWh e una utilizzabile pari a 167,4 kWh, ricavata mediante la divisione della sua prima per l'efficienza del ciclo completo. Questa, da sola, non è in grado di coprire la richiesta progettuale e, di conseguenza, occorre installare due moduli, ottenendo una capacità nominale complessiva installata di 372 kWh.

I valori appena citati sono riassunti in *Tabella 37*.

Tabella 37: Dimensionamento del B-Cab.

Capacità utilizzabile richiesta [kWh]	255,2
Tecnologia utilizzata	Batteria LFP (litio-ferro-fosfato)
Capacità nominale singolo modulo [kWh]	186
Efficienza del ciclo completo	90%
Capacità utilizzabile per singolo modulo [kWh]	167,4
Numero moduli necessari	2
Capacità nominale complessiva necessaria [kWh]	372

La cabina di conversione (C-Cab) è un convertitore modulare basato su unità da 50 kVA con possibilità di installarne in parallelo fino a 6. Per dimensionarla bisogna considerare la potenza elettrica di picco – in questo caso pari a 90 kW – convertendola in potenza apparente – in kVA – come

$$P_{apparente} = \frac{P_{picco}}{\cos\phi}$$

dove $\cos\phi$ è il fattore di potenza, ipotizzato pari ad un valore medio di 0,9.

Questa, pari a 99 kVA, rende necessaria l'installazione di due moduli.

Successivamente, si è proceduto a verificare che la massima potenza di scarica del sistema fosse almeno equivalente alla potenza di picco. Il C-Cab presenta un *C-rate* massimo di 0,5 – ovvero può erogare fino al 50% della capacità nominale in un'ora –; di conseguenza, moltiplicando la capacità nominale complessiva installata per questo fattore si ottiene un valore di massima potenza di scarica di 186 kW, effettivamente maggiore della potenza di picco.

Gli esiti ottenuti sono elencati in *Tabella 38*.

Tabella 38: Dimensionamento del C-Cab.

Potenza di picco [kW]	90
Fattore di potenza stimato	0,9
Potenza di picco [kVA]	99
Potenza singolo modulo [kVA]	50
Numero moduli necessari	2

Potenza massima [kVA]	100
C-rate massimo	0,5
Massima potenza di scarica [kW]	186

In

Tabella 39 sono riportati gli ingombri – volume e peso – dei vari componenti, tenendo in considerazione anche gli spazi necessari per una corretta manutenzione. Questi ultimi sono stati ricavati dalla scheda di installazione per la configurazione “on-line” – Figura 53.

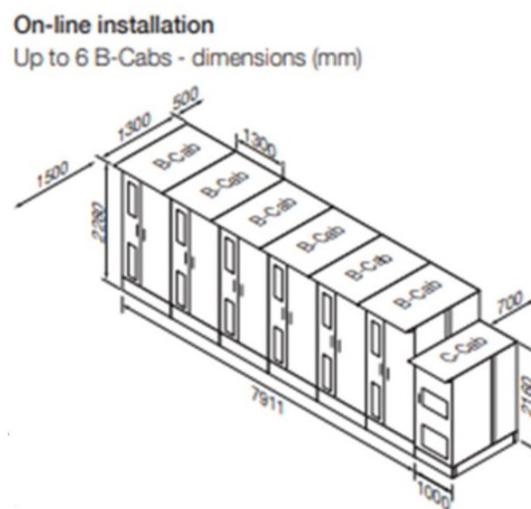


Figura 53: Configurazione installazione batteria con spazi di manutenzione.

Tabella 39: Dimensionamento ingombro batteria.

B-Cab	
Altezza [mm]	2280
Lunghezza [mm]	1300
Larghezza [mm]	1300
Peso [kg]	2280
C-Cab	
Altezza [mm]	2160
Lunghezza [mm]	1000
Larghezza [mm]	1300

Peso [kg]	915
Dimensioni complessive senza spazio di manutenzione	
Altezza [mm]	2280
Lunghezza [mm]	3600
Larghezza [mm]	1300
Volume complessivo [m ³]	10,7
Dimensioni complessive con spazio di manutenzione	
Altezza [mm]	2280
Lunghezza [mm]	3600
Larghezza [mm]	3500
Volume complessivo [m ³]	28,7
Peso complessivo [kg]	5475

Risulta un accumulo di 28,7 m³ con un peso complessivo di circa 5,5 t. Questo, in aggiunta agli altri elementi impiantistici presenti, genera un impatto spaziale analogo a quello schematizzato in *Figura 54*.

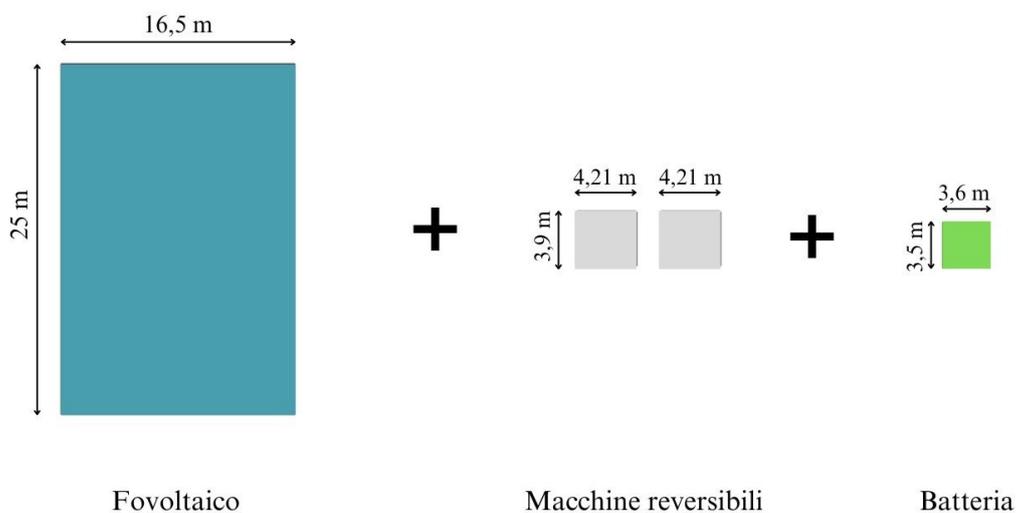


Figura 54: *Impatto progettuale – Caso 1.*

4.3 CASO 2

Alla situazione già presentata si aggiunge la valutazione dell'integrazione di sistemi di accumulo termico. Verranno esaminati due scenari principali: nel primo, si introdurrà un accumulo termico "caldo", nel secondo, un accumulo termico "freddo", entrambi in combinazione con la batteria. Qualora si ottenessero esiti particolarmente rilevanti, si vaglierà l'accoppiamento dei due, mantenendo costante la presenza dell'accumulo elettrochimico.

In una prima fase, lo studio si concentrerà in modo generale sugli accumuli sensibili e, successivamente, l'indagine verrà approfondita con lo studio degli accumuli latenti con materiali a cambiamento di fase (PCM), considerandone le prestazioni rivolte all'applicazione specifica.

4.3.1 Accumulo elettrico + accumulo caldo

L'integrazione di un accumulo termico consente di svincolare il funzionamento della pompa di calore dalla richiesta diretta di carico termico dell'edificio – presente esclusivamente durante le ore di attività, dalle 08:00 alle 21:00 –, consentendo alla macchina di operare solo per caricare l'accumulo nei momenti più convenienti. In questo modo se ne ottimizza il funzionamento, ad esempio sfruttando le fasce orarie in cui la temperatura dell'aria esterna è più elevata, migliorando così il COP. Inoltre, tale disaccoppiamento tra produzione e domanda consente il ridimensionamento della pompa di calore, la quale non deve essere più in grado di coprire i picchi di carico. Di conseguenza, si prevede una riduzione sia del consumo complessivo di energia elettrica sia del picco di potenza assorbita, con un potenziale beneficio sulla gestione dell'energia in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico, aspetto che, tuttavia, richiede una ulteriore verifica.

Al fine di individuare la nuova taglia della pompa di calore, occorre calcolare la capacità massima che l'accumulo termico dovrebbe gestire. Questa è stata ottenuta sommando i fabbisogni termici giornalieri per tutto l'anno e selezionando il massimo valore risultante – 890, 16 kWh. L'andamento del fabbisogno termico giornaliero durante l'anno è riportato in *Figura 55*, dalla quale si evince che il giorno in cui si registra il picco è il 27 dicembre.



Figura 55: Andamento fabbisogno termico giornaliero durante l'anno.

Con l'intento di determinare una nuova potenza media adeguata della pompa di calore, è stato ipotizzato un tempo massimo di ricarica dell'accumulo pari a 14 ore, corrispondente alla durata dell'attività dell'edificio. Se ne è ottenuto un valore di 63,6 kW. Tuttavia, ciò non implica che la pompa di calore debba necessariamente operare per tutto l'arco temporale considerato, ma questo è esclusivamente funzionale all'identificazione di un dimensionamento ottimale della macchina, trovando un equilibrio tra l'aumento del COP stagionale e la temperatura media dell'aria esterna nelle ore di funzionamento.

Attraverso il *software* dell'azienda *Clivet* è stata selezionata la macchina più vicina alla potenza calcolata, assicurandosi che questa possieda comunque una potenzialità frigorifera sufficiente a coprire il picco di potenza previsto dal progetto.

I parametri relativi alle condizioni climatiche esterne di progetto e alle temperature di funzionamento dei terminali locali, utilizzati per la nuova selezione, rimangono quelli indicati in *Tabella 29* e in *Tabella 30*, poiché si continua ad optare per una soluzione condensata ad aria.

La nuova macchina e i valori di funzionamento, sia in modalità pompa di calore sia come gruppo frigo, sono illustrati in *Figura 56*.

RAFFREDDAMENTO		RISCALDAMENTO		
WiSAN-YSE1 45.2 	Potenzialità frigorifera (kW)	109	Potenzialità termica (kW)	63,8
	Potenza assorbita totale (kW)	32,7	Potenza assorbita totale (kW)	31,8
	EER (Nr)	3,35	COP (Nr)	2,01
	Potenzialità frigorifera (EN14511:2022) (kW)	109	Potenzialità termica (EN14511:2022) (kW)	63,9
	Potenza assorbita totale (EN14511:2022) (kW)	33,0	Potenza assorbita totale (EN14511:2022) (kW)	31,9
	EER (EN 14511:2022) (Nr)	3,30	COP (EN 14511:2022) (Nr)	2,00
	SEER (Nr)	4,93	SCOP W35 (Nr)	4,60
	Portata acqua (Lato Utilizzo) (l/s)	5,19	SCOP W55 (Nr)	3,38
	Perdite di carico scambiatore impianto (kPa)	32,0	Portata acqua (Lato Utilizzo) (l/s)	3,09
			Perdite di carico scambiatore impianto (kPa)	12,4

Figura 56: Nuova macchina reversibile selezionata dal produttore *Clivet*.

La taglia della pompa di calore subisce una riduzione; inoltre, anziché due macchine che operano a carichi parziali, si sceglie di installare una sola macchina che opera sempre alla massima potenza. Il *software* dell'azienda ha fornito dei dati che, elaborati in *Excel*, hanno consentito di definire le curve caratteristiche della pompa di calore: la relazione tra la temperatura esterna e la potenza termica e quella tra la temperatura esterna e il COP. Queste sono mostrate in *Figura 57*, *Figura 58*.

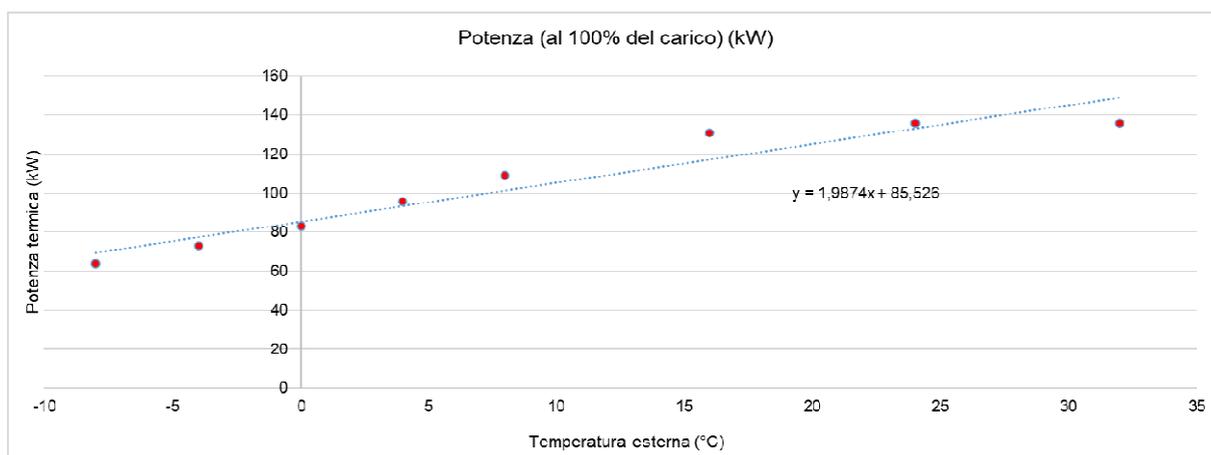


Figura 57: Caratteristica potenza termica della pompa di calore in funzione della temperatura esterna – Nuova macchina.

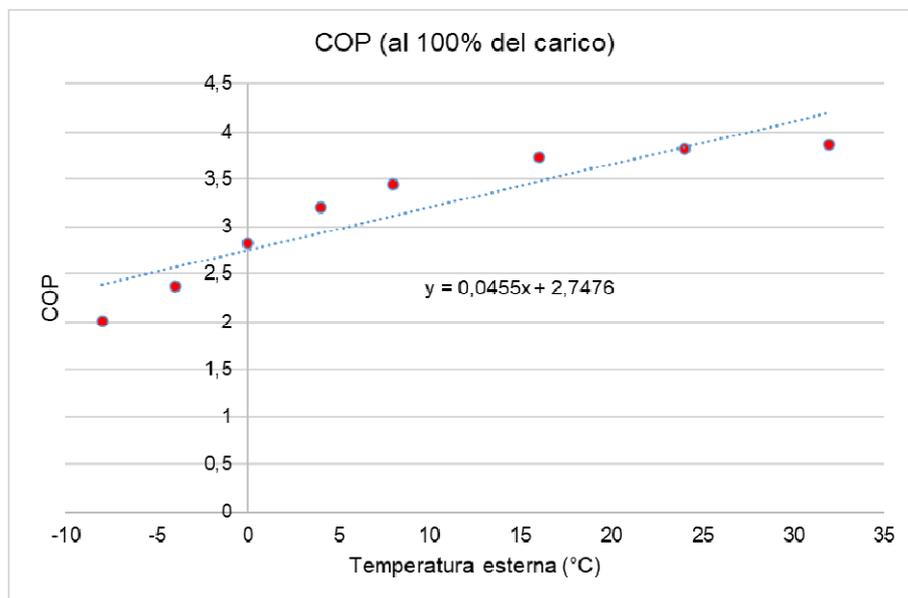


Figura 58: Caratteristica COP della pompa di calore in funzione della temperatura esterna – Nuova macchina.

Avendo scelto una macchina differente, la potenza elettrica dei relativi gruppi di pompaggio è stata ricalcolata, seguendo lo stesso procedimento illustrato in precedenza. Tuttavia, il circuito primario ora assorbe energia solo quando la pompa di calore è in funzione – richiedendo energia elettrica pari a 0,378

MWh, con una riduzione del 76% rispetto al caso base –, mentre quello secondario rimane invariato, continuando a seguire direttamente il carico.

Per entrambi i circuiti del gruppo di pompaggio, i valori associati alla prevalenza, al rendimento e alla differenza di temperatura permangono quelli in *Tabella 31*.

La sostituzione della pompa di calore richiede di valutare anche il suo funzionamento in modalità gruppo frigo, a fronte delle nuove caratteristiche in funzione della temperatura dell'aria esterna e del fattore di carico a cui lavora, riportate in *Figura 59*, *Figura 60*, *Figura 61*.

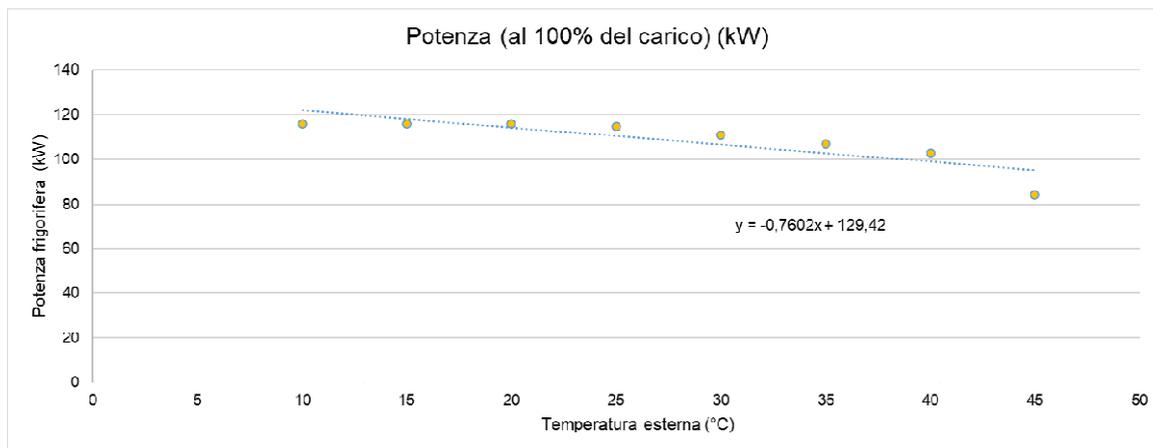


Figura 59: Caratteristica potenza del gruppo frigo in funzione della temperatura esterna – Nuova macchina.

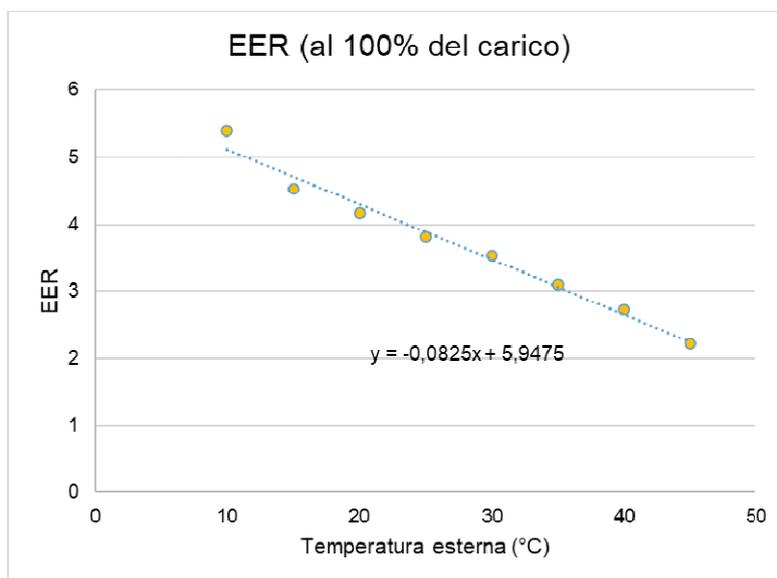


Figura 60: Caratteristica EER in funzione della temperatura esterna – Nuova macchina.

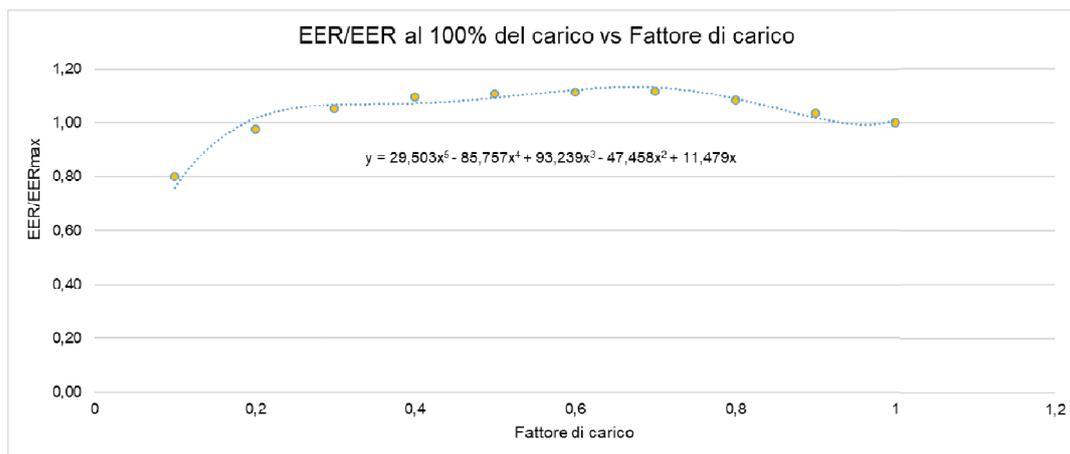


Figura 61: Caratteristica EER/EER al 100% del carico in funzione del fattore di carico – Nuova macchina.

In funzione della temperatura dell'aria esterna e del fabbisogno termico reali, la nuova macchina reversibile, quando in funzionamento come gruppo frigo, possiede un EER stagionale di 3,68 e una potenza elettrica di picco assorbita di 25 kW.

Rispetto al caso base, dai grafici si evince che il gruppo frigo lavora con un EER più alto per alti valori del fattore di carico. Tuttavia, la macchina continua ad essere sovradimensionata rispetto alle necessità, con una potenza massima di 109 kW in confronto agli 88 kW di picco registrati. Di conseguenza, l'unità opera spesso a valori ridotti del fattore di carico, con un valore medio stagionale pari a 0,23. Questo comporta un peggioramento dell'EER stagionale, determinando un incremento del consumo di energia elettrica nel corso dell'anno.

Anche quella assorbita dai gruppi di pompaggio della macchina è stata ricalcolata, sempre seguendo il procedimento già utilizzato e avvalendosi dei medesimi valori in *Tabella 31*. Il circuito primario presenta un consumo energetico di poco minore rispetto al caso base in quanto la potenza nominale installata è diminuita. Il consumo associato al circuito secondario rimane, invece, invariato in quanto questo continua a seguire il carico.

Ne risulta che la diminuzione dei carichi elettrici legati alla macchina in funzionamento come pompa di calore, dovuti a un COP stagionale più elevato e a una riduzione delle ore di funzionamento – grazie all'aggiunta dell'accumulo – viene parzialmente vanificata dall'aumento dei carichi elettrici del gruppo frigo.

In *Figura 62* si mostra uno stralcio del foglio di calcolo *Excel* dove è stato simulato il comportamento dell'accumulo.

Data	Ora	Temperatura aria esterna (°C)	Fabb. termico (kW)	Potenza massima producibile pdc (kW)	COP	Accumulo [kWh]	pdc on/off	Potenza massima producibile pdc nelle ore di funzionamento (kW)	COP quando pdc è in funzione	Tempo di funzionamento pdc [h]	Potenza elettrica assorbita PDC (kW)
01/01/2023	1:00	-1,1	0,0	83,3	2,7	890,2	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	2:00	-1,7	0,0	82,2	2,7	890,2	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	3:00	-2,2	0,0	81,2	2,6	890,2	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	4:00	-2,9	0,0	79,8	2,6	890,2	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	5:00	-3,4	0,0	78,8	2,6	890,2	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	6:00	-3,6	0,0	78,4	2,6	890,2	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	7:00	-3,6	0,0	78,4	2,6	890,2	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	8:00	-3,2	20,5	79,1	2,6	869,6	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	9:00	-2,4	83,4	80,7	2,6	866,9	1	80,7	2,6	1,0	30,6
01/01/2023	10:00	-1,3	58,9	83,0	2,7	810,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	11:00	0,3	51,8	86,2	2,8	844,4	1	86,2	2,8	1,0	31,2
01/01/2023	12:00	2,4	46,4	90,4	2,9	888,4	1	90,4	2,9	1,0	31,6
01/01/2023	13:00	5,0	45,0	95,4	3,0	843,3	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	14:00	6,6	41,8	98,6	3,0	801,6	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	15:00	7,0	40,4	99,5	3,1	860,6	1	99,5	3,1	1,0	32,4
01/01/2023	16:00	6,8	40,4	99,0	3,1	820,2	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	17:00	5,9	41,4	97,3	3,0	876,1	1	97,3	3,0	1,0	32,2
01/01/2023	18:00	4,4	38,2	94,3	2,9	837,9	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	19:00	2,3	40,4	90,1	2,9	887,6	1	90,1	2,9	1,0	31,6
01/01/2023	20:00	0,7	38,0	86,9	2,8	849,6	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	21:00	-0,2	43,5	85,1	2,7	806,1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
01/01/2023	22:00	-0,8	0,0	83,9	2,7	890,1	1	83,9	2,7	1,0	31,0
01/01/2023	23:00	-1,0	0,0	83,5	2,7	890,1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
02/01/2023	0:00	-0,8	0,0	84,0	2,7	890,1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
02/01/2023	1:00	-0,1	0,0	85,3	2,7	890,1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
02/01/2023	2:00	0,4	0,0	86,3	2,8	890,1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
02/01/2023	3:00	0,7	0,0	86,9	2,8	890,1	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Figura 62: Simulazione accumulo termico.

In Tabella figurano:

- la temperatura dell'aria esterna;
- il fabbisogno termico;
- la potenza massima producibile dalla pompa di calore, ottenuta dalla curva caratteristica della stessa alla temperatura dell'aria esterna a quella data ora;
- il COP della pompa di calore, ricavato dalla curva caratteristica della stessa alla temperatura dell'aria esterna a quella data ora;
- una colonna che simula l'accumulo, inizialmente carico con 890,16 kWh. La pompa di calore non funziona in modo continuativo ma solo per caricare l'accumulo quando è presente energia in eccesso, e non seguendo il fabbisogno termico istantaneo. Ciò avviene nel caso in cui la sua potenza sia superiore al fabbisogno e si avvale dell'energia in surplus, fino al raggiungimento della capacità massima di accumulo. Al contrario, se la potenza disponibile non è sufficiente a coprire il fabbisogno, la scarica è di una quota pari all'energia richiesta;
- una colonna relativa all'effettiva accensione della pompa, la quale pone un flag pari a 1 quando questa si è accesa per caricare l'accumulo e di 0 in caso contrario;

- la *potenza massima producibile della pompa di calore nelle ore di funzionamento*. Se la pompa di calore risulta essere accesa, pone un valore pari alla sua massima potenza producibile a quella data ora; in caso contrario viene posto 0;
- il *COP quando la pompa è in funzione*. Se la macchina è accesa, pone un valore pari al suo COP a quella data ora; in caso contrario viene posto 0;
- il *tempo di funzionamento* della pompa di calore. Se questa è in funzione viene posto 1 quando tutta l'energia producibile dalla pompa di calore in quell'ora viene utilizzata per caricare l'accumulo; in caso contrario, si calcola il tempo effettivo di funzionamento, come rapporto tra la capacità massima dell'accumulo e la potenza producibile dalla pompa di calore in quell'ora;
- la *potenza elettrica assorbita* dalla pompa di calore. Quando è accesa, viene calcolata la potenza elettrica che questo processo assorbe dividendo la sua potenza massima per il COP e moltiplicandola per il tempo di funzionamento.

L'energia elettrica annuale assorbita dalla pompa di calore ora equivale a 30 MWh, rispetto ai 32 MWh del caso base. Il COP stagionale della nuova pompa di calore, in combinazione con l'accumulo, aumenta fino a 2,9. Tuttavia, questo incremento non è dovuto a prestazioni superiori della nuova macchina, che in realtà opera con un COP medio inferiore rispetto a quella del caso base, ma è legato alla riduzione della potenza elettrica assorbita, poiché la pompa lavora per un numero inferiore di ore. Di conseguenza, si tratta di un miglioramento relativo.

L'introduzione dell'accumulo termico ha permesso la riduzione dei carichi elettrici, ora composti da:

- il contributo dei carichi elettrici necessari all'edificio e quelli dei ventilatori delle UTA;
- la potenza elettrica assorbita dalla nuova macchina reversibile in funzionamento come gruppo frigo;
- la potenza elettrica assorbita dal circuito primario e secondario del gruppo di pompaggio freddo;
- la potenza elettrica assorbita dalla nuova pompa di calore quando è in funzione;
- la potenza elettrica assorbita dal circuito primario e secondario del gruppo di pompaggio caldo associato alla nuova pompa di calore.

È stato riutilizzato il foglio di calcolo in *Figura 51* per determinare la nuova percentuale di energia elettrica acquistata dalla rete, mantenendo invariata la capacità della batteria al valore dimensionato nel caso 1. In *Tabella 40* figurano i valori significativi per tale calcolo.

Tabella 40: Riepilogo valori significativi caso 2 – Batteria + accumulo caldo.

Producibilità fotovoltaico annuale [MWh]	Carichi elettrici annuali [MWh]	Energia autoprodotta annuale [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete senza batteria [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete con batteria [MWh]
122,07	234,69	96,12	138,57	113,10

Si può prendere visione delle nuove percentuali ottenute in *Tabella 41*; in particolare, la percentuale di acquisto da rete corrisponde al 48,19%.

Tabella 41: Confronto percentuali caso 0, caso 1 e caso 2 (con batteria + accumulo caldo).

No accumulo	Numero moduli	244
	Percentuale autoproduzione [%]	41,35
	Percentuale acquisto da rete [%]	58,65
Batteria	Capacità accumulo elettrico [kWh]	255,2
	Percentuale autoproduzione [%]	51,64
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,36
Batteria + accumulo caldo	Capacità accumulo elettrico [kWh]	255,2
	Capacità accumulo termico [kWh]	890,16
	Percentuale autoproduzione [%]	51,81
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,19

Al fine di comprendere quale sarebbe il volume necessario ad una eventuale installazione di un serbatoio ad acqua, è stato fatto un tentativo di dimensionamento ideale supponendone una stratificazione perfetta.

Il fabbisogno termico massimo che si vuole accumulare, Q , è stato convertito in MJ per calcolare il volume dell'accumulo come

$$V = \frac{Q}{\rho \cdot c_p \cdot \Delta T}$$

dove ρ è la densità dell'acqua in kg/m^3 , c_p il suo calore specifico in kJ/kgK e ΔT la differenza di temperatura tra l'ingresso e l'uscita dell'acqua all'interno dell'accumulo in $^{\circ}\text{C}$. I valori considerati sono quelli in *Tabella 42*.

Tabella 42: Dimensionamento accumulo caldo con serbatoio ad acqua.

Energia termica da progetto [kWh]	890,16
Energia termica [MJ]	3204,6
Densità acqua [kg/m ³]	1000
Calore specifico acqua [kJ/kgK]	4,186
Differenza di temperatura [°C]	5
Volume accumulo [m ³]	153

È stato supposto di utilizzare un serbatoio cilindrico dal diametro di 8 m e un'altezza di circa 3 m per ottenere un volume d'acqua almeno pari a quello necessario per l'accumulo. L'impatto progettuale che ne deriverebbe è mostrato in *Figura 63*.

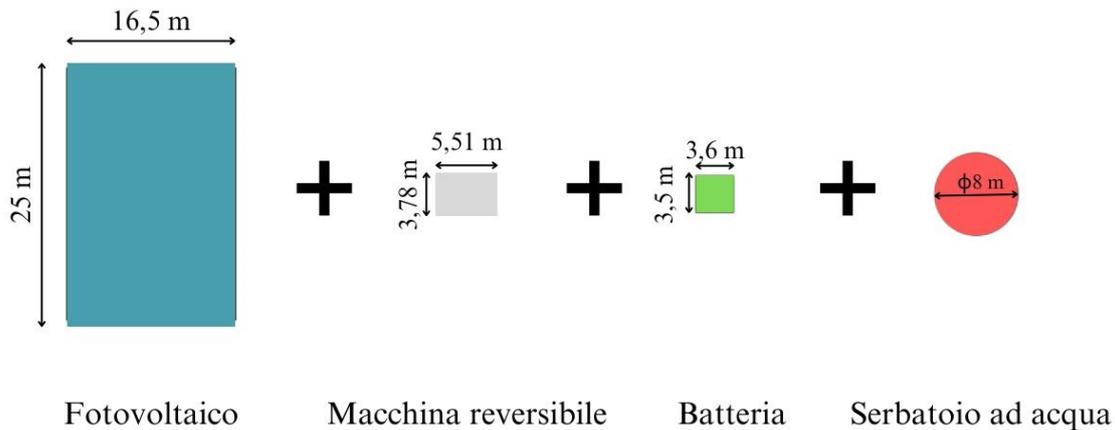


Figura 63: Impatto progettuale – Caso 2 (accumulo caldo).

4.3.2 Accumulo elettrico + accumulo freddo

Il secondo scenario analizzato vede l'introduzione di un accumulo freddo.

Il presupposto di partenza è che il gruppo frigo opera in modo più efficiente durante la notte, grazie alle temperature esterne più basse. Tuttavia, poiché l'edificio non è in funzione in tale intervallo orario, anche in questo caso la produzione risulta svincolata dal carico.

La capacità massima dell'accumulo è stata determinata sommando i fabbisogni frigoriferi giornalieri per tutto l'anno e selezionandone il valore di picco, pari a 951,9 kWh registrato il 24 giugno. Questo andamento è visibile in *Figura 64*.



Figura 64: Andamento fabbisogno frigorifero giornaliero durante l'anno.

A differenza della condizione precedente, questa volta non è stato necessario scegliere una nuova macchina in quanto quella selezionata nel caso base risponde adeguatamente ai requisiti progettuali. Ciononostante, si è optato di farla lavorare al 70% del carico.

In realtà, dalle sue caratteristiche è emerso che questa funziona meglio a fattori di carico più bassi e, nello specifico, ha un rendimento ottimale intorno al 40%; questo implicherebbe, però, che il gruppo frigo dovrebbe operare molte ore, alcune anche durante il giorno, con un possibile peggioramento delle prestazioni della macchina poiché la temperatura esterna è più alta nelle ore diurne. Il *trade-off* consiste quindi nel cercare di sfruttare al massimo le sue migliori performance ai carichi bassi, ma allo stesso tempo nel limitare il più possibile il suo funzionamento durante il giorno, per ottenere, a fine giornata, una carica dell'accumulo corrispondente ad un valore quanto più vicino possibile a quello massimo.

Questo cambiamento determina anche una conseguente modifica delle caratteristiche del gruppo frigo, rappresentate in *Figura 65* e *Figura 66*.

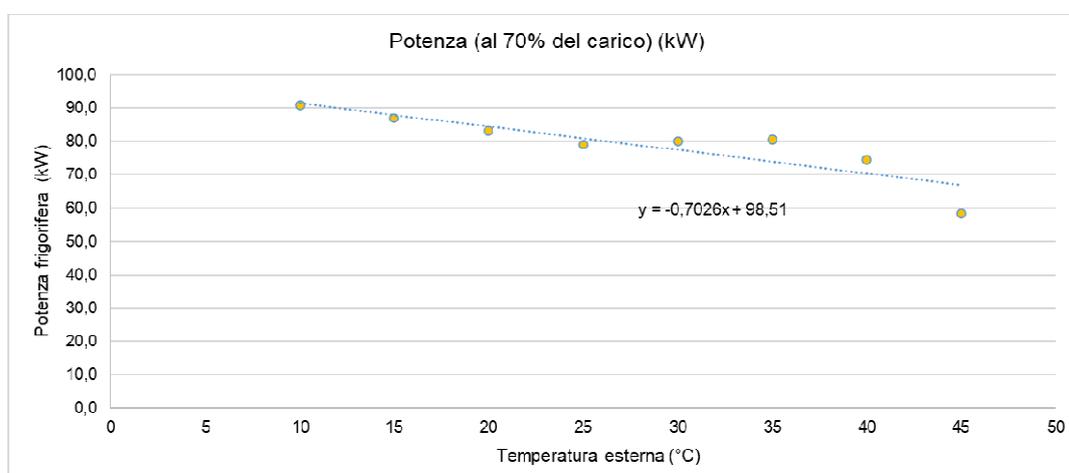


Figura 65: Caratteristica potenza frigorifera in funzione della temperatura esterna – Carico al 70%.

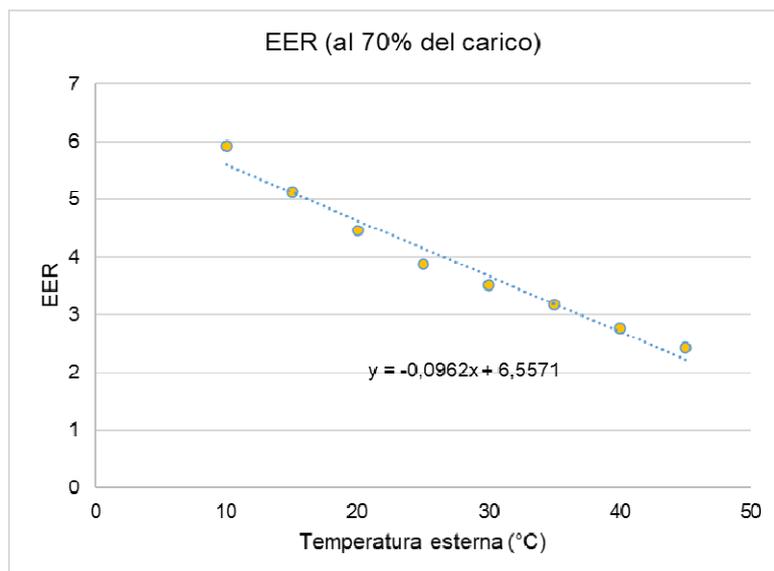


Figura 66: Caratteristica EER gruppo frigo in funzione della temperatura esterna – Carico al 70%.

Anche in questa circostanza le potenze elettriche assorbite dal gruppo di pompaggio sono state ricalcolate dal momento che, nella nuova condizione, il circuito primario funziona solo durante l'accensione del gruppo frigo, mentre quello secondario, seguendo il carico, rimane invariato. I dati utili a tale operazione rimangono quelli riportati in *Tabella 31*. Ne consegue che l'ammontare di energia elettrica assorbita dal circuito primario diventa pari a 0,44 MWh, registrando una diminuzione del 72% rispetto al caso base.

Il comportamento dell'accumulo freddo viene simulato attraverso un foglio di calcolo *Excel*, del quale si riporta uno stralcio in *Figura 67*.

Data	Ora	Temperatura aria esterna (°C)	Fabbisogno frigorifero (kW)	Potenza massima producibile gruppo frigo (kW)	EER	accumulo [kWh]	GF on/off	Potenza massima producibile GF nelle ore di funzionamento (kW)	EER quando GF è in funzione	Tempo di funzionamento GF (h)	Potenza elettrica assorbita GF (kW)
21/06/2023	0:00	19,31	0,00	84,94	4,70	637,86	1	84,94	4,70	1,00	18,08
21/06/2023	1:00	19,14	0,00	85,06	4,72	722,93	1	85,06	4,72	1,00	18,04
21/06/2023	2:00	18,73	0,00	85,35	4,76	808,28	1	85,35	4,76	1,00	17,95
21/06/2023	3:00	18,06	0,00	85,82	4,82	894,10	1	85,82	4,82	1,00	17,81
21/06/2023	4:00	17,30	0,00	86,36	4,89	951,90	1	86,36	4,89	0,67	11,81
21/06/2023	5:00	16,88	0,00	86,65	4,93	951,90	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	6:00	16,80	0,00	86,71	4,94	951,90	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	7:00	16,99	0,00	86,57	4,92	951,90	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	8:00	17,73	10,99	86,06	4,85	940,91	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	9:00	18,98	24,23	85,18	4,73	916,68	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	10:00	20,69	33,94	83,97	4,57	882,74	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	11:00	22,21	40,02	82,90	4,42	842,71	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	12:00	23,51	44,16	81,99	4,30	798,56	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	13:00	24,75	46,66	81,12	4,18	751,90	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	14:00	25,89	48,88	80,32	4,07	703,02	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	15:00	26,99	52,10	79,55	3,96	650,92	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	16:00	28,03	55,71	78,82	3,86	595,21	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	17:00	28,53	57,52	78,47	3,81	537,69	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	18:00	28,41	53,65	78,55	3,82	484,04	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	19:00	27,86	46,47	78,93	3,88	437,57	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	20:00	26,60	39,09	79,82	4,00	398,47	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21/06/2023	21:00	24,63	17,48	81,21	4,19	462,20	1	81,21	4,19	1,00	19,39
21/06/2023	22:00	22,05	0,00	83,02	4,44	545,22	1	83,02	4,44	1,00	18,71
21/06/2023	23:00	20,13	0,00	84,37	4,62	629,59	1	84,37	4,62	1,00	18,26

Figura 67: Simulazione accumulo frigorifero.

In Tabella figurano:

- la temperatura dell'aria esterna;
- il fabbisogno frigorifero;
- la potenza massima producibile dal gruppo frigo, ottenuta dalla curva caratteristica dello stesso alla temperatura dell'aria esterna a quella data ora;
- l'EER del gruppo frigo, ricavato dalla curva caratteristica dello stesso alla temperatura dell'aria esterna a quella data ora;
- una colonna che simula *accumulo*, il quale si suppone parta pari a 951,90 kWh. L'obiettivo è far funzionare il gruppo frigorifero principalmente durante le ore notturne, tra le 20:00 e le 08:00, così da caricare l'accumulo utilizzando l'energia in eccesso e avvicinarsi il più possibile alla sua capacità massima, senza tuttavia superarne il limite, in modo da garantire un funzionamento efficiente del sistema. Al contrario, nell'arco temporale che va dalle 08:00 e le 20:00, l'energia accumulata durante la notte viene impiegata per soddisfare il fabbisogno di raffrescamento.
- una colonna relativa all'effettiva *accensione* della macchina che pone un *flag* pari a 1 quando il gruppo frigo si è acceso per caricare l'accumulo e pari a 0 in caso contrario;
- la *potenza massima producibile dal gruppo frigo nelle ore di funzionamento*; quando il *flag* è pari a 1 il valore impostato è quello della sua potenza massima producibile in quell'ora, quando è 0 significa che la macchina non è accesa;

- l'*EER* quando il gruppo frigorifero è in funzione; quando il *flag* è pari a 1 il valore impostato è quello dell'*EER* della macchina in quell'ora, quando il valore impostato corrisponde a 0 è perché il gruppo frigo è spento;
- il *tempo di funzionamento del gruppo frigo* quando si accende per caricare l'accumulo. Il valore 1 indica che tutta la massima potenza producibile dal gruppo frigo in quell'ora viene utilizzata per ricaricare l'accumulo; altrimenti viene calcolato il tempo effettivamente necessario alla produzione dell'energia sufficiente a saturarlo come la differenza tra la capacità massima e il valore dello stato di carica all'ora precedente, il tutto diviso per la potenza massima producibile in quell'ora;
- la *potenza elettrica assorbita*. Nel caso di accensione del gruppo frigo questa è calcolata come il rapporto tra la potenza massima producibile dal gruppo frigo a quella data ora e il corrispettivo *EER*, il tutto moltiplicato per il tempo effettivo di funzionamento della macchina.

L'energia elettrica annuale assorbita dal gruppo frigo è di 11,1 MWh, in leggera diminuzione rispetto ai 12,25 MWh del caso base.

Si può notare che, con questa configurazione della macchina, l'*EER* stagionale aumenta fino a un valore di 4,66. Questo incremento è dovuto al fatto che, lavorando al 70% del carico, l'*EER* medio è generalmente più alto rispetto al caso in cui il gruppo frigo opera a pieno carico. Inoltre, a temperature più basse, questo produce di più, riducendo le ore di funzionamento necessarie per la carica dell'accumulo e, di conseguenza, il consumo complessivo di energia elettrica.

La composizione dei carichi elettrici ora prevede:

- il contributo dei carichi elettrici necessari all'edificio e quelli dei ventilatori delle UTA;
- la potenza elettrica assorbita dal gruppo frigo quando è in funzione per la nuova configurazione;
- la potenza elettrica assorbita dal circuito primario e secondario del gruppo di pompaggio freddo nella nuova configurazione;
- la potenza elettrica assorbita dalle pompe di calore del caso base;
- la potenza elettrica assorbita dal circuito primario e secondario dei gruppi di pompaggio caldo del caso base.

Il foglio di calcolo in *Figura 51*, attraverso il quale si è dimensionata la batteria, la cui capacità rimane invariata, è stato nuovamente la base da cui partire per determinare la nuova percentuale di energia elettrica acquistata dalla rete. A questo scopo, i valori significativi figurano in *Tabella 43*.

Tabella 43: Riepilogo valori significativi caso 2 – Batteria + accumulo freddo.

Producibilità fotovoltaico annuale [MWh]	Carichi elettrici annuali [MWh]	Energia autoprodotta annuale [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete senza batteria [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete con batteria [MWh]
122,07	233,66	93,20	140,46	112,16

I nuovi risultati ottenuti sono contenuti in *Tabella 44*.

Tabella 44: Confronto percentuali caso 0, caso 1 e caso 2 (con batteria + accumulo freddo).

No accumulo	Numero moduli	244
	Percentuale autoproduzione [%]	41,35
	Percentuale acquisto da rete [%]	58,65
Batteria	Capacità accumulo elettrico [kWh]	255,2
	Percentuale autoproduzione [%]	51,64
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,36
Batteria + accumulo caldo	Capacità accumulo elettrico [kWh]	255,2
	Capacità accumulo termico [kWh]	890,16
	Percentuale autoproduzione [%]	51,81
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,19
Batteria + accumulo freddo	Capacità accumulo elettrico [kWh]	255,2
	Capacità accumulo termico [kWh]	951,90
	Percentuale autoproduzione [%]	52,00
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,00

Con questa configurazione, la quota di energia da acquistare dalla rete si attesta al 48%.

Anche in questo caso è stato effettuato un tentativo di dimensionamento ideale di un serbatoio ad acqua. Le modalità sono le medesime dello scenario precedente ma si utilizzano i valori riportati in *Tabella 45*.

Energia termica da progetto [kWh]	951,90
Energia termica [MJ]	3426,8
Densità acqua [kg/m ³]	1000
Calore specifico acqua [kJ/kgK]	4,186
Differenza di temperatura [°C]	5
Volume accumulo [m ³]	164

Tabella 45: Dimensionamento accumulo freddo con serbatoio ad acqua.

Permane l'ipotesi di forma cilindrica del serbatoio ad acqua, con un diametro di 8 m ma un'altezza di 3,3 m. Il suo impatto è osservabile in Figura 68.

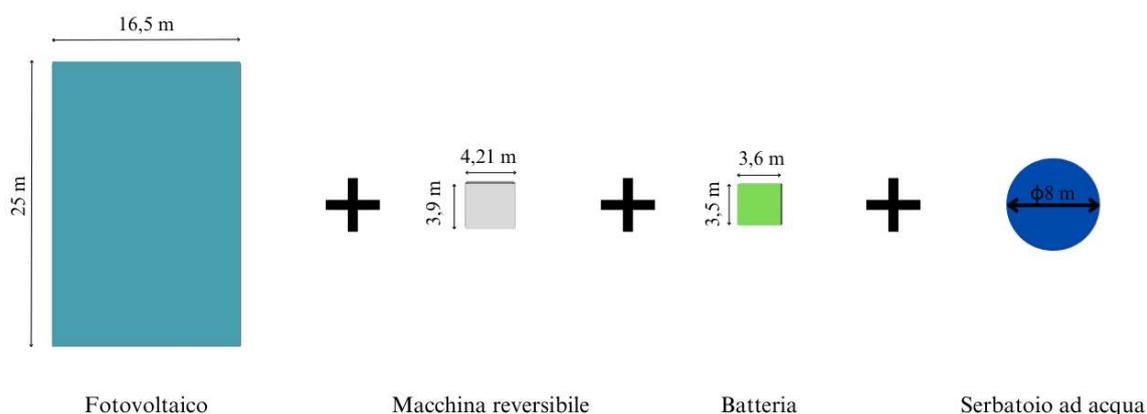


Figura 68: Impatto progettuale – Caso 2 (accumulo freddo).

4.3.3 Approfondimento accumulo latente con PCM

Conclusa l'analisi dell'integrazione di sistemi di accumulo sensibile, si passa allo studio dell'applicazione dell'accumulo termico con materiali a cambiamento di fase (PCM). La logica di funzionamento rimane analoga a quella precedentemente presentata: per l'accumulo caldo si intende far operare la pompa di calore durante il giorno, mentre per quello freddo si sfrutta l'operatività notturna del gruppo frigo, con lo scopo, in entrambi i casi, di disaccoppiare la produzione dal carico.

Per comprendere come realizzare un accumulo termico con materiali a cambiamento di fase integrati in uno scambiatore, sono state esaminate le diverse tipologie di PCM presenti sul mercato, ognuna delle quali caratterizzata da una specifica temperatura di fusione/solidificazione. Sono stati selezionati due PCM

organici prodotti dall'azienda *I-Tes*, uno per l'accumulo caldo, con temperatura di fusione di 49°C, e uno per quello freddo, con temperatura di fusione pari a 5°C.

Al fine di garantire un processo di carica e scarica efficiente, è necessario assicurare un ΔT minimo di 10°C tra la temperatura di ingresso e quella di uscita dell'acqua che circola nello scambiatore. Infatti, avvenendo il processo di fusione o solidificazione del PCM su un intervallo di temperatura, un ΔT di 10°C permetterebbe di coprire l'intero cambiamento di fase, garantendo così una completa carica e scarica del materiale. Di conseguenza, per l'accumulo caldo, l'acqua dovrebbe essere mandata a una temperatura di almeno 54°C e ritornare a circa 44°C; analogamente, per l'accumulo freddo, la temperatura di mandata dovrebbe essere pari a 0°C con una temperatura di ritorno di 10°C.

Supponendo, in via ideale, di poter soddisfare queste condizioni operative, sono stati calcolati i parametri di volume e massa, convertendo il valore della capacità massima dell'accumulo da kWh a kJ. Di seguito, è stata calcolata la massa necessaria come

$$m = \frac{Q}{\Delta H}$$

dove Q è l'energia termica in kJ e ΔH è il calore latente di fusione del materiale in kJ/kg.

Il volume è stato calcolato dividendo il risultato ottenuto della massa per la rispettiva densità.

I valori risultati dal dimensionamento dell'accumulo caldo e di quello freddo sono annotati, rispettivamente, in *Tabella 46* e *Tabella 47*.

Tabella 46: Dimensionamento accumulo termico caldo con PCM.

energia termica [kWh]	890,2
energia termica [MJ]	3204,6
ΔH [kJ/kg]	250
massa [kg]	12818,37
massa [t]	12,82
densità [kg/m ³]	810,00
volume accumulo [m ³]	16

Tabella 47: Dimensionamento accumulo termico freddo con PCM.

energia frigorifera [kWh]	951,9
energia frigorifera [MJ]	3426,8
ΔH [kJ/kg]	191
massa [kg]	17941,59
massa [t]	17,94
densità [kg/m ³]	870
volume accumulo [m ³]	21

Al netto degli ingombri degli scambiatori, per l'accumulo caldo, è necessario un volume di materiale pari a 16 m³ e di 21 m³ per quello freddo. Rispetto al volume d'acqua richiesto per un accumulo sensibile mediante serbatoio, questi valori corrispondono a una riduzione del 90% nel primo caso e dell'87% nel secondo.

Tuttavia, è opportuno valutare con attenzione gli effetti che un aumento del ΔT di 10°C potrebbe causare sui COP ed EER della macchina, nonché identificare quali apparecchiature siano in grado di operare efficacemente alle nuove temperature e quale sia la loro potenza nominale. Infatti, nonostante tale ΔT sia essenziale per sfruttare appieno il potenziale dei PCM e garantire un trasferimento di calore efficace, comporta una maggiore sollecitazione del sistema, obbligando il compressore a lavorare di più con un incremento del consumo energetico.

Una ulteriore criticità è legata al fatto che le tecnologie presenti oggi sul mercato sono ottimizzate per operare entro determinati livelli di temperatura e, di conseguenza, un incremento di questi ultimi potrebbe ridurre il COP e l'EER, portando la macchina a lavorare al di fuori di questi limiti. Inoltre, non tutte le macchine sono adatte alla gestione di differenziali termici così elevati e, pertanto, non in grado di garantire un funzionamento stabile o efficiente sotto tali condizioni, compromettendo ulteriormente le prestazioni termodinamiche del sistema.

Si aggiungono le problematiche specifiche per il progetto esaminato come l'incompatibilità dei terminali che servono le zone termiche, che richiederebbero una revisione impiantistica per combinarsi alle temperature richieste dai PCM; in più, nel caso dell'accumulo freddo, la temperatura di mandata e ritorno dell'acqua nel circuito sottintende una gestione ottimale dell'impianto per scongiurare fenomeni indesiderati come la formazione di ghiaccio o la condensa che andrebbero a inficiare sulle prestazioni.

A fronte di ciò, attraverso il *software* dell'azienda *Clivet*, si è ricercata una nuova macchina che potesse soddisfare le nuove richieste. Sono stati impostati i parametri relativi alle condizioni climatiche esterne di progetto e alle temperature di funzionamento dei terminali locali riportati in *Tabella 48* e *Tabella 49*.

Tabella 48: Parametri di funzionamento nuova macchina – Raffreddamento.

Raffreddamento		
Temperatura ambiente esterno [°C]	Temperatura di ritorno impianto [°C]	Temperatura di mandata impianto [°C]
32	10	0

Tabella 49: Parametri di funzionamento nuova macchina – Riscaldamento.

Riscaldamento		
Temperatura ambiente esterno [°C]	Temperatura di ritorno impianto [°C]	Temperatura di mandata impianto [°C]
-8	44	54

Affinché il *software* potesse generare una soluzione adatta, è stato necessario selezionare tra i parametri anche una percentuale di glicole nel circuito dell'impianto. Tra le macchine a disposizione dell'azienda, l'unica in grado di far fronte ai requisiti sopra illustrati è quella mostrata in *Figura 69*, insieme ai relativi valori di funzionamento.

WISAN-YEE1 85.4	RAFFREDDAMENTO		RISCALDAMENTO	
		Potenzialità frigorifera (kW)	191	Potenzialità termica (kW)
	Potenza assorbita compressori (kW)	81,5	Potenza assorbita compressori (kW)	76,5
	Potenza assorbita totale (kW)	91,7	Potenza assorbita totale (kW)	82,3
	EER (Nr)	2,08	COP (Nr)	1,78
	EER compressore (Nr)	2,34	COP compressore (Nr)	1,92
	Potenzialità frigorifera (EN14511:2022) (kW)	191	Potenzialità termica (EN14511:2022) (kW)	133
	Potenza assorbita totale (EN14511:2022) (kW)	91,8	Potenza assorbita totale (EN14511:2022) (kW)	82,3
	EER (EN 14511:2022) (Nr)	2,08	COP (EN 14511:2022) (Nr)	1,62
	SEER (Nr)	4,42	SCOP W35 (Nr)	4,11
	IPLV (Nr)	4,16	SCOP W55 (Nr)	2,93
	Portata acqua (Lato Utilizzo) (l/s)	4,86	Portata acqua (Lato Utilizzo) (l/s)	3,79
	Perdite di carico scambiatore impianto (kPa)	8,69	Perdite di carico scambiatore impianto (kPa)	5,49

Figura 69: Nuova macchina reversibile per le nuove esigenze progettuali selezionata dal produttore Clivet.

La potenza nominale della macchina è pari a 147 kW quando funziona come pompa di calore mentre quando opera come gruppo frigo, corrisponde a 191 kW.

Funzionale alla ricerca della macchina è stato l'innalzamento della sua temperatura minima di funzionamento da 10°C a 15°C nel periodo estivo con una conseguente inattività al di sotto di questa temperatura, riducendo la possibilità di sfruttare pienamente la temperatura dell'aria esterna notturna, in particolare durante le mezze stagioni.

In questa nuova configurazione la taglia della macchina risulta superiore rispetto a quella del caso base, nonostante l'obiettivo dell'integrazione dell'accumulo caldo fosse proprio la sua riduzione. Analogamente,

in modalità freddo, la potenza della nuova macchina raggiunge quasi il doppio rispetto a quella prevista da progetto per coprire il picco.

In entrambi i casi, ciò non rappresenta necessariamente uno svantaggio in quanto una potenza nominale superiore potrebbe ridurre il tempo necessario alla macchina per caricare l'accumulo. Ciononostante, un tempo più breve non garantisce un consumo elettrico annuo inferiore, a causa di peggioramenti negli indici medi di performance della macchina. Nello specifico, la nuova pompa di calore con accumulo latente ha un COP medio, al 100% del carico, significativamente più basso rispetto a quella utilizzata nella stessa configurazione di lavoro con l'accumulo termico sensibile. In modalità freddo, il nuovo gruppo frigo, operando al 100% del carico, mostra un EER medio di gran lunga inferiore rispetto a quello del gruppo frigo dell'accumulo freddo sensibile, che lavora al 70% del carico.

Essendo l'utilizzo di PCM con un ΔT di 10°C risulta incompatibile con i requisiti progettuali dei terminali di impianto, non sono stati effettuati ulteriori approfondimenti. Ad ogni modo, per completezza del ragionamento in *Figura 70* e *Figura 71* si riportano le caratteristiche della nuova macchina.

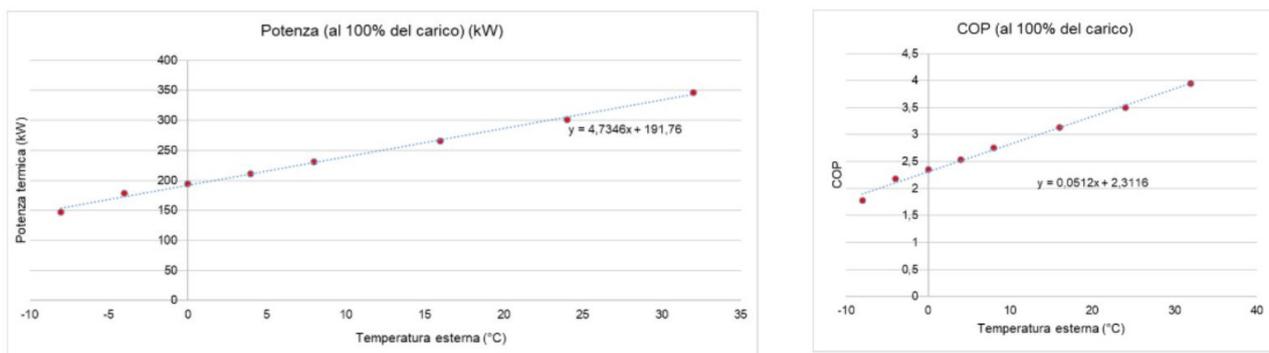


Figura 70: Caratteristica nuova macchina in funzionamento come pompa di calore – Caso PCM.

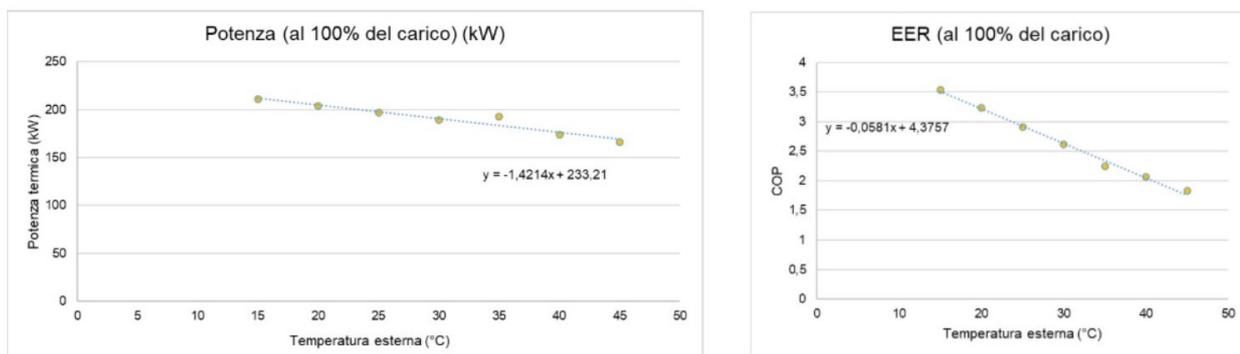


Figura 71: Caratteristica nuova macchina in funzionamento come gruppo frigo – Caso PCM.

4.4 CASO 3

L'introduzione degli accumuli termici ha comportato una riduzione dei carichi elettrici, generando conseguentemente un aumento del surplus di energia disponibile. Sulla base dei giorni in cui questo si verifica, sono state ricalcolate – sia per lo scenario “batteria + accumulo caldo”, sia per quello “batteria + accumulo freddo” – le percentuali di energia acquistata dalla rete ed è stata, pertanto, adeguata la capacità della batteria al nuovo valore massimo della differenza tra l'energia autoprodotta e i carichi elettrici.

Nel caso 1 – con la sola batteria – il surplus registrato corrispondeva a 255,2 kWh il 15 giugno.

Prendendo in considerazione i carichi elettrici registrati a seguito dell'introduzione dell'accumulo caldo, si è ricalcolato come la differenza tra la produzione fotovoltaica e questi ultimi – il cui andamento è mostrato in *Figura 72*. Dalla *Figura 73* si evince che il suo valore massimo è pari a 282,29 kWh, rilevato il 7 aprile, determinando uno spostamento da un giorno estivo a uno primaverile. Ciò si verifica in quanto, non essendoci richiesta di raffrescamento, il gruppo frigo non risulta in funzione; tuttavia, la pompa di calore continua ad operare con un COP stagionale più alto rispetto al caso 1. Al contrario, il surplus misurato il 15 giugno diminuisce in corrispondenza dell'aumento dei carichi elettrici legati al gruppo frigo associato alla nuova pompa di calore, il quale ha un EER stagionale inferiore rispetto a quello del caso 1.

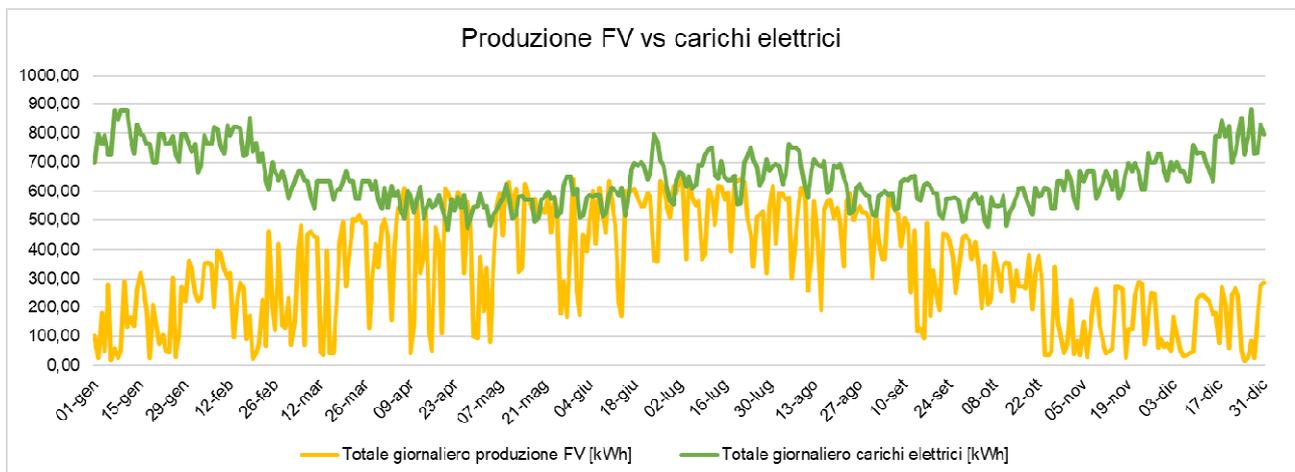


Figura 72: Produzione fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici – Caso 3 (nuova batteria + accumulo caldo).

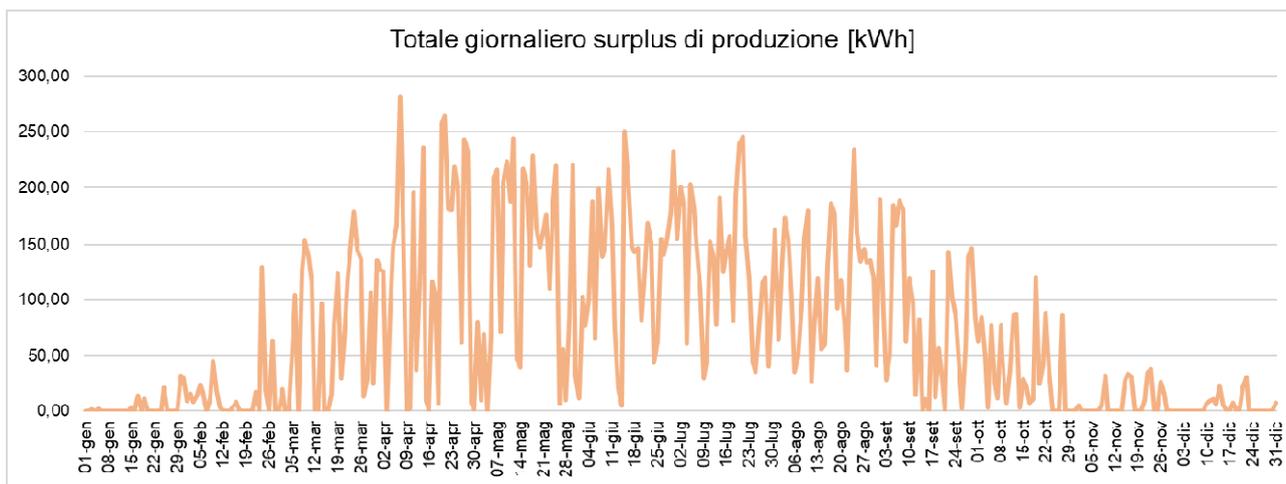


Figura 73: Andamento del surplus – Caso 3 (nuova batteria + accumulo caldo).

La nuova percentuale di energia elettrica acquistata dalla rete è stata ricavata riutilizzando il foglio *Excel* in *Figura 51*, con una modifica della capacità massima della batteria, ora pari al nuovo surplus ottenuto. In *Tabella 50* figurano i valori significativi per tale operazione.

Tabella 50: Riepilogo valori significativi caso 3 – Nuova batteria + accumulo caldo.

Producibilità fotovoltaico annuale [MWh]	Carichi elettrici annuali [MWh]	Energia autoprodotta annuale [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete senza batteria [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete con batteria [MWh]
122,07	234,69	96,12	138,57	112,93

Le nuove percentuali ottenute sono quelle in *Tabella 51* e, nello specifico, quella afferente all’acquisto da rete risulta pari al 48,12%.

Tabella 51: Confronto percentuali caso 0, caso 1 e caso 3 (nuova batteria + accumulo caldo).

No accumulo	Numero moduli	244
	Percentuale autoproduzione [%]	41,35
	Percentuale acquisto da rete [%]	58,65
Batteria	Capacità accumulo elettrico [kWh]	255,2
	Percentuale autoproduzione [%]	51,64
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,36
Batteria + accumulo caldo	Capacità accumulo elettrico [kWh]	282,29
	Capacità accumulo termico [kWh]	890,16
	Percentuale autoproduzione [%]	51,88
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,12

La batteria combinata con l'accumulo freddo produce un nuovo surplus di 289,38 kWh il 21 luglio – il cui andamento è visibile in *Figura 75* –, dovuto alla riduzione dei carichi elettrici giornalieri a parità di energia prodotta dal fotovoltaico. Questo si deve al fatto che la macchina funziona come gruppo frigo nella configurazione iniziale ma al 70% del carico, con un EER più elevato e consumi elettrici inferiori. In *Figura 74* si vede il confronto tra l'autoproduzione e i carichi elettrici.

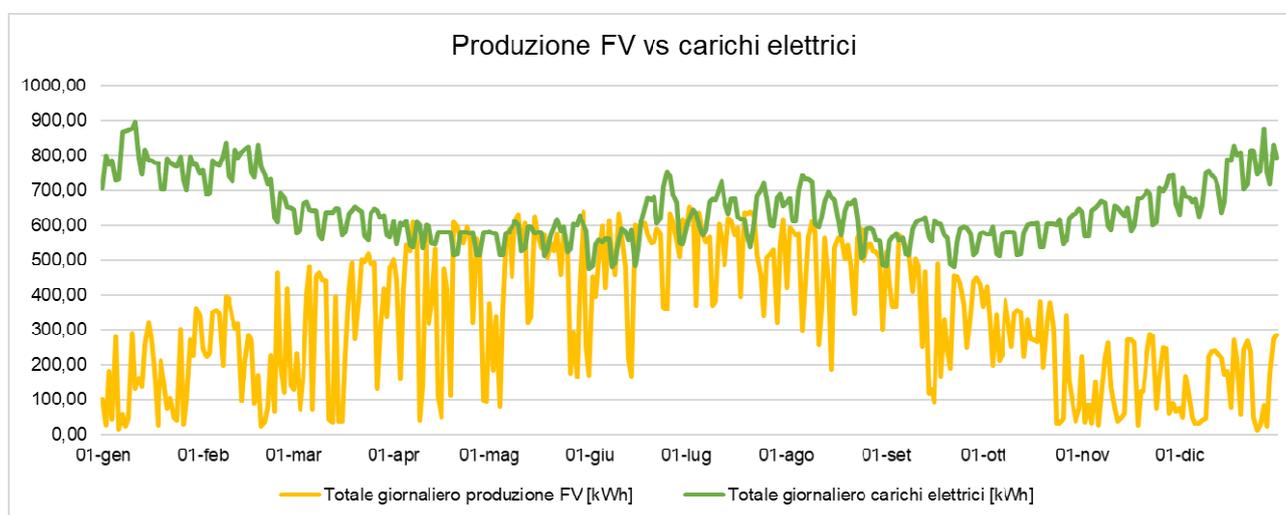


Figura 74: Produzione fotovoltaico rispetto ai carichi elettrici – Caso 3 (nuova batteria + accumulo freddo).

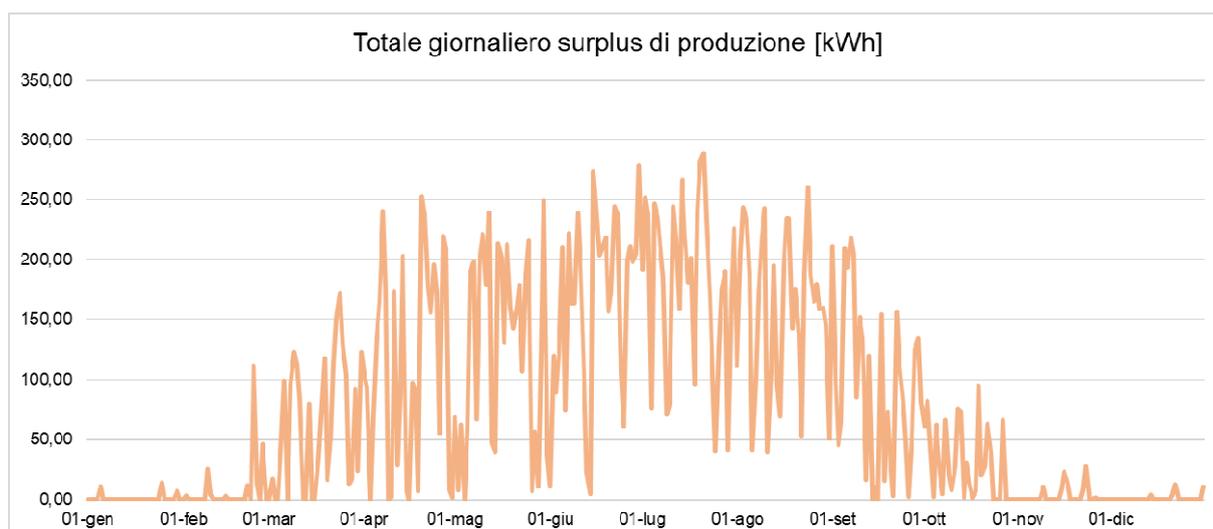


Figura 75: Andamento del surplus – Caso 3 (nuova batteria + accumulo freddo).

Il foglio di calcolo in *Figura 51* è stato nuovamente funzionale alla definizione della nuova percentuale di energia elettrica acquistata dalla rete, modificandone la capacità massima della batteria per adeguarla all'ultimo surplus ottenuto.

Gli altri valori significativi sono contenuti in *Tabella 52*.

Tabella 52: Riepilogo valori significativi caso 3 – Nuova batteria + accumulo freddo.

Producibilità fotovoltaico annuale [MWh]	Carichi elettrici annuali [MWh]	Energia autoprodotta annuale [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete senza batteria [MWh]	Energia annuale acquistata dalla rete con batteria [MWh]
122,07	233,66	93,20	140,46	111,92

I risultati raggiunti sono riscontrabili in *Tabella 53*.

L'accumulo freddo, integrato alla batteria, conduce ad una quota di energia da prelevare dalla rete corrispondente al 47,90%.

Tabella 53: Confronto percentuali caso 0, caso 1 e caso 3 (con nuova batteria + accumulo freddo).

No accumulo	Numero moduli	244
	Percentuale autoproduzione [%]	41,35
	Percentuale acquisto da rete [%]	58,65
Batteria	Capacità accumulo elettrico [kWh]	255,2
	Percentuale autoproduzione [%]	51,64
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,36
Batteria + accumulo caldo	Capacità accumulo elettrico [kWh]	282,29
	Capacità accumulo termico [kWh]	890,16
	Percentuale autoproduzione [%]	51,88
	Percentuale acquisto da rete [%]	48,12
Batteria + accumulo freddo	Capacità accumulo elettrico [kWh]	289,38
	Capacità accumulo termico [kWh]	951,90
	Percentuale autoproduzione [%]	52,10
	Percentuale acquisto da rete [%]	47,90

4.5 CONSIDERAZIONI AGGIUNTIVE

Gli scenari analizzati hanno evidenziato che, installando un numero di moduli tali da garantire la potenza minima richiesta da normativa e quella massima producibile da fotovoltaico alle condizioni precedentemente fissate, l'autosufficienza energetica non è raggiungibile in un contesto urbano e per un edificio di questo tipo. Tuttavia, avendo identificato nell'accumulo elettrochimico con batteria la soluzione con maggiori benefici, si è scelto di estremizzare la sua capacità utilizzabile per riscontrare l'eventuale ingombro progettuale che comporterebbe svincolare completamente l'edificio dalla rete elettrica.

Supponendo di voler arrivare ad un valore di autoproduzione del 100% in uno scenario come quello descritto nel caso 0, ovvero senza alcuna tipologia di accumulo, sarebbe necessaria l'installazione di 370.000 pannelli solari – come mostrato in *Figura 76*. Tuttavia, il massimo livello di autoproduzione che si riuscirebbe a raggiungere alle latitudini della città di Torino sarebbe pari al 78%.

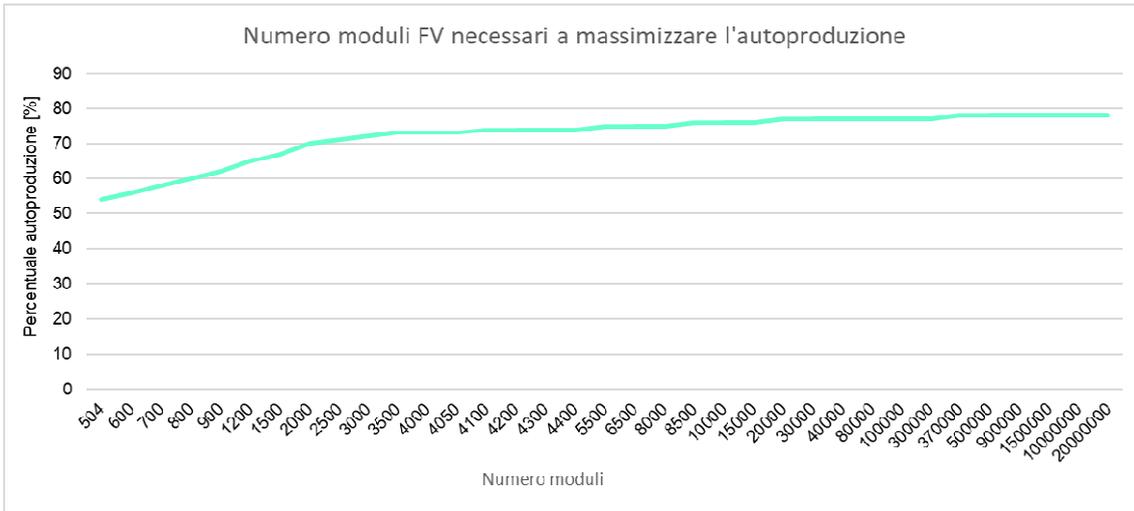


Figura 76: Numero di moduli fotovoltaici necessari a massimizzare l'autoproduzione.

Oltre a ciò, è opportuno tenere in considerazione, sempre in via ipotetica, la superficie necessaria ad un'installazione di questo genere, la quale risulterebbe pari a 610.500 m².

Nell'ottica di visualizzare concretamente il suo ingombro, si è scelta come unità di riferimento l'area in pianta dell'edificio oggetto di studio, pari a 1813 m², richiedendo, così, un'estensione 337 volte maggiore rispetto a tale valore.

È possibile prendere contezza di questa disparità in *Figura 77*, dove, nello specifico, la superficie dell'edificio è contrassegnata in arancione e quella necessaria ad ospitare i moduli in azzurro.

La forma rettangolare attribuita all'edificio è una semplificazione geometrica della sua pianta reale, pur conservando il valore veritiero dell'area.

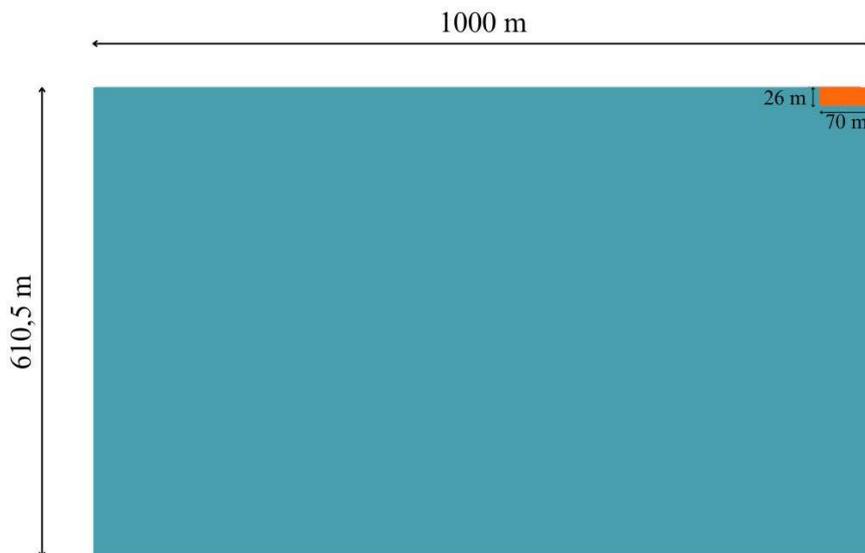


Figura 77: Impatto progettuale fotovoltaico vs. edificio.

L'introduzione di un accumulo di tipo elettrochimico comporterebbe il raggiungimento del 100% di autoproduzione, riducendo, al contempo, il numero di moduli a 1900.

In tal caso, la batteria dovrebbe avere una capacità utilizzabile di 4496,4 kWh e una superficie di installazione di 3135 m², come si vede in

Tabella 54.

Tabella 54: Riassunto percentuali – Considerazioni aggiuntive.

no accumulo	numero moduli	1900
	percentuale autoproduzione senza accumulo [%]	69
	percentuale acquisto da rete senza accumulo [%]	31
con batteria	capacità accumulo [kWh]	4496,4
	percentuale autoproduzione con accumulo [%]	100
	percentuale acquisto da rete con accumulo [%]	0

La combinazione con la batteria ridurrebbe lo spazio necessario all'impianto a 1,7 volte l'edificio. Tuttavia, la batteria, assumendo a priori di poterla opportunamente scalare per raggiungere la capacità operativa richiesta, dovrebbe essere circa 18 volte più grande rispetto a quella richiesta dal caso 1, con un volume di 188,5 m³ e un peso complessivo di 96,5 tonnellate.

Le implicazioni progettuali derivanti dall'aggiunta di una batteria con queste dimensioni e questi volumi sono visibili in *Figura 78*.

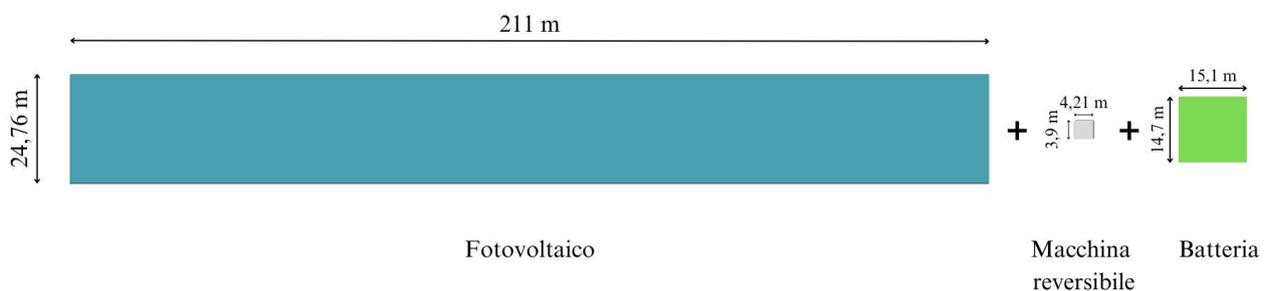


Figura 78: Impatto progettuale 100% autoproduzione.

Quella presentata è una stima preliminare utile soprattutto ad un confronto iniziale e per avere un'idea più precisa degli ingombri, delle sfide e dei vincoli associati a un accumulo elettrochimico nell'ottica di

autosufficienza energetica. Saranno poi necessari ulteriori studi e simulazioni per confermare la validità di quest'analisi e per definire con maggiore precisione le implicazioni pratiche della soluzione proposta.

5. Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha valutato l'incidenza di alcuni sistemi di accumulo sulla riduzione della quota di energia elettrica prelevata dalla rete rispetto a quella autoprodotta da un impianto fotovoltaico. La ricerca mirava a esaminare la fattibilità dell'autosufficienza energetica e, qualora realizzabile, a individuare le inerenti modalità operative, escludendo le considerazioni economiche e concentrandosi esclusivamente sulle implicazioni progettuali.

Inizialmente sono state descritte le tecnologie di accumulo meccanico, chimico, elettrico, termico ed elettrochimico già consolidate sul mercato, con un focus specifico sulle ultime due tipologie, applicabili agevolmente nel contesto urbano. Al fine di quantificarne l'impatto, è stato analizzato un edificio ad uso terziario e in fase di riqualificazione, situato nel centro di Torino.

Il punto di partenza è stata la modellazione energetica del fabbricato, realizzata con l'ausilio del *software Design Builder* che, a seguito della semplificazione geometrica, della zonizzazione termica, dell'attribuzione delle stratigrafie ai componenti opachi e trasparenti, della definizione dei parametri e delle *schedule* orarie – relative a occupazione, illuminazione, uso dei dispositivi elettrici e dell'impianto – e dell'impostazione dei *set-point* ambientali, ha permesso di ricavare i valori relativi ai carichi termici, frigoriferi ed elettrici. I medesimi dati, ma relativi alle UTA, accorpate sulla base di analoghe specifiche, sono stati determinati in *Excel* tramite un algoritmo di simulazione oraria, prendendo in considerazione le fasce temporali e i criteri di operatività degli elementi che le compongono.

Nel tentativo di soddisfare il fabbisogno termico e frigorifero richiesto dall'edificio e dall'impianto, si è scelta l'installazione di due macchine reversibili condensate ad aria. Per far fronte al picco del carico termico, è necessaria l'accensione di entrambe le pompe di calore; al contrario, per rispondere a quello frigorifero è sufficiente una sola macchina.

Da questo processo si sono registrati dei valori di fabbisogno annuo pari a 87 MWh per il riscaldamento, 52 MWh per il raffrescamento e circa 236 MWh per i consumi elettrici.

Nella suddivisione del consumo energetico totale, sia per il riscaldamento che per il raffreddamento, l'edificio risulta la componente con un impatto maggiore, superando, in entrambi i casi le UTA. Relativamente ai carichi elettrici, più della metà sono attribuibili all'edificio, seguiti dal consumo dei ventilatori delle UTA. In coda, con il 21% del totale, vi è la generazione scomponendosi, a sua volta, in un 65% dovuto alla pompa di calore e un 12% derivante dal gruppo frigo. Il tentativo di ottimizzare tale percentuale, attraverso l'introduzione progressiva di due macrocategorie di accumulo, è stato il fulcro della seconda parte del lavoro.

Considerando l'implementazione di un impianto fotovoltaico, il *software* PVGIS della Commissione Europea è stato di supporto nell'individuazione del valore di producibilità annua massima ottenibile da

questo, tenendo conto delle coordinate geografiche di Torino e in funzione degli angoli di inclinazione e azimut per l'installazione dei moduli.

A partire da ciò, nel caso 0, si è progettata una soluzione che soddisfasse i requisiti normativi per gli edifici di nuova costruzione ad uso pubblico, a seconda della loro area in pianta, disagregando il valore di producibilità complessivo in dati con una sensibilità oraria attraverso un algoritmo codificato in *Excel*. L'ipotesi di partenza è stata di possedere, idealmente sul tetto, uno spazio sufficiente ad ospitare i moduli necessari, presumendone una dimensione standard.

Tenendo conto dell'ammontare della produzione dell'impianto rispetto ai carichi elettrici dell'edificio nel suo insieme, è stata calcolata la percentuale di energia elettrica autoconsumata, pari al 41%. È emerso che, in queste condizioni, è imprescindibile acquistare dalla rete più della metà dell'energia richiesta.

Nel tentativo di migliorare tale assetto in prima battuta – caso 1 –, si è optato per una batteria al litio, selezionata per l'elevata profondità di scarica e le alte performance, e dimensionata in modo che la sua capacità utilizzabile corrispondesse al massimo surplus disponibile, pari a 255,2 kWh. L'intento di approfittare dello scarto più elevato tra la produzione e i carichi elettrici, ha posto questa tecnologia nelle condizioni di ottenere la massima riduzione possibile della percentuale di acquisto da rete, pur con la consapevolezza che l'accumulo sarebbe talvolta risultato sovradimensionato e di aver tralasciato le perdite elettriche, termiche e quelle dovute all'invecchiamento.

Per simulare la carica e scarica della batteria è stato sfruttato un foglio di calcolo *Excel*, implementando una logica di funzionamento secondo la quale l'accumulo si ricarica, fino alla massima capacità, ogni qualvolta vi è un surplus di energia e si scarica, di una quantità pari alla differenza tra i carichi e la produzione, quando i primi risultano superiori alla seconda. Ne è risultata una quota di energia da acquistare dalla rete pari al 48,36%, ottenibile con una batteria dal volume di installazione di 28,7 m³ – inclusi gli spazi di manutenzione – e un peso di 5,5 t.

In simultanea alla batteria, nel caso 2, sono stati aggiunti degli accumuli termici, valutando separatamente le soluzioni per il caldo e per il freddo, e immaginando una eventuale combinazione dei due, sempre accoppiati all'accumulo elettrochimico, qualora si fossero registrati esiti significativamente positivi.

Per il caso caldo, ci si proponeva di disaccoppiare la produzione dal carico, con una conseguente riduzione del numero e della taglia della pompa di calore installata e, per quello freddo, di spostare l'orario di funzionamento del gruppo frigo nelle ore notturne per sfruttare la temperatura più bassa dell'aria esterna.

L'esercizio dell'accumulo è stato simulato in maniera analoga con *Excel*, stabilendo che l'accensione della pompa di calore avvenisse esclusivamente quando questa fosse stata in grado di ricaricare l'accumulo, fino alla sua capacità massima, di una quantità pari alla differenza tra la sua producibilità e il carico termico ad una determinata ora, minimizzando, così, le sue ore di funzionamento. In assenza di tale condizione favorevole, l'accumulo sarebbe scaricato direttamente dal carico.

La riduzione del tempo di lavoro della nuova macchina scelta ha implicato sia un abbassamento dei suoi carichi elettrici sia un aumento del suo COP stagionale, parzialmente vanificati dall'incremento dei carichi elettrici della stessa operante come gruppo frigo, con un EER più basso rispetto al caso base.

In termini quantitativi, l'aggiunta dell'accumulo caldo ha portato alla necessità di acquistare dalla rete il 48,19% dell'energia.

La macchina reversibile utilizzata come gruppo frigo, operando nelle ore notturne per caricare l'accumulo, non lavorerebbe più ai carichi parziali. Dal momento che dalle sue caratteristiche è emerso un valore del suo EER più elevato per valori bassi del fattore di carico, si è deciso di farla funzionare sempre al 70%, a fronte di un compromesso tra minimizzare le ore di funzionamento e sfruttare le performance della macchina. La riproduzione della logica di accumulo freddo, effettuata con *Excel*, si è basata sul caricamento dello stesso fino al raggiungimento della capacità massima durante la notte e sulla scarica nel corso delle ore diurne.

In merito ai carichi elettrici complessivi, si è osservato, rispetto al caso 1, un decremento attribuibile all'inattività estiva della macchina come pompa di calore e ad un EER stagionale del gruppo frigo più elevato. Per coprire questi carichi è risultato necessario un approvvigionamento di energia dalla rete pari al 48%.

Da un punto di vista progettuale, per entrambi i casi è stato fatto un tentativo di dimensionamento di un serbatoio ad acqua a stratificazione perfetta, trascurando gli effetti delle dispersioni termiche; al netto dello spazio occupato dagli involucri, sarebbe necessario un volume d'acqua di 153 m³ per il caldo e 164 m³ per il freddo.

In ultimo, è stato messo in atto un esperimento di accumulo termico latente con PCM organici – uno destinato all'accumulo frigorifero con temperatura di fusione di 5°C e uno destinato a quello termico con temperatura di fusione di 49°C –, i quali hanno permesso una riduzione ingente dei volumi ma al contempo hanno originato difficoltà progettuali e impiantistiche rilevanti. Tuttavia, in commercio è possibile trovare PCM con una temperatura di fusione maggiormente in linea con le specifiche di progetto che, in ogni caso, consentirebbero una riduzione della percentuale di acquisto da rete minore o al più uguale a quella ottenibile da un accumulo termico sensibile.

Nel caso 3, i nuovi surplus dovuti all'introduzione degli accumuli termici hanno reso necessario il dimensionamento di ulteriori batterie, con una capacità utilizzabile regolata su questi valori aggiornati, e il conseguente ricalcolo delle percentuali.

L'accumulo caldo ha aumentato il surplus disponibile di circa l'11%, registrando una percentuale di acquisto da rete aggiornata al 48,12%. In linea con le aspettative, l'accumulo freddo ha assunto un comportamento analogo, spostando il giorno di massimo surplus ad un giorno estivo, incrementando quest'ultimo del 13% grazie a una riduzione dei carichi elettrici dovuta a un miglioramento dell'EER. La percentuale di interesse ora si aggira al 47,90%.

In relazione allo scenario con il solo impianto fotovoltaico, l'aggiunta della batteria ha comportato una diminuzione della percentuale di energia da acquistare da rete di circa 10 punti percentuali. Al contrario, l'integrazione degli accumuli termici, caldo e freddo, ha provocato, rispettivamente, un calo nella quota di 0,17 punti e di 0,4 punti percentuali, a fronte di una lieve diminuzione dei carichi elettrici. Nel complesso, entrambi gli accumuli termici hanno inciso in modo trascurabile sulla percentuale di interesse, rendendo superfluo il tentativo di accoppiamento.

In seguito al dimensionamento della batteria adeguata al nuovo surplus, il contributo dell'accumulo caldo ha permesso di ridurre l'energia acquistata di 0,24 punti percentuali, rispetto al caso 1 – con la sola batteria dimensionata per il vecchio surplus – e di 0,07 punti percentuali se paragonato al caso 2. La medesima configurazione, ma con l'accumulo freddo, ha consentito di giungere a un decremento di 0,46 punti, con riferimento al caso 1, e di 0,10 punti se confrontata con il caso 2.

Sulla base delle considerazioni elaborate finora, si può affermare l'impossibilità di raggiungere l'autosufficienza energetica. Tuttavia, il miglior traguardo, ovvero il 52% circa di autoproduzione, è attribuibile quasi interamente al contributo dell'accumulo elettrochimico.

In virtù di questo risultato, e partendo dall'ipotesi di poter concretamente arrivare al totale dell'autoproduzione, sono stati approfonditi due ulteriori scenari. Nel primo si è supposto di voler raggiungere tale obiettivo esclusivamente tramite l'impianto fotovoltaico; ne è emerso che, alle latitudini dell'edificio, la quota massima di energia autogenerata arriverebbe al più al 78%, con una necessità di installare un numero di moduli almeno pari a 370.000, i quali occuperebbero un'area pari a circa 337 volte quella in pianta dell'edificio – 1813 m².

Nel secondo, con il supporto di una batteria, si riuscirebbe a ottenere il 100% di autosufficienza. Il numero di moduli necessari si ridurrebbe a 1900, con la conseguente diminuzione della superficie coperta, la quale risulterebbe equivalente a 1,7 volte quella del fabbricato. Al contempo, l'accumulo elettrochimico richiederebbe uno spazio notevolmente ampio, avendo un volume di 188 m³ e un peso di quasi 100 tonnellate. Il presupposto di partenza è stata la possibilità di scalare le dimensioni di quello scelto per il caso 1, adattandolo al nuovo surplus ottenuto e trascurando eventuali implicazioni legate alla sua gestione e alle perdite.

Data la cruciale importanza dei sistemi di accumulo per sfruttare la massima efficacia delle risorse rinnovabili, quelli di tipo elettrochimico risultano essere la strategia più vantaggiosa per aumentare la quota di energia autoprodotta, anche grazie all'ampia disponibilità sul mercato e alla relativa facilità di installazione nel contesto cittadino.

Lo studio ha ulteriormente dimostrato che le tecnologie termiche, anche in combinazione con la batteria, non conducono ad una riduzione rilevante della quantità di energia acquistata da rete e, inoltre, aggiungono la necessità di volume per il serbatoio. La scelta di un accumulo termico potrebbe essere giustificata nell'eventualità di recuperare del calore di scarto – presente, ad esempio, in alcuni contesti industriali –,

condizione che, tuttavia, non si verifica per gli edifici urbani. Le soluzioni basate sui PCM, nonostante sembrino promettenti e consentano riduzioni nei volumi, presentano, ad oggi, delle criticità legate alla compatibilità con gli impianti tradizionalmente scelti negli edifici terziari.

Rimane, tuttavia, imprescindibile, per valutare la sostenibilità complessiva dell'integrazione di una soluzione di accumulo, approfondire ulteriormente gli aspetti tecnici e progettuali, senza tralasciare quelli economici ed urbanistici.

Le analisi condotte all'interno del presente elaborato suggeriscono che, per edifici del terziario inseriti in contesti urbani, una completa autosufficienza energetica, con le tecnologie disponibili, è pressoché impossibile.

L'attuale entusiasmo mondiale verso l'elettrificazione, volta ad accrescere lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, implica un progressivo aumento della domanda di energia elettrica sul quale pesano, altresì, il crescente fabbisogno di raffrescamento – come effetto del riscaldamento globale – e l'utilizzo di macchinari sempre più energivori.

Ne consegue un incremento ingente dei carichi elettrici complessivi, il quale entra in conflitto con la sola speranza di raggiungere il 100% dell'autoproduzione. Infatti, se il futuro non riserverà una svolta allo stato dell'arte tecnologico oggi presente, l'impossibilità di svincolare totalmente gli edifici dalla rete elettrica sarà persistente.

Bibliografia

- [1] E. Hossain, H. Faruque, M. Sunny, N. Mohammad e N. Nawar, «A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects,» *Energies*, n. 13.14, p. 3651, 2020.
- [2] H. Ibrahim, A. Ilinca e J. Perron, «Energy storage systems - Characteristics and comparisons,» *Renewable and sustainable energy reviews*, n. 12.5, pp. 1221-1250, 2008.
- [3] P. Ralon, M. Taylor, A. Ilas, H. Diaz-Bone e K. Kairies, «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2017.
- [4] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki e Y. Zeraouli, «Energy storage: Applications and challenges,» *Solar Energy Materials and Solar Cells*, n. 120, pp. 59-80, 2014.
- [5] G. Chaudhary, J. Lamb, O. Burheim e B. Austbø, «Review of energy storage and energy management system control strategies in microgrids,» *Energies*, n. 14.16, p. 4929, 2021.
- [6] X. Luo, J. Wang, M. Dooner e J. Clarke, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» *Applied energy*, n. 137, pp. 511-536, 2015.
- [7] M. Aneke e M. Wang, «Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review,» *Applied Energy*, n. 179, pp. 350-377, 2016.
- [8] N. Mbungu, R. Naidoo, R. Bansal, M. Siti e D. Tungadio, « An overview of renewable energy resources and grid integration for commercial building applications,» *Journal of Energy Storage*, n. 29, p. 101385, 2020.
- [9] A. Olabi, C. Onumaegbu, T. Wilberforce, M. Ramadan, M. Abdelkareem e A. Al-Alami, «Critical review of energy storage systems,» *Energy*, n. 214, p. 118987, 2021.
- [10] H. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling e J. Lopes, «Characterisation of electrical energy storage technologies,» *Energy*, n. 53, pp. 288-298, 2013.
- [11] J. Mitali, S. Dhinakaran e A. Mohamad, «Energy storage systems: A review,» *Energy Storage and Saving*, n. 1.3, pp. 166-216, 2022.
- [12] I. Sarbu e C. Sebarchievici, «A comprehensive review of thermal energy storage,» *Sustainability*, vol. 10.1, p. 191, 2018.
- [13] F. Nadeem, S. Hussain, P. Tiwari, A. Goswami e T. Ustun, «Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems,» *IEEE access*, vol. 7, pp. 4555-4585, 2018.
- [14] K. Faraj, M. Khaled, J. Faraj, F. Hachem e C. Castelain, «Phase change material thermal energy storage systems for cooling applications in buildings: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 119, p. 109579, 2020.

- [15] A. Kumar e S. Shukla, « A review on thermal energy storage unit for solar thermal power plant application,» *Energy Procedia*, n. 74, pp. 462-469, 2015.
- [16] R. Lazzarin, M. Noro e F. Busato, «Studio di sistemi di accumulo a cambiamento di fase nel solar cooling. Ricerca di Sistema Elettrico ENEA, Report RdS,» 2011.
- [17] F. Hassan, F. Jamil, A. Hussain, H. Ali, M. Janjua, S. Khushnood e C. Li, «Recent advancements in latent heat phase change materials and their applications for thermal energy storage and buildings: A state of the art review,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, n. 49, p. 101646, 2022.
- [18] D. Zhou, C. Zhao e Y. Tian, «Review on thermal energy storage with phase change materials (PCMs) in building applications,» *Applied energy*, n. 92, pp. 593-605, 2012.
- [19] B. Nie, A. Palacios, B. Zou, J. Liu, T. Zhang e Y. Li, «Review on phase change materials for cold thermal energy storage applications,» *Renewable and sustainable energy reviews*, n. 134, p. 110340, 2020.
- [20] N. Kapilan, K. Kumar e K. Gowda, «Recent advances in applications of phase change materials in cold storage—A review,» *Materials Today: Proceedings*, n. 47, pp. 2410-2414, 2021.
- [21] T. Whiffen e F. Riffat, «A review of PCM technology for thermal energy storage in the built environment: Part I,» *International Journal of Low-Carbon Technologies*, n. 8.3, pp. 147-158, 2013.
- [22] X. Han, T. Ji, Z. Zhao e H. Zhang, «Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting,» *Renewable Energy*, n. 78, pp. 643-647, 2015.
- [23] E. Tironi, L. Piegari, V. Musolino e V. Grillo, «Studio di sistemi avanzati di accumulo di energia quali supercondensatori e sistemi di accumulo misti (batterie+ supercondensatori). ENEA,» Stoccolma , 2011.
- [24] Z. Yang, J. Zhang, M. Kintner-Meyer, X. Lu, D. Choi, J. Lemmon e J. Liu, « Electrochemical energy storage for green grid,» *Chemical reviews*, n. 111.5, pp. 3577-3613, 2011.
- [25] H. Chen, T. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li e Y. Ding, «Progress in electrical energy storage system: A critical review,» *Progress in natural science*, n. 19.3, pp. 291-312, 2009.
- [26] X. Li e J. Wen, «Review of building energy modeling for control and operation,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 37, pp. 517-537, 2014.
- [27] D. Yan, X. Zhou, J. An, X. Kang, F. Bu, Y. Chen e J. Peng, «DeST 3.0: A new-generation building performance simulation platform,» *Building Simulation*, vol. 15, n. 11, pp. 1849-1868, 2022.

