



Ricerca di Sistema elettrico

L'accumulo di energia termica quale importante strumento per la realizzazione di edifici nZEB

Giovanni Riva, Marco Sotte e Gianluca Coccia

L'ACCUMULO DI ENERGIA TERMICA QUALE IMPORTANTE STRUMENTO PER LA REALIZZAZIONE DI EDIFICI NZEB

G. Riva, M. Sotte, G. Coccia

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2013

Area: Razionalizzazione e Risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico

Obiettivo: Edifici pubblici tipo, Indici di benchmark di consumo per tipologie di edificio ad uso ufficio e scuole, Applicabilità di tecnologie innovative e modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica

Responsabile del Progetto: Gaetano Fasano ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione *“L'accumulo di energia termica quale importante strumento per la realizzazione di edifici nZEB”*

Responsabile scientifico ENEA: Gaetano Fasano

Responsabile scientifico Giovanni Riva

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 CARATTERISTICHE DEGLI EDIFICI STUDIATI E DEI LORO IMPIANTI	6
2.1 CARATTERISTICHE DEGLI EDIFICI ESAMINATI.....	6
2.1.1 <i>Caratteristiche dell'involucro</i>	7
2.2 FABBISOGNO DI ENERGIA UTILE DEGLI EDIFICI	8
2.2.1 <i>Caratteristiche dell'impianto di climatizzazione</i>	9
2.2.2 <i>Utilizzo della fonte solare ed accumulo di energia</i>	13
2.2.3 <i>Efficienza dei sottosistemi di utilizzazione e dei sistemi di generazione e consumi degli ausiliari elettrici</i> .	14
3 ELEMENTI CENTRALI DELL'IMPIANTO: CAMPO SOLARE TERMICO, ACCUMULI E ASSORBITORE	16
3.1 CAMPO SOLARE TERMICO.....	16
3.2 ACCUMULI DI ENERGIA	18
3.2.1 <i>Scelta ed inserimento di PCM – phase change materials</i>	19
3.2.2 <i>Accumulo di calore di lungo periodo</i>	20
3.2.3 <i>Accumulo di calore di breve periodo</i>	22
3.3 IMPIANTO AD ASSORBIMENTO PER IL CONDIZIONAMENTO DELL'ARIA.....	24
4 SIMULAZIONI ANNUALI: INPUT, CORPO DELLA SIMULAZIONE E RISULTATI	26
4.1 DESCRIZIONE GENERALE DELL'AMBIENTE DI SIMULAZIONE: DATI DI INPUT PER LE SIMULAZIONI	26
4.1.1 <i>Dati meteorologici, TMY ed angoli solari</i>	26
4.1.2 <i>Fabbisogni orari di ACS, calore ed energia frigorifera degli edifici</i>	27
4.1.3 <i>Parametri e variabili</i>	27
4.1.4 <i>Altri parametri adottati nelle simulazioni</i>	27
4.2 DESCRIZIONE GENERALE DELL'AMBIENTE DI SIMULAZIONE: CORPO DELLE SIMULAZIONI	28
4.2.1 <i>Logiche fondamentali</i>	28
4.2.2 <i>Quantificazione della quota di fabbisogno dell'edificio soddisfatta tramite energia rinnovabile</i>	30
4.3 ESPOSIZIONE DEI RISULTATI DELLE SIMULAZIONI	30
4.3.1 <i>Analisi dettagliata dei risultati in un caso specifico</i>	31
4.3.2 <i>Confronto fra diverse dimensioni dell'accumulo e del campo solare</i>	36
5 CONCLUSIONI	49
6 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	50
7 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI	52
8 APPENDICE.....	53

Sommario

Il presente studio esamina il tema dell'utilizzo di accumuli termici accoppiati a fonti di calore solare per il soddisfacimento dei servizi di ACS, riscaldamento e raffrescamento nel contesto di edifici particolarmente prestanti, ed in particolare nell'ottica del raggiungimento di prestazioni nZEB.

Lo studio espone innanzitutto le caratteristiche di due edifici, fornendo i dati adottati per identificare il fabbisogno di energia dei medesimi. Successivamente è trattato il tema degli impianti al loro interno; dapprima sono descritti i sistemi di distribuzione ed i terminali di impianto all'interno degli edifici: tale aspetto è essenziale per identificare le temperatura alle quali i fluidi vanno resi ai medesimi dai sistemi di generazione. Si descrivono quindi le modalità con cui sono generati fluidi caldi e fluidi freddi e le strategie di accumulo.

Un capitolo specifico è dedicato alla descrizione del campo solare, degli accumuli e del sistema ad assorbimento per assolvere al servizio di raffrescamento tramite fonte solare. La trattazione si apre quindi alla descrizione delle analisi e delle valutazioni svolte. E' infatti descritto l'ambiente di simulazione creato per esaminare i risultati ottenibili sul ciclo annuale con le configurazioni impiantistiche esaminate. Sono esposti i risultati di simulazioni svolte in tre diverse località: Palermo, Roma e Milano.

Dai risultati delle analisi emergono alcune importanti indicazioni: la prima riguarda il fatto che l'accumulo di calore è effettivamente tecnicamente fattibile e può contribuire in maniera sostanziale al raggiungimento delle prestazioni nZEB. All'interno di questo quadro positivo, tuttavia, si evidenziano alcuni chiari limiti che sono legati principalmente alle difficoltà di efficacia nello sfruttamento della fonte solare nel periodo estivo per il servizio di raffrescamento per via delle alte temperature richieste dagli assorbitori presenti sul mercato e del limitato numero di proposte commerciali, soprattutto per quanto riguarda le taglie offerte.

1 Introduzione

Il presente studio nasce dalla volontà di studiare le possibili modalità di inserimento degli accumuli termici associati ad impianti solari termici negli edifici ai fini del riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria (ACS) e di identificare gli effetti di quanto sopra ai fini della prestazione energetica complessiva degli stessi.

Tale obiettivo generale è stato declinato in alcune linee operative i cui obiettivi sono sintetizzati a seguire:

- verificare i fabbisogni di caldo e freddo di due edifici-tipo in almeno due condizioni climatiche rappresentative della situazione nazionale;
- individuare le migliori modalità di integrazione di accumuli termici a calore sensibile e latente negli stessi edifici ed i relativi impianti, andando a definire le migliori strategie di gestione.

Il presente report descrive le attività svolte all'interno di questo quadro.

Seguendo le linee sopraindicate, il lavoro svolto è partito da una valutazione della quantità di energia necessaria agli edifici, distinta per destinazione di utilizzo (riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria). Sono state considerate sei diverse combinazioni provenienti dalla valutazione di due edifici distinti (uno rappresentante una casa singola ed un secondo rappresentante un edificio plurifamiliare) in tre posizioni geografiche (corrispondenti alle località di Milano, Roma e Palermo, scelte al fine di offrire una rappresentazione del territorio nazionale italiano).

Per quanto concerne la definizione degli elementi costituenti l'involucro si è fatto riferimento a valori che si ipotizza possano avvicinarsi ai requisiti di legge all'anno 2020; si tratta, pertanto, di involucri che ad oggi sono estremamente prestanti.

Ovviamente, ai fini della valutazione dei flussi energetici nelle fasi di generazione, distribuzione, ed infine trasferimento del calore all'edificio attraverso i terminali di impianto, è stato necessario identificare delle configurazioni impiantistiche. Per quanto riguarda la distribuzione e le unità terminali di impianto, è stata identificata una unica configurazione che è stata considerata applicabile in tutti i casi.

Per quanto riguarda, invece, la generazione del calore (sia per l'uso riscaldamento, sia per la produzione di ACS) e dell'energia frigorifera necessaria al raffrescamento vengono considerate quattro distinte configurazioni; di queste, due sono applicate al solo edificio plurifamiliare, mentre le altre due sono simulate sia considerando la casa singola, sia considerando l'edificio plurifamiliare.

In definitiva, quindi, sono esaminate una varietà di combinazioni (due edifici, tre località e quattro configurazioni impiantistiche) per un totale di 18 casi diversi.

All'interno di questa architettura è stato affrontato il tema centrale dello studio, ovvero la valutazione dell'impatto dell'accumulo di energia sulla prestazione complessiva dell'edificio.

L'introduzione di accumuli di energia termica è analizzata assieme alla loro combinazione con la fonte solare esaminando gli effetti di diverse estensioni del campo solare e dell'accumulo di energia ed identificando le taglie ottimali per i diversi edifici nelle diverse località geografiche.

2 Caratteristiche degli edifici studiati e dei loro impianti

Il presente capitolo ha come scopo la definizione del fabbisogno di energia termica degli edifici identificati come rappresentativi delle possibili applicazioni di accumulo termico (e che quindi sono stati utilizzati come base per la simulazione annuale) e delle configurazioni impiantistiche esaminate. Si tratta di due edifici: una casa singola monofamiliare ed un edificio multifamiliare (formato da 4 unità immobiliari) organizzato su due piani.

Nei paragrafi che seguono vengono espone le caratteristiche degli edifici esaminati per darne una presentazione sintetica. Considerato lo scopo del presente lavoro, non si entra nel dettaglio dei calcoli eseguiti per identificare i fabbisogni energetici degli edifici esaminati, ma si espongono le caratteristiche dei medesimi allo scopo di far comprendere qual è il contesto nel quale sono state svolte le valutazioni sull'applicazione di accumuli stagionali.

Al di là della geometria e di altre informazioni che sono rese nei paragrafi che seguono, vengono espone le caratteristiche dell'involucro: per i componenti che delimitano il volume riscaldato, infatti, sono stati adottati i valori di trasmittanza che si ipotizzano saranno vigenti nel 2020 per gli edifici di nuova costruzione. Questo significa che l'involucro edilizio considerato è particolarmente prestante.

Circa le modalità di individuazione del fabbisogno energetico, esso è identificato utilizzando le norme attualmente in vigore per la certificazione energetica degli edifici; pertanto le simulazioni sono state condotte con software commerciali attualmente disponibili e certificati dal CTI in termini di conformità per il calcolo della prestazione energetica degli edifici.

Il fabbisogno energetico è identificato con riferimento a tre diverse località geografiche: Milano (MI), Roma (RM) e Palermo (PA). La scelta di utilizzare tre distinte località è dettata dalla volontà di confrontare l'applicabilità dell'accumulo stagionale in diverse situazioni e di valutare anche le caratteristiche ottimali dello stesso (e del campo solare ad esso collegato) nelle suddette latitudini e condizioni meteorologiche.

2.1 Caratteristiche degli edifici esaminati

Come sopraindicato sono stati esaminati due edifici; ne segue una breve descrizione.

- Edificio "A": per quanto concerne il primo edificio esaminato, esso è un edificio abitativo monofamiliare singolo. In pratica è stata esaminata una "villetta" tipica su due piani. Tale edificio è stato considerato particolarmente rappresentativo di una ampia categoria di costruzioni; inoltre esso è stato considerato particolarmente idoneo ad ospitare l'impianto ipotizzato, sia per le disponibilità di superficie sul tetto, sia per la facilità di identificare spazi idonei a collocare l'accumulo termico. L'edificio presenta una superficie in pianta di circa 70 m², i quali, sviluppati su due piani, conducono ad una superficie complessiva pari a circa 145 m². La copertura è realizzata con un tetto tradizionale a quattro falde.
- Edificio "B": il secondo edificio considerato è un edificio multifamiliare e multipiano. Nello specifico è stato scelto un immobile ospitante 4 unità immobiliari, ciascuna con superficie pari a circa 90 m² ed avente complessivamente due piani fuori terra. Il numero di unità è stato scelto in numero ridotto, così come il numero dei piani, per garantire la sufficiente disponibilità di superficie di tetto necessaria ad ospitare un impianto solare termico di taglia adeguata¹.

Ovviamente le situazioni esaminate rappresentano due casi di un ampio panorama; tuttavia essi offrono un riferimento dal quale sono possibili valutazioni ed ulteriori esami.

Come indicato nel paragrafo 2, sono stati esaminati due edifici; ne segue una breve descrizione.

¹ Ipotizzando un edificio con quattro unità immobiliari su due piani si ha una elevata probabilità di avere spazio in copertura sufficiente ad ospitare un impianto solare termico tale da soddisfare tutti i fabbisogni energetici; nel caso di edifici con maggiore sviluppo verticale, aumentano le probabilità che lo spazio possa non essere sufficiente ad accogliere impianti grandi al punto da garantire il raggiungimento delle prestazioni "nZEB".

Edificio “A”. È un edificio abitativo monofamiliare singolo. In pratica, è stata esaminata una “villetta” tipica su due piani. Tale edificio è stato considerato particolarmente rappresentativo di una ampia categoria di costruzioni; inoltre, esso è stato considerato particolarmente idoneo ad ospitare l’impianto ipotizzato, sia per le disponibilità di superficie sul tetto, sia per la facilità di identificare spazi idonei a collocare l’accumulo termico. L’edificio presenta una superficie

Edificio “B”. È un edificio multifamiliare e multipiano., essi offrono un riferimento dal quale sono possibili valutazioni ed ulteriori esami.

2.1.1 **Caratteristiche dell’involucro**L’analisi ha preso le mosse da una chiara premessa: la volontà di prendere a riferimento valutazioni di edifici che possano rappresentare le caratteristiche delle nuove edificazioni nell’anno 2020. Sulla scia di tale volontà, si sono identificate le prestazioni complessive degli edifici e le caratteristiche degli impianti.

Per quanto concerne le caratteristiche degli elementi costituenti l’involucro, si espongono nelle seguenti Tabelle 1-6 le loro caratteristiche in termini di trasmittanza. Non si entra ulteriormente nel dettaglio circa altri aspetti dello stesso in quanto la descrizione degli edifici non rappresenta il contenuto principale del presente studio, bensì un punto di partenza sul quale articolare le valutazioni inerenti l’applicazione degli accumuli e della fonte solare per il soddisfacimento dei fabbisogni di energia.

Tabella 1. Trasmittanza termica U delle strutture opache verticali, verso l'esterno, gli ambienti non riscaldati o controterra

Zona climatica	U (W/m ² K)
A e B	0,38
C	0,32
D	0,28
E	0,23
F	0,22

Tabella 2. Trasmittanza termica U delle strutture opache orizzontali o inclinate di copertura, verso l'esterno e gli ambienti non riscaldati

Zona climatica	U (W/m ² K)
A e B	0,34
C	0,34
D	0,24
E	0,22
F	0,20

Tabella 3. Trasmittanza termica U delle strutture opache orizzontali di pavimento, verso l'esterno e gli ambienti non riscaldati

Zona climatica	U (W/m ² K)
A e B	0,42
C	0,36
D	0,28
E	0,26
F	0,24

Tabella 4. Trasmittanza termica U delle chiusure tecniche trasparenti verso l'esterno, comprensive degli infissi

Zona climatica	U (W/m ² K)
A e B	3,00
C	2,20
D	2,00
E	1,50
F	1,30

Tabella 5. Trasmittanza termica U delle chiusure tecniche opache verso l'esterno e gli ambienti non riscaldati

Zona climatica	U (W/m ² K)
A e B	3,00
C	2,20
D	1,60
E	1,40
F	1,20

Tabella 6. Trasmittanza termica U delle strutture opache verticali e orizzontali di separazione tra edifici o unità immobiliari confinanti.

Zona climatica	U (W/m ² K)
Tutte le zone	0,7

2.2 Fabbisogno di energia utile degli edifici

Adottando la vigente normativa² è stato svolto il calcolo per la definizione dell'energia utile consumata dagli edifici. Ovviamente, la configurazione impiantistica è irrilevante ai fini della valutazione dell'energia termica utile, la quale, infatti, dipende esclusivamente dalle caratteristiche dell'edificio e dalla località esaminata.

Per quanto riguarda i consumi di energia per il riscaldamento ed il raffrescamento, i totali mensili sono calcolati sulla base della normativa riguardante la certificazione energetica. I valori orari, invece, sono definiti a partire dai valori mensili sulla base delle differenze fra la temperatura esterna e quella interna nei diversi orari.

La definizione di fabbisogni orari era necessaria al fine di svolgere simulazioni che potessero tenere in considerazione l'effettivo comportamento degli accumuli accoppiati alla fonte solare. Dato il tipo di simulazione svolta, non è essenziale un elevato grado di accuratezza circa la distribuzione oraria dei carichi termici, in quanto una distribuzione dei carichi che fosse lievemente diversa dalla realtà non darebbe luogo a risultati diversi nelle simulazioni, purché non vi siano discrepanze rilevanti nei valori cumulati settimanalmente o mensilmente. Tale aspetto viene anticipato per completezza, ma risulterà più chiaro alla luce di quanto esposto al Paragrafo 4.

Per quanto concerne, in ultimo, il consumo di ACS, in tale caso è stato definito un diverso criterio di ripartizione: si è infatti provveduto a definire una curva giornaliera tipo e quindi il consumo annuo totale è stato distribuito nelle ore dell'anno sulla base di tale curva. Tutte le giornate sono state considerate uguali, trascurando le differenze stagionali. I risultati delle valutazioni sono riportati in Tabella 7.a Fabbisogniper entrambi gli edifici nelle tre diverse località.

Tabella 7.a Fabbisogni di energia termica utile dell'edificio "A" per i servizi di ACS, riscaldamento (Qh) e raffrescamento (Qc)

	Q _{acs} (kWh)	Qh (kWh)			Qc (kWh)		
		PA	RM	MI	PA	RM	MI
Totale	2122	768	2105	4948	4716	4248	3039
Gennaio	180	324	706	1448	0	0	0
Febbraio	163	173	440	943	0	0	0

² Il calcolo è stato svolto utilizzando software certificato CTI aggiornato al D.Lgs 192/2005 e ss.mm.ii., al D.P.R. 59/2009 e ss.mm.ii. ed al D.L. 63/2013, alle linee guida nazionali per la certificazione energetica ed alle norme serie UNI/TS 11300.

Marzo	180	54	149	355	0	0	0
Aprile	174	0	10	26	24	0	0
Maggio	180	0	0	0	380	334	170
Giugno	174	0	0	0	912	876	712
Luglio	180	0	0	0	1293	1315	1132
Agosto	180	0	0	0	1201	1135	836
Settembre	174	0	0	0	766	561	189
Ottobre	180	0	0	114	140	27	0
Novembre	174	0	182	739	0	0	0
Dicembre	180	217	618	1323	0	0	0

Tabella 7.b Fabbisogni di energia termica utile dell'edificio "B" necessari agli edifici per i servizi di ACS, riscaldamento e raffrescamento

	Q _{acs} (kWh)	Q _h (kWh)			Q _c (kWh)		
		PA	RM	MI	PA	RM	MI
Totale	8488	2345	6365	15 072	14 329	12 830	9194
Gennaio	676	998	2146	4460	0	0	0
Febbraio	610	533	1329	2848	0	0	0
Marzo	676	161	444	1065	0	0	0
Aprile	654	0	31	79	72	0	0
Maggio	676	0	0	0	1148	1022	515
Giugno	654	0	0	0	2754	2628	2164
Luglio	676	0	0	0	3918	3971	3430
Agosto	676	0	0	0	3675	3428	2508
Settembre	654	0	0	0	2329	1700	576
Ottobre	676	0	0	348	434	82	0
Novembre	654	0	555	2291	0	0	0
Dicembre	676	653	1860	3982	0	0	0

2.2.1 Caratteristiche dell'impianto di climatizzazione

Dato lo scopo del lavoro, sono stati presi in esame molteplici assetti impiantistici per la valutazione del contributo rinnovabile solare ottenibile con sistemi di accumulo ai fabbisogni complessivi di calore degli edifici esaminati. In prima analisi, è stata valutata un'ipotesi impiantistica che prevedeva per entrambi gli edifici la presenza di un sistema ad assorbimento per la realizzazione della climatizzazione estiva. Tuttavia, dopo un esame approfondito del mercato dei sistemi ad assorbimento, è stata rilevata l'indisponibilità commerciale di soluzioni di tale genere al di sotto di una certa taglia di potenza frigorifera (indicativamente identificata in circa 15 kW_f). Sulla base di tale osservazione, si è rivisto l'assetto impiantistico ipotizzato ed escluso l'utilizzo di assorbitori nel caso della abitazione monofamiliare; in tale edificio, pertanto, si dovrà sempre provvedere al riscaldamento tramite soluzioni tradizionali, e pertanto ad alimentazione elettrica. Circa la scelta degli impianti, si sottolinea il fatto che sono state prese in considerazione soluzioni che sono oggi le più avanzate nel panorama delle proposte commerciali effettivamente disponibili e sufficientemente diffuse e collaudate. Pertanto, si sono evitate soluzioni che, seppur esistenti, sono ancora poco diffuse, se non addirittura allo stadio prototipale.

A seguire, sono descritti i componenti dell'impianto esaminato nei diversi casi. La descrizione parte dagli impianti di distribuzione e dalle unità terminali interne Figura 1, le quali sono uguali in tutti i casi. Vengono successivamente descritte le macchine primarie, le quali, invece, cambiano nei diversi esempi esaminati.

Sistema terminale dell'impianto di riscaldamento. Si è deciso di scegliere un impianto radiante a pavimento per la distribuzione interna del calore. Tale scelta è pressoché obbligata in quanto l'abbinamento con un sistema di accumulo beneficia drasticamente delle riduzioni della temperatura media del fluido: pertanto, un impianto radiante a pavimento rappresenta senza dubbio la scelta più corretta. Vista la presenza di unità idroniche per il raffrescamento, si prevede che in effetti sia possibile anche l'utilizzo di tali unità termoventilanti per il riscaldamento. Tale ipotesi non è stata effettivamente approfondita in maniera particolare; tuttavia, un tale assetto può contribuire ad un aumento dell'efficienza complessiva degli impianti ove esso trovi applicazione nelle fasi di inizio e termine del periodo di riscaldamento, quando il sistema edificio può beneficiare in maniera sostanziale di un impianto a bassa inerzia termica.

Raffrescamento. Si è scelto di operare con un impianto dotato di unità terminali termoventilanti aria/acqua. In presenza di una pompa di calore, tale scelta rappresenta una soluzione diffusa. In particolare, il dettaglio impiantistico prevedrebbe due unità termoventilanti per ciascuna unità immobiliare, delle quali una a servizio della zona notte e la seconda a servizio della zona giorno. In aggiunta, data la disponibilità di fluido termovettore, si è scelto l'inserimento di una batteria di post-trattamento anche in testa all'unità di ventilazione meccanica controllata (VMC). Tale unità, seppure di dimensione ridotta (data la limitata portata circolante attraverso il sistema di VMC), rappresenta comunque un utile contributo al fabbisogno complessivo; in aggiunta, il post-trattamento migliora la qualità dell'aria immessa in ambiente aumentando il comfort interno.

Ricambio dell'aria. In tutti i casi è previsto l'utilizzo di unità di VMC con recuperatore entalpico e batteria di post-trattamento per il riscaldamento nel caso invernale ed il raffrescamento nel caso estivo. Il sistema di VMC è previsto avere una efficienza di scambio pari all'85%, un valore sufficientemente cautelativo da poter essere considerato realistico per l'effettivo esercizio.

Dato l'oggetto del presente studio, si descrivono sinteticamente innanzitutto il campo solare ed il serbatoio di accumulo stagionale. Per quanto riguarda il campo solare, si tratta di un insieme di pannelli solari termici a tubi evacuati. Le caratteristiche dei medesimi non sono esaminate nel dettaglio del punto di vista tecnico in quanto, dal punto di vista dell'analisi svolta, è rilevante solo la curva di efficienza del medesimo. In tutte le configurazioni, è prevista la presenza di due accumuli distinti: quello denominato "serbatoio rapido" (SR) assolve alla produzione di acqua calda sanitaria e serve anche l'assorbitore per la produzione di acqua refrigerata (ove esso sia presente), mentre quello definito "serbatoio stagionale" (SS) serve all'accumulo di energia per il riscaldamento. Il SR è sostanzialmente un bollitore classico, il quale, tuttavia, è maggiorato in termini di dimensioni e, in alcuni casi, vede anche la presenza di materiali a cambiamento di fase al suo interno per adeguare la curva di accumulo alle esigenze del caso. Il SS, invece, è ipotizzato come un grande serbatoio interrato ad elevato isolamento termico in grado di mantenere l'accumulo energetico su cicli stagionali. Dettagli sull'impianto solare e sugli accumuli sono resi nel Paragrafo 3.

schema terminali di impianto

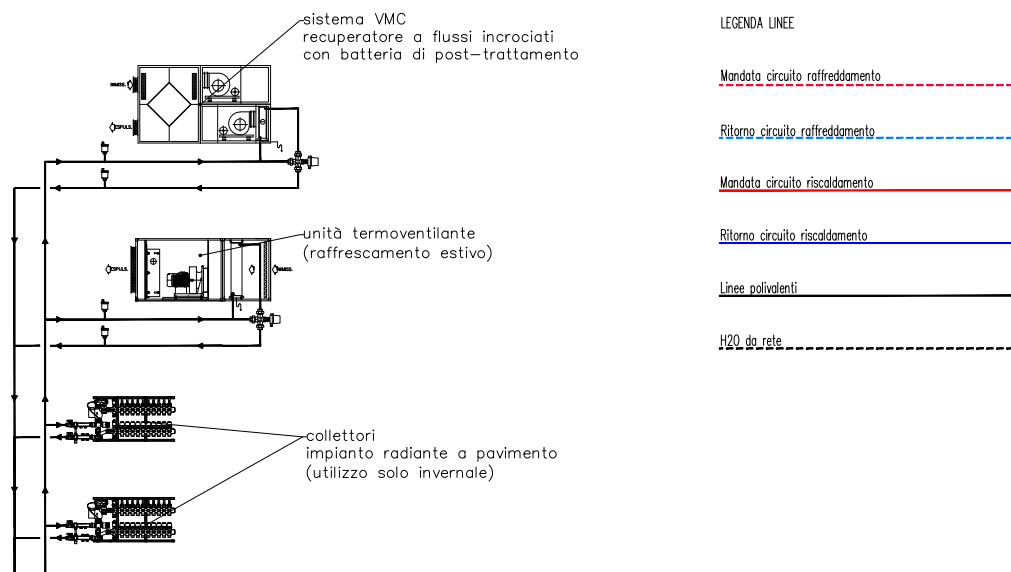


Figura 1. Rappresentazione schematica della distribuzione interna e delle unità terminali nella singola unità immobiliare

Per quanto riguarda, invece, le configurazioni complessivamente individuate, esse sono descritte di seguito.
Configurazione impiantistica 1: solare termico con accumulo + caldaia a condensazione + chiller aria/acqua. Tale architettura prevede la presenza di una sorgente di calore alimentata completamente da risorsa fossile (la caldaia) e di un gruppo frigorifero semplice che serve al raffreddamento degli ambienti nella fase estiva.

Configurazione impiantistica 2: solare termico con accumulo + chiller/pompa di calore aria/acqua. Diversamente dalla configurazione 1, la caldaia a condensazione è stata completamente sostituita dal chiller/pompa di calore, il quale provvede, oltre che al raffreddamento in fase estiva, anche al riscaldamento. Se dal punto di vista teorico la pompa di calore potrebbe sopperire anche alla produzione di ACS in caso di emergenza rispetto al campo solare, date le dimensioni e le caratteristiche del campo solare e degli accumuli tale ipotesi non viene considerata e quindi l'ACS è prodotta esclusivamente da fonte solare.

Configurazione impiantistica 3: solare termico con accumulo + caldaia a condensazione + assorbitore. Tale configurazione è sostanzialmente una variante della configurazione 1 ottenuta sostituendo al chiller un assorbitore per la produzione di fluido refrigerato. In tale configurazione, pertanto, si ha un backup per la produzione di calore ma non si ha alcun sostituto della fonte rinnovabile nel caso della produzione di "freddo".

Configurazione impiantistica 4: solare termico con accumulo + chiller/pompa di calore aria/acqua + assorbitore (Figura 2). Questa configurazione rappresenta la soluzione più avanzata e completa sotto tutti gli aspetti. Tanto il calore quanto il freddo vengono prodotti da fonte aeroterma; il chiller/pompa di calore, pertanto, può operare come backup su tutti i servizi verso l'edificio.

Schemi esemplificativi delle quattro configurazioni descritte sono contenuti in appendice.

Prima di passare ai paragrafi successivi, si esprimono alcuni commenti alle configurazioni individuate ed alla loro applicazione agli edifici simulati. Per quanto riguarda le configurazioni 1 e 3, si sottolinea l'assenza di consumo di energia elettrica per i servizi ACS/riscaldamento/raffreddamento. Tale aspetto è piuttosto

significativo: infatti, una delle ragioni che hanno spinto alla esecuzione della presente analisi, come richiamato nell'introduzione, è la volontà di comprendere se vi sono delle alternative effettivamente possibili allo schema che si sta diffondendo sempre di più e che vede il vettore energia elettrica come elemento imprescindibile per la produzione dei servizi energetici verso gli edifici; in altre parole, si vuole verificare se è possibile una alternativa allo schema chiller/PDC – fotovoltaico che vede il solare termico relegato al semplice contributo per la produzione di ACS. Ragionando su tale linea logica, è evidente come sia effettivamente centrale la verifica delle configurazioni 1 e 3, le quali prescindono completamente dall'impiego di energia elettrica come vettore energetico.

Circa, invece, l'applicazione delle configurazioni impiantistiche agli edifici, le configurazioni 1 e 2 sono state applicate sia all'edificio A (villetta monofamiliare) che all'edificio B (piccola palazzina). Le configurazioni 3 e 4, invece, sono state applicate solo all'edificio B in quanto il carico frigorifero è effettivamente compatibile con le dimensioni del medesimo, mentre invece esso risulta troppo grande per l'applicazione all'edificio A.

configurazione impiantistica 4

solare termico con accumulo stagionale + assorbitore + chiller/PDC aria/acqua

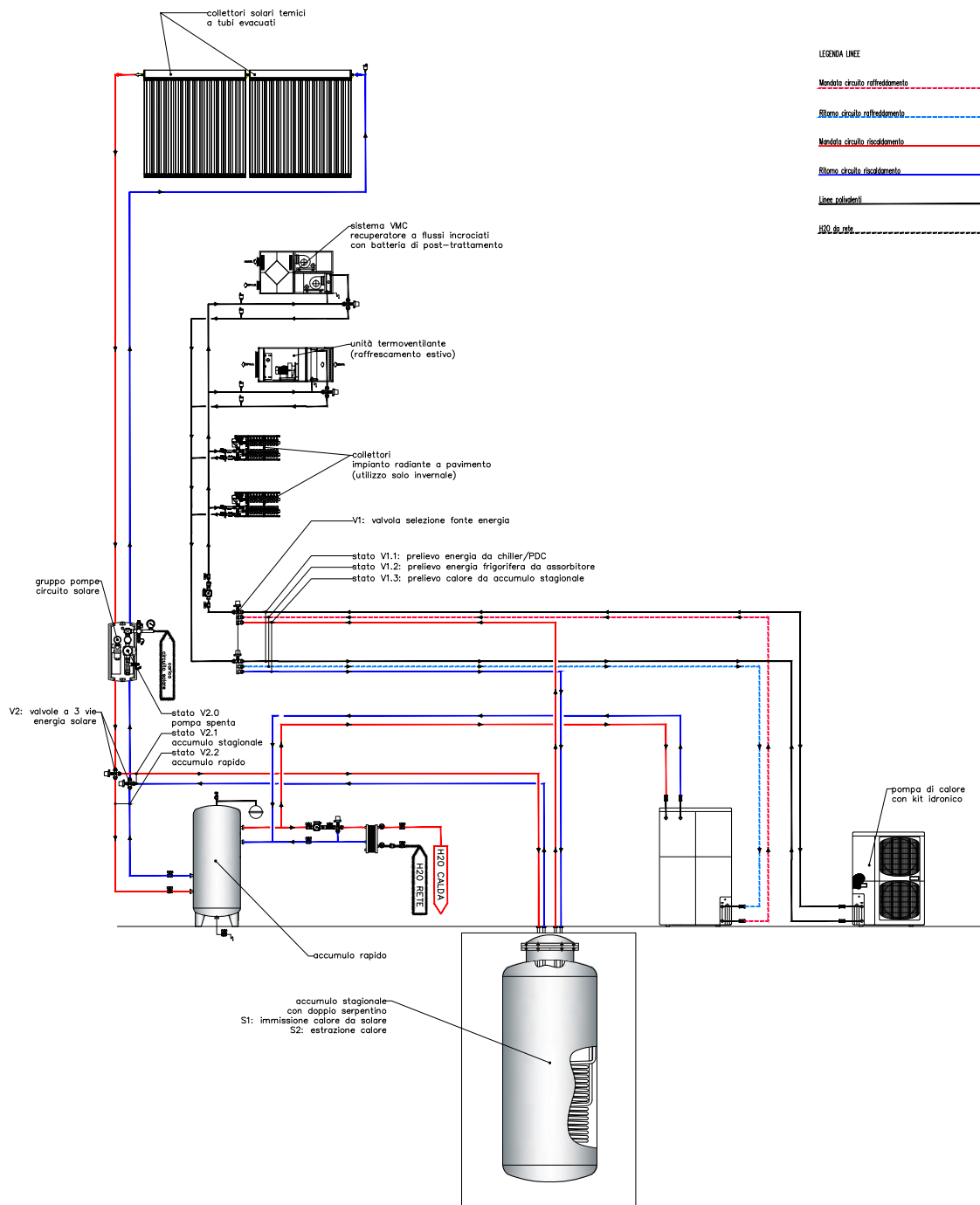


Figura 2. Schema della configurazione impiantistica 4 esposto a titolo di esempio; gli schemi di tutte le configurazioni sono esposti in appendice

2.2.2 Utilizzo della fonte solare ed accumulo di energia

Come si può osservare dallo schema riportato in Figura 2, nella più completa configurazione 4 è previsto un sistema articolato per l'utilizzo della fonte solare per il soddisfacimento di tutti e tre i servizi di ACS, riscaldamento e raffrescamento.

Per massimizzare lo sfruttamento della fonte e soddisfare al contempo i servizi definiti, si è considerata una configurazione impiantistica che vede la presenza dei seguenti elementi:

- Impianto solare con pannelli a tubi evacuati. Tale impianto rappresenta la fonte rinnovabile primaria; le sue caratteristiche sono parametrizzate in funzione dei m² della superficie di apertura dello stesso. L'impianto è, ovviamente, considerato completo della stazione solare che provvede alla circolazione della dovuta quantità di acqua nel circuito. I dettagli circa le caratteristiche dei moduli e riguardo l'efficienza considerata e la simulazione del funzionamento del medesimo sono rese nel Paragrafo 3.1.
- Serbatoio di "accumulo rapido" (SR). Tale serbatoio rappresenta l'accumulo dal quale viene prelevato calore per il soddisfacimento delle esigenze di ACS e per l'alimentazione dell'assorbitore. Dato che, come verrà spiegato più dettagliatamente nell'esposizione delle logiche, l'assorbitore deputato alla produzione dell'acqua fredda per il raffrescamento necessita di una temperatura dell'acqua calda in ingresso non inferiore a 75 °C, è previsto l'utilizzo di un materiale a cambiamento di fase (PCM, phase change material) all'interno di tale serbatoio per ottenere la possibilità di incrementare l'energia che è possibile rendere ad una temperatura superiore a 75 °C, e quindi consentire un maggiore utilizzo della fonte solare anche per il servizio di raffrescamento.
- Serbatoio di "accumulo stagionale" (SS). Tale serbatoio rappresenta un volume nel quale il calore viene accumulato nella fase estiva (quando vi è una sovrapproduzione rispetto al fabbisogno), per poter essere successivamente utilizzato nella fase invernale. Mentre il SR serve all'accumulo di energia per gli utilizzi che potremmo definire "ad alta temperatura" (alimentazione dell'assorbitore e produzione di ACS), il SS va a servizio esclusivo dell'impianto radiante a pavimento. Tale scelta ha un vantaggio importante: consente di poter sfruttare un ampio salto di temperatura per l'accumulo di energia nel SS. Sulla scorta di tale possibilità, quindi, si è deciso di non introdurre PCM all'interno del serbatoio in quanto, ai fini realizzativi e di gestione (nonché economici), si preferisce provvedere ad un aumento del volume complessivo di accumulo per incrementare l'energia stoccabile piuttosto che, invece, ottenere tale incremento tramite inserimento di PCM.
- Assorbitore per la produzione di acqua refrigerata. Tale elemento è probabilmente il più complesso nell'ambito delle architetture identificate. Nelle configurazioni adottate si è considerato l'utilizzo di un chiller ad assorbimento alimentato ad acqua calda. Dopo l'esame di una varietà di possibili soluzioni, si sono valutate configurazioni che prevedessero, per il solo edificio B, la produzione di acqua refrigerata tramite un ciclo ad assorbimento a bromuro di litio; in effetti, ai fini delle simulazioni il tipo di ciclo è irrilevante, in quanto l'assorbitore entra nell'ambiente di simulazione esclusivamente con l'indicazione di due sue caratteristiche: la temperatura di acqua di alimento necessaria ed il COP del ciclo. Quindi l'analisi dei sistemi disponibili è stata volta soprattutto alla individuazione di valori corretti per questi due parametri.

In aggiunta a quanto sopra, è prevista la presenza di un sistema di generazione di freddo/calore di backup. In caso di assenza di calore solare disponibile alla temperatura minima di utilizzo, in tutti i casi è stata prevista una fonte rappresentata da: a) una semplice caldaia, la quale provvederà al solo soddisfacimento dell'eventuale carenza in riscaldamento; b) da una pompa di calore. In questo secondo caso, il backup interverrà non solo in caso di assenza di idonea energia solare stoccata in inverno, ma anche in caso di impossibilità di funzionamento per il gruppo ad assorbimento.

2.2.3 Efficienza dei sottosistemi di utilizzazione e dei sistemi di generazione e consumi degli ausiliari elettrici

Per quanto concerne le simulazioni svolte, a partire dai dati di fabbisogno energetico degli involucri è stato necessario, ovviamente, definire anche le quantità di energia che i sistemi di generazione devono trasferire ai medesimi. A tale proposito, si è ragionato sui sottosistemi di utilizzazione, in quanto i sistemi di

regolazione, distribuzione ed emissione sono uguali in tutti i casi, anche considerando le differenze fra l'edificio A e l'edificio B (sono sostanzialmente trascurabili sotto tale aspetto³).

Per quanto concerne i valori assunti, si è pertanto fatto riferimento ai valori di seguito riportati.

- riscaldamento – distribuzione idronica: 0,81
- raffrescamento – distribuzione aeraulica: 0,83
- acqua calda sanitaria: 0,75

Per quanto concerne, invece, i sottosistemi di generazione degli edifici, sono stati assunti i valori riportati nella Tabella 8.

Tabella 8. Efficienza dei sottosistemi di generazione

	<i>risc</i>	<i>raffr</i>	<i>acs</i>
Generatore a combustibile gassoso	0,90	-	0,80
Macchina frigorifera/pompa di calore a compressione di vapore con motore elettrico	3,00	2,50	2,50
Macchina frigorifera ad assorbimento alimentata ad acqua calda	-	0,50	-

Circa le efficienze esposte in Tabella 8, si offrono alcune considerazioni. Innanzitutto, si espone il fatto che non vengono assunti valori standard per l'efficienza di produzione di energia termica da parte del sistema solare termico in quanto, riguardo tale sistema, viene svolta una valutazione assai più dettagliata dell'efficienza, la quale è calcolata istante per istante in funzione dei parametri che maggiormente la influenzano.

Inoltre, si espone una nota circa la valutazione degli autoconsumi elettrici dei sistemi legati a generazione, distribuzione, regolazione ed erogazione dell'energia. In prima analisi, è stato svolto un censimento delle macchine elettriche installate; successivamente, sono stati considerati i consumi reali e quindi le ore di accensione. In definitiva, si è pervenuti ai valori indicati in Tabella 9.

Tabella 9. Consumi elettrici degli ausiliari di impianto

	Edificio A	Edificio B
Fabbisogno energetico degli ausiliari di impianto (kWh)	145	525

Dopo una serie di valutazioni circa gli scostamenti da tali valori nel caso delle diverse configurazioni impiantistiche, si è infine giunti alla conclusione che i fabbisogni complessivi sono così poco influenzati dalla configurazione scelta che essi possono essere ritenuti costanti. In effetti, essi sono principalmente da addurre a ventilatori e circolatori, i quali sono presenti in tutti i casi. Infine, si sottolinea il fatto che i valori calcolati sono risultati piuttosto vicini ai valori standard di distribuzioni miste, ovvero circa 0,40 kWh/m³ all'anno.

³ In effetti, l'edificio B, possedendo sistemi "centralizzati," potrebbe vantare una efficienza complessiva dei sottosistemi lievemente superiore, ma tale differenza si considera trascurabile nella presente analisi.

3 Elementi centrali dell'impianto: campo solare termico, accumuli e assorbitore

In questo capitolo sono descritte le scelte assunte e di conseguenza le caratteristiche adottate per i seguenti sistemi:

- impianto solare termico;
- accumuli di calore;
- assorbitore.

Si ricorda che l'approccio di fondo del lavoro è stato quello di operare scelte che vadano a configurare un impianto sì all'avanguardia dal punto di vista tecnico, ma contemporaneamente sostanzialmente ad oggi realizzabile. Ciò significa che si sono evitate scelte troppo avanzate e tali, quindi, da non risultare immediatamente realizzabili. Al contempo, fra le soluzioni disponibili sul mercato sono state scelte le tecnologie più all'avanguardia, ovvero quelle maggiormente prestanti ed evolute.

3.1 Campo solare termico

Nell'ambito delle simulazioni svolte, si è sempre previsto l'utilizzo di solare termico come principale fonte rinnovabile; in particolare, ci si è affidati ad un impianto di collettori solari a tubi evacuati (ETC, evacuated tube collector).

I parametri relativi al tipo di impianto ETC considerato sono stati presi dalla letteratura [1-4]. In particolare, è stato preso in considerazione un impianto ETC con collettori dotati di riflettore parabolico (CPC, compound parabolic concentrator), che permette di ottenere un'efficienza termica maggiore rispetto a collettori che ne sono sprovvisti.

Per determinare l'efficienza termica dell'impianto ETC preso in considerazione, è stata utilizzata la seguente equazione [5]:

$$\eta = \frac{F'(\tau\alpha)_n K_{\theta b} G_b}{G} + \frac{F'(\tau\alpha)_n K_{\theta d} G_d}{G} - c_1 \frac{T_{in} - T_{amb}}{G} - c_2 \frac{(T_{in} - T_{amb})^2}{G} \quad (3.1)$$

dove:

- η è l'efficienza termica dell'ETC;
- F' è il fattore di efficienza del collettore;
- $(\tau\alpha)_n$ è il prodotto trasmittanza-assorbanza nel caso di angolo di incidenza solare nullo;
- $K_{\theta b}$ è il modificatore dell'angolo di incidenza relativo alla radiazione solare diretta;
- $K_{\theta d}$ è il modificatore dell'angolo di incidenza relativo alla radiazione solare diffusa;
- c_1 è un parametro relativo all'ETC preso dalla letteratura ($W m^{-2} \text{ } ^\circ C^{-1}$);
- c_2 è un parametro relativo all'ETC preso dalla letteratura ($W m^{-2} \text{ } ^\circ C^{-2}$);
- T_{in} è la temperatura del fluido termovettore in ingresso all'ETC ($^\circ C$);
- T_{amb} è la temperatura ambiente ($^\circ C$);
- G_b è la radiazione solare diretta ($W m^{-2}$);
- G_d è la radiazione solare diffusa ($W m^{-2}$);
- G è la radiazione solare globale ($W m^{-2}$).

I valori dei parametri utilizzati per determinare l'efficienza termica dell'ETC in esame sono riportati in Tabella 10. Va notato che il modificatore dell'angolo di incidenza relativo alla radiazione solare diffusa $K_{\theta d}$ è stato considerato indipendente dall'angolo di incidenza solare e, pertanto, assume un valore costante (così come suggerito dalla normativa ANSI-ASHRAE 93-2010 [6]).

Tabella 10. Parametri usati per determinare l'efficienza termica dell'impianto ETC considerato [5]

$F'(\tau\alpha)_n$	c_1 (W m ⁻² °C ⁻¹)	c_2 (W m ⁻² °C ⁻²)	$K_{\theta d}$
0,6882	1,022	0,001	1,0135

Per quanto riguarda il modificatore dell'angolo di incidenza relativo alla frazione diretta della radiazione solare, esso è esprimibile come [5]:

$$K_{\theta b} = K_{\theta l} K_{\theta t}$$

dove $K_{\theta l}$ è il modificatore relativo alla componente longitudinale dell'angolo di incidenza, uguale a [5]

$$K_{\theta l} = 1 + b_0 \left(\frac{1}{\cos \theta_t} - 1 \right)$$

mentre $K_{\theta b}$ è il modificatore relativo alla componente trasversale dell'angolo di incidenza che è pari a [5]

$$K_{\theta t} = 1 + b_1 \left(\frac{1}{\cos \theta_t} - 1 \right) + b_2 \left(\frac{1}{\cos \theta_t} - 1 \right)^2 + b_3 \left(\frac{1}{\cos \theta_t} - 1 \right)^3 + b_4 \left(\frac{1}{\cos \theta_t} - 1 \right)^4$$

I coefficienti b_i riportati nelle precedenti equazioni sono relativi al particolare impianto ETC preso in considerazione e sono riportati in Tabella 11.

Tabella 11. Coefficienti necessari per determinare i modificatori longitudinale e trasversale dell'angolo di incidenza [5]

b_0	b_1	b_2	b_3	b_4
-0,3475	0,1100	-0,1936	0,5602	-0,2920

Infine, in Figura 3 è rappresentato l'andamento dell'efficienza termica dell'ETC considerato in funzione della variabile operativa $(T_{in} - T_{amb})/G$. Si noti che la curva di efficienza riportata è valida per una radiazione solare globale pari a 1000 W m⁻²: tale parametrizzazione è necessaria per portare G sotto il quadrato dell'ultimo termine dell'Equazione (3.1).

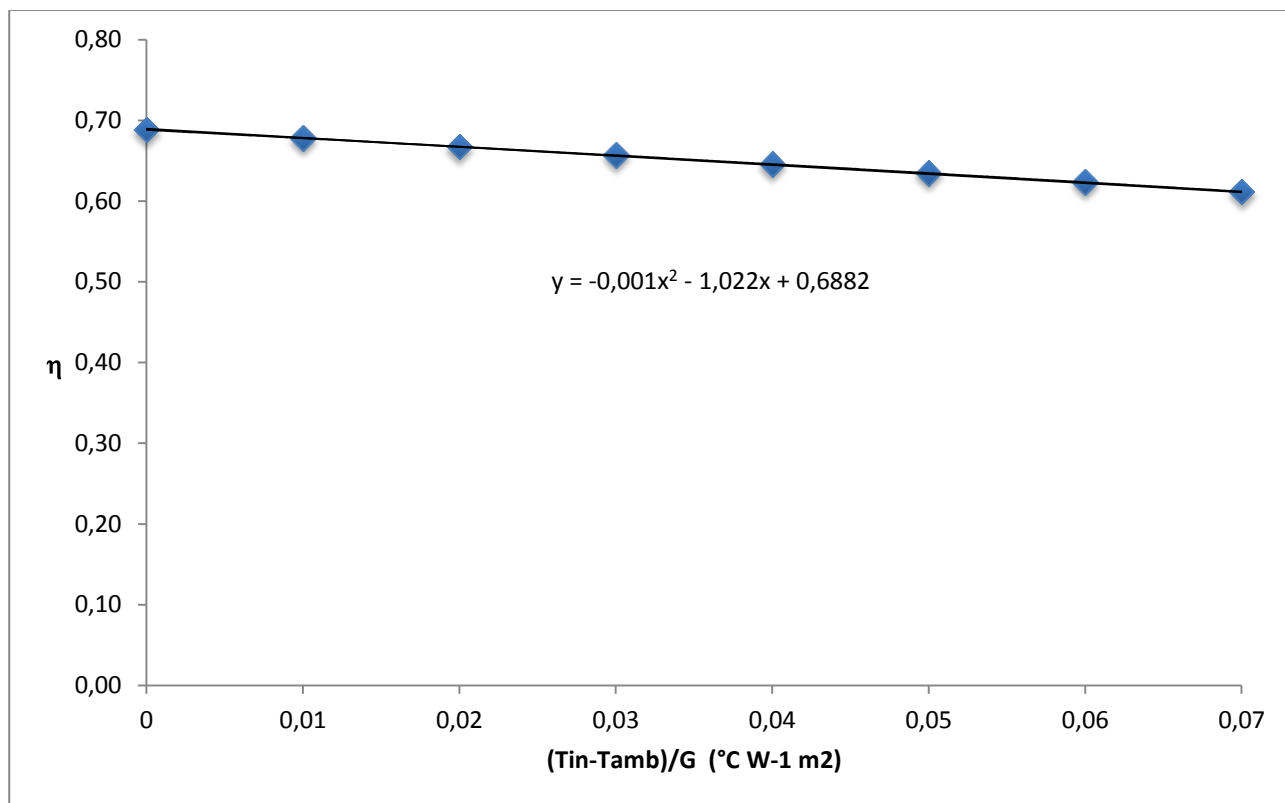


Figura 3. Efficienza termica dell'ETC considerato in funzione della variabile operativa. Si noti che la curva è valida per una radiazione solare globale $G=1000 \text{ W m}^{-2}$. Si precisa che il valore 0 dell'ascissa corrisponde ad una temperatura di ingresso del fluido nell'ETC pari alla temperatura ambiente, mentre il valore 0,07 dell'ascissa corrisponde ad una temperatura del fluido all'ingresso dell'ETC pari a circa 90 °C nel caso in cui si abbia $T_{amb}=20 \text{ °C}$ e $G=1000 \text{ W m}^{-2}$

Per apprezzare meglio il significato numerico della variabile operativa, si fa notare, a titolo di esempio, che per una temperatura in ingresso all'ETC di 70 °C , una temperatura ambiente di 25 °C ed una radiazione solare globale di 1000 W m^{-2} , la variabile operativa assume un valore di $0,045 \text{ °C W}^{-1} \text{ m}^2$.

3.2 Accumuli di energia

Il focus originale della presente analisi era legato all'accumulo di energia ai fini del raggiungimento dei requisiti nZEB. Nella fase iniziale, ci si è concentrati sulle strade percorribili dal punto di vista tecnologico per la realizzazione di tale accumulo avendo in mente in particolare il problema del "ciclo stagionale". Con ciò si intende il fatto che inizialmente si è affrontato il problema di come realizzare un accumulo con dispersioni sufficientemente contenute da poter sfruttare l'energia prodotta dal campo solare in estate per assolvere alle esigenze di riscaldamento invernale degli ambienti. Man mano che tale tematica veniva approfondita si è passati alla analisi delle strategie di accumulo. Dopo un vaglio preliminare si è subito deciso che fosse necessario spezzare l'accumulo in due volumi distinti, il primo, di grande capacità, da esercire alla temperatura necessaria al fabbisogno di energia per il riscaldamento (SS), ed il secondo, di capacità molto più ridotta (di fatto del tutto assimilabile ad accumuli comuni esistenti sul mercato) per assolvere all'accumulo dell'energia da utilizzare per l'alimentazione dell'assorbitore (SR).

Circa, in ultimo, la produzione di acqua calda sanitaria, si è deciso che tale servizio debba essere assolto dallo stesso accumulo che si occupa del raffrescamento.

Nell'esame dei vari aspetti è stato interessante verificare che, assunto un impianto interno di distribuzione che lavora a bassa temperatura sul riscaldamento (poco meno di 40 °C), l'accumulo di energia per tale servizio sia svolto egregiamente da un semplice volume di acqua: infatti, proprio perché la temperatura della domanda di calore è molto bassa l'accumulo ha a disposizione un elevato salto termico utile, e

pertanto l'introduzione di materiali a cambiamento di fase è stata scartata i quanto si ritiene che, ove esista la necessità di aumentare la capacità di accumulo, essa possa essere risolta tramite un semplice aumento del volume di stoccaggio.

Diverso è il discorso per l'accumulo rapido; in questo caso, infatti è molto rilevante il problema della disponibilità di energia ad elevata temperatura: la maggior parte degli assorbitori esistenti prevede temperature di alimentazione vicine agli 80°C. In un accumulo contenete esclusivamente acqua il calore che si può accumulare per servizi sopra gli 80°C è ovviamente limitato (a meno che non si passi a sistemi in pressione, la qual cosa, tuttavia, è da rigettare per ovvi problemi tecnologici e di sicurezza). Pertanto, in tale caso, l'introduzione di un PCM diventa una opzione interessante, se non addirittura necessaria.

Nei paragrafi che seguono sono esaminati gli aspetti appena descritti attraverso una analisi tecnica degli accumuli di energia ed una rassegna dei PCM. In ciascuno dei paragrafi, oltre alla introduzione al tema sono fornite tutte le caratteristiche degli accumuli identificati per l'esecuzione delle simulazioni oggetto del presente lavoro.

3.2.1 Scelta ed inserimento di PCM – phase change materials

Il serbatoio rapido (SR) adotta come fluido di accumulo termico una miscela di acqua allo stato liquido ed una sostanza a cambio di fase (PCM, phase change material) [7-12]. Un PCM è una sostanza che presenta elevato calore latente di fusione q_{lat} : pertanto, scegliendo una sostanza con la corretta temperatura di fusione T_{fus} , è possibile incrementare notevolmente l'energia interna immagazzinata in un serbatoio di accumulo, e soprattutto è possibile ridisegnare la curva energia interna/temperatura media in modo da ottenere un incremento dell'energia immagazzinabile ad una precisa temperatura.

In generale, i vantaggi derivanti dall'uso di PCM sono molteplici:

- quando il PCM si trova in fase liquida ad una certa temperatura superiore a quella di fusione T_{fus} , la quantità di energia interna immagazzinata è superiore a quella dovuta alla sola frazione sensibile in quanto va tenuto anche conto del calore latente di fusione del PCM stesso q_{lat} che, come già evidenziato, è in genere molto elevato;
- a parità di energia interna immagazzinata, un accumulo con PCM si trova a temperatura inferiore ad un accumulo che non contiene PCM, pertanto le dispersioni termiche risultano minori;
- a parità di energia interna immagazzinata, un accumulo con PCM occupa meno volume di un accumulo senza PCM.

Non ci si dilunga in questa trattazione nella descrizione dei PCM, lasciando tale compito ad altri documenti [13, 14]; si fa solo notare che la scelta del PCM e l'analisi delle sue caratteristiche rappresentano una delle fasi più complesse del lavoro svolto.

Per quanto riguarda il PCM introdotto nelle simulazioni, è necessario che siano noti una serie di parametri riguardanti lo stesso; in particolare si devono conoscere alcune proprietà:

- calore specifico della fase solida c_s ;
- calore specifico della fase liquida c_l ;
- calore latente di fusione a pressione atmosferica q_{lat} ;
- temperatura di fusione a pressione atmosferica T_{fus} .

Per la situazione di lavoro del caso esaminato sono disponibili sia materiali provenienti dalla famiglia delle paraffine (pere esempio la molecola a 34 atomi di carbonio presenta temperatura di fusione vicina ai 76 °C) o dalla famiglia dei sali idrati (ad esempio il $Na_2SiO_3 \cdot 5H_2O$) ha punto di fusione al di poco sotto gli 80 °C. Anche le altre grandezze presentano valori molto simili (ad esempio il calore latente di fusione è pari a circa 270 kJ/kg K per entrambe le molecole).

Pertanto in definitiva, ai fini della simulazione sono stati utilizzate le proprietà del silicato pentaidrato di sodio, ovvero:

- calore specifico della fase solida c_s : 3,83 kJ/kg K
- calore specifico della fase liquida c_l : 4,57 kJ/kg K

- calore latente di fusione a pressione atmosferica q_{lat} ; 267 kJ/kg
- temperatura di fusione a pressione atmosferica T_{fus} . 75 °C

Circa le modalità realizzative si è fatto riferimento ad alcune proposte commerciali effettivamente esistenti che prevedono il semplice galleggiamento del PCM al di sopra dell'acqua all'interno del serbatoio [15]. Se non vi sono particolari esigenze di rapidità nello scambio termico fra il PCM e l'acqua, tale modalità di inserimento del PCM è sicuramente la più semplice ed efficace.

Le curve energia/temperatura del serbatoio in presenza del PCM adottato sono riportate nel Paragrafo 3.2.3.

3.2.2 Accumulo di calore di lungo periodo

Con accumuli di calore di lungo periodo si intendono sistemi che consentono di accumulare energia per periodi compresi fra alcuni mesi ed intere stagioni. Il tema degli accumuli di calore di lungo periodo è ampiamente presente in letteratura da diversi anni [16]. Esistono molteplici classificazioni degli accumuli di lungo periodo, principalmente basate sul principio alla base dell'accumulo (elettrochimico, elettromagnetico, chimico ad adsorbimento, ecc.) [17].

Dato, tuttavia, il quadro dentro il quale il presente lavoro viene ad inserirsi, si è scelto di selezionare, tra la tante possibilità esistenti sul piano teorico, esclusivamente quelle che presentano una effettiva realizzabilità tecnica immediata sul piano pratico. Infatti si è scelto di scartare le possibilità che, seppure teoricamente fattibili, allo stato attuale non lo sono dal punto di vista pratico. In definitiva, quindi, lo spazio è stato circoscritto all'esame degli accumuli di tipo "sensibile" e degli accumuli "a cambiamento di fase". Non solo, si è anche contestualmente deciso di restringere il range di temperature di esercizio all'intervallo compreso fra 30 e 95 °C.

Assunte tali decisioni, si è quindi passati alla progettazione affettiva dell'accumulo. In fase iniziale si è pensato ad un accumulo sensibile contenente acqua ed una quantità di PCM. Dopo, tuttavia, aver svolto le prime simulazioni si è potuto osservare che, data la bassa temperatura del servizio alimentato (impianto a pavimento) l'utilizzo del PCM risulta di fatto poco significativo per l'accumulo di lungo periodo (SS). Pertanto tale accumulo è stato di fatto ricondotto ad un semplicissimo volume di acqua.

Definiti questi aspetti si è passati all'esame delle modalità di isolamento termico e di scambio del calore. Fin da subito è stata assunta la decisione di mantenere il fluido nell'accumulo separato da tutti gli altri fluidi circolanti nell'impianto, e pertanto si è evidenziata la necessità di identificare la migliore modalità per la realizzazione del necessario scambio termico fra i due fluidi. Ma in effetti si può facilmente comprendere che, trattandosi di uno scambio acqua/acqua a temperature modeste il tema non necessita di elevato grado di approfondimento, trattandosi in effetti di un argomento effettivamente semplice e noto sotto tutti gli aspetti. La scelta operata, pertanto, è stata quella di immaginare che l'oscambio possa avvenire attraverso uno scambiatore costituito da serpentine in rame o alluminio; i parametri da definire, pertanto, risultano essere esclusivamente le dimensioni e le caratteristiche di tale scambiatore, ma tali aspetti di dettaglio sono stati in definitiva trascurati. Al fini delle simulazioni, quindi, si è assunto che lo scambio sia ideale e che quindi il fluido solare ceda tutto il calore al fluido contenuto nell'accumulo e rientri in circolazione a temperatura pari alla temperatura istantanea dell'accumulo.

Sulla base di quanto anzidetto, quindi, la capacità dell'accumulo è una proporzione diretta del volume dell'accumulo stesso.

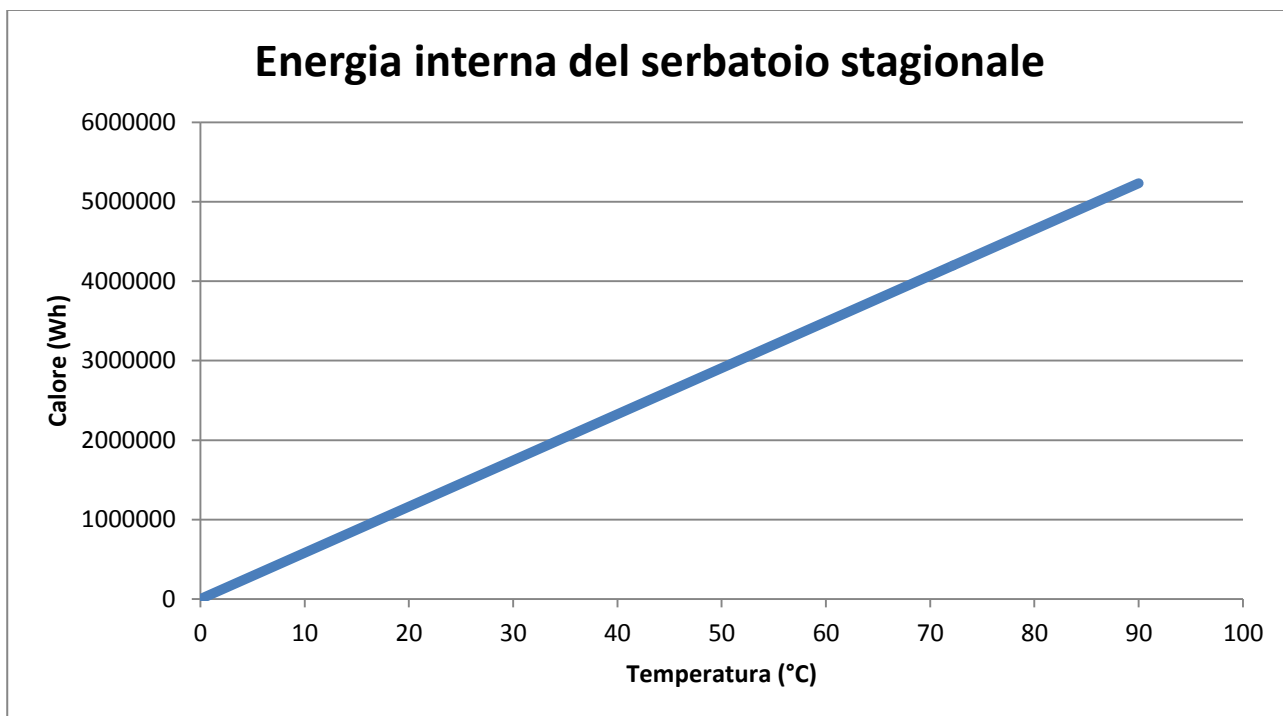


Figura 4. Energia interna del serbatoio stagionale in funzione della temperatura media interna; grafico estratto per il serbatoio con volume 50 m³.

Gli ultimi aspetti da trattare, quindi, sono quelli relativi alla geometria ed all'isolamento termico dell'accumulo. Per quanto riguarda la geometria, innanzitutto è necessario tenere in considerazione la dimensione complessiva dell'accumulo. Dopo l'esecuzione delle simulazioni, ad a seguito di una analisi sulla effettiva fattibilità e sulla possibilità di inserimento dell'accumulo nel contesto studiato con gli edifici A e B si è deciso che le dimensioni sulle quali basare la simulazione siano le seguenti:

- per l'edificio di tipo "A" si sono valutati accumuli aventi volume complessivo compreso fra 20 m³ e 70 m³;
- per l'edificio di tipo "B" si sono valutati accumuli aventi volume complessivo compreso fra 50 m³ e 200 m³.

Si è subito compreso che accumuli di tale tipo possono trovare spazio esclusivamente tramite interrimento e pertanto si è pensato a questa strada come soluzione del problema; in definitiva, quindi, l'accumulo sarà sicuramente un volume interrato di forma vicina a quella cilindrica destinato all'interrimento. Per ragioni pratiche si può immaginare che per volumi superiori a 50 m³ si possa frazionare il volume complessivo in un numero di sottounità. Circa il materiale ovviamente la prima ipotesi sarà quella di utilizzo di materiali metallici, anche se sono in effetti disponibili anche materiali plastici idonei a lavorare alle temperature indicate. In tale caso probabilmente si renderebbe necessario il frazionamento in unità singole aventi ciascuna volume attorno ai 15-30 m³.

Circa l'isolamento termico è stata adottata una soluzione tradizionale che prevede l'utilizzo di un semplice isolamento in materiale plastico (tipo polistirene o simile) in modo da rendere utilizzabili materiali comuni ed economici diffusi in edilizia. Il modello utilizzato per le dispersioni è del tipo a parametri concentrati, e pertanto assume come temperatura del serbatoio una temperatura singola pari alla temperatura media. Per quanto riguarda, invece, l'esterno del volume, si è considerato scambio termico conduttivo con il suolo che viene considerato per tutto l'arco del TMY a temperatura costante $T_{ground} = 15 \text{ °C}$.

Entrambi gli accumuli sono isolati termicamente. Oltre allo strato di isolante vero e proprio (polistirene espanso estruso, con conducibilità termica $\lambda_1 = 0,035 \text{ W m}^{-1} \text{ °C}^{-1}$ e spessore pari ad 1 m), è presente un ridotto spessore di vetro cellulare (conducibilità termica $\lambda_2 = 0,080 \text{ W m}^{-1} \text{ °C}^{-1}$ e spessore medio pari a 5

cm), che è stato scelto come ulteriore materiale isolante sfuso per il riempimento di eventuali volumi con geometria irregolare.

Dato che fra le varie simulazioni varia il volume di accumulo è stato necessario implementare un modello che vedesse la possibilità di ricalcolo in automatico delle dispersioni in funzione del volume. Ciò è stato ottenuto correlando le stesse ad una superficie di scambio identificata come la superficie sterna di un cilindro avente volume pari al volume di accumulo e rapporto di forma (lunghezza/diametro) costante ed uguale a 3. Infine, la dispersione totale W_{disp} è stata maggiorata (in modo conservativo) del 20% per tenere conto di altre possibili perdite termiche.

In Figura 5 è mostrato il grafico delle dispersioni istantanee in funzione della temperatura nel caso di un accumulo con volume variabile.

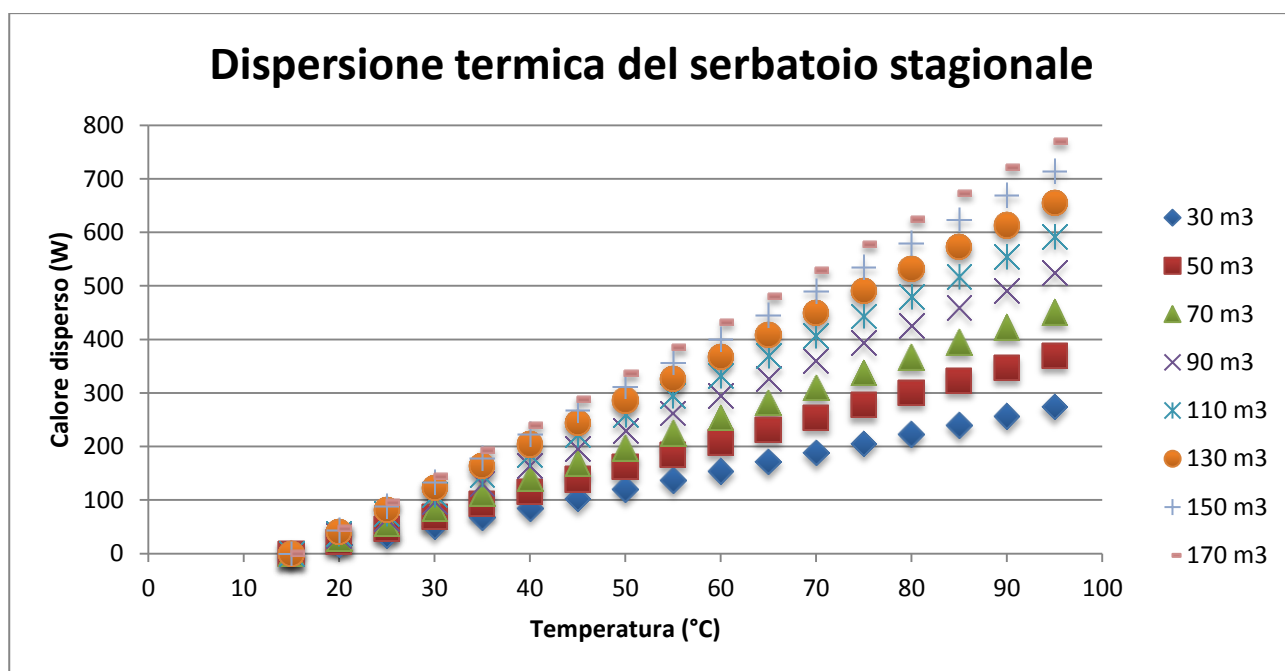


Figura 5. Dispersione termica del serbatoio stagionale in funzione della temperatura media interna. Le dispersioni sono parametrizzate secondo i volumi di accumulo considerati nella simulazione.

3.2.3 Accumulo di calore di breve periodo

L'accumulo di calore di breve periodo è l'accumulo deputato alla conservazione del calore per i servizi di ACS e raffrescamento. Dal punto di vista tecnologico si tratta di un semplice accumulo con un elevato grado di coibentazione (un po' maggiorato rispetto alla media sul mercato dato il fatto che per via dell'utilizzo solare la temperatura dell'accumulo sarà tipicamente superiore rispetto a quella di un accumulo esercito in maniera tradizionale).

Circa l'isolamento termico è stata adottata una soluzione tradizionale che prevede l'utilizzo di un semplice isolamento in materiale plastico (tipo polistirene o simile) in modo da rendere utilizzabili materiali comuni ed economici diffusi in edilizia. Il modello utilizzato per le dispersioni è del tipo a parametri concentrati, e pertanto assume come temperatura del serbatoio una temperatura singola pari alla temperatura media. Per quanto riguarda, invece, l'esterno del volume, si è considerata una adduttanza esterna unitaria che tiene conto degli scambi termici convettivi e radiativi del serbatoio rapido con l'ambiente, ipotizzando una temperatura ambiente pari a 20 °C.

Entrambi gli accumuli sono isolati termicamente. Oltre allo strato di isolante vero e proprio (polistirene espanso estruso, con conducibilità termica $\lambda_1 = 0,035 \text{ W m}^{-1} \text{ °C}^{-1}$).

Come nel caso precedente il valore complessivo delle dispersioni è calcolato in ogni simulazione correlando le stesse ad una superficie di scambio identificata come la superficie sterna di un cilindro avente volume pari al volume di accumulo e rapporto di forma (lunghezza/diametro) costante ed uguale a 3. Infine, la

dispersione totale W_{disp} è stata maggiorata (in modo conservativo) del 20% per tenere conto di altre possibili perdite termiche.

In Figura 6 è mostrato il grafico delle dispersioni istantanee in funzione della temperatura nel caso di accumuli con volumi pari a 5000 l e 750 l.

Nel caso dell'edificio A è stato considerato un accumulo di volume pari a 750 l privo di PCM; nel caso dell'edificio B, invece, si è adottato un accumulo di volume complessivo pari a 5000 l e con un contenuto di acqua pari a 3750 kg e di PCM pari a 1250 kg.

In Figura 7, invece, è mostrata la curva di carico del serbatoio stagionale in presenza di PCM (secondo le quantità sopraindicate). Riguardo tale curva si sottolinea l'importanza del PCM ed il suo effetto nel generare un tratto verticale sulla curva energia interna/temperatura. Tale tratto è essenziale per l'esercizio dell'assorbitore.

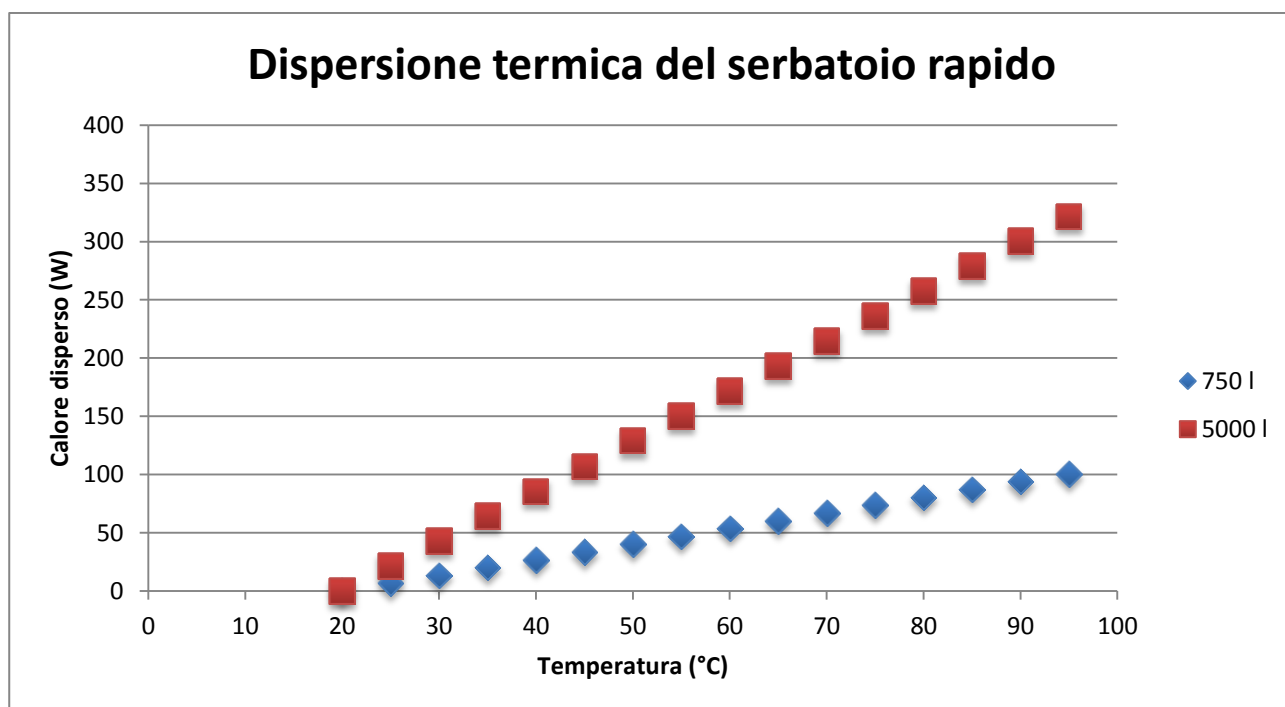


Figura 6. Dispersione termica del serbatoio rapido in funzione della temperatura media interna. Le dispersioni sono parametrizzate secondo i volumi di accumulo considerati nella simulazione (il caso a 5000 l comprende 3750 kg di acqua e 1250 kg di PCM).

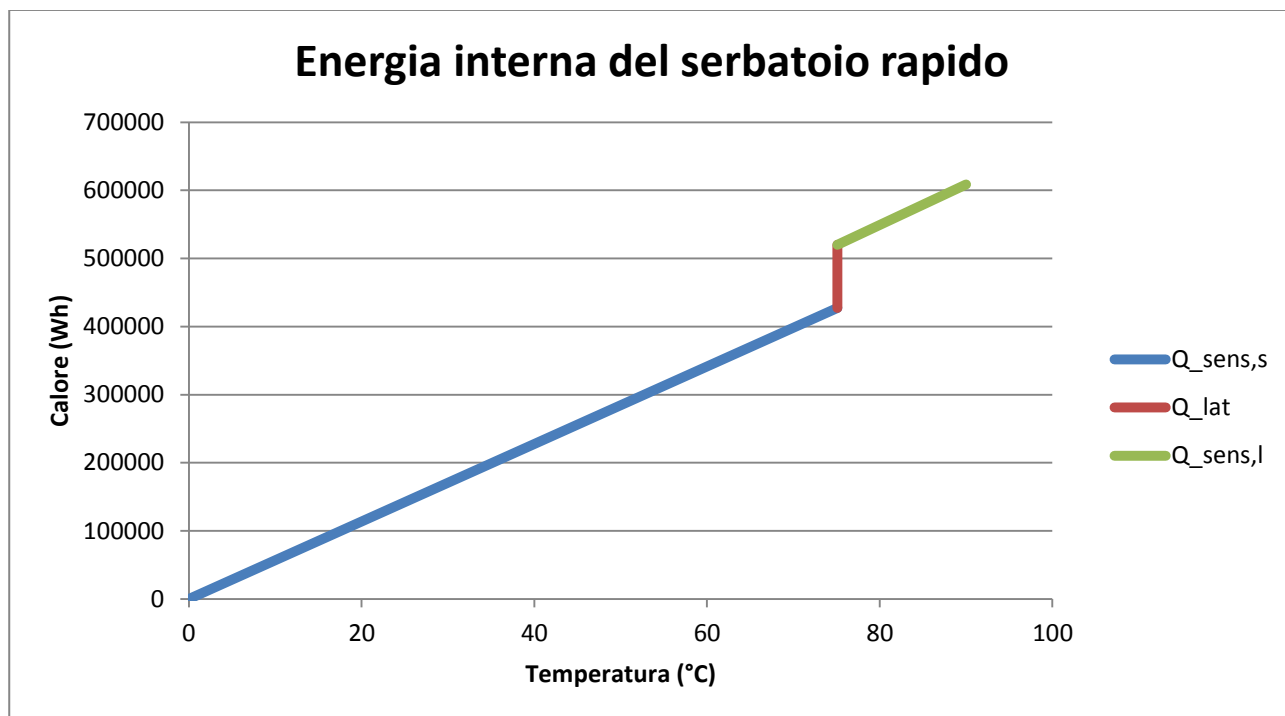


Figura 7. Energia interna del serbatoio rapido in funzione della temperatura media interna nel caso di accumulo con volume 5000 l contenente 3750 kg di acqua e 1250 kg di PCM avente temperatura di fusione pari a 75 °C. Si noti come a 75 °C il PCM passa dalla fase solida alla fase liquida, immagazzinando nel serbatoio calore latente.

Per quanto concerne, invece, gli scambi termici con l'esterno si prevede che vi sia un serpentino deputato al trasferimento del calore solare, uno scambiato rapido per la produzione dell'acs ed infine un circuito diretto ad alimentare lo scambiatore dell'assorbitore.

3.3 Impianto ad assorbimento per il condizionamento dell'aria

Data la disponibilità di calore proveniente dall'impianto solare è stato scelto di esaminare le possibilità per utilizzare almeno una parte di tale calore in un processo di solar cooling. Tuttavia, nel caso esaminato è da sottolineare il fatto che la parte di solar cooling è solo uno degli impieghi del calore proveniente dai collettori il quale ha anche altre destinazioni.

Nell'ultimo decennio il mercato degli impianti ad assorbimento ha visto un discreto sviluppo [] buona parte del quale legato al solar cooling.

Sul mercato attuale si vede la presenza di diverse proposte commerciali; fra queste la maggior parte degli assorbitori disponibili sono serie che vedono modelli originali alimentati a fiamma diretta e poi versioni idonee per essere alimentate a bassa temperatura.

Le tecnologie attualmente disponibili solitamente appartengono o alla famiglia delle macchine ad acqua/bromuro di lito, oppure alla famiglia degli assorbitori ad acqua/ammoniaca. La seconda famiglia, seppure più promettente, solo da poco psi affaccia sul mercato del solar cooling e vede ancora poche proposte commerciali.

Sul fronte, invece, degli assorbitori acqua/bromuro di lito il panorama delle offerte è abbastanza vasto [18-20]. Generalmente le proposte prevedono una normale temperatura di alimentazione dell'assorbitore compresa fra 80 e 90 °C; a tali temperature il COP della macchina è tipicamente pari a 0,7 [21-23].

Lo schema impiantistico prevede solitamente soluzioni monoblocco che integrano in un unico elemento da collocare all'aperto sia il gruppo ad assorbimento, sia il sistema di smaltimento del calore.

Un esempio di schema è quello riportato in Figura 8.

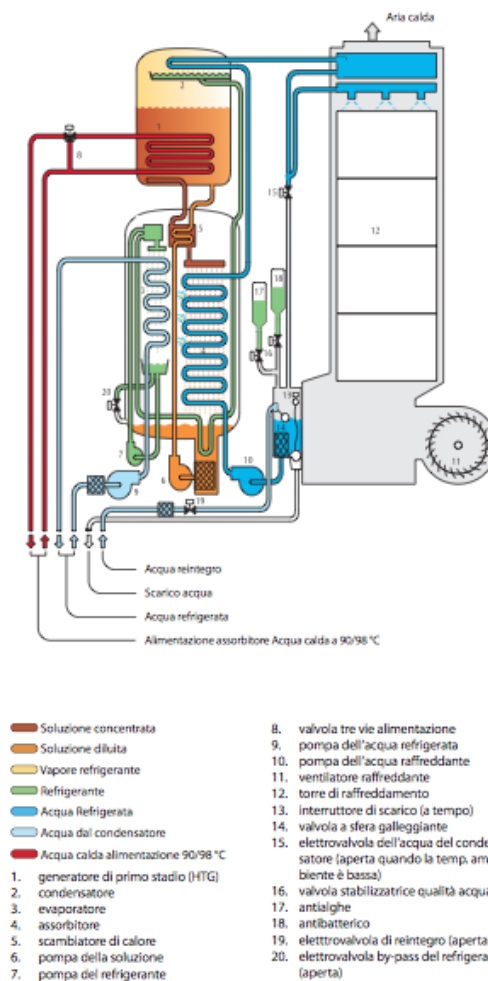


Figura 8: schema tipico di una macchina ad assorbimento a bromuro di litio [22]

L'esame delle macchine attualmente disponibili sul mercato evidenzia due elementi critici in merito alla installazione esaminata: il primo è la taglia minima delle offerte, mentre il secondo riguarda la temperatura minima di alimentazione dell'assorbitore.

In riferimento al primo elemento si ha che l'offerta commerciale si riduce drasticamente al ridursi delle taglie man mano che si scende al di sotto dei 50 kWf.

In riferimento al secondo fattore, invece, si registra una temperatura minima di alimentazione di 80°C.

Entrambi i problemi sono piuttosto rilevanti al punto che, nel caso dell'abitazione singola, come già anticipato, si è verificata la impossibilità di utilizzare macchine ad assorbimento. Nel caso dell'edificio B, invece, si è ritenuto che le macchine più piccole fra quelle offerte possano in effetti essere adeguate al fabbisogno, pervio aggiustamento con un adeguato volano sul lato freddo.

In riferimento al secondo problema, invece, esso è stato risolto considerando una riduzione sul COP nominale della macchina. Infatti tipicamente una riduzione della temperatura di alimentazione al di sotto di quella nominale (se entro determinati limiti) produrrà una riduzione del COP e contestualmente l'eventuale impossibilità di produrre l'energia frigorifera sul salto termico standard (7-12°C). Per quanto riguarda il primo fattore, esso è stato in definitiva sintetizzato considerando un COP costante e pari a 0,5 per la produzione del freddo; riguardo, invece, il secondo elemento, nel caso delle applicazioni in oggetto esso è accettabile e vi si può ovviare semplicemente con un adeguato sovradimensionamento delle unità terminali interne.

4 Simulazioni annuali: input, corpo della simulazione e risultati

La parte centrale dell'analisi svolta è stata la realizzazione di un ambiente di simulazione che consentisse di verificare gli effetti dell'accumulo di energia ai fini delle performance complessive degli edifici in termini di consumo di energia e contributo delle fonti rinnovabili al soddisfacimento dei fabbisogni di energia termica. A tale scopo, l'ambiente di simulazione viene descritto partendo dall'esame degli input del sistema, ovvero le caratteristiche dei sistemi esaminati (fabbisogni degli edifici, variabili legate agli impianti e condizioni ambientali, ovvero dati meteorologici), la descrizione delle logiche implementate (quindi delle modalità di interazione fra i diversi elementi degli impianti) ed infine gli output prodotti, ovvero i risultati delle analisi. Per quanto concerne il fabbisogno di energia da parte dell'edificio, le modalità di stima dello stesso sono state riferite alle attuali norme vigenti in tema di certificazione energetica. Tuttavia, tali stime hanno lo scopo di valutare i fabbisogni energetici annuali complessivi di un edificio, ma non si occupano della definizione dei fabbisogni istantanei. Ma una tale valutazione non consente di esaminare gli effetti della presenza di accumuli termici. Per svolgere tale valutazione, è pertanto necessario passare a simulazioni dinamiche. Nel caso specifico, tenuto in considerazione lo scopo della simulazione, si è deciso di operare con la realizzazione di simulazioni annuali basate su bilanci energetici svolti su base oraria. Ovviamente, in un tale sistema lo stato degli accumuli all'istante n -esimo diventano l'input per la definizione dello stato dei medesimi all'istante $n+1$ -esimo.

L'implementazione di un tale sistema necessita, quindi, di una matrice di vettori come variabili orarie di input. Nei paragrafi che seguono sono descritti gli input identificati.

4.1 Descrizione generale dell'ambiente di simulazione: dati di input per le simulazioni

4.1.1 Dati meteorologici, TMY ed angoli solari

Sulla base di quanto evidenziato nel Paragrafo 4, si comprende la necessità di un anno meteorologico tipico (TMY, typical meteorological year) come input delle simulazioni da svolgere. Nel caso in esame, il TMY è una serie oraria (o in alcuni casi con passo temporale più fitto) di valori medi delle variabili meteorologiche necessarie per uno specifica attività.

Nel presente caso, le variabili meteorologiche rilevanti ai fini delle simulazioni sono le seguenti:

- T_{amb} , temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$);
- G , irradianza media sul piano orizzontale (W/m^2);
- G_{bn} , irradianza diretta media sul piano perpendicolare al raggio solare (W/m^2);
- G_d , irradianza diffusa (W/m^2);
- RH, umidità relativa dell'aria (%);
- p_{atm} , pressione atmosferica (hPa);
- w_{air} , velocità del vento (m/s).

Una matrice oraria di tali valori avente durata annuale rappresenta il TMY considerato.

Affinché tale matrice, tuttavia, possa essere adottata come input di simulazioni annuali rappresentative dell'anno "medio" è necessario che i valori che la compongono siano effettivamente rappresentativi dell'anno tipo. Per assolvere a tale scopo, quindi, si adottano specifiche procedure matematiche [24, 25] che consentono di selezionare fra un database esteso diversi anni le serie più rappresentative per ciascun periodo dell'anno (settimana o mese, ad esempio).

Nel caso specifico, dato che il modello utilizzato per la stima della produzione annua di un impianto a collettori solari richiede la conoscenza della posizione del Sole, ovvero degli angoli di altitudine, θ ed azimut α , ai valori orari delle grandezze previste nel TMY esaminato sono stati aggiunti i suddetti valori descrittivi la posizione istantanea del sole.

Nel presente lavoro, la posizione istantanea del sole è stata calcolata utilizzando un codice basato sull'algoritmo di Michalsky [26] tratto dall'Astronomical Almanac, il quale garantisce una precisione di $0,01^{\circ}$ fino all'anno 2050. Il codice di calcolo vero e proprio è stato scritto in un file NB creato tramite il software Wolfram Mathematica [27, 28], il quale prende in input i seguenti dati, forniti attraverso un file XLSX:

- latitudine lat e longitudine $long$ del sito di installazione dell'impianto PTC;
- anno (year), mese (month), giorno (day) e ora (hour) relativi all'arco di tempo considerato.

Noti gli angoli solari orari el e az calcolati attraverso l'algoritmo di Michalsky, e fissati i parametri operativi dell'impianto ETC considerato, ovvero l'inclinazione β rispetto al suolo (nel caso in esame, pari a 45°) e l'esposizione γ_{sup} (Sud nel caso in esame), è possibile determinare gli angoli di incidenza orari longitudinale θ_l e trasversale θ_t dell'impianto ETC stesso [5]. Determinati gli angoli di incidenza, si può quindi procedere a ricavare i rispettivi modificatori K_{θ_l} e K_{θ_t} , necessari per il calcolo dell'efficienza ottica.

La stima dei modificatori richiede che siano note determinate grandezze sperimentali relative all'ETC considerato. Per questo motivo, è stato considerato dalla letteratura un particolare ETC per il quale erano disponibili le grandezze richieste. Il prodotto dei modificatori d'incidenza longitudinale K_{θ_l} e trasversale K_{θ_t} è uguale al modificatore d'incidenza relativo alla componente diretta della radiazione solare K_{θ_b} . Pertanto, questo varierà al variare dell'ora del TMY considerata. Esiste anche un modificatore d'incidenza relativo alla componente diffusa della radiazione solare K_{θ_d} : questo, a differenza del precedente, assume un valore costante (così come suggerito da norme come la ANSI-ASHRAE 93-2010 [6] ed è fornito come specifica del particolare ETC considerato.

4.1.2 Fabbisogni orari di ACS, calore ed energia frigorifera degli edifici

La definizione dei fabbisogni orari di calore per riscaldamento e di energia frigorifera per il raffrescamento è stata svolta tramite la suddivisione dei valori annuali o mensili cumulati in valori orari basata su una proporzione fra le differenze istantanee di temperatura tra ambiente interno ed ambiente esterno e la sommatoria sulle ore dell'anno o del mese di tali differenze.

Ovviamente, questo criterio di ripartizione è poco raffinato e senza dubbio più impreciso rispetto a simulazioni dinamiche vere e proprie, tuttavia esso è complessivamente accettabile ai fini delle valutazioni inerenti gli accumuli. Ciò per via del fatto che, date le dimensioni degli accumuli adottati, è evidente che non è particolarmente significativa l'accuratezza circa i valori istantanei dei fabbisogni ai fini della valutazione dell'andamento del calore all'interno dell'accumulo nel corso dell'anno, mentre è essenziale l'accuratezza dei valori cumulati su intervalli di tempo di maggiore durata (mensile per l'accumulo stagionale e di alcuni giorni per l'accumulo rapido).

Per quanto riguarda, invece, l'ACS, è stato assunto un profilo di carico giornaliero costante in tutti i giorni dell'anno; sulla base di tale profilo, il valore complessivo è stato distribuito per ottenere i valori istantanei.

4.1.3 Parametri e variabili

L'esecuzione delle simulazioni richiede l'inserimento di un numero molto ampio di parametri e variabili. La distinzione fra parametri e variabili è sostanzialmente il risultato di una scelta: infatti, al di là di poche quantità il cui valore non può essere modificato (ad esempio i dati meteorologici, i quali, assunta una località, sono definiti all'interno del TMY, oppure l'orientamento dell'impianto solare, che è sempre ovviamente definito come quello che massimizza l'energia complessivamente captabile), tutti gli altri parametri sono oggetto di scelte operate prima di condurre la simulazione, e pertanto potrebbero essere trattati come variabili. Tuttavia, volendo ottenere dalle simulazioni dei risultati che possano essere esaminati efficacemente, è necessario che si lascino poche variabili operando delle scelte che trasformino le variabili rimanenti in parametri. Nella fattispecie, si è operato associando valori costanti a tutti gli input ad eccezione di due: la dimensione dell'accumulo stagionale e l'estensione del campo solare termico. Questa scelta si pone in coerenza con l'obiettivo finale di valutare come tali caratteristiche influenzino l'effettiva quantità di energia rinnovabile resa agli edifici e quindi se e come l'utilizzo della fonte solare e di accumuli stagionali possa essere impiegato per il raggiungimento degli obiettivi di edifici nZEB.

4.1.4 Altri parametri adottati nelle simulazioni

Per ragioni di completezza si espone anche il fatto che per quanto riguarda la simulazione dell'impianto

solare e gli scambi termici è stato necessario definire la quantità di acqua circolante nel circuito solare tale portata è stata sempre considerata pari a $0,01 \text{ kg/s m}^2$. Tale portata è stata identificata per garantire sempre un regime di flusso turbolento all'interno dei collettori. La sua influenza sulla simulazione è legata al fatto che la temperatura di uscita del fluido dai collettori è funzione di tale portata in quanto

4.2 Descrizione generale dell'ambiente di simulazione: corpo delle simulazioni

Come è stato possibile comprendere da quanto sopraesposto, le simulazioni consistono nella esecuzione di una routine che identifica sulla singola ora (istante n-esimo) i valori di tutte le variabili che interessano il sistema. Tali valori diventano poi l'input della nuova esecuzione della routine (istante n+1-esimo) per ottenere quindi gli stati di tutti i sistemi al termine della suddetta simulazione.

Mentre gli input vettoriali rappresentano serie di valori orari di alcune variabili, il valore di molte altre variabili (e di alcuni "stati" che riguardano l'esercizio degli impianti) è ottenuto come risultato di singole funzioni o sotto-routine all'interno della routine. Tali funzioni e sotto-routine rappresentano dal punto di vista matematico le caratteristiche del profilo impiantistico definito.

Nei paragrafi che seguono viene proposta una descrizione dell'intero ambiente.

4.2.1 Logiche fondamentali

Le configurazioni impiantistiche esposte in precedenza offrono un quadro completo degli impianti simulati. Di essi, il più "completo" è quello riferito alla configurazione impiantistica 4, che verrà quindi preso a riferimento per il presente paragrafo.

All'interno dell'impianto esaminato sono presenti tre elementi essenziali da gestire: il campo solare, l'accumulo rapido e l'accumulo stagionale. Come già esposto il campo solare ha una efficienza che varia in funzione di diversi parametri, fra cui in particolare la portata e la temperatura media del fluido circolante al suo interno. Infatti, definita una specifica condizione ambientale, da queste grandezze dipende il calore disperso dai moduli verso l'ambiente. Tuttavia, dato che i moduli possono essere asserviti sia al serbatoio rapido sia al serbatoio stagionale, vi è una scelta da eseguire circa la destinazione del calore proveniente dai moduli. La logica implementata, pertanto, prevede che il calore eventualmente producibile con il campo solare in un dato istante sia in via prioritaria destinato a ricaricare il serbatoio rapido; in caso, tuttavia, ciò non fosse possibile, allora in via subordinata il calore andrebbe ad essere accumulato nel serbatoio stagionale.

All'interno dell'ambiente, quanto sopraesposto è stato implementato tramite l'inserimento di una serie di condizioni: per ogni ora del TMY, si vanno a verificare se per il serbatoio rapido le condizioni che seguono siano tutte soddisfatte *contemporaneamente* (il che equivale, secondo la logica booleana, ad una condizione AND):

- l'efficienza oraria η dell'ETC sia positiva;
- la temperatura interna *istantanea* del serbatoio T_{SR} (temperatura media del serbatoio rapido) sia inferiore alla temperatura massima ammissibile dallo stesso $T_{SR,max}$ (temperatura massima ammissibile nel serbatoio rapido);
- la temperatura di uscita del fluido termovettore dall'ETC T_{out} (considerando come temperatura di ingresso quella istantanea del serbatoio) sia più elevata della temperatura interna del serbatoio T_{SR} .

L'elenco puntato appena descritto merita ulteriori chiarimenti. Ad esempio, si fa notare che l'efficienza oraria dell'impianto ETC η può essere maggiore di zero solo se nell'ora considerata non è notte e la radiazione globale G è almeno sufficiente a bilanciare le perdite termiche dell'ETC stesso. Per temperatura interna *istantanea* si intende invece la temperatura del serbatoio rapido valutata, attraverso la conoscenza dell'energia interna, nell'ora appena precedente a quella di verifica. La terza condizione, infine, mira semplicemente a soddisfare il secondo principio della termodinamica.

In sostanza, quindi, le logiche implementate sono volta a verificare che l'ETC sia in grado di produrre calore se alimentato alla temperatura del serbatoio e che il serbatoio possa ricevere tale calore (ovvero non sia saturo).

Se almeno una delle condizioni specificate nell'elenco di cui sopra non è verificata, l'AND logico non è soddisfatto e l'eventuale calore prodotto dall'impianto ETC Q_u non viene fornito al serbatoio rapido; viene pertanto verificato se tale calore può invece essere fornito al serbatoio stagionale.

A questo punto, le condizioni da soddisfare contemporaneamente sono le seguenti:

- la temperatura interna *attuale* del serbatoio stagionale T_{SS} deve essere inferiore alla temperatura massima ammissibile dallo stesso $T_{SS,max}$;
- la temperatura di uscita del fluido termovettore dall'ETC T_{out} deve essere più elevata della temperatura interna del serbatoio T_{SS} .

Se almeno una di queste condizioni non dovesse essere verificata, l'eventuale energia prodotta dall'impianto PTC non sarebbe sfruttata in alcun modo. In tal caso, la pompa di circolazione dell'impianto solare andrebbe semplicemente spenta. La Figura 9 riassume, tramite un diagramma di flusso, le logiche implementate.

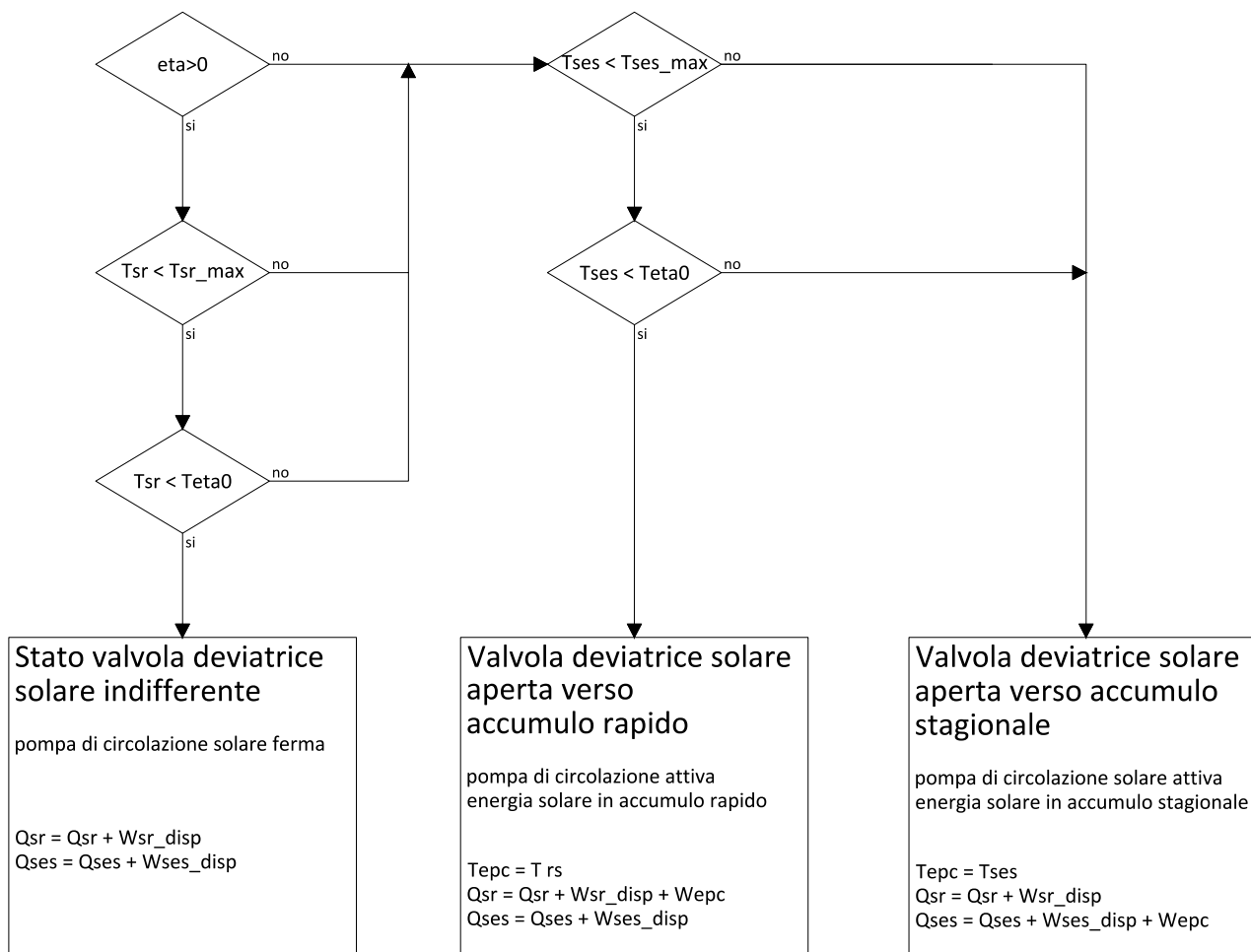


Figura 9. Rappresentazione logica della routine di gestione dell'energia proveniente dal circuito solare

Dal punto di vista pratico, la realizzazione di quanto descritto si attua tramite il corretto posizionamento di una valvola (V2 nello schema in Figura 2).

Con riferimento allo schema, una seconda valutazione riguarda la provenienza dei fluidi caldi (in inverno) e freddi (in estate) che vengono tradotti verso le unità di distribuzione dalle sorgenti di generazione o dai serbatoi di accumulo. A tal riguardo, i ragionamenti sono elementari e sono guidati dall'ovvia intenzione di

privilegiare le fonti rinnovabili rispetto a quelle fossili. Tuttavia, se lo schema impiantistico sembra complesso sotto tale aspetto, di fatto l'ambiente di simulazione risolve questa problematica in maniera piuttosto elementare: in ciascun istante, dopo aver svolto la sotto-routine legata alla destinazione dell'energia solare, viene avviata una seconda sotto-routine che confronta le temperature dei serbatoi con quelle prefissate per i fabbisogni. Nel caso le temperature dei serbatoi siano maggiori di quelle delle diverse domande di calore (o freddo, il quale, tuttavia, passando per l'assorbitore diventa comunque una domanda di calore), il fabbisogno si considera soddisfatto tramite fonte solare. Alternativamente, invece, si considera debba entrare in esercizio il generatore di backup, ovvero la caldaia e/o la pompa di calore. Alcune variabili di appoggio sono adottate per salvare i valori istantanei dei fabbisogni da soddisfare tramite fonte fossile; la sommatoria dei valori istantanei su tutte le ore dell'anno consente di pervenire ai totali annuali.

4.2.2 Quantificazione della quota di fabbisogno dell'edificio soddisfatta tramite energia rinnovabile

Al termine delle simulazioni, come appena esposto, si perviene a dei valori cumulativi di energia; in particolare, i valori ottenuti sono:

- energia totale resa dall'impianto solare all'edificio, eventualmente distinta per energia inviata all'accumulo rapido ed energia inviata all'accumulo stagionale;
- energia proveniente da altre fonti (fossili) utilizzata per il soddisfacimento dei diversi fabbisogni, ovvero nello specifico:
 - $Q_{c,non-solar}$: energia frigorifera non prodotta tramite utilizzo dell'assorbitore (e quindi non proveniente dall'accumulo) inviata dall'impianto di generazione all'impianto di distribuzione;
 - $Q_{ACS,non-solar}$: energia per l'acqua calda sanitaria inviata all'impianto di distribuzione non proveniente dall'accumulo rapido;
 - $Q_{h,non-solar}$: energia per il riscaldamento dell'edificio inviata all'impianto di distribuzione non proveniente dall'accumulo stagionale.

Le quote di energia soddisfatte da fonte solare sono ovviamente ascritte alla categoria delle energie provenienti da fonti rinnovabili. Per quanto riguarda le restanti quote, esse sono invece valutate singolarmente identificando la loro provenienza: se soddisfatte tramite pompa di calore aerea o caldaia si adottano i valori riportati in Tabella 8. Tramite i suddetti coefficienti, i quali sono adottati anche per gli autoconsumi elettrici degli impianti indicati in Tabella 9, si perviene ai totali complessivi di energia primaria consumata per i servizi esaminati negli edifici. Tali totali sono distinti fra energia non rinnovabile ed energia rinnovabile. In questo modo, si ottiene infine la frazione di energia rinnovabile utilizzata nelle situazioni esaminate.

Si precisa che, ai fini dei calcoli, le energie disperse sotto forma di calore perso dagli accumuli non sono tenute in considerazione; più precisamente, esse sono valutate all'interno dei bilanci, pertanto il calore considerato presente negli accumuli all'istante $n+i$ -esimo è pari al calore presente all'istante n -esimo addizionato di tutti i contributi positivi e detratto di tutti i prelievi ed anche del calore perso per dispersione, calcolato come esposto nei paragrafi **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata., Errore. L'origine riferimento non è stata trovata. e Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..** Tuttavia, il calore perso non viene considerato ai fini del calcolo del fabbisogno energetico dell'edificio.

4.3 Esposizione dei risultati delle simulazioni

Nel presente paragrafo sono esposti i risultati delle simulazioni svolte. In una prima parte, si mostrano in dettaglio tutti i valori ottenuti per una specifica simulazione (avendo quindi assunto per tutti i parametri e le variabili un preciso valore). Nello specifico, i risultati mostrati sono per la località di Roma, l'edificio B, la configurazione impiantistica 4 e per un campo solare di 40 m^2 ed un accumulo stagionale di 170 m^3 .

In ultimo, vengono esposti i risultati di una configurazione impiantistica per ogni tipo di edificio nel caso delle diverse località e variando le dimensioni dell'accumulo e le dimensioni del campo solare.

Successivamente, vengono mostrati i risultati confrontando, nella stessa località e per pari dimensioni degli accumuli, le diverse tipologie impiantistiche.

4.3.1 Analisi dettagliata dei risultati in un caso specifico

L'esecuzione delle simulazioni conduce all'ottenimento di tutti i dati relativi ai flussi di energia istantanei ed ai valori cumulati di energia riferiti all'edificio, ai suoi utilizzi ed agli impianti che lo servono.

L'esposizione che segue mostra prima uno spettro completo di risultati per una singola simulazione (nello specifico, è stato scelto l'edificio B nella configurazione impiantistica 4, in quanto rappresenta la soluzione più completa e articolata, e la località di Roma in quanto più indicativa della situazione media italiana).

Si riassumono di seguito i parametri essenziali adottati per la simulazione:

- temperature minime ammissibili negli accumuli per considerare utilizzabile il calore ai fini dei diversi utilizzi:
 - temperatura minima SR per alimentazione assorbitore: 75 °C;
 - temperatura minima SR per produzione ACS: 50 °C;
 - temperatura minima SS per servizio riscaldamento ambiente: 40 °C;
- temperature massime ammissibili negli accumuli:
 - temperatura massima SR: 90 °C;
 - temperatura massima SS: 90 °C;
- dimensioni e caratteristiche accumuli:
 - volume SR: 5 m³;
 - contenuto acqua SR: 3750 kg;
 - contenuto PCM in SR: 1250 kg;
 - volume SS: 90 m³;
 - contenuto acqua SS: 170 000 kg;
- superficie di apertura campo solare: 40 m².

La configurazione sopracitata è scelta come esempio in quanto essa presenta una serie di condizioni che la rendono particolarmente significativa. Di essi, la più importante riguarda il corretto bilanciamento fra l'estensione del campo solare e le dimensioni del volume dell'accumulo stagionale. Infatti, nel caso di un sottodimensionamento dell'accumulo rispetto al campo solare si ha lo svantaggio che in nel corso del periodo estivo l'accumulo si satura e non può più accogliere l'energia che il campo solare sarebbe in grado di cedergli; al contempo, però, l'accumulo si scarica rapidamente nel periodo invernale e quindi il suo contributo risulta limitato.

Nel caso opposto, invece, si genera una situazione tale per cui l'accumulo è talmente grande che il campo solare lo carica solo parzialmente (avendo così una parte dell'accumulo che risulta sostanzialmente inutilizzata), oltre ad avere lo svantaggio che le dispersioni aumentano e quindi una quota sempre più rilevante del calore ceduto all'accumulo stagionale va a compensare le dispersioni.

In definitiva, quindi, per ciascuna dimensione del campo solare si identifica una corrispondente dimensione ottimale dell'accumulo. La scelta in merito alle dimensioni dei suddetti va operata sostanzialmente sulla base di parametri economici (che non vengono discussi in questa sede) o di un obiettivo complessivo di frazione rinnovabile rispetto al totale dell'energia consumata dall'edificio.

Segue una rassegna di informazioni relative al caso in oggetto rese sotto forma di grafici. In Figura 10, è mostrato l'andamento dell'energia complessivamente inviata ai serbatoi proveniente dal campo solare. Si può osservare che nei periodi invernali la curva ha derivata vicina allo zero, e ciò dipende dal fatto che in tali periodi, data la scarsa disponibilità di fonte solare e le temperature basse, si ha un contributo molto limitato dall'impianto solare. Nei periodi estivi, invece, il valore della derivata aumenta, a dimostrazione di un elevato contributo al caricamento degli accumuli da parte della fonte solare.

Energia accumulata da fonte rinnovabile (Wh)

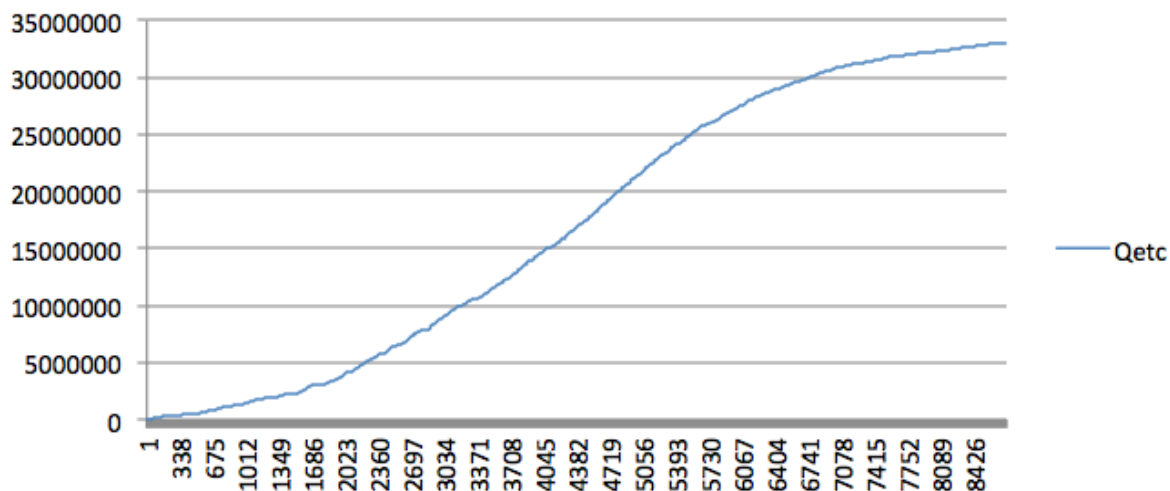


Figura 10. Valore cumulativo dell'energia termica introdotta all'interno degli accumuli proveniente dall'impianto solare durante le ore dell'anno (ora 1 = prima ora del primo di gennaio). Valido per edificio A, configurazione impiantistica 4, campo solare 40 m², accumulo stagionale 170 m³

Energia per il raffreddamento (Wh)

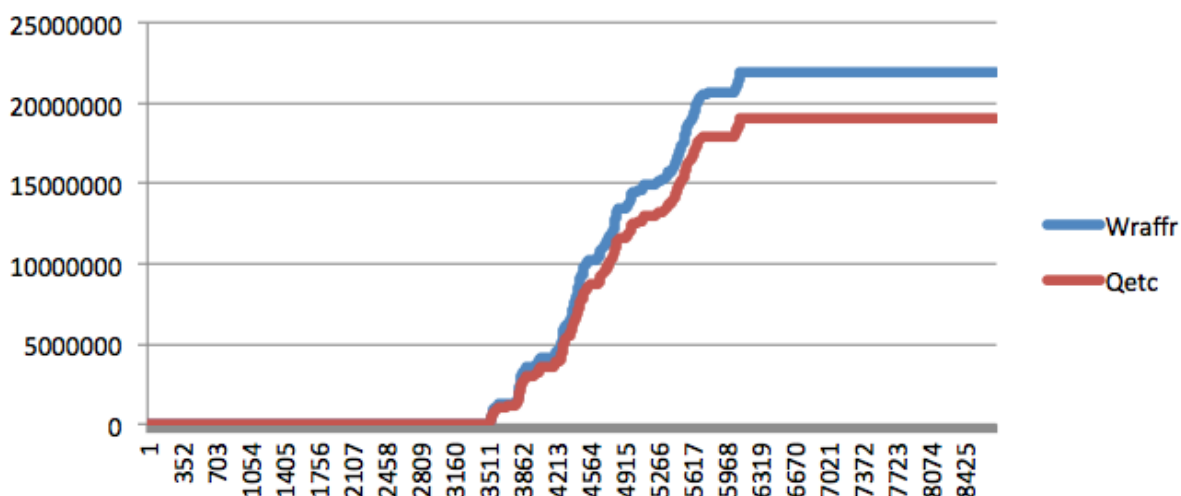


Figura 11. Valore cumulativo dell'energia spesa per il raffrescamento e della quota di tale energia proveniente da fonte solare (ora 1 = prima ora del primo di gennaio). Valido per edificio A, configurazione impiantistica 4, campo solare 40 m², accumulo stagionale 170 m³

Energia per ACS (Wh)

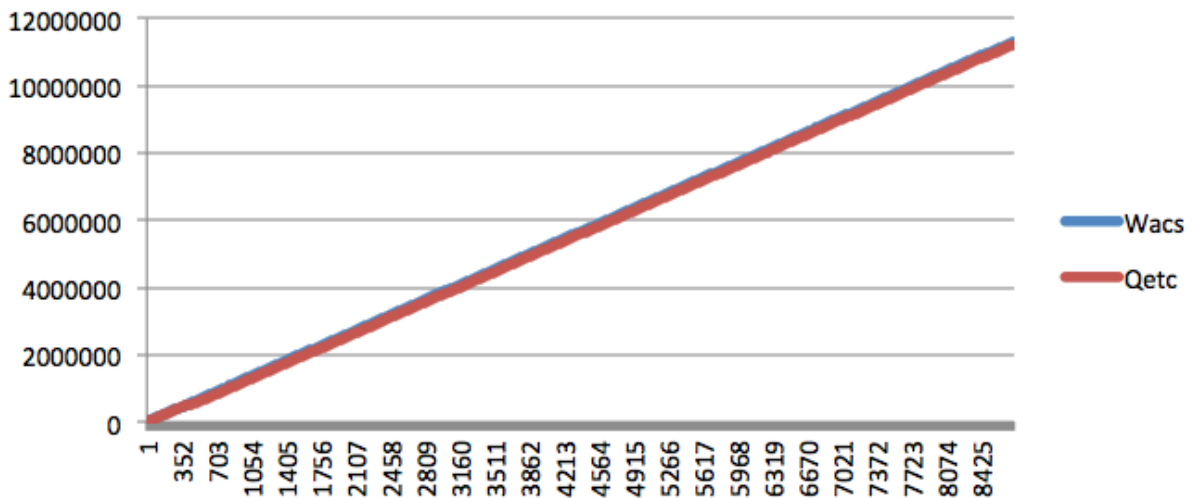


Figura 12. Valore cumulativo dell'energia spesa per l'acqua calda sanitaria e della quota di tale energia proveniente da fonte solare durante le ore dell'anno (ora 1 = prima ora del primo di gennaio). Valido per edificio A, configurazione impiantistica 4, campo solare 40 m², accumulo stagionale 170 m³

Energia per riscaldamento (Wh)

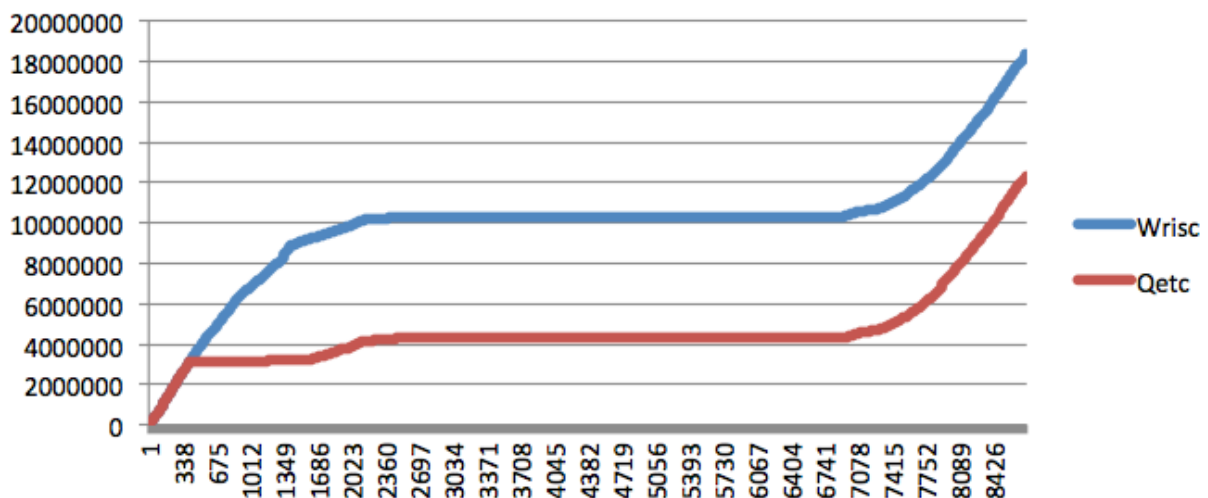


Figura 13. Valore cumulativo dell'energia spesa per il riscaldamento e della quota di tale energia proveniente da fonte solare durante le ore dell'anno (ora 1 = prima ora del primo di gennaio). Valido per edificio A, configurazione impiantistica 4, campo solare 40 m², accumulo stagionale 170 m³

Per quanto riguarda, invece, il contributo della fonte solare al soddisfacimento delle domande di energia dei singoli servizi, esso è mostrato in Figura 11, Figura 12 e Figura 13. È necessaria una precisazione in merito: le energie esposte in tali grafici rappresentano i contributi ai suddetti servizi provenienti dagli accumuli, e non direttamente dalla fonte solare.

La distinzione è pressoché irrilevante per quel che riguarda l'ACS ed il riscaldamento, i quali, essendo alimentati da un accumulo di dimensioni ridotte, ricevono l'energia inviata all'accumulo dal campo solare con un ritardo temporale trascurabile. D'altra parte, come già discusso, data la sostanziale contemporaneità della domanda di riscaldamento rispetto alla disponibilità di fonte solare, tale accumulo è di dimensioni contenute.

Diverso è il discorso per quel che riguarda il serbatoio stagionale. In questo caso, infatti, per l'intero periodo estivo l'energia solare non inviata al serbatoio rapido è trasferita verso il serbatoio stagionale; tuttavia, dato che non vi è alcuna domanda di calore in questo periodo da parte di tale servizio, questa energia contribuisce solo all'incremento della temperatura all'interno di tale accumulo. Per questa ragione, nel periodo estivo entrambe le curve sono piatte. A partire dal momento di accensione dell'impianto, invece, si registra un andamento crescente della domanda di calore per il riscaldamento; in un primo periodo, le curve della domanda di calore per il riscaldamento e del calore ceduto a questo servizio dal serbatoio stagionale procedono parallele. Successivamente (la lettura del grafico va ripresa da gennaio) si vede che le curve perdono il parallelismo (all'incirca in corrispondenza dell'ora 338, ovvero a metà gennaio). Ciò è dovuto all'esaurimento del calore presente nell'accumulo. Una volta esaurito il calore nell'accumulo stagionale, la curva del calore ceduto al servizio da parte di tale serbatoio diventa di nuovo piatta; solamente nei mesi primaverili si ha che la curva comincia a mostrare alcuni brevi tratti a derivata maggiore di zero. Ciò perché l'impianto solare comincia a produrre calore e a "ricaricare" l'accumulo, il quale, di conseguenza, può nuovamente cedere calore al servizio di riscaldamento.

Nel caso specifico, quindi, si ha in effetti un lieve sottodimensionamento del campo solare rispetto alle possibilità dell'accumulo.

Per quanto concerne, invece, il raffrescamento, il contributo del campo solare è chiaramente rappresentato in Figura 12. Si vede come le curve procedano sostanzialmente parallele. La mancata sovrapposizione fra le medesime rappresenta la quota di energia che il campo solare non riesce a soddisfare e che quindi deve essere introdotta tramite fonte diversa.

In ultimo, invece, la Figura 13 mostra il contributo del solare ai fini della produzione di acqua calda sanitaria. Si vede come le curve siano non solo parallela, ma anche perfettamente sovrapposte, e ciò implica il fatto che la totalità dell'energia necessaria al servizio di acs è effettivamente prelevata dalla fonte solare.

Energia dispersa dai serbatoi (Wh)

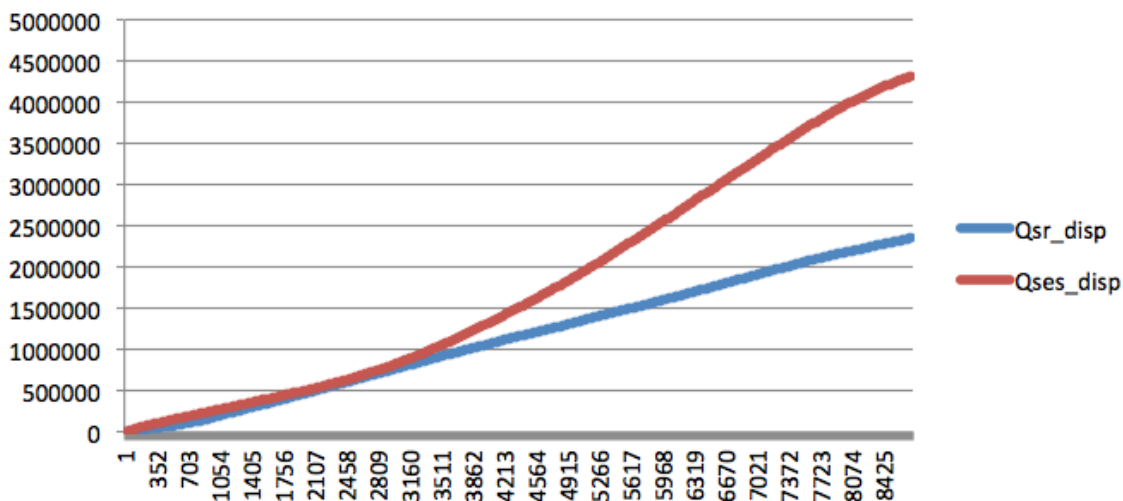


Figura 14. Valore cumulativo dell'energia persa tramite dispersioni di calore da parte dei serbatoi di accumulo (ora 1 = prima ora del primo di gennaio). Valido per edificio A, configurazione impiantistica 4, campo solare 40 m², accumulo stagionale 170 m³

La Figura 14 rappresenta invece l'energia dispersa dai serbatoi nel corso dell'anno; per quanto riguarda il serbatoio rapido si nota come l'energia dispersa sia sostanzialmente costante nel corso dell'anno; per quanto riguarda, invece, il serbatoio stagionale, essendo le dispersioni istantanee in proporzione con la temperatura, si osserva un aumento delle medesime e quindi una maggiore ripidità della curva negli istanti durante i quali il serbatoio stagionale presenta una temperatura più elevata.

Energia interna dei serbatoi (Wh)

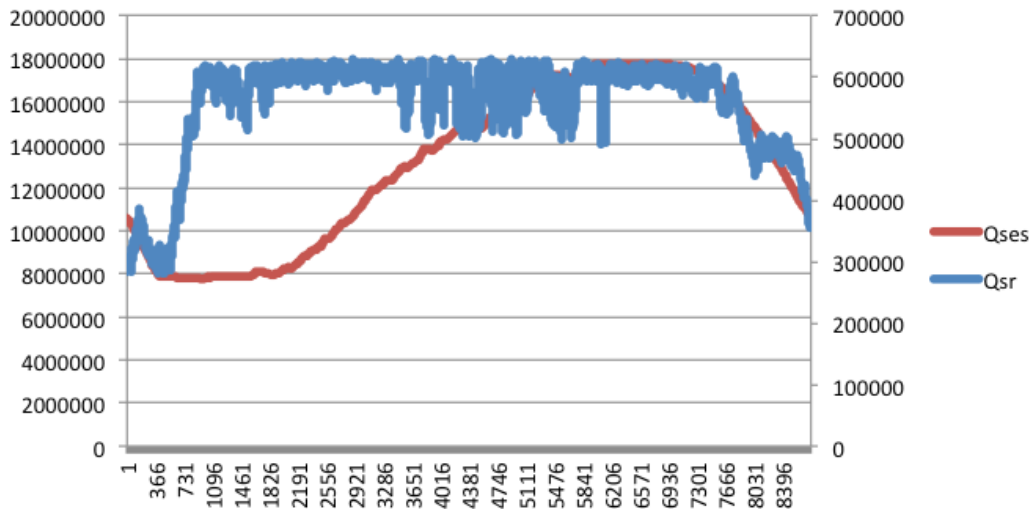


Figura 15. Valore istantaneo dell'energia accumulata nei serbatoi di accumulo (SS ed SR) (ora 1 = prima ora del primo di gennaio).

Valido per edificio B, configurazione impiantistica 4, campo solare 40 m², accumulo stagionale 170 m³

Temperature dei serbatoi (°C)

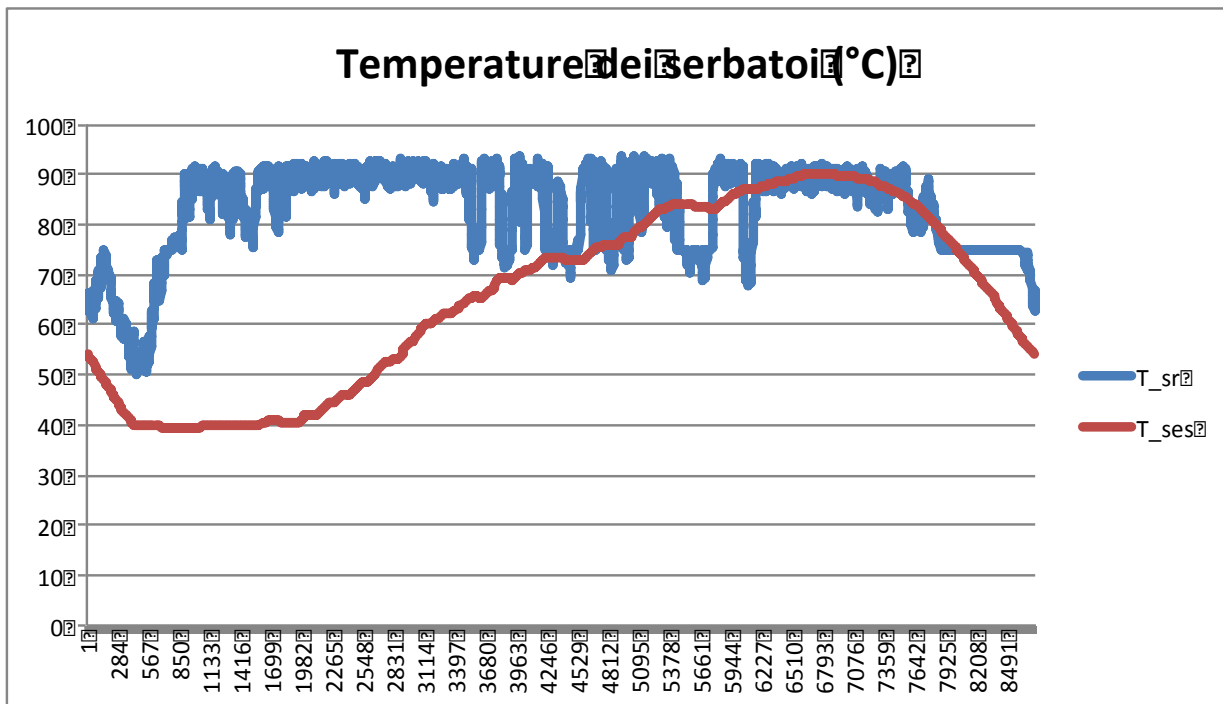


Figura 16. Valore istantaneo della temperatura nei serbatoi di accumulo (SS ed SR) (ora 1 = prima ora del primo di gennaio). Valido per edificio A, configurazione impiantistica 4, campo solare 40 m², accumulo stagionale 170 m³

In ultimo la Figura 15 e la Figura 16 rappresentano l'energia interna e la temperatura istantanea nei due serbatoi. A proposito di tali grafici si pongono due commenti:

- innanzitutto si sottolinea il fatto che risulta evidente l'esercizio dell'accumulo stagionale: esso va a caricarsi nel periodo estivo, raggiungendo al termine dell'estate la saturazione (zona piatta); poi in fase invernale comincia a scaricarsi per esaurire la propria energia interna utile poco dopo l'inizio dell'anno (quando la curva raggiunge il suo minimo).

- per quanto riguarda, invece, l'accumulo rapido, esso segue cicli di funzionamento molto più rapidi, con continui cicli di carico/scarico in fase estiva. In particolare durante il periodo di raffrescamento si rendono evidenti i limiti del serbatoio (ciò si evidenzia dalle continue oscillazioni fra la temperatura massima di accumulo e la temperatura minima di funzionamento dell'assorbitore). Se da un lato si mette in evidenza l'importante dal PCM, dall'altro si osserva anche la sua modesta efficacia; infatti sarebbe necessaria una maggiore energia da poter accumulare nella zona di funzionamento utile ad alimentare l'assorbitore. Tale aspetto è sicuramente quello più critico.

4.3.2 Confronto fra diverse dimensioni dell'accumulo e del campo solare

Come già più volte accennato, uno degli aspetti essenziali relativi alle scelte progettuali inerenti gli impianti è il dimensionamento dell'accumulo e del campo solare. Esso infatti varia in maniera sostanziale in funzione di molteplici variabili.

Nello specifico in questo paragrafo vengono esaminate diverse combinazioni di superficie di apertura del campo solare e volume dell'accumulo stagionale per i due edifici individuati nelle tre località scelte. Per ragioni di sintesi vengono in questa sede esposti solamente i risultati relativi a due delle quattro configurazioni impiantistiche; per quanto riguarda l'edificio A, infatti, si espongono i risultati inerenti la configurazione impiantistica 1, mentre per quanto concerne l'edificio B si espongono i risultati inerenti la configurazione impiantistica 3.

In particolare i risultati sono sintetizzati tramite la identificazione della percentuale di energia rinnovabile sul fabbisogno complessivo di energia degli edifici (immagini da Figura 17 a Figura 22).

Per quanto riguarda l'edificio A sono state esaminate le combinazioni di campo solare avente superfici di apertura da 2,5 a 10 m², mentre per quel che riguarda gli accumuli si sono esaminati accumuli stagionali di taglia compresa fra 20 e 60 m³.

Per quanto riguarda, invece, l'edificio B sono state esaminate le combinazioni di campo solare avente superfici di apertura da 15 a 40 m², mentre per quel che riguarda gli accumuli si sono esaminati accumuli stagionali di taglia compresa fra 50 e 170 m³.

Riguardo le simulazioni i cui risultati sono esposti nei grafici suddetti si esprime innanzitutto una nota generale: la frazione di energia rinnovabile considerata per il calcolo della percentuale esposta comprende anche l'energia rinnovabile proveniente dalla fonte aeraulica e quella contenuta nell'energia elettrica consumata. Ciò è importante perché nel caso della configurazione impiantistica 1 tale contributo è effettivamente molto rilevante: nella località di Milano è pari al 20% circa, sale al 32% nel caso di Roma ed infine raggiunge il 36% nella località di Palermo. Nella configurazione impiantistica 2 tale aspetto perde di rilevanza non essendo presente fonte aeraulica.

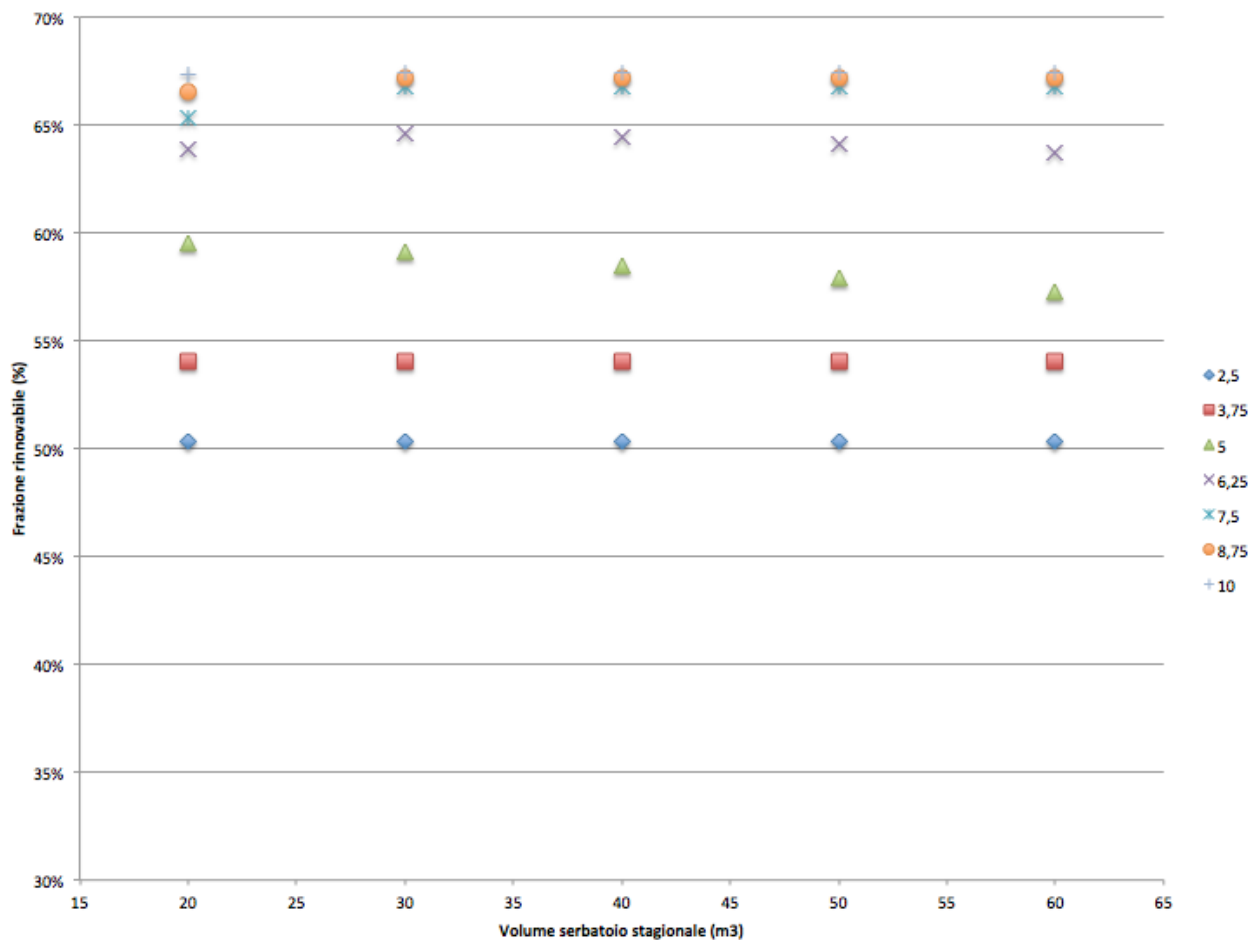


Figura 17: percentuale del fabbisogno energetico annuale dell'edificio soddisfatta tramite fonti rinnovabili in funzione delle dimensioni del serbatoio stagionale per diverse superfici complessive di apertura dell'accumulo (località Palermo, Edificio A, configurazione impiantistica 1)

Considerando la Figura 17 si può osservare che per dimensioni contenute del campo solare il contributo al riscaldamento proveniente dall'accumulo è nullo in quanto tutta l'energia è spesa verso il serbatoio rapido. L'accumulo comincia ad essere significativo solamente nella dimensione di $4,5 \text{ m}^2$. Da tale taglia in poi i suoi effetti iniziano ad essere percepibili anche sul riscaldamento e quindi si ha realmente l'effetto desiderato. Nelle taglie intermedie si nota il tema del coordinamento fra dimensione dell'accumulo ed estensione del campo solare: in particolare ciò è evidente per la serie rappresentante il campo solare da $6,5 \text{ m}^2$, nel qual caso si osserva con facilità come l'accoppiamento ottimale sia con un accumulo da 30 m^2 .

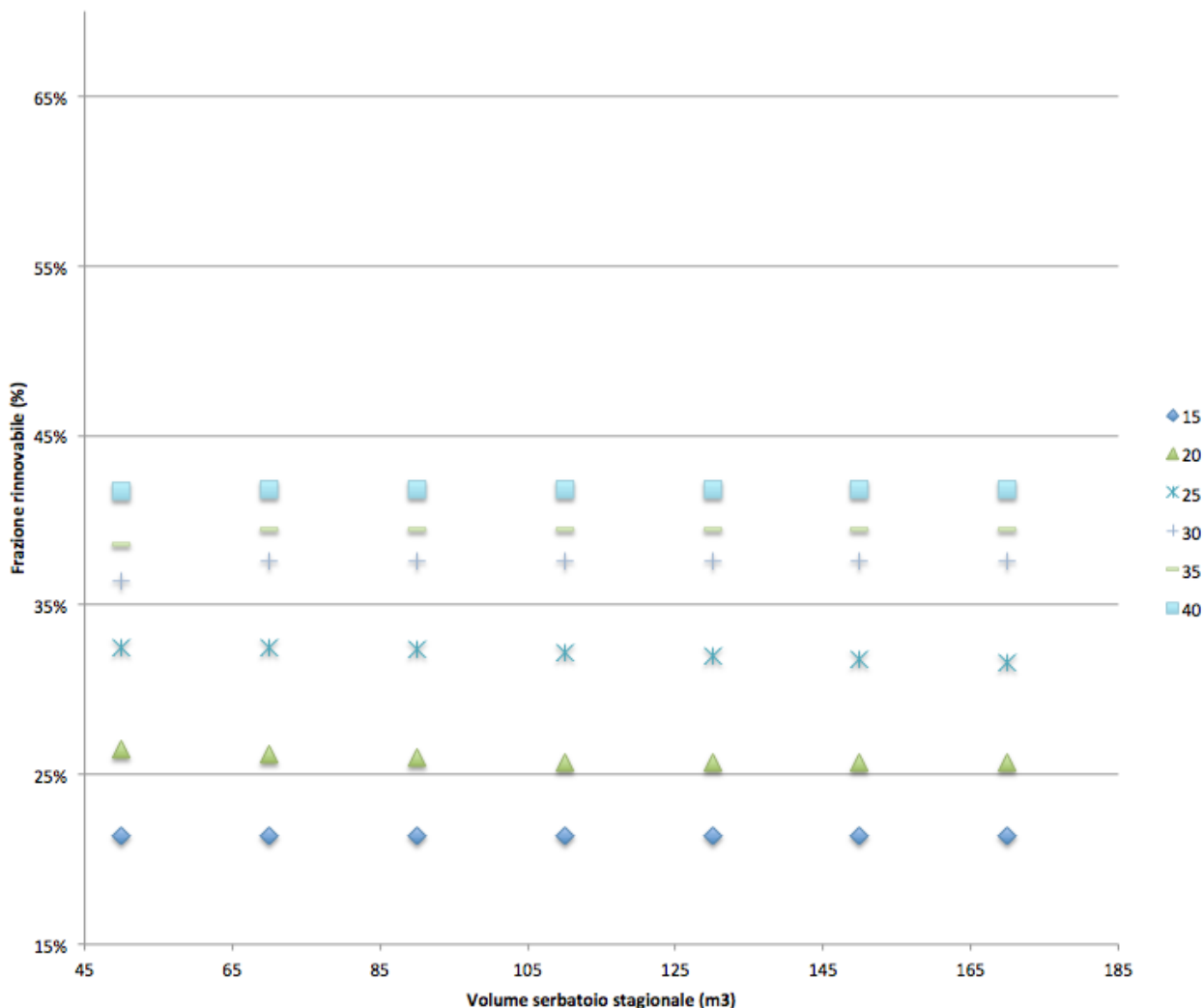


Figura 18: percentuale del fabbisogno energetico annuale dell’edificio soddisfatta tramite fonti rinnovabili in funzione delle dimensioni del serbatoio stagionale per diverse superfici complessive di apertura dell’accumulo (località Palermo, edificio B, configurazione impiantistica 3)

Nel caso della località di Palermo e dell’edificio B con configurazione impiantistica 3 si ha che la dimensione dell’accumulo stagionale è quasi sempre sufficiente, e che, pertanto, l’analisi andrebbe incentrata soprattutto sull’accumulo rapido. Infatti nella fase estiva il sistema va spessissimo in deficit per carenza di energia per il raffrescamento.

Dalle analisi svolte nel caso di Palermo si trae la conclusione che per tale località l’accumulo stagionale è probabilmente inappropriato e che i maggiori vantaggi si traggono dall’utilizzo di un accumulo estivo maggiorato. Tuttavia si ripropone il limite esposto in precedenza legato alla scarsa disponibilità di stoccaggio di calore nella banda di temperature utili. Questa combinazione di fattori rende probabilmente l’applicazione a queste latitudini la più problematica.

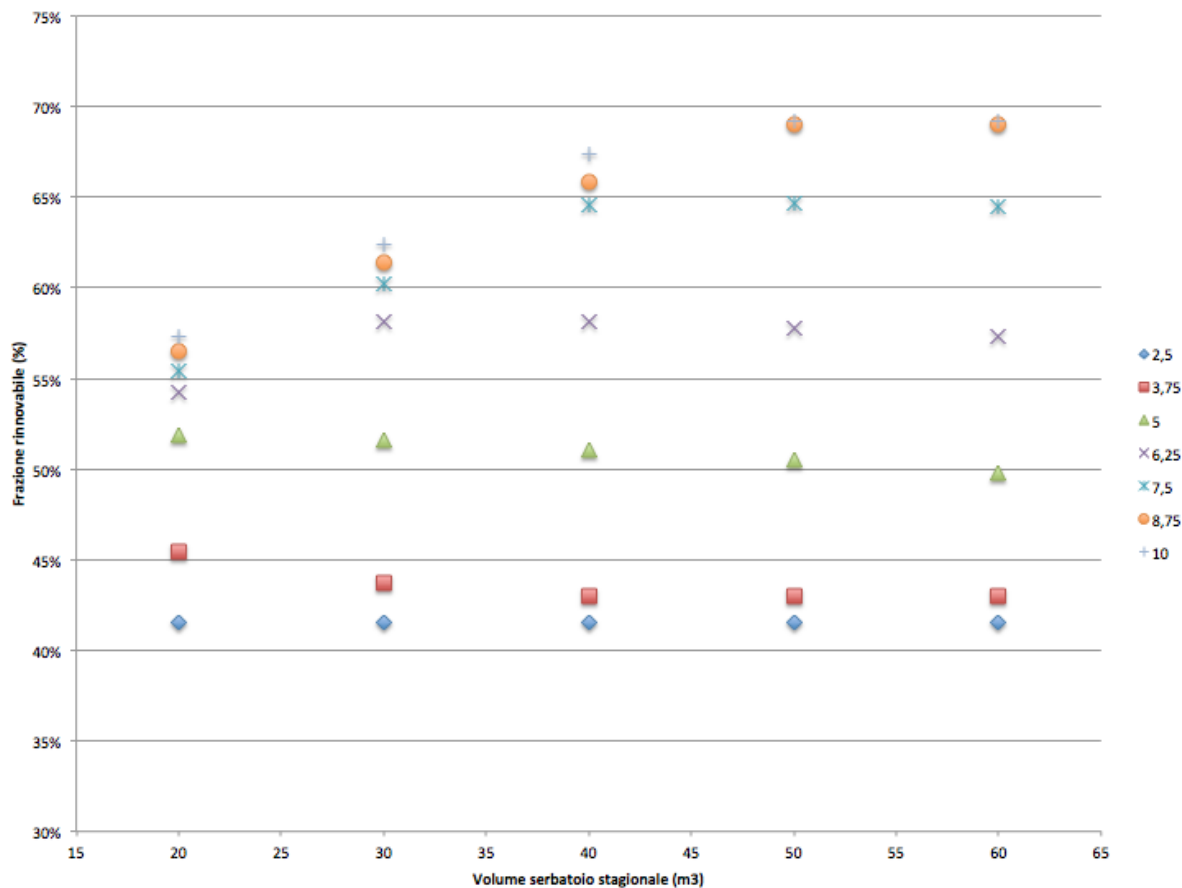


Figura 19: percentuale del fabbisogno energetico annuale dell'edificio soddisfatta tramite fonti rinnovabili in funzione delle dimensioni del serbatoio stagionale per diverse superfici complessive di apertura dell'accumulo (località Roma, edificio A, configurazione impiantistica 1)

La Figura 19 mostra il caso dell'edificio A nella località di Roma. In questo caso si notano con chiarezza le combinazioni ottimali che risultano come i punti delle serie con ordinata maggiore. Si evidenzia il fatto che in tale situazione la somma fra energia aeraulica ed energia solare può portare fino a quote estremamente elevate di percentuale di energia rinnovabile.

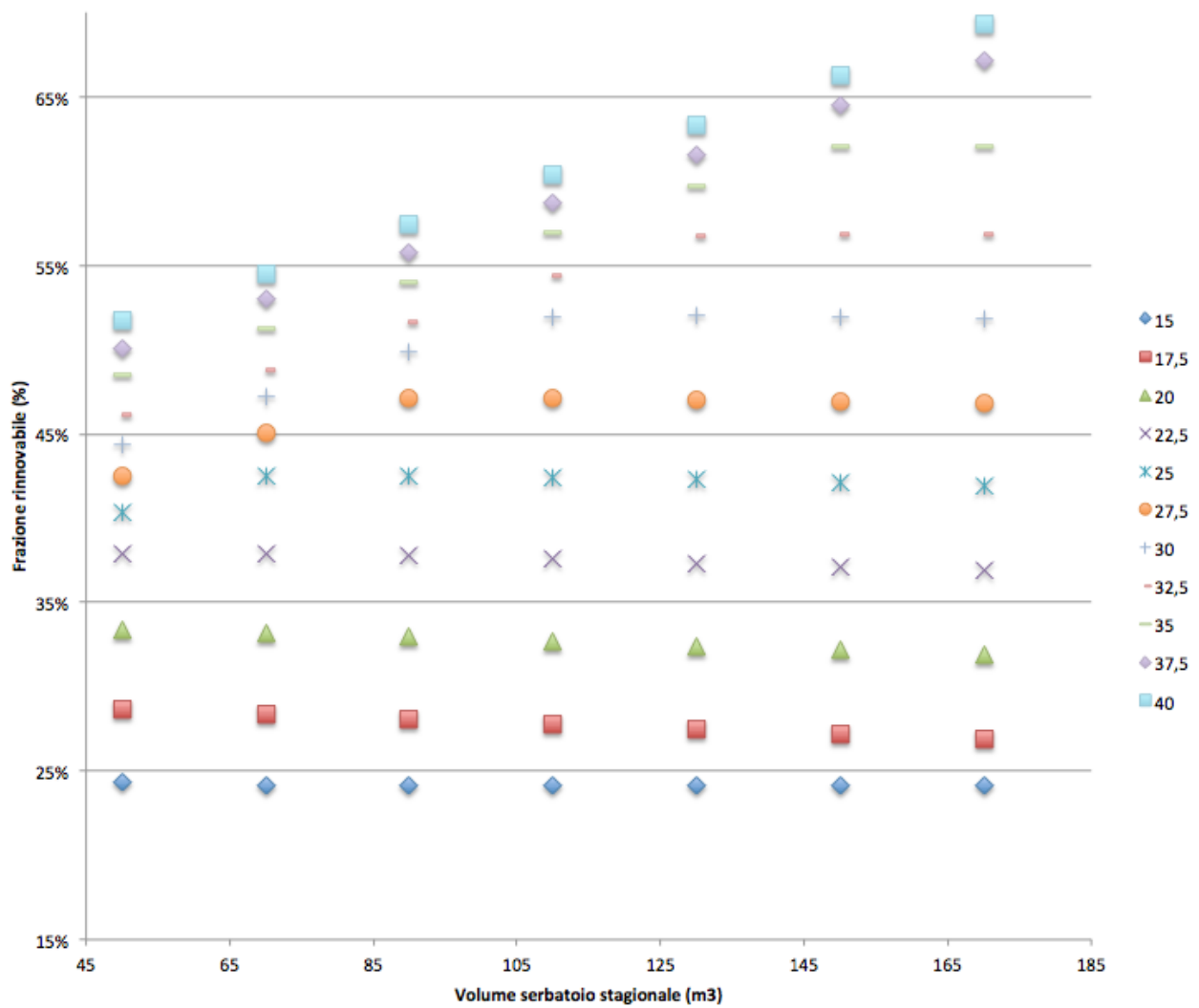


Figura 20: percentuale del fabbisogno energetico annuale dell'edificio soddisfatta tramite fonti rinnovabili in funzione delle dimensioni del serbatoio stagionale per diverse superfici complessive di apertura dell'accumulo (località Roma, edificio B, configurazione impiantistica 3)

La Figura 20 mostra il caso dell'edificio B nella località di Roma. Valgono per esso le stesse considerazioni svolte nel caso dell'edificio singolo nella medesima località, con la differenza che in questo caso l'energia rinnovabile da fonte aerale è assente.

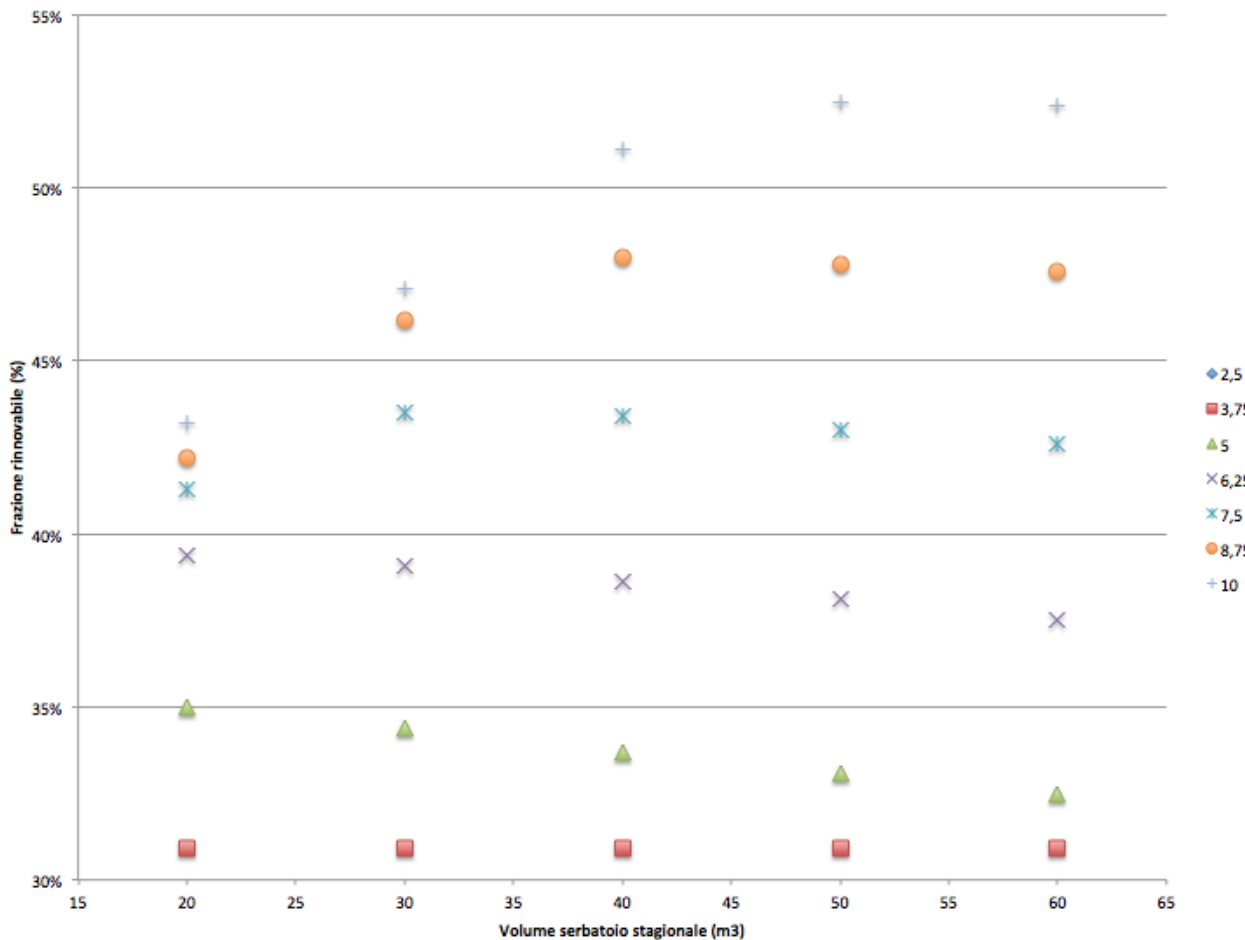


Figura 21: percentuale del fabbisogno energetico annuale dell'edificio soddisfatta tramite fonti rinnovabili in funzione delle dimensioni del serbatoio stagionale per diverse superfici complessive di apertura dell'accumulo (località Milano, Edificio A, configurazione impiantistica 1)

Per quanto riguarda, infine, il caso della località milanese i risultati esposti in Figura 21 e Figura 22 mostrano che l'applicazione all'edificio A è interessante, mentre quella all'edificio B lo è di meno; tuttavia ciò non va ricondotto alla natura degli edifici, bensì alle configurazioni impiantistiche esaminate. Infatti nel caso milanese va probabilmente sconsigliato l'utilizzo della fonte solare per la climatizzazione estiva in quanto esso tende a rendere molto meno significativo l'accumulo stagionale, senza tuttavia offrire un contributo altrettanto significativo in fase estiva. Si può quindi asserire che in tale caso una gestione ottimale dovrebbe prevedere una temperatura massima dell'accumulo rapido ben inferiore a quella dell'accumulo stagionale, se non, addirittura la decisione di fondere i due accumuli in uno unico.

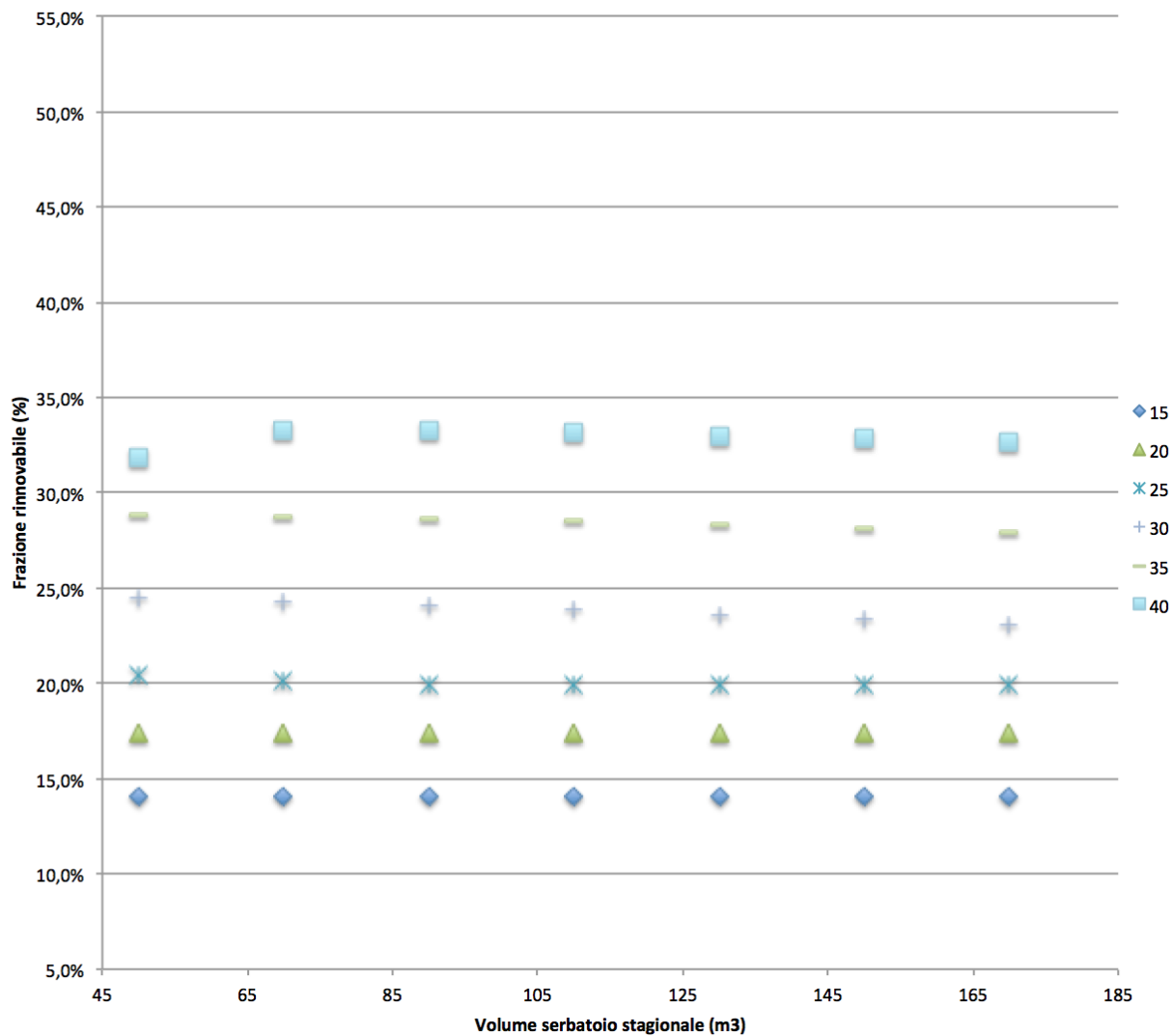


Figura 22: percentuale del fabbisogno energetico annuale dell'edificio soddisfatta tramite fonti rinnovabili in funzione delle dimensioni del serbatoio stagionale per diverse superfici complessive di apertura dell'accumulo (località Milano, edificio B, configurazione impiantistica 3)

4.3.3 Esame delle diverse configurazioni nella stessa località

Una seconda famiglia di risultati interessanti da esporre riguarda il confronto fra il contributo solare e quello delle rinnovabili nel complesso fra le diverse configurazioni impiantistiche. Tale confronto è stato condotto per tutte le località e viene esposto in questo paragrafo per Roma.

In Figura 23, Figura 24, Tabella 12 e Tabella 13 sono mostrati i dati relativi all'edificio A nelle configurazioni impiantistiche 1 e 2; in Figura 25, Tabella 14, Tabella 15, Tabella 16 e Tabella 17, invece, sono esposti i dati relativi all'edificio B nella località di Milano in tutte le configurazioni impiantistiche.

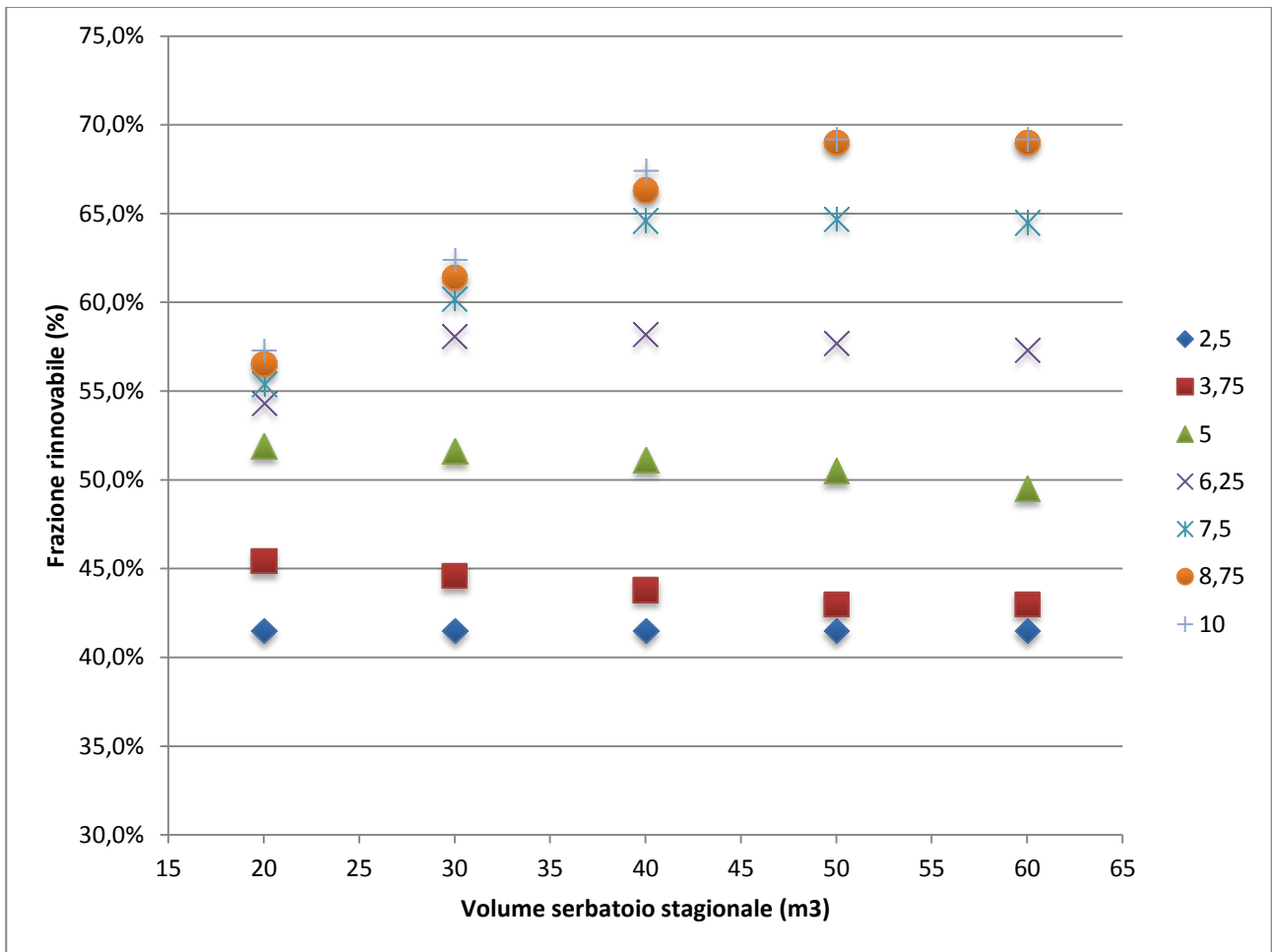


Figura 23. Frazione di energia rinnovabile ottenibile in funzione del volume del serbatoio stagionale. I risultati sono parametrizzati secondo la superficie di apertura (m²) del campo solare. Roma, edificio A, configurazione impiantistica 1

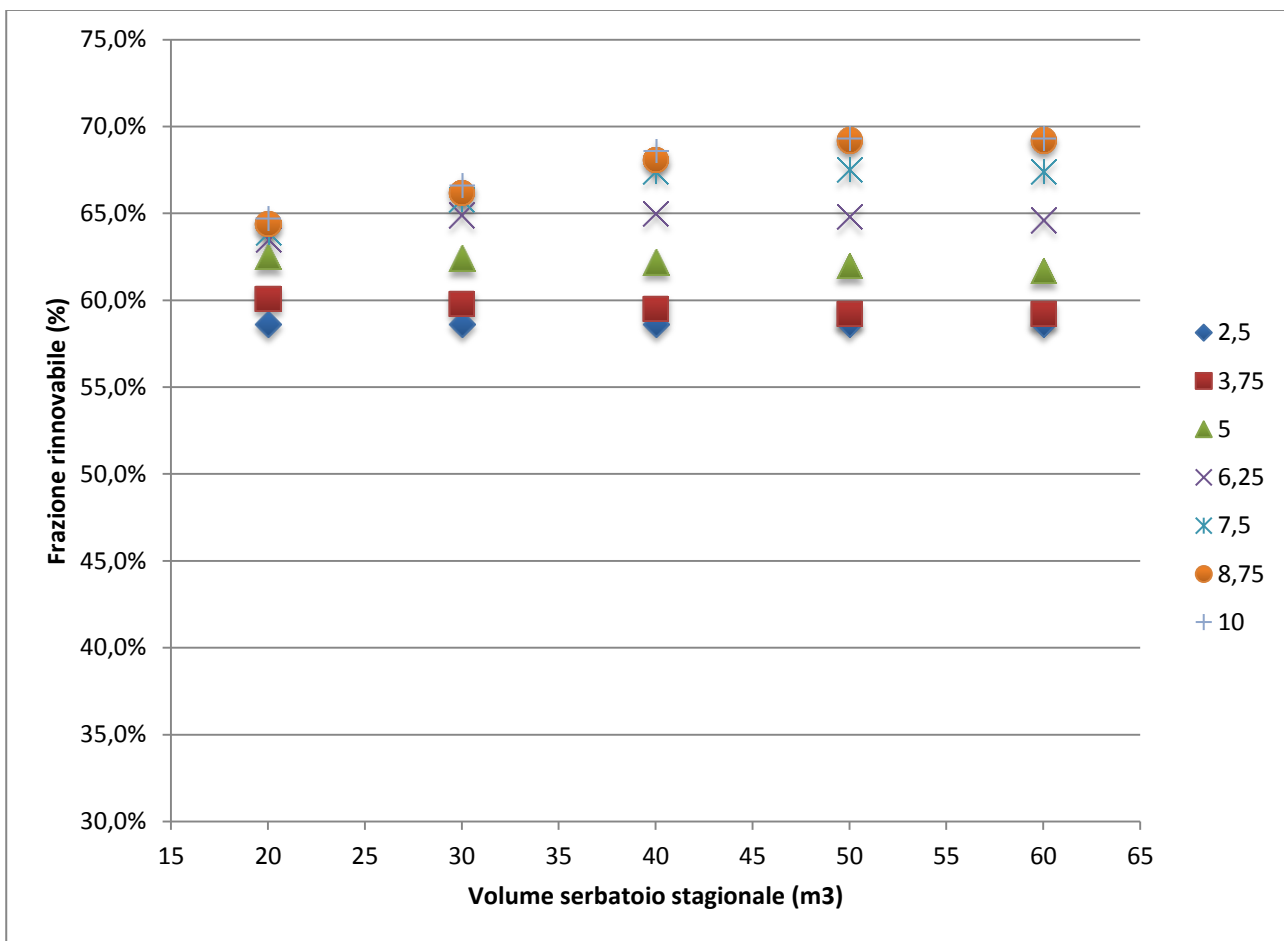


Figura 24. Frazione di energia rinnovabile ottenibile in funzione del volume del serbatoio stagionale. I risultati sono parametrizzati secondo la superficie di apertura (m²) del campo solare. Roma, edificio A, configurazione impiantistica 2

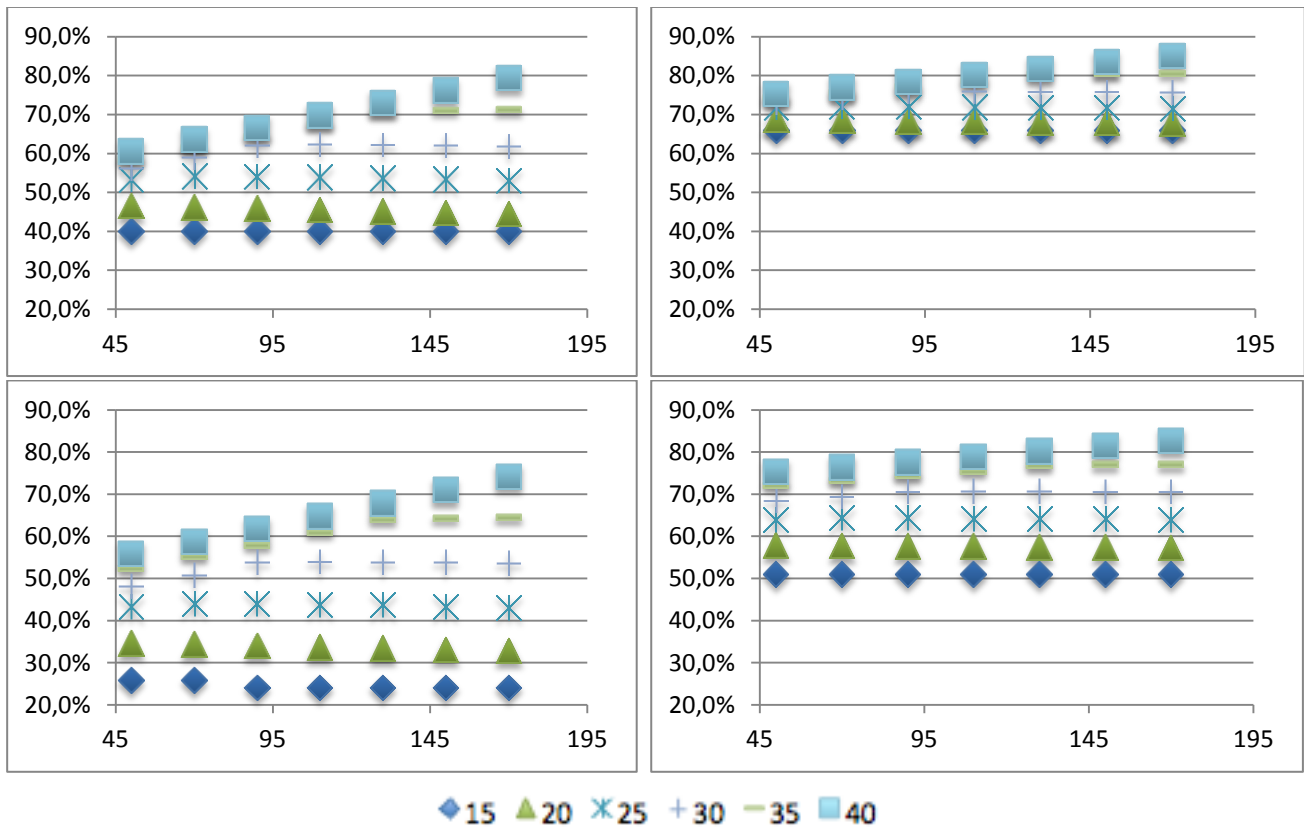


Figura 25. I grafici riportano in ordinata la frazione di energia rinnovabile ottenibile (%) ed in ascissa il volume del serbatoio stagionale (m^3). I risultati sono parametrizzati secondo la superficie di apertura (m^2) del campo solare (si veda la legenda in basso). Roma, edificio B, configurazione impiantistica 1 (in alto a sinistra), 2 (in alto a destra), 3 (in basso a sinistra), 4 (in basso a destra)

Tabella 12. Percentuali di energia rinnovabile al variare del volume di accumulo del serbatoio stagionale (m^3 , prima colonna a sinistra) e della superficie di apertura del campo solare (m^2 , prima riga in alto). Roma, edificio A, configurazione impiantistica 1

Percentuale rinnovabile totale (solare+aeraulico+elettrica rinnovabile)							
	2,5	3,75	5	6,25	7,5	8,75	10
20	41,5%	45,4%	51,9%	54,3%	55,4%	56,5%	57,3%
30	41,5%	44,6%	51,6%	58,1%	60,2%	61,4%	62,4%
40	41,5%	43,8%	51,1%	58,2%	64,6%	66,3%	67,4%
50	41,5%	43,0%	50,5%	57,7%	64,7%	69,0%	69,2%
60	41,5%	43,0%	49,5%	57,3%	64,5%	69,0%	69,2%
Percentuale rinnovabile (aeraulico+elettrica rinnovabile)							
20	32,5%	32,7%	33,0%	33,2%	33,2%	33,3%	33,3%
30	32,5%	32,7%	33,0%	33,4%	33,5%	33,5%	33,6%
40	32,5%	32,6%	33,0%	33,4%	33,7%	33,8%	33,8%
50	32,5%	32,6%	33,0%	33,3%	33,7%	33,9%	33,9%
60	32,5%	32,6%	32,9%	33,3%	33,7%	33,9%	33,9%

Tabella 13. Percentuali di energia rinnovabile al variare del volume di accumulo del serbatoio stagionale (m³, prima colonna a sinistra) e della superficie di apertura del campo solare (m², prima riga in alto). Roma, edificio A, configurazione impiantistica 2

Percentuale rinnovabile totale (solare+aeraulico+elettrica rinnovabile)							
	2,5	3,75	5	6,25	7,5	8,75	10
20	58,6%	60,1%	62,5%	63,5%	63,9%	64,4%	64,7%
30	58,6%	59,8%	62,4%	64,9%	65,8%	66,2%	66,6%
40	58,6%	59,5%	62,2%	65,0%	67,4%	68,1%	68,6%
50	58,6%	59,2%	62,0%	64,8%	67,5%	69,2%	69,3%
60	58,6%	59,2%	61,7%	64,6%	67,4%	69,2%	69,3%
Percentuale rinnovabile (aeraulico+elettrica rinnovabile)							
20	50,1%	47,9%	44,3%	43,0%	42,3%	41,7%	41,2%
30	50,1%	48,4%	44,5%	40,7%	39,5%	38,9%	38,2%
40	50,1%	48,9%	44,8%	40,7%	36,9%	35,8%	35,1%
50	50,1%	49,3%	45,1%	40,9%	36,7%	34,1%	34,0%
60	50,1%	49,3%	45,7%	41,2%	36,7%	34,1%	34,0%

Tabella 14. Percentuali di energia rinnovabile al variare del volume di accumulo del serbatoio stagionale (m³, prima colonna a sinistra) e della superficie di apertura del campo solare (m², prima riga in alto). Roma, edificio B, configurazione impiantistica 1

Percentuale rinnovabile totale (solare+aeraulico+elettrica rinnovabile)						
	15	20	25	30	35	40
50	40,0%	46,5%	53,3%	56,1%	58,5%	60,5%
70	40,0%	46,2%	54,2%	59,0%	61,5%	63,6%
90	40,0%	45,9%	54,1%	62,1%	64,4%	66,6%
110	40,0%	45,5%	53,9%	62,3%	67,6%	69,8%
130	40,0%	45,1%	53,7%	62,2%	70,7%	73,0%
150	40,0%	44,8%	53,4%	62,1%	71,1%	76,2%
170	40,0%	44,5%	53,1%	61,9%	71,3%	79,4%
Percentuale rinnovabile (aeraulico+elettrica rinnovabile)						
50	12,0%	9,5%	7,7%	6,1%	4,7%	3,6%
70	12,0%	9,5%	7,7%	6,1%	4,7%	3,6%
90	12,0%	9,5%	7,7%	6,1%	4,7%	3,6%
110	12,0%	9,5%	7,7%	6,1%	4,7%	3,6%
130	12,0%	9,5%	7,7%	6,1%	4,7%	3,6%
150	12,0%	9,5%	7,7%	6,1%	4,7%	3,6%
170	12,0%	9,5%	7,7%	6,1%	4,7%	3,6%

Tabella 15. Percentuali di energia rinnovabile al variare del volume di accumulo del serbatoio stagionale (m³, prima colonna a sinistra) e della superficie di apertura del campo solare (m², prima riga in alto). Roma, edificio B, configurazione impiantistica 2

Percentuale rinnovabile totale (solare+aeraulico+elettrica rinnovabile)						
	15	20	25	30	35	40
50	65,9%	68,6%	71,7%	73,0%	74,3%	75,4%
70	65,9%	68,5%	72,0%	74,4%	75,7%	76,9%
90	65,9%	68,3%	72,0%	75,9%	77,2%	78,4%
110	65,9%	68,2%	71,9%	76,0%	78,8%	80,1%
130	65,9%	68,0%	71,8%	75,9%	80,3%	81,7%
150	65,9%	67,9%	71,7%	75,9%	80,5%	83,4%
170	65,9%	67,7%	71,6%	75,8%	80,6%	85,1%
Percentuale rinnovabile (aeraulico+elettrica rinnovabile)						
50	46,4%	42,6%	38,2%	36,3%	34,5%	33,0%
70	46,4%	42,8%	37,6%	34,2%	32,4%	30,7%
90	46,4%	43,0%	37,7%	32,0%	30,2%	28,4%
110	46,4%	43,2%	37,8%	31,9%	27,8%	26,0%
130	46,4%	43,4%	37,9%	31,9%	25,5%	23,5%
150	46,4%	43,7%	38,1%	32,0%	25,2%	21,0%
170	46,4%	43,9%	38,3%	32,2%	25,1%	18,4%

Tabella 16. Percentuali di energia rinnovabile al variare del volume di accumulo del serbatoio stagionale (m³, prima colonna a sinistra) e della superficie di apertura del campo solare (m², prima riga in alto). Roma, edificio B, configurazione impiantistica 3

Percentuale rinnovabile totale (solare+aeraulico+elettrica rinnovabile)						
	15	20	25	30	35	40
50	25,9%	34,7%	43,3%	48,2%	52,4%	55,9%
70	25,9%	34,4%	44,1%	50,9%	55,2%	58,8%
90	24,1%	34,1%	44,1%	53,8%	58,0%	61,7%
110	24,1%	33,8%	43,9%	54,0%	61,0%	64,8%
130	24,1%	33,5%	43,7%	53,9%	64,0%	67,9%
150	24,1%	33,2%	43,4%	53,8%	64,4%	71,0%
170	24,1%	32,9%	43,2%	53,6%	64,5%	74,1%
Percentuale rinnovabile (aeraulico+elettrica rinnovabile)						
50	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
70	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
90	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
110	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
130	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
150	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
170	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%

Tabella 17. Percentuali di energia rinnovabile al variare del volume di accumulo del serbatoio stagionale (m³, prima colonna a sinistra) e della superficie di apertura del campo solare (m², prima riga in alto). Roma, edificio B, configurazione impiantistica 4

Percentuale rinnovabile totale (solare+aeraulico+elettrica rinnovabile)						
	15	20	25	30	35	40
50	51,0%	57,9%	64,1%	68,5%	72,2%	75,3%
70	51,0%	57,8%	64,4%	69,5%	73,3%	76,4%
90	51,0%	57,7%	64,4%	70,6%	74,4%	77,6%
110	51,0%	57,6%	64,3%	70,7%	75,6%	78,9%
130	51,0%	57,5%	64,2%	70,7%	76,8%	80,2%
150	51,0%	57,4%	64,2%	70,6%	77,0%	81,5%
170	51,0%	57,3%	64,1%	70,6%	77,0%	82,8%
Percentuale rinnovabile (aeraulico+elettrica rinnovabile)						
50	28,3%	26,8%	24,3%	23,9%	23,4%	23,0%
70	28,3%	26,9%	23,8%	22,2%	21,6%	21,1%
90	28,3%	27,1%	23,9%	20,3%	19,9%	19,3%
110	28,3%	27,3%	24,0%	20,2%	17,9%	17,3%
130	28,3%	27,5%	24,1%	20,3%	16,0%	15,3%
150	28,3%	27,7%	24,3%	20,3%	15,7%	13,3%
170	28,3%	27,9%	24,4%	20,4%	15,2%	11,2%

Per quanto riguarda l’edificio A si osserva innanzitutto il contributo della fonte aeraulica, la quale, in effetti, offre in tutti i casi un importante quota di rinnovabile; ovviamente tale quota è maggiore nel caso della configurazione impiantistica 2 nella quale essa è l’unica fonte presente oltre a quella solare.

Per quanto riguarda, invece, l’edificio B si osserva che in questo caso il solare con un adeguato accumulo può praticamente sostituire la fonte aeraulica in fase estiva raggiungendo comunque una quota di fonti rinnovabili superiore al 50%.

4.4 Sintesi dei risultati

Considerato l’obiettivo dell’analisi si espone qui una sintesi dei risultati volta in particolare a mostrare, per le varie località, qual è la strategia più conveniente nel caso dei due edifici e quale estensione del campo solare/dimensione dell’accumulo stagionale sono necessarie per soddisfare il riferimento di una quota complessiva di rinnovabili pari almeno al 50%.

Per la località di Palermo si osserva che il raggiungimento dell’obiettivo è assai difficile con il solo solare e che, eventualmente, andrebbe rivisto con un diverso assetto che presenti un volume maggiorato sul lato del serbatoio rapido (data l’importante dimensione della domanda estiva). Pertanto l’accumulo stagionale non è una strategia adeguata alle caratteristiche climatiche di tale area.

Per la località di Roma si osserva che l’obiettivo del 50% è sempre raggiungibile in tutte le configurazioni tramite un adeguato dimensionamento del campo solare. Tuttavia, dovendo identificare una configurazione da privilegiare seguono le configurazioni minime migliori:

- edificio: A B
- configurazione impiantistica: 2 3
- dimensioni campo solare: 7,5 m² 30 m²
- dimensioni accumulo stagionale: 40 m³ 90 m³

Per Milano si può osservare che nel caso dell’edificio A con fonte aeraulica l’obiettivo del 50% è raggiungibile tramite 10 m² di solare e 50 m³ di accumulo. Nel caso, invece, della configurazione B per

raggiungere la soglia senza intervento della fonte aeraulica occorre installare un sistema con 60 m² di solare e 170 m³ di accumulo.

5 Conclusioni

Dall'esame dei risultati delle analisi svolte si evidenzia un quadro di fondo moderatamente promettente per l'utilizzo di accumuli ai fini del raggiungimento delle prestazioni nZEB, il quale, tuttavia, non è privo elementi negativi o comunque problematici.

Infatti il quadro è innanzitutto variegato e si deve sottolineare il fatto che le differenze climatiche delle diverse località italiane suggeriscono l'elaborazione di approcci diversi nei diversi casi.

Nel caso del nord italia, infatti, l'accumulo può essere uno strumento utile sul ciclo stagionale, mentre risulta meno significativo il vantaggio nell'utilizzo della fonte solare per la climatizzazione estiva (soprattutto in proporzione allo svantaggio prodotto nei confronti dell'esercizio invernale).

Nelle località simili a Roma, invece, l'approccio identificato sembra essere corretto e l'utilizzo efficiente dell'accumulo deve vedere la fonte solare impiegata sia nel servizio di raffrescamento, sia in quello di riscaldamento.

Nelle località climatiche vicine alla situazione di Palermo, infine, la strategia dovrebbe essere ancora diversa in quanto l'accumulo stagionale risulta probabilmente ingiustificato mentre è molto più vantaggioso l'utilizzo della fonte solare con un accumulo adeguato per il raffrescamento estivo.

Proprio quest'ultimo aspetto è in effetti il tema più critico: infatti lo sfruttamento della fonte solare in fase estiva vede come maggiori barriere la dimensione minima delle macchina ad assorbimento ma anche la temperatura minima di feed delle medesime.

Si può quindi asserire in conclusione che, se da un lato l'accumulo stagionale di energia è attualmente sicuramente applicabile sul piano tecnico e fattibile sul piano pratico, i fronti che possono promettere i migliori sviluppi sono quelli legati alle strategie di gestione della fonte solare e dell'accumulo e quelli volti alla riduzione delle taglie e delle temperature di feed degli assorbitori.

6 Riferimenti bibliografici

1. A. Mariani, "Analisi sperimentale pannelli solari termici a tubi evacuati ad heat pipe", Report ENEA, 2011.
2. Morrison, G. L., I. Budihardjo, and M. Behnia, "Water-in-glass evacuated tube solar water heaters", *Solar Energy*, 76.1 (2004), 135-140.
3. Budihardjo, I., and G. L. Morrison, "Performance of water-in-glass evacuated tube solar water heaters", *Solar Energy*, 83.1 (2009), 49-56.
4. Zambolin, E., and D. Del Col, "Experimental analysis of thermal performance of flat plate and evacuated tube solar collectors in stationary standard and daily conditions", *Solar Energy*, 84.8 (2010), 1382-1396.
5. E. Zambolin, D. Del Col, "An improved procedure for the experimental characterization of optical efficiency in evacuated tube collectors", *Renewable Energy*, 43 (2012), 37-46.
6. ANSI/ASHRAE Standard, Standard 93-2010, Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Atlanta, GA, 2010.
7. L. Cabeza, A. Heinz, W. Streicher, "Inventory of Phase Change Materials (PCM)", Report C2 of Subtask C of IEA Solar Heating and Cooling programme - Task 32, 2005.
8. Zalba, Belen, et al., "Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and applications", *Applied Thermal Engineering*, 23.3 (2003), 251-283.
9. Farid, Mohammed M., et al., "A review on phase change energy storage: materials and applications", *Energy Conversion and Management*, 45.9 (2004), 1597-1615.
10. Sharma, Atul, et al., "Review on thermal energy storage with phase change materials and applications", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13.2 (2009), 318-345.
11. Khudhair, Amar M., and Mohammed M. Farid, "A review on energy conservation in building applications with thermal storage by latent heat using phase change materials", *Energy Conversion and Management*, 45.2 (2004), 263-275.
12. Verma, Prashant, and S. K. Singal, "Review of mathematical modeling on latent heat thermal energy storage systems using phase-change material", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12.4 (2008), 999-1031.
13. Shukla, Anant, D. Buddhi, and R. L. Sawhney, "Solar water heaters with phase change material thermal energy storage medium: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13.8 (2009), 2119-2125.
14. Sharma, S. D., et al., "Thermal performance of a solar cooker based on an evacuated tube solar collector with a PCM storage unit", *Solar Energy*, 78.3 (2005), 416-426.
15. Latento solar system technical specifications, <http://www.ivt-rohr.de/>.
16. N'Tsoukpoe, K. Edem, et al., "A review on long-term sorption solar energy storage", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13.9 (2009), 2385-2396.
17. R. Lazzarin, M. Moro, F. Busato, "Sistemi di accumulo a cambiamento di fase nel solar cooling", Report ENEA, 2011.
18. Mateus, Tiago, and Armando C. Oliveira, "Energy and economic analysis of an integrated solar absorption cooling and heating system in different building types and climates", *Applied Energy*, 86.6 (2009), 949-957.
19. IEA, "State of the Art on Existing Solar Heating and Cooling Systems", www.iea-shc.org, 2009.
20. P. Kohlenbach, U. Jacob, "Solar cooling - The Earthscan Expert guide to Solar Cooling Systems", Taylor And Francis, Routledge, 2014.
21. Cention, Steam Driven Adsorption Chiller Datasheet, www.cention.uk.
22. Systema, Scheda tecnica assorbitori monoblocco per esterno ed interno, www.systema.it
23. Yakazi, WFC SC 10 Datasheet.
24. E. Cogliani, P. Ricchiazzi, and A. Maccari, "Physical Model SOLARMET for Determinating Total and Direct Solar Radiation by Meteosat Satellite Images", *Solar Energy*, 81.6 (2007), 791-798.

25. F. Spinelli, "La Stima della Radiazione Solare mediante Immagini Satellitari", Report ENEA, Unità Tecnica Fonti Rinnovabili, Laboratorio Progettazione Componenti e Impianti, 2011.
26. J. J. Michalsky, "The Astronomical Almanac's Algorithm for Approximate Solar Position (1950–2050)", *Solar Energy*, 40.3 (1988), 227–235.
27. Wolfram Research, *Wolfram Mathematica*, 2014.
28. G. Coccia, G. Latini, M. Sotte, "Mathematical modeling of a prototype of parabolic trough solar collector", *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 4, 023110, 2012.

7 Abbreviazioni ed acronimi

ACS	acqua calda per utilizzi sanitari
CTI	Comitato Termotecnico Italiano
ETC	evacuated tube collector
nZEB	near zero energy building
PCM	phase change materials
raffr	raffrescamento
risc	riscaldamento
SR	serbatoio di accumulo rapido
SS	serbatoio stagionale
TMY	typical meteorological year

8 Appendice

Schemi delle diverse configurazioni impiantistiche esaminate

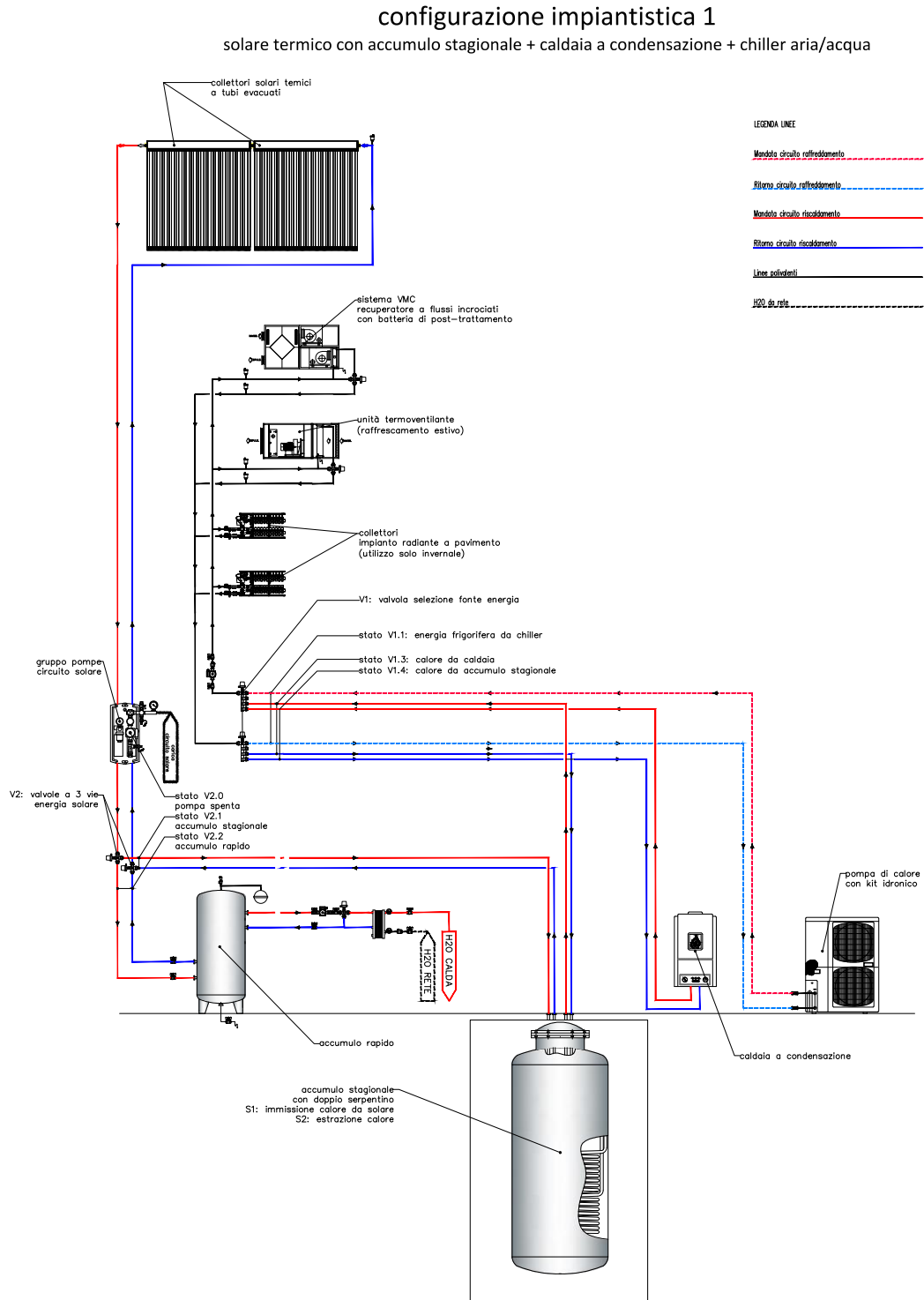


Figura 26: configurazione impiantistica 1
(adottata sia nell'edificio A, sia nell'edificio B)

configurazione impiantistica 2
solare termico con accumulo stagionale + PDC/chiller aria/acqua

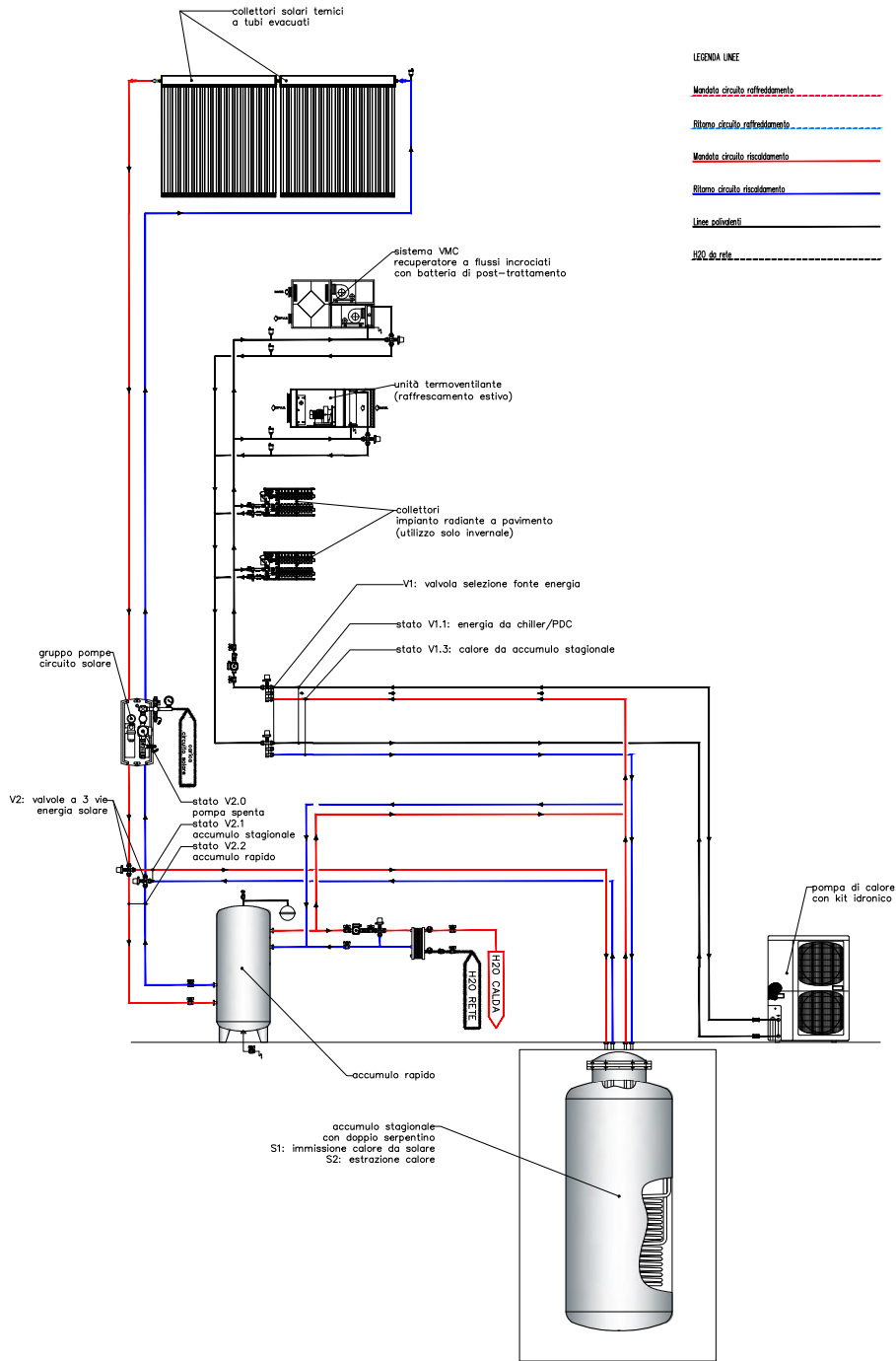


Figura 27: configurazione impiantistica 2 (adottata sia nell'edificio A, sia nell'edificio B)

configurazione impiantistica 3
solare termico con accumulo stagionale + assorbitore + caldaia a condensazione

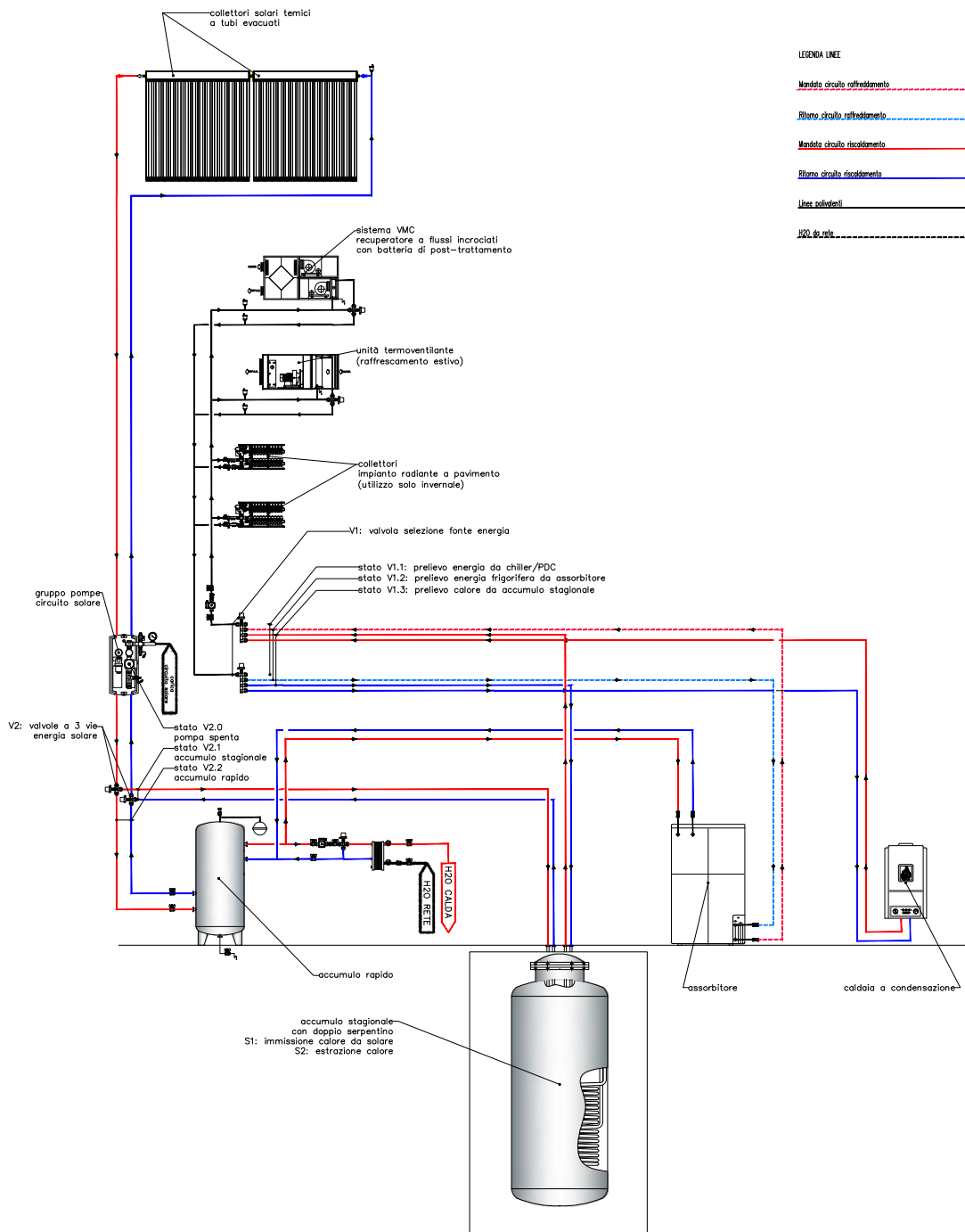


Figura 28: configurazione impiantistica 3 (adottata solo nell'edificio B)

configurazione impiantistica 4
solare termico con accumulo stagionale + assorbitore + chiller/PDC aria/acqua

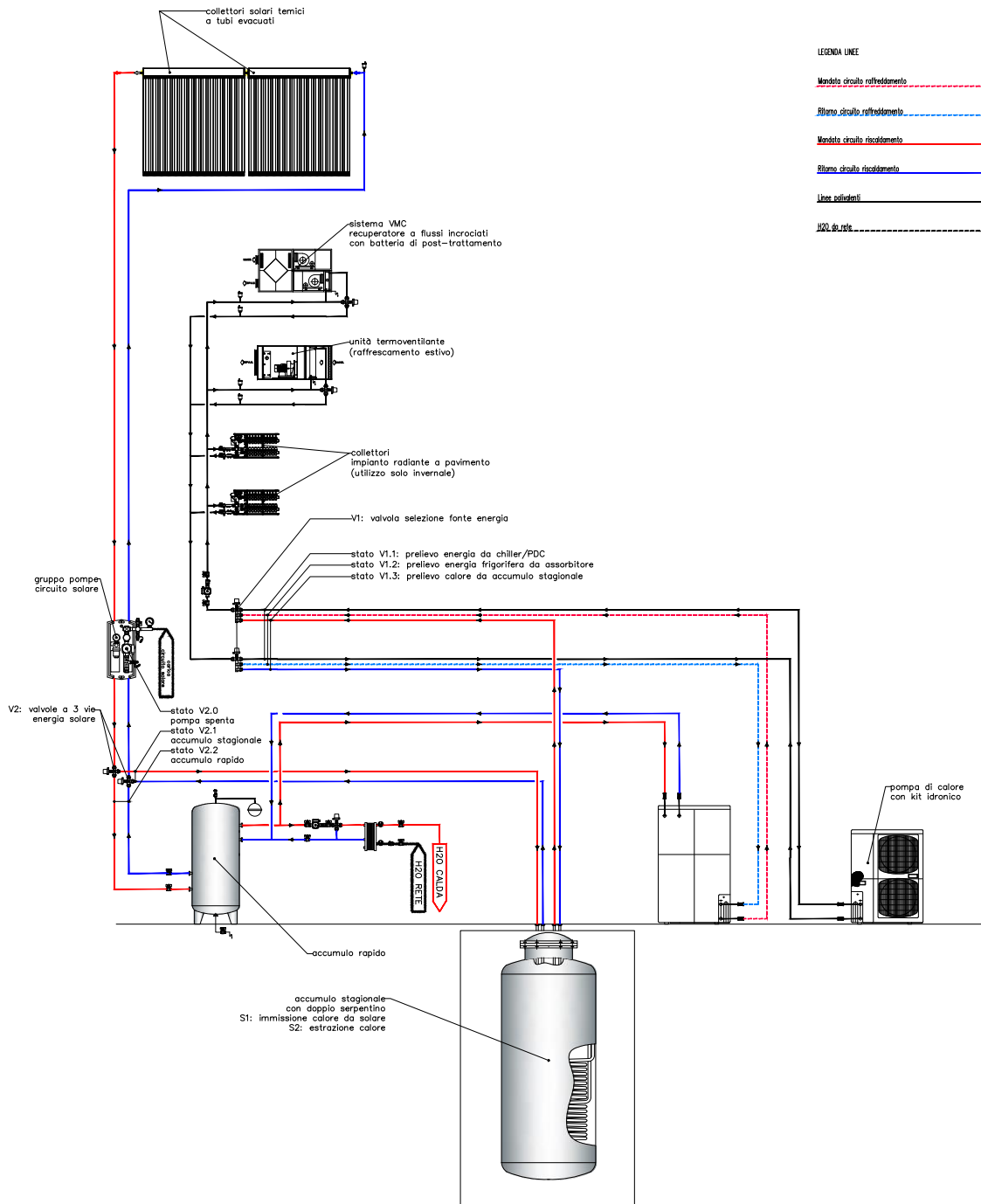


Figura 29: configurazione impiantistica 4
(adottata solo nell'edificio B)

Note sugli autori

Giovanni Riva

Nato a Varese nel 1952 è laureato in ingegneria meccanica al Politecnico di Milano. Nel 1980 diventa ricercatore all'Università di Milano, e poi Professore Associato in tecnologie energetiche nel 1987. Dal 1996 è professore Ordinario di Meccanica presso l'Università Politecnica delle Marche. I settori in cui è attivo sono le energie rinnovabili ed il risparmio energetico, gli impianti ed il settore delle macchine (soprattutto applicati ai temi di cui sopra) ed infine lo studio di processi e metodi di smaltimento dei rifiuti. E' direttore del Comitato Temrotecnico Italiano, membro dell'IEEA (International Energy Economist Association) e dell'AIEE (Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia). E' autore di oltre 250 lavori in Italiano ed in inglese nonché membro di tavoli e gruppi di lavoro in ambito di normativa tecnica (UNI) e legislazione (MSE ed MATTM).

Marco Sotte

Marco Sotte, 31 anni, laurea con lode in Ingegneria Termomeccanica e dottorato in Energetica. Dopo una esperienza lavorativa come proposal engineer per centrali produzione energia elettrica e cogenerazione svolge un dottorato di ricerca in Energetica presso l'Università Politecnica delle Marche occupandosi di proprietà termofisiche, convezione naturale e politiche energetico-ambientali, oltre a coordinare un progetto sul solare termico a concentrazione (PTC.project). Dal 2010 svolge libera professione in ambito termotecnico, energetico ed ambientale. Da giugno 2013 è "Esperto in Gestione dell'Energia" (UNI CEI 11339). Autore di molteplici pubblicazioni in italiano ed inglese, ha collaborato alla redazione di svariati piani energetici (Prov. di Ancona e di Ascoli Piceno, Regione Marche) ed è consulente per diverse aziende ed E.S.Co. (Unolimpianti, Energlobo).

Gianluca Coccia

Nasce a San Benedetto del Tronto il 05/05/1989. Consegue la maturità scientifica e poi prosegue gli studi in Ingegneria Meccanica presso l'Università Politecnica delle Marche di Ancona. Ottiene la laurea magistrale in Ingegneria Meccanica nel 2013 presso l'Università Politecnica delle Marche di Ancona discutendo una tesi dal titolo "Development and validation of a simulation environment for parabolic trough solar collectors. Da novembre 2013 è dottorando di ricerca in Ingegneria Industriale (curriculum Ingegneria Energetica) presso l'Università Politecnica delle Marche di Ancona.