



Ricerca di Sistema elettrico

# Accumulo di energia elettrica quale importante strumento per la realizzazione di edifici NZEB

Giovanni Riva, Marco Sotte, Gianluca Coccia

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

G. Riva, M. Sotte, G. Coccia (Università Politecnica delle Marche, Dipartimento di Scienze Agrarie, Alimentari ed Ambientali)

Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2014

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: arch. Gaetano Fasano

Responsabile scientifico Università Politecnica delle Marche: prof. Giovanni Riva

## Sommario

INTRODUZIONE.....	5
1 CARATTERISTICHE DEGLI EDIFICI STUDIATI E DEI LORO IMPIANTI E DEFINIZIONE DEI FABBISOGNI.....	6
1.1 CARATTERISTICHE DEGLI EDIFICI ESAMINATI .....	6
1.1.1 <i>Caratteristiche dell'involucro</i> .....	6
1.2 FABBISOGNO DI ENERGIA UTILE DEGLI EDIFICI PER RISCALDAMENTO, RAFFRESCAMENTO ED ACS.....	7
1.2.1 <i>Valori mensili ed annuali dei fabbisogni di energia utile degli edifici - Edificio 1</i> .....	8
1.2.2 <i>Valori mensili ed annuali dei fabbisogni di energia utile degli edifici - Edificio 4</i> .....	8
1.2.3 <i>Valori mensili ed annuali dei fabbisogni di energia utile degli edifici - Edificio 5</i> .....	9
1.2.4 <i>Note riguardo i valori mensili ed annuali dei fabbisogni di energia utile degli edifici</i> .....	9
1.3 FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA DEGLI EDIFICI .....	10
1.3.1 <i>Consumi elettrici per illuminazione e FM utilizzi vari dell'edificio 1</i> .....	11
1.3.2 <i>Consumi elettrici per illuminazione e FM utilizzi vari dell'edificio 4</i> .....	12
1.3.3 <i>Consumi elettrici per illuminazione e FM utilizzi vari dell'edificio 5</i> .....	13
1.4 CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI TERMICI .....	14
1.4.1 <i>Campo solare termico (modello ETC)</i> .....	18
1.4.2 <i>Accumuli di energia</i> .....	19
1.4.3 <i>Efficienza dei sottosistemi di emissione, distribuzione e regolazione</i> .....	21
1.4.4 <i>Efficienza del sottosistema di generazione: valori del COP e dell'EER</i> .....	21
1.4.5 <i>Descrizione delle logiche di centrale termica</i> .....	22
1.5 CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI: GENERAZIONE, DISTRIBUZIONE ED ACCUMULO DELL'ENERGIA ELETTRICA .....	23
1.5.1 <i>Energia elettrica: gestione dei flussi e logiche d'impianto</i> .....	23
1.5.2 <i>Campo solare fotovoltaico (modello FTV)</i> .....	24
1.5.3 <i>Sistema di accumulo dell'energia elettrica: caratteristiche e dimensionamento</i> .....	26
2 SIMULAZIONI ANNUALI: INPUT, CORPO DELLA SIMULAZIONE E RISULTATI.....	27
2.1 DESCRIZIONE GENERALE DELL'AMBIENTE DI SIMULAZIONE: DATI DI INPUT PER LE SIMULAZIONI .....	27
2.1.1 <i>Dati meteorologici, TMY e angoli solari</i> .....	28
2.1.2 <i>Fabbisogni orari di ACS, calore ed energia frigorifera degli edifici: distribuzione dei totali complessivi nelle ore dell'anno</i> .....	29
2.1.3 <i>Parametri e variabili</i> .....	30
2.2 DESCRIZIONE GENERALE DELL'AMBIENTE DI SIMULAZIONE: CORPO DELLE SIMULAZIONI .....	31
2.2.1 <i>Logiche fondamentali di Simul termico</i> .....	31
2.2.2 <i>Logiche fondamentali di Simul elettrico</i> .....	33
2.2.3 <i>Quantificazione della quota di fabbisogno dell'edificio soddisfatta tramite energia rinnovabile</i> .....	34
2.3 ESPOSIZIONE DEI RISULTATI DELLE SIMULAZIONI: ANALISI DETTAGLIATA DEI RISULTATI IN UN CASO SPECIFICO (ROMA, EDIFICIO 1)37	
2.4 SELEZIONE DEI CASI DA ELABORARE .....	44
2.4.1 <i>Definizione della funzione <math>SS_{kg} = f(ETC_{m^2})</math></i> .....	44
2.4.2 <i>Definizione della funzione <math>ACC_{EEWh} = f(FTV_{Wp})</math></i> .....	48
2.5 SINTESI DEI RISULTATI DELL'ANALISI ENERGETICA.....	48
2.6 RIDUZIONE DEL PRELIEVO DI ENERGIA ELETTRICA DA RETE .....	55
3 ANALISI ECONOMICA .....	59
3.1 VALUTAZIONE DEI COSTI DI IMPIANTO.....	59
3.1.1 <i>Pompa di calore</i> .....	59
3.1.2 <i>Impianto di riscaldamento a pavimento</i> .....	59
3.1.3 <i>Impianto di raffrescamento ed impianto VMC</i> .....	60
3.1.4 <i>Linee principali climatizzazione - idrico sanitario</i> .....	60
3.1.5 <i>Impianto solare termico</i> .....	61
3.1.6 <i>Accumulo stagionale</i> .....	61
3.1.7 <i>Impianto fotovoltaico</i> .....	62

3.1.8	<i>Accumulo di energia elettrica ed accessori</i> .....	63
3.2	VALUTAZIONE DEI COSTI DI ESERCIZIO .....	64
3.3	ESPOSIZIONE DEI RISULTATI .....	64
4	CONCLUSIONI.....	69
	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	70
	ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI .....	71

## Introduzione

Gli attuali limiti legislativi in tema di efficienza energetica degli edifici ed i conseguenti obblighi di introduzione di fonti rinnovabili per il soddisfacimento dei consumi energetici hanno rapidamente modificato il panorama impiantistico in ambito di edilizia civile. Sotto questo aspetto, le caldaie a condensazione, che assieme ai sistemi solari termici applicati al fabbisogno di acqua calda sanitaria hanno trovato ampia diffusione nell'ultimo decennio, sono sostanzialmente già obsoleti per i nuovi edifici.

Nell'ambito dei nuovi interventi edilizi, infatti, complice anche la sempre più frequente richiesta di introduzione di sistemi di raffrescamento estivo, la quale, al momento, vede come pressoché unica possibile soluzione tecnologica la pompa di calore, si sta imponendo con sempre maggiore frequenza l'utilizzo della fonte aeraulica; conseguentemente, si sposta sull'energia elettrica una parte significativa (se non il totale) dell'energia primaria richiesta per il soddisfacimento del fabbisogno degli edifici.

Considerato che le nuove tecnologie costruttive degli edifici hanno ridotto il fabbisogno e reso tecnicamente fattibile l'utilizzo della fonte solare termica per un significativo contributo al riscaldamento con superfici e volumi ragionevoli, il presente studio si pone l'obiettivo di analizzare l'impiego della fonte solare termica con accumulo stagionale e della fonte fotovoltaica, anch'essa dotata di accumulo, accoppiate a sistemi a pompa di calore per verificarne i risultati in termini energetici e la fattibilità in termini economici. Ciò, in particolare, nell'ottica di realizzare edifici nZEB così come definiti nel decreto attuativo della Legge 90/13.

Su queste premesse il presente lavoro definisce tre "edifici tipo" (una villetta singola, una palazzina composta da sei unità immobiliari ed una palazzina ad uso ufficio) che studia in tre diverse località rappresentative del nord (Milano), centro (Roma) e sud Italia (Reggio Calabria); definiti i fabbisogni, vengono espone le configurazioni di impianto che saranno oggetto di analisi. Queste contemplano un "caso base" definito come l'edificio nel quale tutte le utenze termiche (estive, invernali ed ACS) sono soddisfatte tramite pompa di calore ed una serie di casi di studio che vedono l'utilizzo della fonte solare termica assieme ad un serbatoio energetico che lavora su ciclo stagionale per il riscaldamento e la fonte fotovoltaica accoppiata ad un sistema di accumulo dell'energia elettrica per l'aumento dell'autoconsumo (e la riduzione dei prelievi da rete e delle immissioni in rete).

Tali due configurazioni di impianto sono portate fino agli "estremi" in termini di dimensioni dei campi solari e dei relativi accumuli per studiarne il comportamento in termini di frazione rinnovabile e riduzione dei prelievi di energia da rete.

In ultimo, una apposita sezione analizza alcuni aspetti economici identificando i costi delle configurazioni di impianto esaminate e definendo i tempi di rientro degli investimenti nelle diverse tecnologie.

## 1 Caratteristiche degli edifici studiati e dei loro impianti e definizione dei fabbisogni

Il presente lavoro ha visto l'analisi di tre "edifici tipo" collocati in tre diverse località geografiche, per un totale di nove casi.

Per quanto riguarda gli edifici, si è fatto riferimento alle geometrie proposte dal CTI nei propri esempi denominati "studi di caso"; quelli scelti, in particolare, sono<sup>1</sup>:

- Edificio "1": abitazione singola monofamiliare distribuita su piano terra e piano interrato, avente solo il piano terra riscaldato [1].
- Edificio "4": palazzina residenziale composta da sei unità immobiliari e dai relativi volumi annessi (zone comuni, garage e soffitte), distribuite su sei piani complessivi [2].
- Edificio "5": edificio a due piani a destinazione di uso uffici [3].

Gli esempi sono stati assunti per quanto riguarda le geometrie degli edifici e le destinazioni d'uso, ma agli edifici aventi le caratteristiche appena citate sono stati applicati degli involucri rispondenti ai requisiti degli edifici "nZEB" al 2021 [4]. Circa gli studi di caso presi a riferimento, si sottolinea anche il fatto che sono state trascurate le conformazioni impiantistiche definite in tali documenti in quanto agli involucri modificati sono stati "applicati" degli impianti specifici definiti proprio per lo studio in oggetto e descritti a seguire.

Per quanto riguarda, invece, le località, sono state scelte Milano, Roma e Reggio Calabria assunte come rappresentative delle situazioni tipiche del nord, centro e sud Italia.

Nei paragrafi che seguono vengono esposti nel dettaglio tali aspetti.

### 1.1 Caratteristiche degli edifici esaminati

#### Edificio 1

L'edificio in esame è costituito da una villetta unifamiliare esistente con destinazione d'uso E.1(1) (Abitazioni adibite a residenza con carattere continuativo) in riferimento alle categorie del DPR 412/93. L'edificio è composto da un appartamento situato al primo piano; piano interrato e sottotetto sono invece ambienti non climatizzati.

#### Edificio 4

L'edificio in esame è costituito da una palazzina residenziale con destinazione d'uso E.1(1) (Abitazioni adibite a residenza con carattere continuativo) in riferimento alle categorie del DPR 412/93. La palazzina è composta da due appartamenti nel primo, secondo e terzo piano. Al piano terra e all'ultimo si trovano, rispettivamente, garage e soffitte.

#### Edificio 5

L'edificio in esame è costituito da una palazzina adibita ad uffici con destinazione d'uso E.2 (Edifici adibiti a uffici e assimilabili) in riferimento alle categorie del DPR 412/93. La palazzina è composta un'unica unità immobiliare disposta su due livelli entrambi climatizzati.

#### 1.1.1 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.

---

<sup>1</sup> Gli edifici vengono nominati 1, 4 e 5 per richiamare i nomi degli "studi di caso" del CTI da cui sono mutate le principali caratteristiche geometriche degli involucri, i vani ed altre informazioni. La lettera finale del nome originale (1A, 4D e 5B) viene omessa in quanto riferita alla configurazione impiantistica dello studio di caso, la quale non viene ripresa dalla presente analisi.

Per quanto concerne le caratteristiche degli elementi costituenti l'involucro, si espongono nelle seguenti Tabella 1, Tabella 2, Tabella 3 e Tabella 4 le loro caratteristiche in termini di trasmittanza; i valori esposti sono stati assunti sulla base degli attuali riferimenti normativi in stato vigente o di bozza per il 2021 [4].

**Tabella 1. Trasmittanza termica U delle strutture opache verticali, verso l'esterno soggette a riqualificazione**

Zona climatica	U (W/m <sup>2</sup> K)
A e B	0,40
C	0,36
D	0,32
E	0,28
F	0,26

**Tabella 2. Trasmittanza termica U delle strutture opache orizzontali o inclinate di copertura, verso l'esterno soggette a riqualificazione**

Zona climatica	U (W/m <sup>2</sup> K)
A e B	0,32
C	0,32
D	0,26
E	0,24
F	0,22

**Tabella 3. Trasmittanza termica U delle strutture opache orizzontali di pavimento, verso l'esterno soggette a riqualificazione**

Zona climatica	U (W/m <sup>2</sup> K)
A e B	0,42
C	0,38
D	0,32
E	0,29
F	0,28

**Tabella 4. Trasmittanza termica U delle chiusure tecniche trasparenti e opache e dei cassonetti, comprensivi degli infissi, verso l'esterno e verso ambienti non climatizzati soggette a riqualificazione**

Zona climatica	U (W/m <sup>2</sup> K)
A e B	3,00
C	2,00
D	1,80
E	1,40
F	1,00

**Tabella 5. Valore del fattore di trasmissione solare totale  $g_{gl+sh}$  per componenti finestrati con orientamento da est a ovest passando per Sud, in presenza di una schermatura mobile**

Zona climatica	$g_{gl+sh}$
Tutte le zone	0,35

## 1.2 Fabbisogno di energia utile degli edifici per riscaldamento, raffrescamento ed ACS

Il calcolo del fabbisogno di energia mensile ed annuale degli involucri è uno dei primi passi per lo svolgimento dell'analisi in oggetto; le modalità di esecuzione adottate per il calcolo di queste grandezze sono basate sull'attuale normativa vigente per la progettazione degli edifici e per la certificazione energetica. 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.

1.2.2 Valori mensili ed annuali dei fabbisogni di energia utile degli edifici - Edificio 1

In Tabella 6 sono riportati i valori mensili ed annuali del fabbisogno di energia dell'edificio 1.

**Tabella 6. Valori mensili ed annuali dell'energia termica utile (MJ) dell'edificio "1" nelle diverse località per i servizi di ACS (Qacs) , riscaldamento (Qh) e raffrescamento (Qc)**

	Milano			Roma		Reggio Calabria	
	Qacs	Qh	Qc	Qh	Qc	Qh	Qc
Gennaio		11 956	-	7220	-	5979	-
Febbraio		8856	-	5512	-	4717	-
Marzo		5667	-	3745	-	3978	-
Aprile		1288	-	750	-	-	-
Maggio		-	75	-	-	-	-
Giugno		-	480	-	769	-	347
Luglio		-	1750	-	3017	-	2225
Agosto		-	1475	-	2455	-	2392
Settembre		-	350	-	219	-	289
Ottobre		1963	-	-	-	-	-
Novembre		7042	-	3066	-	-	-
Dicembre		10 984	-	6340	-	4670	-
<b>Totale</b>	<b>7229</b>	<b>47 755</b>	<b>4130</b>	<b>26 635</b>	<b>6459</b>	<b>19 344</b>	<b>5254</b>

1.2.3 Valori mensili ed annuali dei fabbisogni di energia utile degli edifici - Edificio 4

In **Errore**. L'origine riferimento non è stata trovata. sono riportati i valori mensili ed annuali del fabbisogno di energia dell'edificio 4.

**Tabella 7. Valori mensili ed annuali dell'energia termica utile (MJ) dell'edificio "4" nelle diverse località per i servizi di ACS (Qacs) , riscaldamento (Qh) e raffrescamento (Qc)**

	Milano			Roma		Reggio Calabria	
	Qacs	Qh	Qc	Qh	Qc	Qh	Qc
Gennaio		17 364	-	10 263	-	6042	-
Febbraio		11 598	-	6687	-	3793	-
Marzo		4972	-	2609	-	2307	-
Aprile		290	-	170	129	-	112
Maggio		-	1053	-	2392	-	1610
Giugno		-	6528	-	8580	-	7573
Luglio		-	10 350	-	12 730	-	11 244
Agosto		-	7805	-	11 198	-	11 038
Settembre		-	1787	-	6250	-	7085
Ottobre		1005	-	-	672	-	1709
Novembre		8148	-	1686	-	-	133
Dicembre		15 699	-	8514	-	3607	-
<b>Totale</b>	<b>29 232</b>	<b>59 076</b>	<b>27 523</b>	<b>29 929</b>	<b>41 950</b>	<b>15 750</b>	<b>40 506</b>



### 1.2.5 Valori mensili ed annuali dei fabbisogni di energia utile degli edifici - Edificio 5

In Tabella 8 sono riportati i valori mensili ed annuali del fabbisogno di energia dell'edificio 5.

**Tabella 8. Valori mensili ed annuali dell'energia termica utile (MJ) dell'edificio "5" nelle diverse località per i servizi di ACS (Qacs), riscaldamento (Qh) e raffrescamento (Qc)**

	Milano		Roma		Reggio Calabria		
	Qacs	Qh	Qc	Qh	Qc	Qh	Qc
Gennaio		19 407	-	9254	0	8208	0
Febbraio		13 526	-	6547	0	6053	0
Marzo		7139	-	3609	-	4768	-
Aprile		1176	1	493	226	-	252
Maggio		-	731	-	1661	-	810
Giugno		-	4491	-	6196	-	4446
Luglio		-	7883	-	10 181	-	8316
Agosto		-	5554	-	8834	-	8348
Settembre		-	1281	-	4157	-	4131
Ottobre		2091	7	-	730	-	767
Novembre		10 246	-	2788	-	-	254
Dicembre		17 725	-	8007	0	6080	0
<b>Totale</b>	<b>2311</b>	<b>71 311</b>	<b>19 947</b>	<b>30 698</b>	<b>31 985</b>	<b>25 109</b>	<b>27 324</b>

### 1.2.6 Note riguardo i valori mensili ed annuali dei fabbisogni di energia utile degli edifici

Circa i fabbisogni definiti, sono da rilevare alcuni aspetti emersi dalle simulazioni svolte:

- Circa i carichi termici in fase invernale, i carichi mensili e totali sono in proporzione diretta e molto stretta con i gradi giorno delle località; pertanto, essi risultano pienamente conformi alle attese e sempre collegati direttamente alle diverse latitudini delle località (più bassi al sud e maggiori man mano che si sale verso nord).
- Circa i carichi termici estivi, fatta eccezione per l'edificio 1, si hanno carichi significativi; si è deciso di non intervenire su tale aspetto perché, al di là di altre ragioni, si ritiene che in futuro la parte estiva dei carichi termici diventerà sempre più significativa.
- Sempre per quanto riguarda i carichi termici estivi, le simulazioni presentano dei dati che possono sembrare singolari: si ha infatti che la località di Roma presenta in alcuni casi dei carichi termici superiori a quelli di Reggio Calabria. Ciò è da ricondurre a diversi fattori:
  - dati meteorologici di riferimento: tali dati sono ormai superati e devono essere rivisti soprattutto per quel che riguarda gli irraggiamenti;
  - valori delle temperature medie mensili delle diverse località: molte località del sud Italia presentano valori delle temperature medie relativamente bassi in quanto le escursioni giornaliere della temperatura sono elevate.

In merito all'analisi dei carichi termici, si conclude il capitolo segnalando il fatto che, sia per la parte invernale sia, soprattutto, per la parte estiva, si ritiene necessario approfondire l'argomento per poter disporre di dati reali registrati oltre che dei risultati dei calcoli. Infatti, le modalità di utilizzo degli impianti e le abitudini degli utenti possono produrre modificazioni significative ai carichi sia nel periodo invernale sia, soprattutto, nel periodo estivo. Si ritiene, pertanto, che tale aspetto debba essere approfondito affinché lo studio possa rispondere maggiormente allo stato reale delle cose.

### 1.3 Fabbisogno di energia elettrica degli edifici

Oltre al fabbisogno di energia termica degli edifici, il presente lavoro ha esaminato anche l'aspetto della produzione e del consumo di energia elettrica.

Senza entrare nel dettaglio di aspetti che saranno trattati nel Paragrafo 1.5, si deve tuttavia esporre brevemente l'architettura dell'impianto elettrico il quale vede la presenza di una "tradizionale" rete di distribuzione di energia nell'edificio la quale alimenta, oltre all'illuminazione e a tutti gli usi generali di forza motrice (FM), anche le macchine termiche; infatti, il primo fattore di consumo di energia elettrica è quello legato all'alimentazione della pompa di calore/macchina frigorifera. Il consumo complessivo ed orario di energia elettrica per gli usi di ACS/riscaldamento/raffrescamento dipende principalmente dalla configurazione dell'impianto termico e dai COP ed EER della macchina. Questi aspetti sono descritti dettagliatamente nel Paragrafo 1.4.

In aggiunta, è stata prevista la presenza di un impianto fotovoltaico e di una batteria di accumulo dell'energia elettrica. Questi elementi saranno descritti nel Paragrafo 1.5 unitamente alle logiche di gestione dell'energia autoprodotta ed accumulata nelle batterie.

Tornando quindi alla definizione dei fabbisogni, rimangono da esporre le modalità di stima del consumo di energia elettrica per l'illuminazione degli ambienti e gli usi generali di forza motrice.

Il metodo di stima adottato è stato del tipo "bottom-up"; le modalità seguite, infatti, sono partite dalla identificazione di un elenco di utenze elettriche che potesse costituire il complesso delle utenze per ciascun edificio.

In tale elenco sono stati considerate le seguenti famiglie di apparecchiature:

- elettrodomestici con consumi continui o ciclici:
  - frigorifero;
  - congelatore;
  - lavatrice;
  - lavastoviglie;
- altri elettrodomestici e simili:
  - microonde;
  - forno;
  - macchina del caffè;
  - asciugacapelli;
  - ferro da stiro
  - cappa cucina;
- illuminazione, distinta in:
  - illuminazione degli ambienti;
  - illuminazione esterna;
- altri apparecchi:
  - computer portatile;
  - router/modem;
  - televisore di grandi dimensioni;
  - televisore di piccole dimensioni;
  - accessori televisore (decoder, VCR, controllo audio e simili);
  - stereo;
  - caricabatterie per dispositivi mobili;
- ausiliari elettrici dell'impianto termico non calcolati nella simulazione termica:
  - pompa impianto solare;
  - ventilatore VMC;
  - pompa ACS;
- consumo generale continuo somma utenze in stand-by.

Nel caso della palazzina, ai carichi sopraindicati ne sono stati aggiunti alcuni altri legati alle utenze condominiali:

- luci scale;
- ascensore;
- illuminazione esterna.

Per ogni utenza sono stati riportati gli apparecchi presenti, la quantità degli stessi, la potenza unitaria e complessiva, le ore e i giorni di utilizzo. Il totale delle ore di utilizzo stimate di ciascuna utenza è stato quindi collocato nelle 168 ore di ciascuna settimana tipo cercando di simulare l'esercizio reale delle apparecchiature. Si deve sottolineare il fatto che per alcuni apparecchi (come ad esempio l'asciugacapelli o la macchina del caffè), i quali presentano consumi molto elevati ma per un intervallo di tempo molto breve, tipicamente inferiore alla singola ora, si è proceduto a simularne l'esercizio riducendo il consumo istantaneo in quanto il passo minimo temporale della simulazione è quello orario e pertanto non era possibile simulare durate inferiori alla singola ora.

Sulla base di tali dati sono state costruite tre "settimane tipo" :

- settimana tipo invernale (sett 1) – dal 01/01 al 28/02 e dal 1/12 al 31/12 per un totale di 13 settimane all'anno;
- settimana tipo mezza stagioni (sett 2) – dal 01/03 al 31/05 e dal 1/09 al 30/11 per un totale di 26 settimane all'anno;
- settimana tipo estiva (sett 3) – dal 01/06 al 31/08 per un totale di 13 settimane all'anno.

Le varie settimane tipo differiscono per alcuni aspetti, ma il principale è il numero di ore di accensione dell'illuminazione; infatti, ovviamente, nelle settimane estive si fa minore ricorso alla illuminazione artificiale, mentre in quelle invernali si stima un maggiore utilizzo di tale servizio. Pertanto, la divisione dell'anno nei tre periodi per i quali sono state utilizzate le diverse settimane tipo ha visto come criterio principale quello della durata del periodo giornaliero di luce solare.

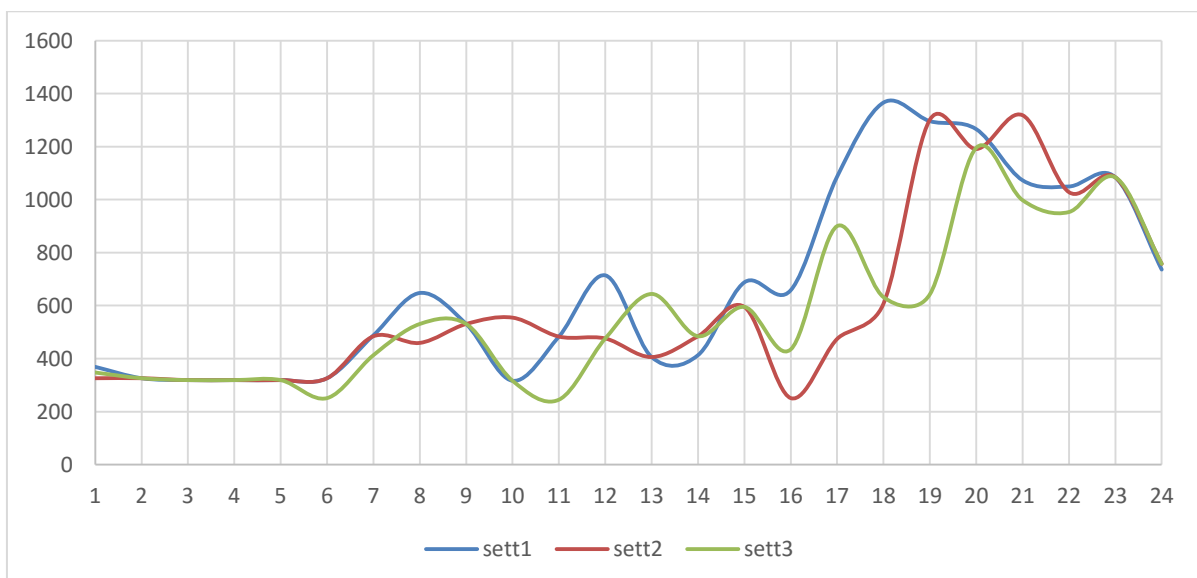
Nei paragrafi che seguono, sono espone le curve di consumo delle utenze sopraindicate per ciascuno degli edifici esaminati ed i valori complessivi di consumo di energia mensili ed annuali.

Per ciascuno edificio le curve mostrate espongono:

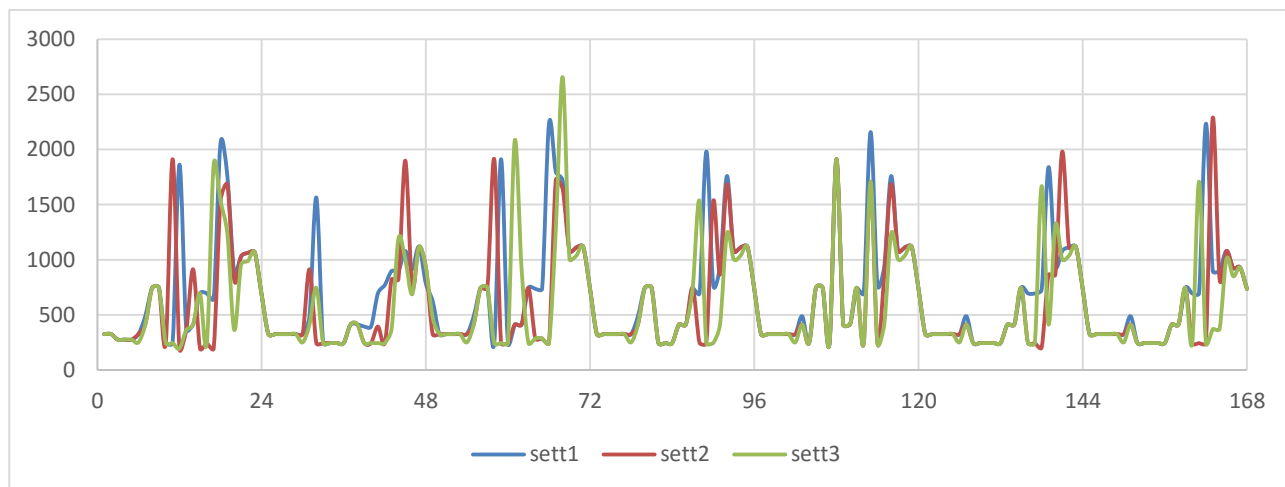
- la curva del consumo orario del giorno "medio" di ciascun tipo di settimana;
- la curva del prelievo orario di ciascuna delle settimane tipo.

### 1.3.1 Consumi elettrici per illuminazione e FM utilizzi vari dell'edificio 1

In Figura 1 e Figura 2 sono riportate le curve orarie del consumo di energia dell'edificio 1 per il giorno medio delle diverse settimane tipo e per le diverse settimane tipo "complete".



**Figura 1. Consumo orario nell'edificio 1 del giorno medio delle diverse settimane tipo (kW nelle 24 ore del giorno)**



**Figura 2. Consumo orario nell'edificio 1 delle diverse settimane tipo (kW nelle 168 ore della settimana)**

**Tabella 9. Riepilogo dei consumi di energia dell'edificio 1**

	periodo1	periodo2	periodo3	totale anno
	kWh	kWh	kWh	kWh
consumo medio giornaliero	16	14	13	
consumo medio settimanale	113	100	95	
<b>consumo annuale</b>				<b>5372</b>

Per quanto concerne l'andamento della curva giornaliera di consumo, si può vedere come essa sia sostanzialmente in linea con le curve che si possono trovare in letteratura [5,6]; anche il valore annuale complessivo dei consumi è concorde a tali riferimenti.

Con riferimento agli esempi appena indicati, si sottolinea il fatto che nella ricostruzione dei consumi si è posta l'attenzione a spostare, per quanto possibile, alcuni carichi programmabili verso le ore diurne; ciò in virtù del fatto che si suppone un comportamento proattivo degli utenti i quali, consapevoli della presenza di un impianto fotovoltaico, possono effettivamente programmare alcune utenze affinché esse vadano a consumare energia elettrica durante le ore nelle quali vi è tipicamente maggiore produzione da parte dell'impianto fotovoltaico, ovvero le ore centrali della giornata.

### 1.3.2 Consumi elettrici per illuminazione e FM utilizzi vari dell'edificio 4

In Figura 3 e Figura 4 sono riportate le curve orarie del consumo di energia dell'edificio 4 per il giorno medio delle diverse settimane tipo e per le diverse settimane tipo "complete". Per quanto concerne il presente edificio, si deve sottolineare il fatto che il consumo considerato è quello del complesso di utenze costituito dai 6 appartamenti adibiti ad uso domestico che compongono l'edificio, uniti alle utenze condominiali descritti nel precedente paragrafo (illuminazione scale, illuminazione esterna ed ascensore).

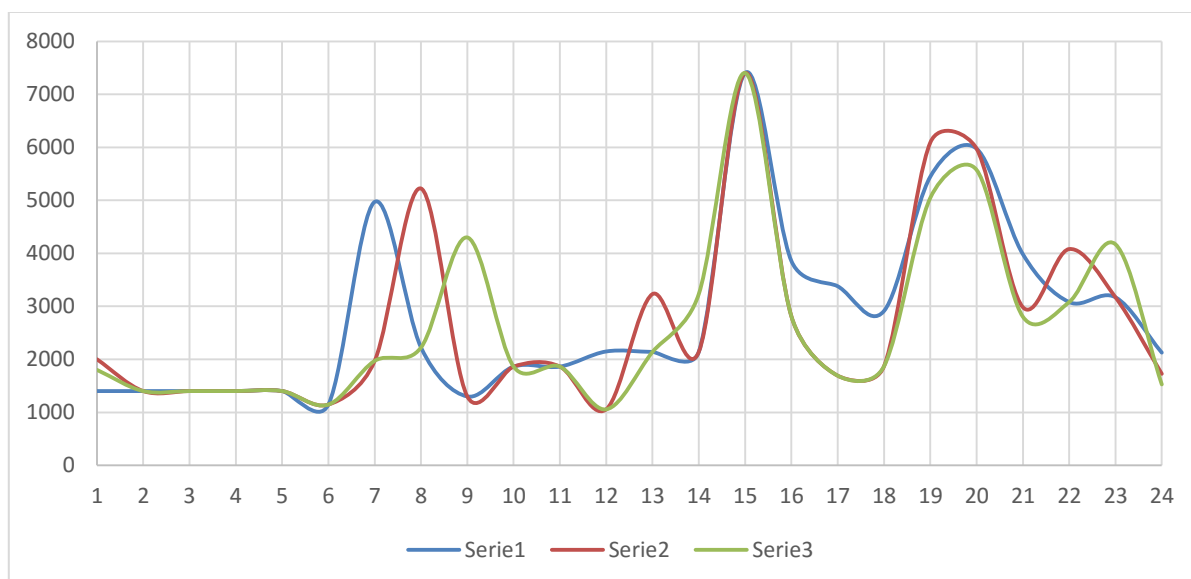


Figura 3. Consumo orario nell'edificio 4 del giorno medio delle diverse settimane tipo (kW nelle 24 ore del giorno)

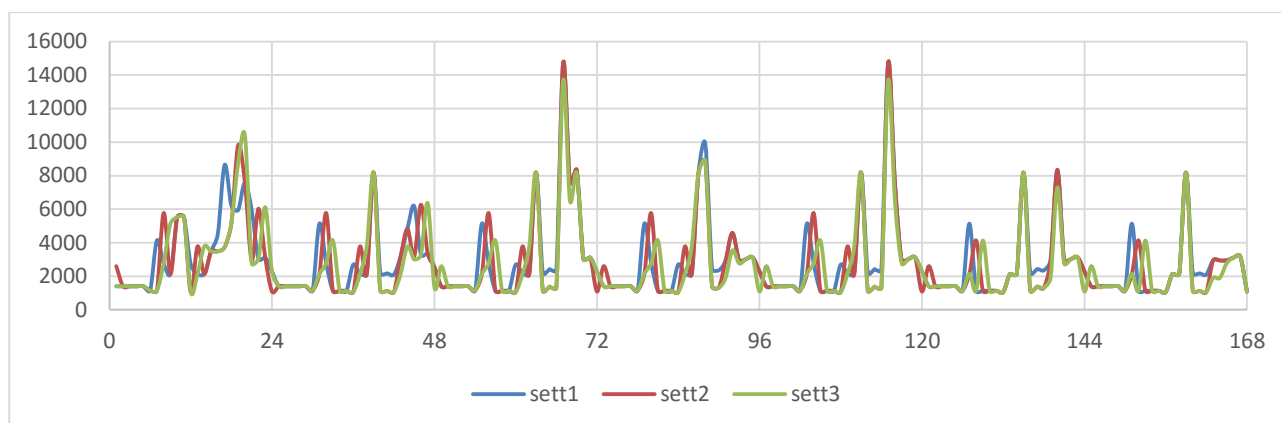


Figura 4. Consumo orario nell'edificio 4 delle diverse settimane tipo (kW nelle 168 ore della settimana)

Tabella 10. Riepilogo dei consumi di energia dell'edificio 4

	periodo1	periodo2	periodo3	totale anno
	kWh	kWh	kWh	kWh
consumo medio giornaliero	68	65	63	
consumo medio settimanale	489	467	455	
<b>consumo annuale</b>				<b>25 371</b>

### 1.3.3 Consumi elettrici per illuminazione e FM utilizzi vari dell'edificio 5

In Figura 5 e Figura 6 sono riportate le curve orarie del consumo di energia dell'edificio 5 per il giorno medio delle diverse settimane tipo e per le diverse settimane tipo "complete".

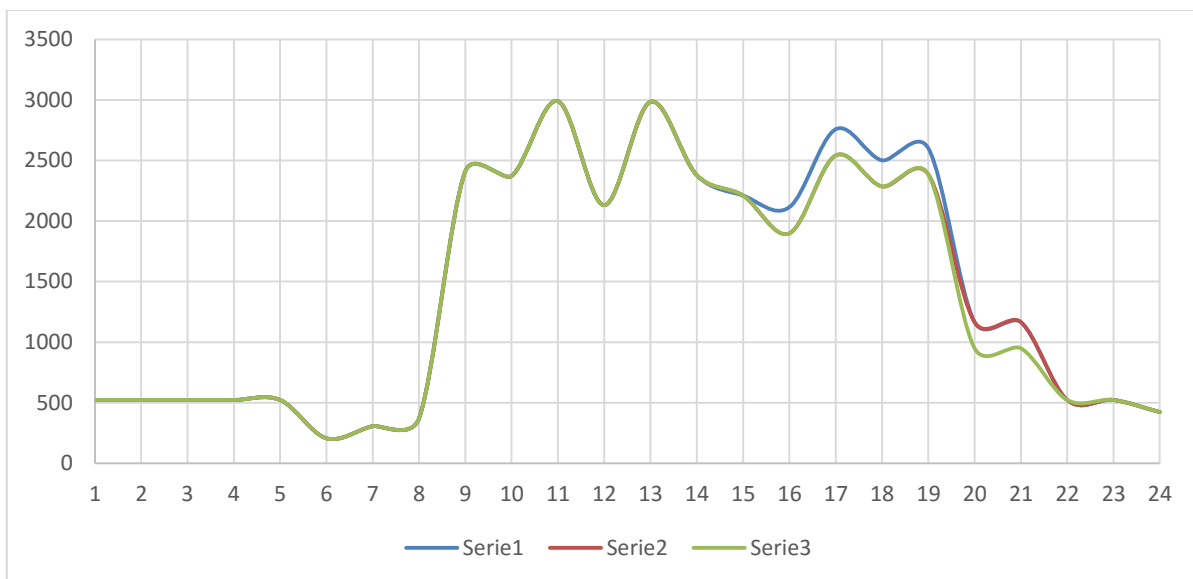


Figura 5. Consumo orario nell'edificio 5 del giorno medio delle diverse settimane tipo (kW nelle 24 ore del giorno)

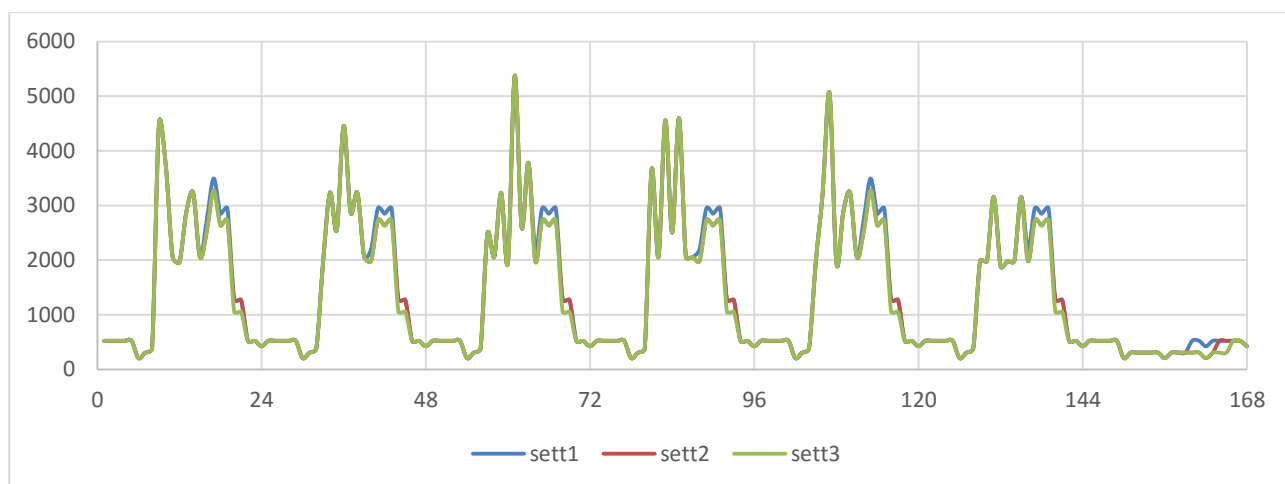


Figura 6. Consumo orario nell'edificio 5 delle diverse settimane tipo (kW nelle 168 ore della settimana)

Tabella 11. Riepilogo dei consumi di energia dell'edificio 5

	periodo1	periodo2	periodo3	totale anno
	kWh	kWh	kWh	kWh
consumo medio giornaliero	34	33	33	
consumo medio settimanale	243	237	234	
<b>consumo annuale</b>				<b>11 629</b>

#### 1.4 Caratteristiche degli impianti termici

Per quanto concerne l'architettura degli impianti, essa è la medesima per tutti e tre gli edifici esaminati. Infatti, in tutti i casi si prevede la realizzazione di un impianto che abbia:

- come unità terminali:
  - per la fase invernale, un sistema radiante a pavimento;
  - per la fase estiva, macchine aerauliche idroniche;
- come sistemi di generazione:
  - pompa di calore/macchina frigorifera con unità idronica integrata;

- impianto solare termico realizzato tramite collettori a tubi evacuati tipo CPC (Compound Parabolic Concentrator);
- presenza di due accumuli termici distinti in:
  - un accumulo di dimensioni “standard” asservito alla produzione di acqua calda sanitaria;
  - un accumulo “speciale” di grandi dimensioni avente lo scopo di lavorare su ciclo stagionale (accumulo di calore in estate e rilascio in inverno; le sue caratteristiche saranno mostrate nel seguito).

Oltre a quanto sopra indicato, si prevede inoltre la presenza di un impianto di ventilazione meccanica controllata. Per quanto concerne gli aspetti collegati all'autoproduzione ed all'accumulo dell'energia elettrica, essi saranno trattati nel seguito. Lo schema di massima dell'impianto appena descritto è rappresentato in Figura 7.

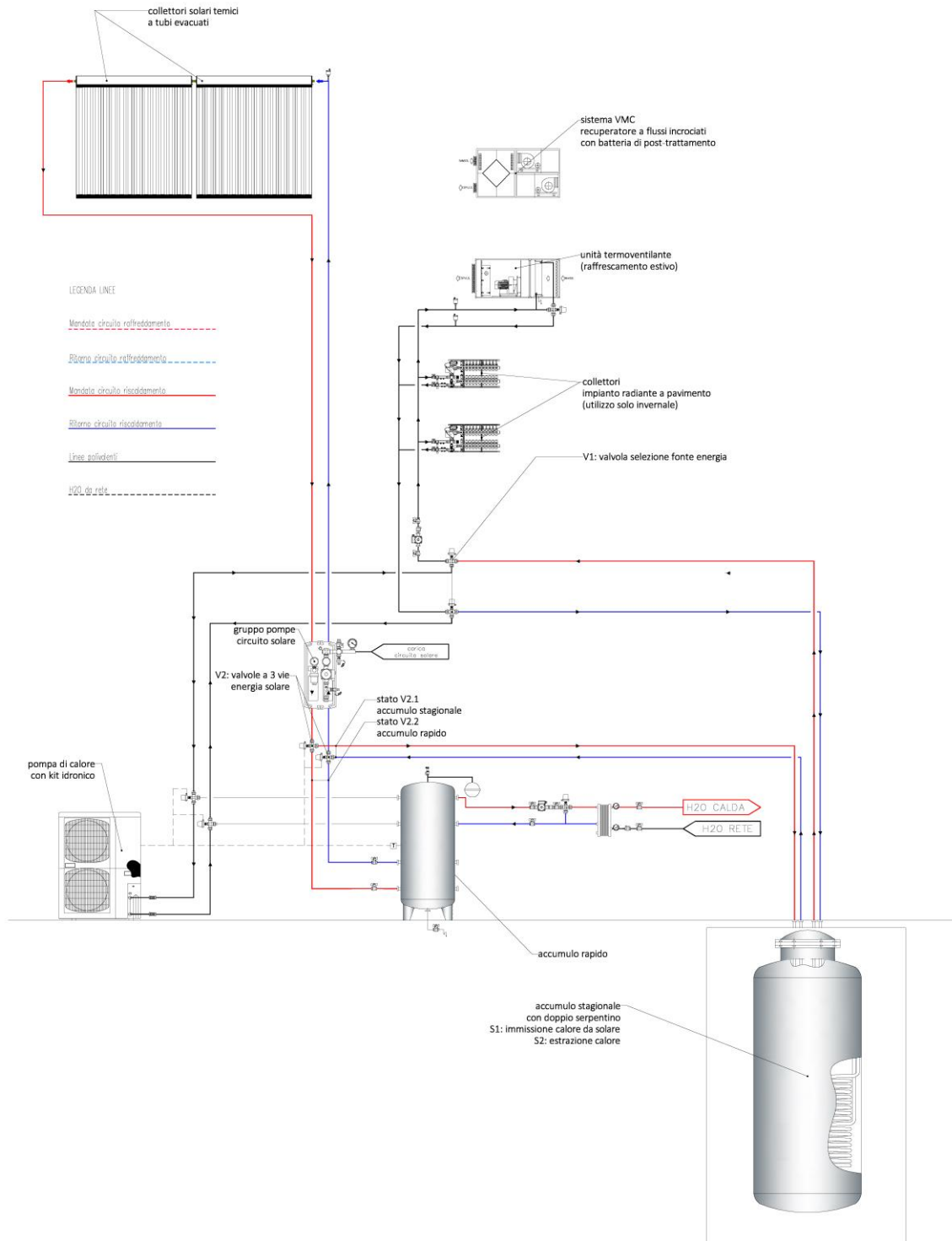


Figura 7. Schema dell'impianto termico definito



Segue la descrizione sommaria degli elementi dell'impianto:

- 1) Accumulo di calore: serbatoio rapido (SR) per l'accumulo di acqua tecnica per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) diretta tramite scambiatore rapido. Il serbatoio, realizzato in acciaio zincato con isolamento di poliuretano espanso da 100 mm iniettato, con guaina protettiva esterna in materiale plastico, ha una capacità che va dai 250 l fino ai 4000 l a seconda della tipologia edilizia che si sta servendo. La soluzione dello scambiatore a piastre permette di avere acqua calda utile anche con temperature del primario di 45 °C, senza incorrere ai problemi di proliferazione di legionella, tipici delle basse temperature di stoccaggio dell'ACS.
- 2) Accumulo di calore: serbatoio stagionale (SS) utilizzato come accumulo termico a servizio dell'impianto di riscaldamento a pavimento. Il serbatoio installato, interrato, sarà coibentato con materiale isolante termoriflettente, ricoperto con vermiculite e contenuto in un bacino realizzato con pannello sandwich costituito da un componente isolante in schiuma polyiso, espansa, rivestito su entrambe le facce con un rivestimento impermeabile di alluminio multistrato di spessore totale 1000 mm, composto da 10 pannelli con giunzione intervallata dello spessore di 100 mm, il tutto per avere delle bassissime dispersioni termiche e mantenere il fluido caldo all'interno del serbatoio anche su cicli stagionali. La capacità del serbatoio varierà in base alla tipologia edilizia servita ed alla potenza termica richiesta.
- 3) Impianto solare termico a tubi evacuati (ETC, Evacuated Tube Collector) con riflettore parabolico (CPC, Compound Parabolic Concentrator). La scelta è caduta sui collettori solari sottovuoto, in quanto hanno la caratteristica di avere una resa istantanea, nei periodi autunnali ed invernali, più alta rispetto ai collettori solari piani. La differenza di resa è più bassa nel periodo estivo. Sono adatti per l'integrazione al riscaldamento di ambienti con impianti che lavorano a basse temperature come quelli a pavimento. Il pannello è costituito da tubi in vetro sottovuoto all'interno del quale viene effettuato un trattamento selettivo ad alta resa. Il captatore all'interno del tubo è completamente in rame. I captatori a tubo circolare permettono di avere buoni risultati anche se il pannello non è perfettamente orientato a sud. Il numero dei captatori varia a seconda della quantità di energia richiesta dall'edificio tipo.
- 4) Impianto di riscaldamento a pavimento: è la soluzione che meglio si adatta al SS, in quanto massimizza la sua efficienza con temperature del fluido vettore medio basse, da 28 a 38 °C. L'impianto di riscaldamento a pavimento sarà realizzato con pannello liscio in polistirene espanso sinterizzato arricchito con grafite per migliorare la resistenza termica ed i valori richiesti dalla norma UNI EN 13163, il che ne garantisce i valori di resistenza termica e meccanica caratteristici. Il pannello in polistirene viene accoppiato con una lastra superficiale per la diffusione del calore in lega speciale di alluminio dello spessore di 0,3 mm, la tubazione in PEXc con barriera antiossigeno, sarà posata tramite apposite grappe sul pannello con passo 5/10/15 mm a seconda delle esigenze di riscaldamento del singolo locale.
- 5) Impianto di climatizzazione estiva: è composto da due o più termoventilanti, a seconda della tipologia di edificio, collegate direttamente al gruppo di refrigerazione. Alle termoventilanti verranno collegati dei canali per il convogliamento dell'aria, che verrà immessa in ambiente tramite diffusori appositamente studiati a seconda della portata e del tipo di flusso d'aria desiderato.
- 6) Ventilazione meccanica controllata: ha lo scopo principale di ricambiare l'aria nell'edificio servito. Le soluzioni possibili sono diverse: autonomo, centralizzato, a semplice flusso, a doppio flusso o a doppio flusso con recupero d'energia. La soluzione più efficace, che garantisce all'edificio un'elevata classe energetica, è il sistema a doppio flusso con recupero di energia. L'impianto è costituito da un recuperatore di calore a flussi incrociati in controcorrente a recupero totale, con struttura autoportante in acciaio zincato e pannellatura tipo sandwich con interposto materiale

isolante termoacustico, ventilatori di mandata e ripresa aria tipo brushless a basso consumo, filtro in aspirazione aria esterna ed ambiente. La distribuzione dell'aria avverrà attraverso le canalizzazioni dell'impianto di climatizzazione, mentre la ripresa dell'aria esausta avverrà nei locali bagni e cucina e nei corridoi.

- 7) Oltre ai pannelli solari che provvedono al riscaldamento del fluido vettore, verrà installata in parallelo nell'impianto, un gruppo frigo/pompa di calore alimentato elettricamente, con lo scopo di produrre acqua refrigerata per il periodo estivo a servizio dell'impianto di raffrescamento e di integrazione o backup in caso l'energia termica solare accumulata non sia sufficiente. La pompa di calore è in grado di trasferire energia da una sorgente a temperatura più bassa (aria) ad un utilizzatore a temperatura più alta (acqua), tramite la fornitura di un lavoro meccanico, e viceversa. La pompa di calore presa in considerazione è ad acqua condensata ad aria, adatta all'installazione sia interna sia esterna. Lo scambiatore primario, cioè quello che cattura l'energia dall'aria, è realizzato con batterie alettate con tubi in rame lisci ed alette in alluminio, dove all'interno viene fatto passare gas refrigerante R410A. Questa tipologia di macchina è in grado di produrre acqua refrigerata fino a 5 °C con una temperatura dell'aria esterna variabile tra -10 °C e 46 °C. Vi è la possibilità di produrre acqua fino a 60 °C con una temperatura dell'aria esterna variabile tra 42 °C e -15 °C. La macchina per realizzare il lavoro meccanico che trasporta l'energia dall'aria all'acqua si avvale di un compressore di tipo scroll che comprime il gas refrigerante, gestito da inverter, che va a variare il numero di giri del compressore sulla base della temperatura di ritorno dell'acqua d'impianto e quindi di conseguenza delle richieste di energia dell'edificio.

Avendo esposto un quadro di massima degli impianti, si riportano di seguito alcuni aspetti più particolari relativi ad alcuni elementi del sistema, alle modalità con le quali è stata condotta la simulazione di esercizio degli stessi e le modalità con cui sono stati calcolati i rendimenti dei diversi sottosistemi presenti.

#### 1.4.1 Campo solare termico (modello ETC)

Nell'ambito delle simulazioni svolte, si è previsto l'utilizzo di solare termico come fonte rinnovabile per il soddisfacimento dei consumi di energia termica; 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 [7-11]. 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 [10]:

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

dove:

- $\eta$  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<sup>2</sup>K);
- $c_2$  è un parametro relativo all'ETC preso dalla letteratura (W/m<sup>2</sup>K);
- $T_{in}$  è la temperatura del fluido termovettore in ingresso all'ETC (°C);
- $T_{amb}$  è la temperatura ambiente (°C);

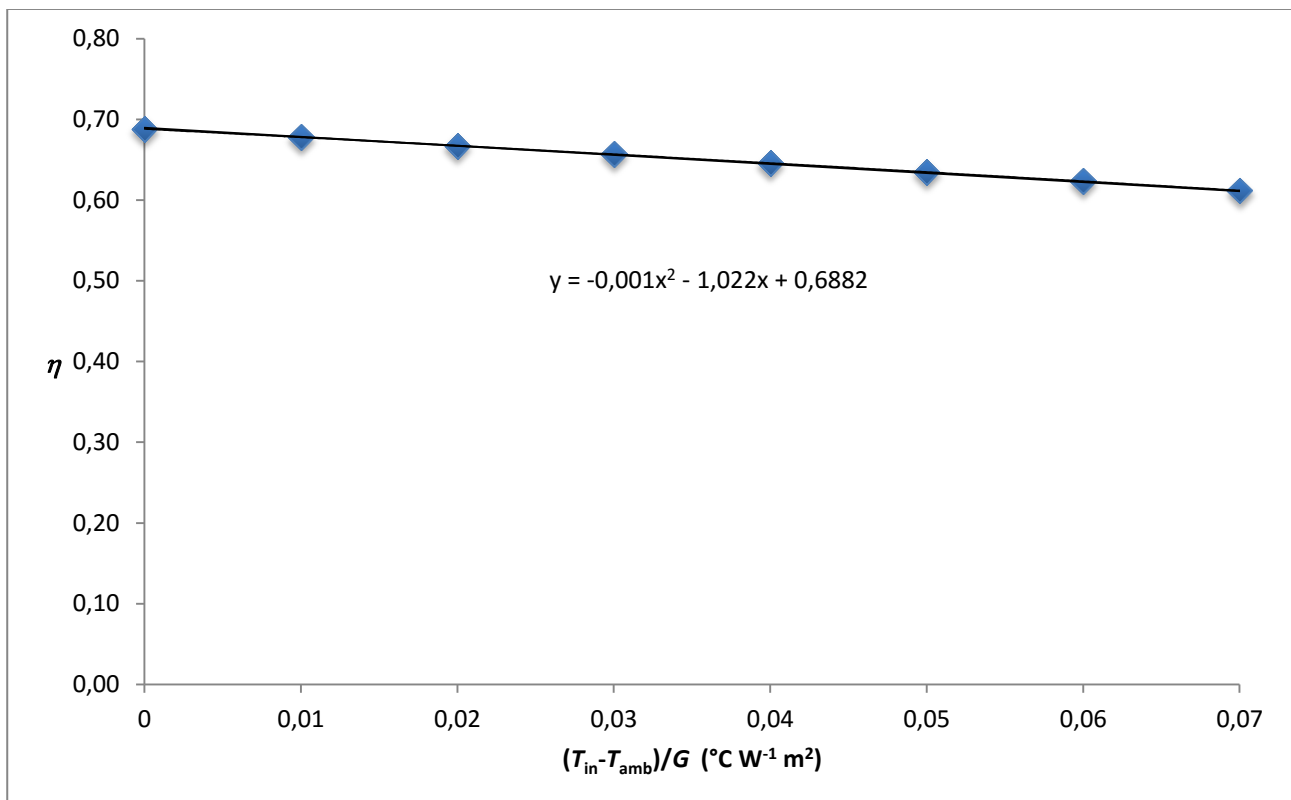
- $G_b$  è la radiazione solare diretta ( $W/m^2$ );
- $G_d$  è la radiazione solare diffusa ( $W/m^2$ );
- $G$  è la radiazione solare globale ( $W/m^2$ ).

I valori dei parametri utilizzati per determinare l'efficienza termica dell'ETC in esame sono riportati in Tabella 12. Va notato che il modificatore dell'angolo di incidenza relativo alla radiazione solare diffusa,  $K_{\theta,d}$ , è indipendente dall'angolo di incidenza solare  $\theta$ , e, pertanto, assume un valore costante (così come suggerito dalla normativa ANSI-ASHRAE 93-2010 [12]).

**Tabella 12. Parametri usati per determinare l'efficienza termica dell'impianto ETC considerato [5]**

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

In questa sede non si ritiene opportuno approfondire i dettagli del modello ETC, per i quali si rimanda alla letteratura, in particolare a [10]. In ogni caso, in Figura 8 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  $1000 W m^{-2}$ .



**Figura 8. Efficienza termica dell'ETC considerato in funzione della variabile operativa. Si noti che la curva è valida per una radiazione solare globale  $G=1000 W/m^2$**

#### 1.4.2 Accumuli di energia

L'accumulo stagionale di energia proveniente da fonte solare è il focus sostanziale del presente lavoro, il quale, in effetti, prende le mosse da un precedente studio al quale si rimanda per una comprensione della genesi e del percorso che hanno condotto ad alcune delle ipotesi di base della presente analisi [13]. Circa gli accumuli di energia, si immagina una suddivisione in due volumi distinti: il primo, denominato serbatoio stagionale (SS) e di grande capacità, da esercire alla temperatura necessaria al fabbisogno di energia per il

riscaldamento, ed il secondo, denominato serbatoio rapido (SR) e di capacità molto più ridotta, per assolvere all'accumulo dell'energia da utilizzare per l'ACS.

**Accumulo di calore di lungo periodo (serbatoio stagionale - SS)**

Il serbatoio stagionale è utilizzato come accumulo termico a servizio dell'impianto di riscaldamento a pavimento. La Figura 9 mostra l'entità delle dispersioni termiche al variare della temperatura del fluido e del volume del serbatoio. Ovviamente, la capacità del serbatoio varierà in base alla tipologia edilizia servita ed alla potenza termica richiesta.

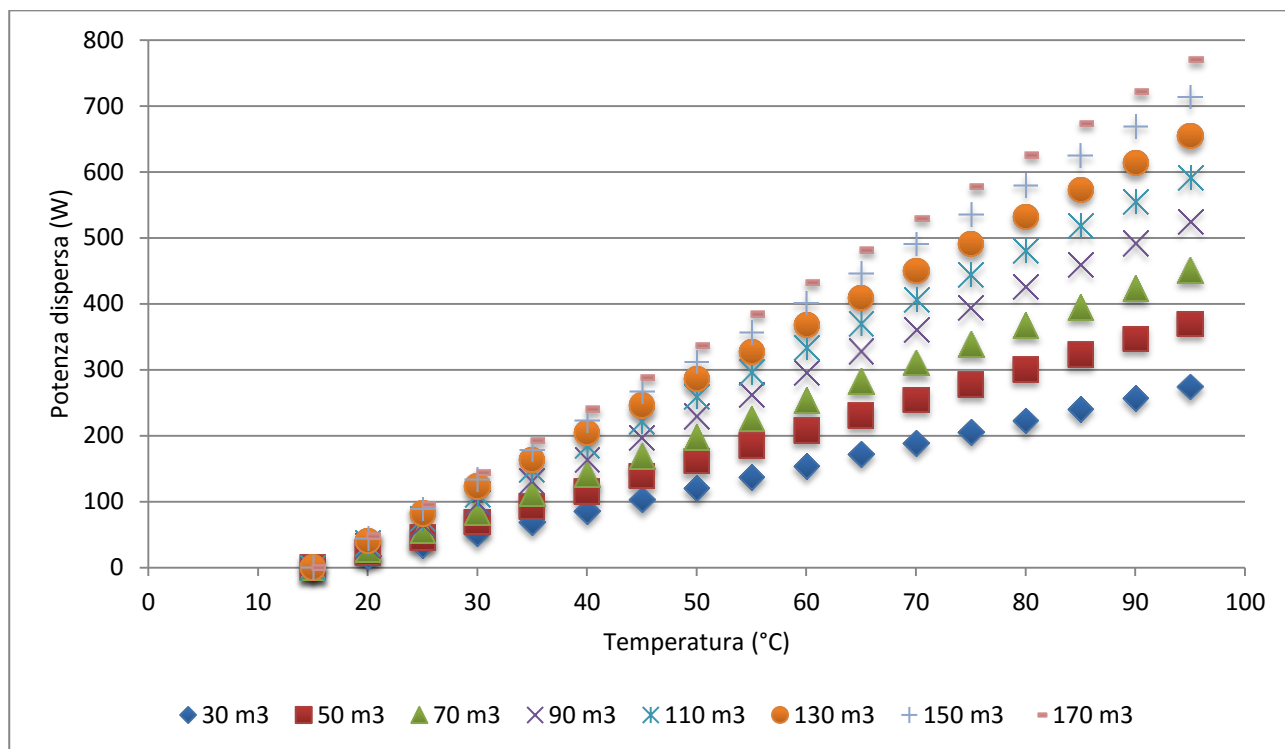
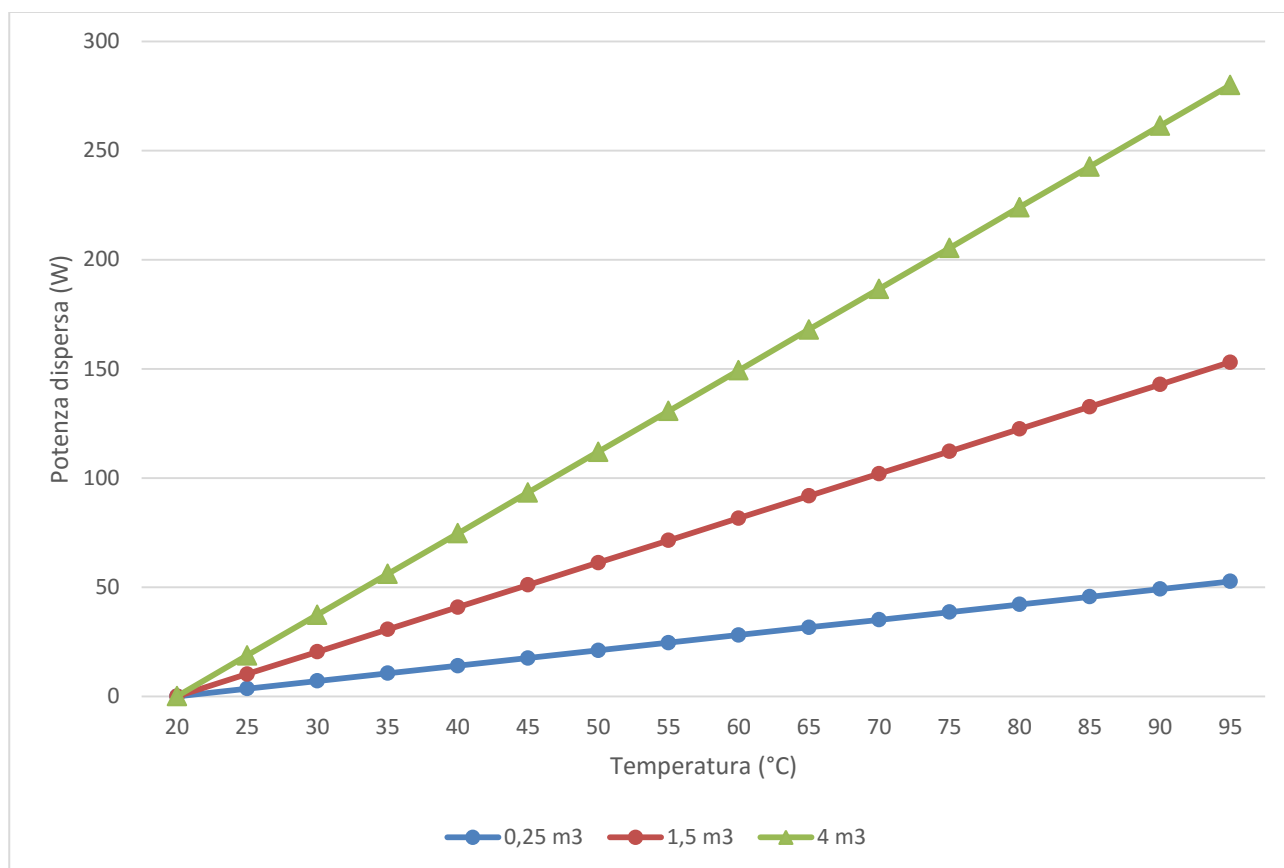


Figura 9. Dispersione termica del serbatoio stagionale in funzione della temperatura media interna

**Accumulo di calore di breve periodo (serbatoio rapido – SR)**

Il serbatoio rapido (SR) è un accumulo di acqua tecnica per la produzione di acqua calda sanitaria diretta tramite scambiatore rapido. Il modello utilizzato per le dispersioni è del tipo a parametri concentrati e, pertanto, assume come temperatura del serbatoio quella 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 costante pari a 20 °C. In Figura 10 è mostrato il grafico delle dispersioni istantanee in funzione della temperatura nel caso di accumuli con volumi pari a 0,25 m<sup>3</sup>, 1,5 m<sup>3</sup> e 4 m<sup>3</sup>.



**Figura 10. Dispersione termica del serbatoio rapido in funzione della temperatura media interna**

#### 1.4.3 Efficienza dei sottosistemi di emissione, distribuzione e regolazione

Per quanto concerne le simulazioni svolte, i fabbisogni degli involucri dei quali finora sono state esposte le modalità di calcolo sono stati la base per la definizione delle energie complessivamente consumate.

Per calcolare queste ultime, è ovviamente necessario tenere conto degli aspetti legati ai quattro diversi sottosistemi presenti, ovvero:

- emissione;
- distribuzione;
- regolazione;
- generazione.

Il calcolo delle perdite e dei recuperi relativi ai sottosistemi di emissione, distribuzione e regolazione è eccessivamente esteso per la presente trattazione, pertanto viene trascurato; si descrivono, invece, le valutazioni inerenti il sottosistema di generazione nel paragrafo che segue.

#### 1.4.4 Efficienza del sottosistema di generazione: valori del COP e dell'EER

Al fine di soddisfare i fabbisogni termici dell'edificio, è stata selezionata una pompa di calore idronica di potenza nominale pari a 6 kW la cui scheda tecnica riporta i valori di COP ed EER al variare della temperatura ambiente e della temperatura dell'acqua in uscita dal condensatore (funzionamento invernale) e dall'evaporatore (funzionamento estivo). La Figura 11 mostra le prestazioni della pompa di calore nel caso di funzionamento invernale, mentre la Figura 12 vale nel caso di funzionamento estivo.

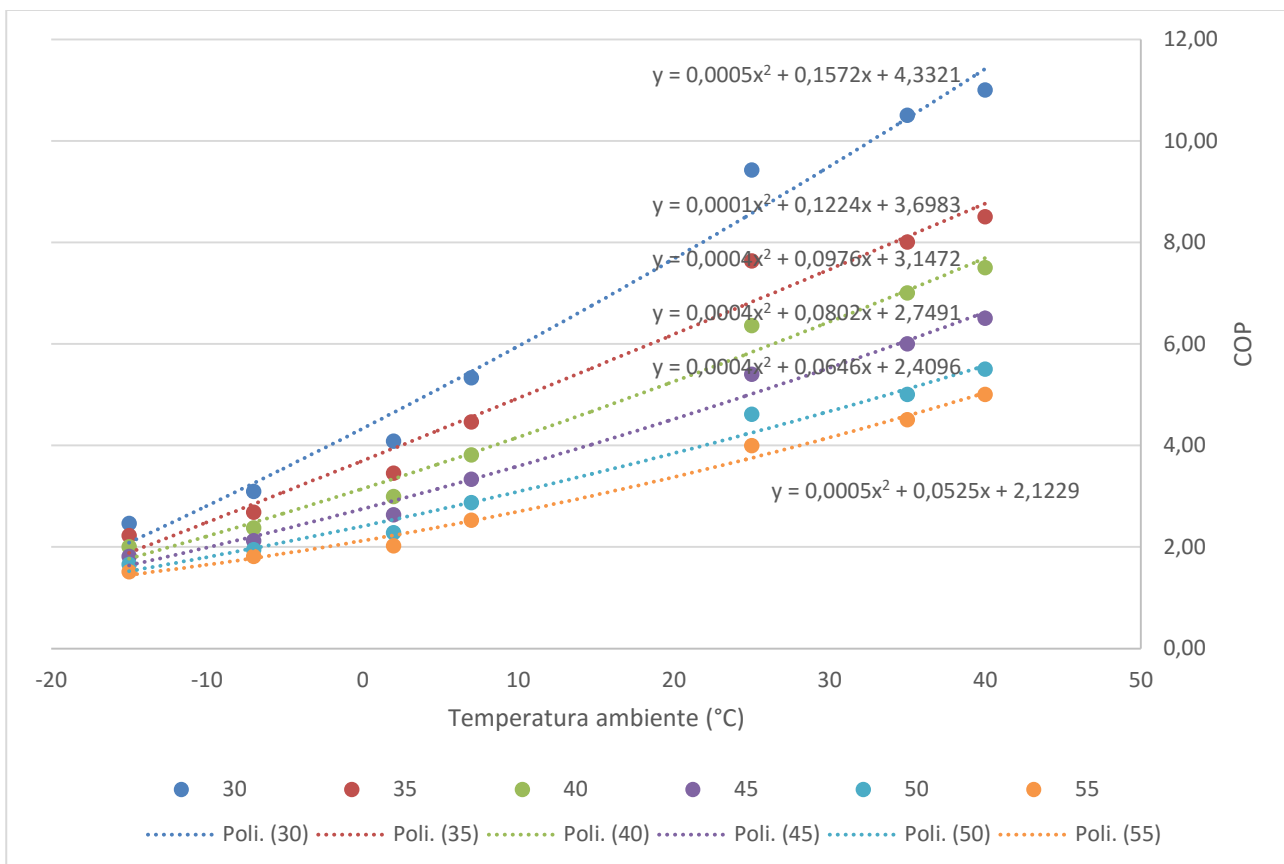


Figura 11. COP della pompa di calore idronica al variare della temperatura ambiente e parametrizzata in funzione della temperatura dell'acqua in uscita dal condensatore (funzionamento invernale)

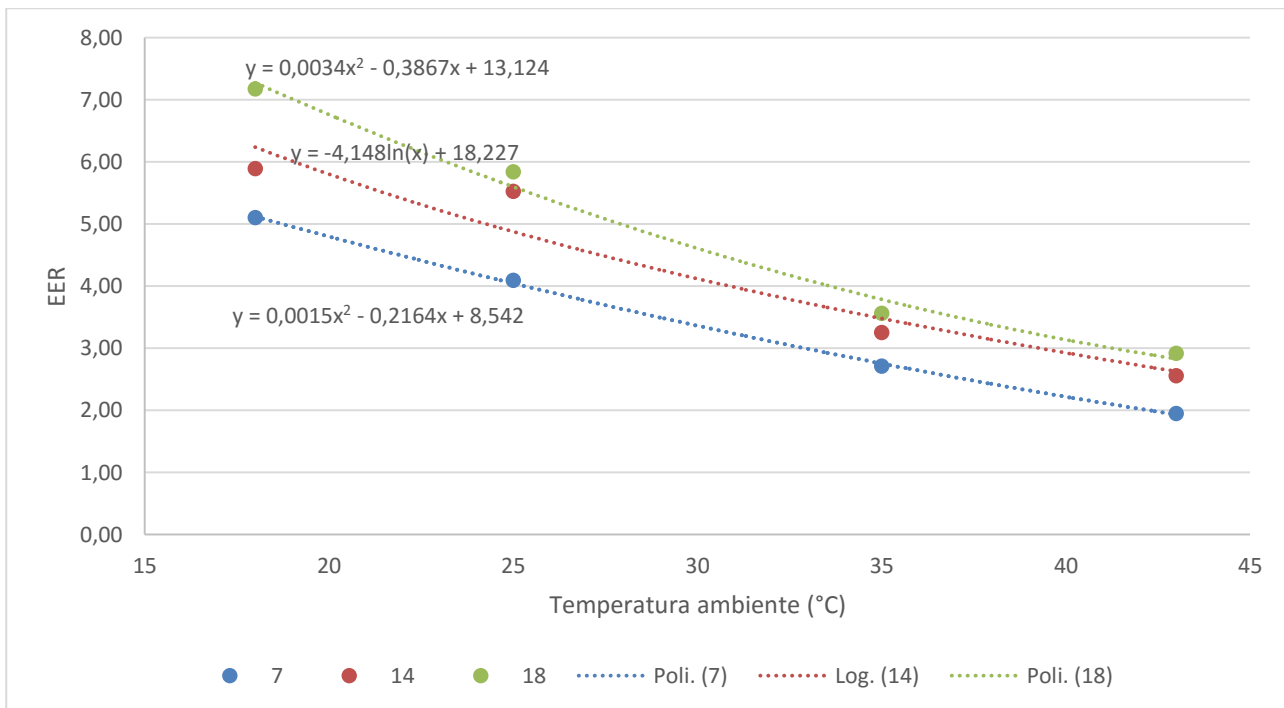


Figura 12. EER della pompa di calore idronica al variare della temperatura ambiente e parametrizzata in funzione della temperatura dell'acqua in uscita dall'evaporatore (funzionamento estivo)

1.4.5 Descrizione delle logiche di centrale termica

Come verrà esposto nel capitolo che segue, dopo aver identificato con chiarezza le caratteristiche degli impianti, ne è stato simulato l'esercizio per un periodo di un anno al fine di poter definire dei bilanci consuntivi dei consumi di energia nei diversi casi e dell'effetto della presenza di un accumulo di energia termica collegato ad una pompa di calore, un impianto elettrico ed un accumulo di energia elettrica.

Dato che la simulazione è stata condotta redigendo una serie di bilanci energetici su passi di un'ora, è stato necessario descrivere le modalità di funzionamento dell'impianto fino ai criteri di regolazione dello stesso. Pertanto, con riferimento allo schema riportato in Figura 7, si esprimono le seguenti regolazioni:

- Per quanto riguarda la centralina solare, è stato sostanzialmente ipotizzato l'utilizzo di un impianto "standard" con circolatore comandato da sonda sui pannelli e sonda sul ritorno.
- Per quanto riguarda la destinazione del calore proveniente dall'impianto solare, si prevede la presenza di una valvola a tre vie la cui posizione comporta la cessione del calore solare o al serbatoio rapido o, in alternativa, al serbatoio stagionale. Per ovvi motivi si ipotizza che il serbatoio rapido goda di priorità rispetto a quello stagionale.
- Si è previsto che la pompa di calore sia l'unica fonte per il raffrescamento e che, invece, lavori come integrazione rispetto al solare per quanto concerne il riscaldamento e la produzione di ACS; nel dettaglio, tali criteri si sono considerati realizzabili tramite:
  - un termostato sul serbatoio rapido che comandi l'avvio della pompa di calore e la posizione della elettrovalvola che impone la destinazione del calore della suddetta (in caso di richiesta da parte del bollitore, la PDC si avvia alla temperatura di tale utilizzo e la valvola a tre vie comanda l'afflusso di acqua calda al serbatoio rapido);
  - un comando che devii il prelievo di calore da parte dell'impianto radiante a pavimento sulla pompa di calore laddove l'accumulo rapido abbia esaurito la sua energia e si trovi ad una temperatura insoddisfacente per l'esercizio dell'impianto radiante a pavimento.

L'implementazione delle logiche appena indicate viene simulata con alcune condizioni "if" in cascata durante le simulazioni. Gli schemi di flusso di tali logiche sono riportati nel Paragrafo 2.2.1.

## *1.5 Caratteristiche degli impianti elettrici: generazione, distribuzione ed accumulo dell'energia elettrica*

In questo paragrafo vengono descritte le caratteristiche del complesso degli impianti di generazione, distribuzione ed accumulo dell'energia elettrica. Per quanto concerne la parte di distribuzione, in effetti non vi è molto da dire in quanto si tratta di un semplice impianto elettrico; in aggiunta, le perdite collegate al servizio di distribuzione sono così esigue da essere trascurabili. Pertanto, il focus riguarderà principalmente tre aspetti:

- le logiche tramite le quali vengono gestiti i flussi di energia elettrica;
- la generazione dell'energia elettrica;
- l'accumulo dell'energia elettrica.

Gli aspetti appena indicati sono sviluppati nei paragrafi che seguono.

### *1.5.1 Energia elettrica: gestione dei flussi e logiche d'impianto*

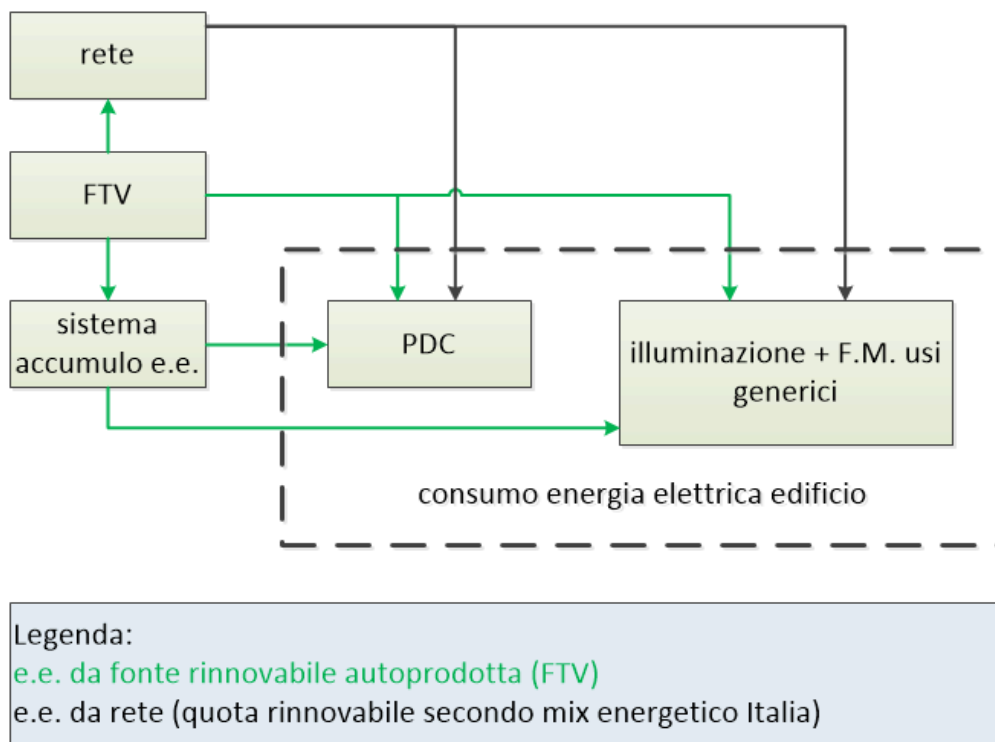
Per quanto concerne l'energia elettrica, si può fare riferimento alla Figura 13 che riporta lo schema simulato di generazione, distribuzione ed accumulo dell'energia.

Nello schema, si identificano a sinistra le fonti dalle quali l'energia può provenire, che sono la rete o l'impianto fotovoltaico; il sistema di accumulo non deve essere considerato una fonte, bensì un mero punto di transito in quanto esso non genera energia, bensì provvede solo a rimuovere il vincolo di contemporaneità fra la produzione e l'autoconsumo.

Circa, appunto, l'impianto di accumulo, le sue caratteristiche tecniche saranno descritte nel seguito. Per il momento, ci si limita ad identificarlo e a spiegare che esso ha lo scopo di accumulare una quota dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e non istantaneamente autoconsumata per consentirne l'autoconsumo in un secondo momento.

Sciolto questo nodo, il sistema diventa sostanzialmente elementare in quanto i flussi sono molto semplici: l'energia proviene dalle fonti e fluisce verso gli utilizzi. Per quanto concerne gli utilizzi, il complesso dell'edificio è composto da tre tipologie di utilizzo, due delle quali, però, sono fin dall'inizio raggruppate: i consumi di illuminazione e forza motrice per utilizzi generici ed il consumo elettrico della pompa di calore/impianto frigorifero. Tutti gli utilizzi possono prelevare energia tanto dalla rete, quanto istantaneamente dall'impianto fotovoltaico o dal sistema di accumulo.

Vi sarebbero delle precisazioni da esporre in merito al sistema di accumulo e al suo esercizio in parallelo con la rete, ma tali osservazioni sono di natura principalmente tecnico/amministrativa e normativa<sup>2</sup>; si ritiene che esse possono essere trascurate nell'ambito della presente analisi.



**Figura 13. Schema dell'architettura dell'impianto di generazione, distribuzione ed accumulo dell'energia elettrica**

### 1.5.2 Campo solare fotovoltaico (modello FTV)

Il soddisfacimento dei consumi elettrici tramite fonte rinnovabile è ottenuto attraverso l'installazione di un campo a pannelli fotovoltaici piani. Il modulo fotovoltaico preso in considerazione, con celle di tipo policristallino, è basato sulle specifiche tecniche di un modello prodotto da uno dei maggiori produttori

<sup>2</sup> Attualmente vi sono delle limitazioni nella gestione del parallelo fra i gruppi di conversione degli accumuli (inverter) e la rete; tale parallelo, infatti, risulta attualmente vietato. Pertanto, nel momento in cui si preleva energia dall'accumulo il dispositivo di interfaccia deve risultare aperto e quindi l'utenza deve lavorare in modalità di isola. Tale dispositivo può essere richiuso (e l'utenza riportata in parallelo con la rete) nel momento in cui cessi il prelievo di energia dall'accumulo. In aggiunta, recentemente il GSE ha pubblicato le proprie regole tecniche per sistemi di accumulo di energia [14] che definiscono aspetti amministrativi di gestione degli accumuli, ma soprattutto i requisiti per il mantenimento dei benefici riconosciuti agli impianti di produzione nel caso di integrazione degli stessi con sistemi di accumulo.



mondiali di pannelli fotovoltaici<sup>3</sup>, e le caratteristiche effettivamente utilizzate nel modello di calcolo sono riportate in Tabella 13.

**Tabella 13. Caratteristiche del modulo fotovoltaico utilizzato**

$\eta_r$	$\gamma$ 1/°C	NOCT °C	$A_{ap}$ m <sup>2</sup>	$P_{picco}$ W
0,154	0,0042	46	1,62	250

La stima della produzione di energia elettrica da parte del campo fotovoltaico richiede la conoscenza dell'energia solare per unità di superficie di apertura effettivamente assorbita dal campo fotovoltaico,  $S$  [15]:

$$S = (\tau\alpha)_n M \left\{ G_{b,n} \cos \theta K_{\theta,b} + G_d K_{\theta,d} \left[ \frac{1 + \cos \beta}{2} \right] + G \rho_g K_{\theta,g} \left[ \frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \right\}$$

dove

- $(\tau\alpha)_n$  è il prodotto trasmittanza-assorbanza per angoli di incidenza normali;
- $M$  è il modificatore dell'air mass, un fattore che tiene conto dell'assorbimento della radiazione solare dai composti chimici presenti in atmosfera, i quali causano una variazione dello spettro della radiazione solare stessa. In letteratura sono disponibili relazioni per  $M$  che correlano tale parametro all'air mass ed al tipo di cella considerata nel pannello;
- $G_{b,n}$  è la radiazione solare diretta normale;
- $G_d$  è la radiazione solare diffusa riferita al piano orizzontale;
- $G$  è la radiazione solare globale riferita al piano orizzontale;
- $\theta$  è l'angolo di incidenza, l'angolo compreso tra la radiazione solare e la normale alla superficie di apertura del pannello;
- $K_{\theta,b}$  è il modificatore dell'angolo di incidenza riferito alla radiazione diretta;
- $K_{\theta,d}$  è il modificatore dell'angolo di incidenza riferito alla radiazione diffusa;
- $K_{\theta,g}$  è il modificatore dell'angolo di incidenza riferito alla radiazione riflessa dal suolo;
- $\rho_g$  è la riflettanza del suolo;
- $\beta$  è l'angolo di inclinazione del pannello fotovoltaico rispetto al piano orizzontale.

Si noti che, nel modello di calcolo utilizzato,  $S$  è determinato per tutte le 8760 ore dell'anno tipico meteorologico (si veda il Paragrafo 2.1.1). La potenza elettrica utile sviluppata potrà quindi essere scritta come:

$$P_{FTV} = S A_{ap} \eta_{el} \eta_{omb} \eta_{cc} \eta_{inv} \eta_{ca}$$

dove

- $A_{ap}$  è l'area della superficie di apertura del modulo;
- $\eta_{el}$  è il rendimento elettrico orario del modulo;
- $\eta_{omb}$  è un fattore che tiene conto delle perdite dovute agli ombreggiamenti;
- $\eta_{cc}$  è un fattore che tiene conto delle perdite in corrente continua;
- $\eta_{inv}$  è un fattore che tiene conto delle perdite dovute all'inverter;

<sup>3</sup> Sebbene i valori adoperati nella presente simulazione siano specifici di un particolare modello di pannello fotovoltaico, va sottolineato che nel mercato attuale è possibile ormai trovare modelli dalle caratteristiche di fatto sovrapponibili anche nei cataloghi di altri produttori.

- $\eta_{ca}$  è un fattore che tiene conto delle perdite in corrente alternata.

Nella fattispecie, il rendimento elettrico del modulo è calcolato come:

$$\eta_{el} = \eta_r [1 - \gamma(T_c - 25)]$$

dove  $\eta_r$  è il rendimento elettrico di riferimento del modulo e  $\gamma$  è il coefficiente di temperatura. La temperatura di cella  $T_c$  è data da:

$$T_c = \frac{T_{amb} + \frac{S}{U_L} (1 - \eta_r - 25 \eta_r \gamma)}{1 - \frac{S}{U_L} \eta_r \gamma}$$

dove  $U_L$  è il coefficiente di perdita globale definito come:

$$U_L = \frac{(\tau\alpha)_n 800}{NOCT - 20}$$

### 1.5.3 Sistema di accumulo dell'energia elettrica: caratteristiche e dimensionamento

Il sistema di accumulo è un elemento estremamente semplice dal punto di vista simulativo, ma piuttosto complesso, invece, per quel che riguarda gli aspetti tecnologici. Esaminando rapidamente i sistemi di accumulo presenti attualmente sul mercato, si possono individuare alcuni elementi tecnici maggiormente significativi che devono essere esposti per dare un quadro completo dell'assetto tecnologico delle configurazioni impiantistiche esaminate.

Il primo aspetto di rilevanza sostanziale è la tipologia di batterie utilizzate per l'accumulo; attualmente, il mercato propone principalmente due soluzioni: quella "tradizionale" con batterie al piombo, e quella più avanzata con batterie al litio. In linea generale, è possibile asserire che le batterie al litio sono tecnicamente superiori a quelle al piombo sotto quasi tutti gli aspetti (maggiore numero di cicli di carica, maggiore profondità di scarica, maggiore modularità del sistema con facile possibilità di gestione della capacità di accumulo di ogni singola batteria). L'unico difetto effettivo dal punto di vista tecnologico è la maggiore temperatura di funzionamento che spesso comporta l'introduzione di sistemi di areazione forzata.

Tuttavia, nella scelta della tecnologia da installare, il prezzo gioca un ruolo essenziale ed è quindi corretto esaminare le soluzioni a parità di prezzo piuttosto che a parità di capacità di accumulo. Adottando questo punto di vista, si deve quindi tenere conto del fatto che il minore costo delle batterie al piombo consente di sopperire ad alcuni degli svantaggio delle medesime; per esempio, è possibile aumentare la taglia dell'accumulo complessivo e ridurre la profondità massima di scarica (elemento molto importante per la durata delle batterie al piombo): in questo modo si aumenta notevolmente la vita utile delle batterie.

Circa la perdita di efficienza fra piombo e litio, abbiamo valori sostanzialmente comparabili e trascurabili ai fini della presente analisi.

Circa la potenza massima disponibile, essa può essere un problema in quanto in caso di isola ci si trova nella situazione di dover alimentare una potenza anche rilevante da un accumulo di dimensioni eventualmente modeste. Nel caso della presente analisi, tale aspetto viene trascurato in quanto si ragiona con un esercizio preminentemente di integrazione rispetto alla rete.

Nell'ambito di questa analisi, si trascurano gli aspetti più squisitamente installativi, quali ad esempio la configurazione di collegamento del sistema di accumulo, i quali, tuttavia, non influenzano in maniera sostanziale l'analisi stessa.

Dato che, quindi, molti degli aspetti tecnologici esaminati non influenzano la modellazione dell'accumulo che viene eseguita, ai fini del presente studio è possibile concludere questo paragrafo sintetizzando alcune delle assunzioni esposte nel modellare l'accumulo:

- perdite del sistema:  
efficienza in accumulo: 0,90;

efficienza in cessione di energia: 0,875;

- posta l'assenza di limitazioni alla potenza istantanea massima immagazzinabile od erogabile dall'accumulo;
- costo dell'accumulo basato sull'energia effettivamente accumulabile (al netto della profondità massima di scarica);
- costo dell'accumulo basato su attuale media di mercato, indipendentemente dalla tecnologia delle batterie.

Circa il dimensionamento del sistema, non vi sono altre osservazioni in quanto la taglia dell'impianto rimane come "variabile", pertanto essa viene esaminata e variata di volta in volta a seconda dell'obiettivo da raggiungere.

## 2 Simulazioni annuali: input, corpo della simulazione e risultati

Avendo finora descritto gli edifici ed i loro fabbisogni di energia articolati nei vari vettori ed utilizzi, si può ora passare alla descrizione di come è stato simulato l'esercizio degli edifici nel corso di un anno per giungere a quantificare i valori cumulativi di tutti i flussi di energia registrati nel corso di tale periodo di tempo.

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

La Figura 24 mostra il diagramma a blocchi dell'ambiente di simulazione realizzato. I rettangoli blu rappresentano i blocchi di elaborazione: il primo blocco è denominato "Simul termico" e si occupa di elaborare tutti i consumi termici in esame, mentre il secondo blocco, "Simul elettrico", consiste in una routine di calcolo per ciò che concerne i consumi di tipo elettrico.

"Simul termico" richiede 5 differenti input:

1. il TMY (Typical Meteorological Year, ovvero l'anno tipico meteorologico, si veda il Paragrafo 2.1.1) relativo alla località considerata;
2. i fabbisogni termici (riscaldamento, raffrescamento e ACS) dell'edificio (Paragrafo 1.2);
3. i risultati del modello ETC, discusso nel Paragrafo 1.4.1;
4. le caratteristiche della pompa di calore utilizzata (Paragrafo 1.4.4);
5. il modello termico dell'impianto di climatizzazione (Paragrafo 1.4).

L'output relativo a "Simul termico" consiste nell'identificazione dei consumi elettrici relativi a riscaldamento, raffrescamento e ACS.

Il secondo blocco di elaborazione, "Simul elettrico", ha sia input specifici che condivisi con "Simul termico". Inoltre, importa i risultati di "Simul termico". Più precisamente, gli input di "Simul elettrico" sono 4:

1. il TMY della località in esame (Paragrafo 2.1.1);
2. i fabbisogni elettrici (illuminazione e forza motrice) dell'edificio (Paragrafo 1.3);
3. i risultati del modello FTV (presentato nel Paragrafo 1.5.2);
4. i risultati di "Simul termico", discusso poc'anzi.

Come si evince anche dalla Figura 24, i due blocchi di elaborazione sono strettamente sequenziali: "Simul elettrico" può essere eseguito solo successivamente a "Simul termico". Una volta completata, la simulazione consente di valutare in dettaglio i consumi primari di energia, che rappresentano l'output finale della simulazione stessa.

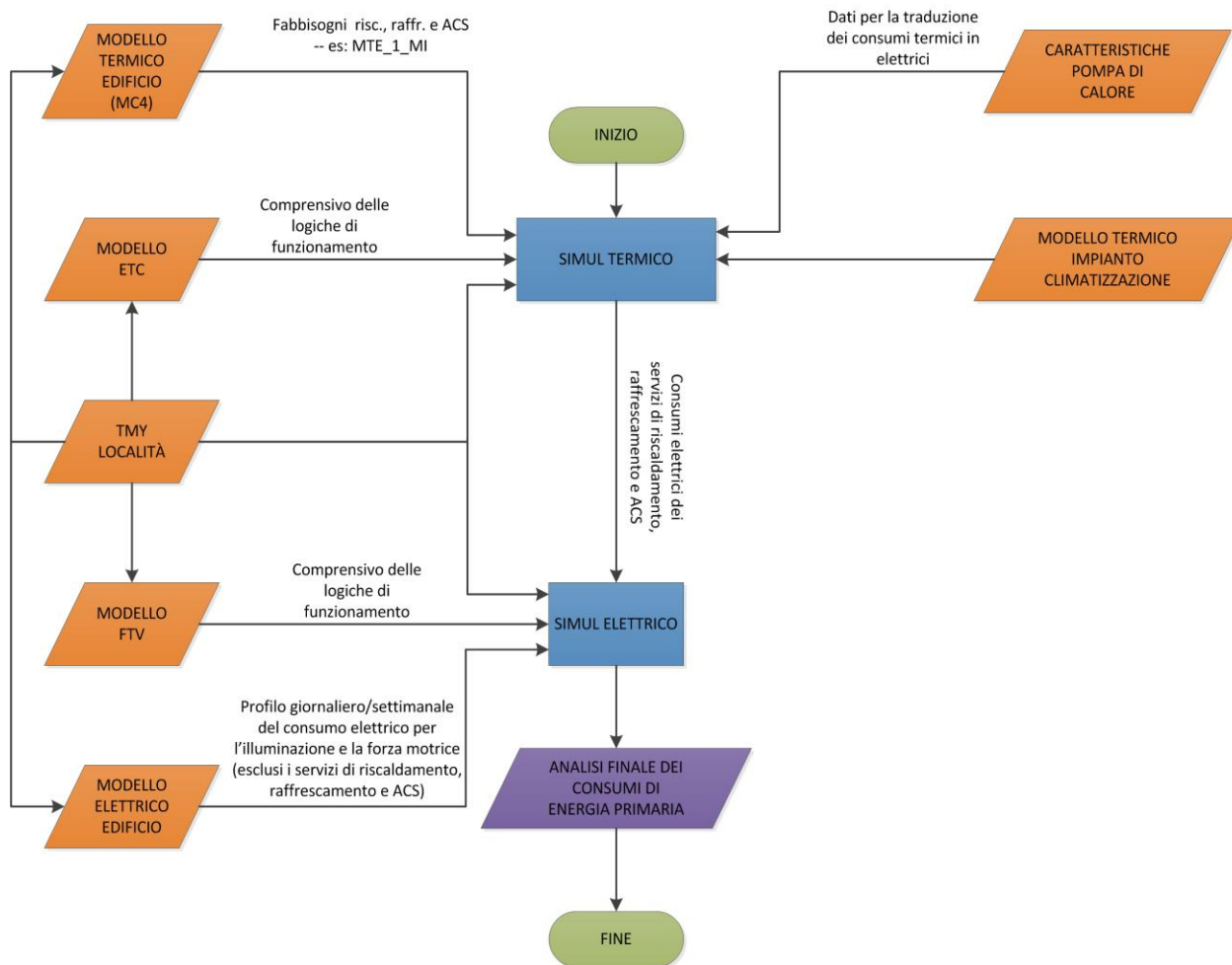


Figura 24. Schema a blocchi dell’ambiente di simulazione

### 2.1.1 Dati meteorologici, TMY e angoli solari

Sulla base di quanto evidenziato nei Paragrafi 1.4.1 e 1.5.2, 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 ha una risoluzione oraria con valori medi delle variabili meteorologiche necessarie per una specifica attività.

Le variabili meteorologiche rilevanti ai fini delle simulazioni sono le seguenti:

- $T_{amb}$ , temperatura ambiente (°C);
- $G$ , irradianza media sul piano orizzontale ( $W/m^2$ );
- $G_{bn}$ , irradianza diretta media sul piano perpendicolare alla radiazione 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, si adottano specifiche procedure matematiche [16,17] 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 e pannelli fotovoltaici richiede la conoscenza della posizione del sole, ovvero degli angoli di altitudine  $e'$  ed azimut  $az$ , ai valori orari delle grandezze previste nel TMY esaminato sono stati aggiunti i suddetti valori descriventi la posizione istantanea del sole.

La posizione istantanea del sole è stata calcolata utilizzando un codice basato sull'algoritmo di Michalsky [18] 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 [19-21], 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  $e'$  e  $az$  calcolati attraverso l'algoritmo di Michalsky, e fissati i parametri operativi degli impianti ETC e FTV, ovvero l'inclinazione  $\beta$  rispetto al suolo (nel caso in esame, pari a circa  $45^\circ$ ) e l'esposizione  $\gamma_{sup}$  (Sud nel caso in esame), è possibile determinare gli angoli di incidenza relativi agli impianti solari termico e fotovoltaico. Determinati tali angoli, si può quindi procedere a ricavare i modificatori degli angoli di incidenza necessari per il calcolo dell'efficienza ottica.

La stima dei modificatori richiede che siano note determinate grandezze sperimentali relative sia all'ETC che ai pannelli FTV considerati. Per questo motivo, sono stati considerati dalla letteratura e da cataloghi commerciali particolari ETC e pannelli FTV per i quali erano disponibili le grandezze richieste.

### 2.1.2 Fabbisogni orari di ACS, calore ed energia frigorifera degli edifici: distribuzione dei totali complessivi nelle ore dell'anno

Nel Paragrafo 1.2 si è discusso dei fabbisogni annuali di energia termica degli edifici considerati nel presente lavoro. Al fine di determinare i consumi primari di energia per soddisfare tale domanda, si è reso necessario passare da una risoluzione annuale (per l'ACS) e mensile (per riscaldamento e raffrescamento) ad una oraria, in modo da garantire una corrispondenza tra la domanda energetica degli edifici e l'energia rinnovabile prodotta dagli stessi.

Per realizzare questo scopo, si è ragionato come segue. Per tutte le ore dei periodi considerati, è stata calcolata la differenza tra la temperatura ambiente (ricavata dal TMY) e la temperatura degli ambienti. Se, nel periodo invernale, tale differenza risulta negativa, allora l'impianto entra in funzione nell'ora in esame; in caso contrario, l'impianto non lavora e per semplicità la differenza in temperatura viene considerata nulla. Considerazioni analoghe valgono per il periodo estivo, ma, ovviamente, invertite. Viene poi calcolato, sempre con risoluzione oraria, il rapporto tra le differenze di temperatura e la somma di tali differenze su base mensile. In questo modo, ogni ora di un dato mese è rappresentata da una percentuale di differenza in temperatura che è quindi moltiplicata per il fabbisogno mensile di riscaldamento/raffrescamento. Il metodo illustrato consente di ottenere una risoluzione oraria dei fabbisogni degli edifici a partire da un'informazione di tipo mensile.

Il fabbisogno di ACS, essendo disponibile per ogni edificio con risoluzione annuale, richiede un approccio leggermente diverso da quello appena esposto. In questo caso, infatti, viene dapprima definito un profilo di consumo giornaliero come quello riportato in Figura 25. Tale profilo viene normalizzato rispetto alla sommatoria dei valori orari; quindi, il fabbisogno orario di ACS viene determinato, per ogni giorno del TMY, dividendo il fabbisogno annuale per il totale dei giorni dell'anno e moltiplicando tale frazione per il corrispettivo valore orario normalizzato. Ne consegue che, per ciascun edificio, tutti i giorni dell'anno avranno un fabbisogno orario di ACS che si ripete periodicamente identico a se stesso.

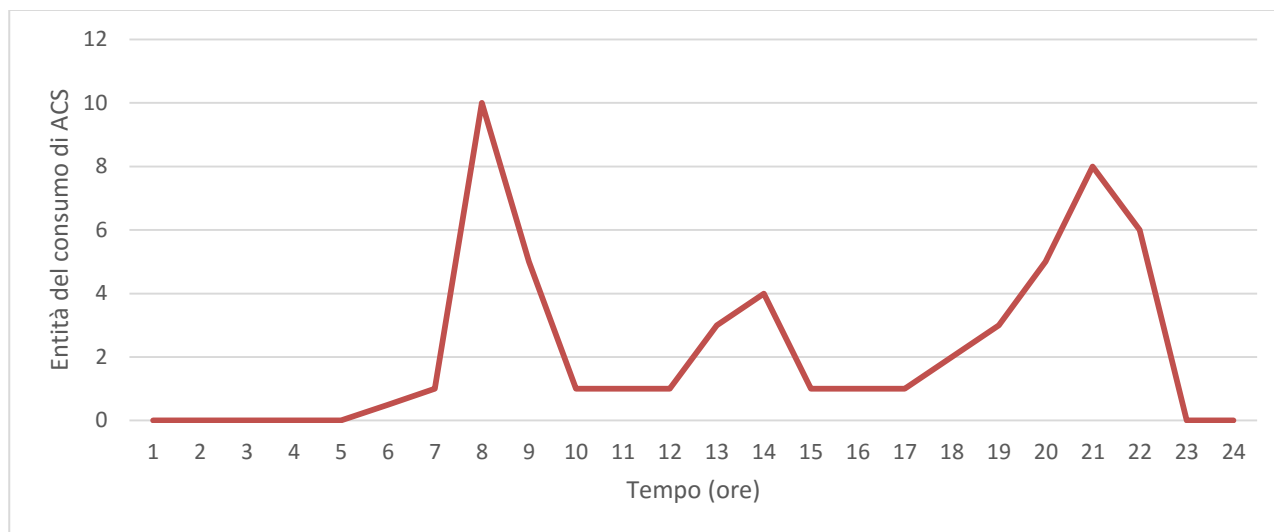


Figura 25. Profilo giornaliero relativo all'ACS

### 2.1.3 Parametri e variabili

I blocchi di elaborazione Simul termico ed elettrico, che sono stati presentati brevemente nel Paragrafo 2.1, richiedono in ingresso diversi tipi di input, come visualizzato in Figura 24. Tali input, seppur molto diversificati tra loro, possono per semplicità essere distinti in parametri e variabili.

Per parametri si intendono tutti quei dati o grandezze che, tipicamente, sono fissati nel modello di simulazione. Un esempio di parametri consiste in alcuni valori sperimentali adottati per l'ETC considerato. Le variabili, al contrario, sono dati o grandezze che in genere è utile far variare nel modello. Ad esempio, la superficie dell'impianto ETC rappresenta, come si vedrà, una tipica variabile di interesse per i risultati della simulazione.

Per quanto riguarda Simul termico, se si escludono i fabbisogni di energia termica degli edifici ed il TMY, i parametri considerati sono:

- inclinazione dei collettori rispetto al suolo;
- orientamento dei collettori rispetto a Sud;
- modificatore dell'angolo di incidenza dell'impianto ETC relativo alla radiazione diffusa;
- parametri sperimentali ottici e termici relativi all'impianto ETC.

Le variabili di Simul termico sono:

- grandezze relative all'impianto ETC (portata massica, calore specifico del fluido termovettore, superficie dell'area di apertura);
- grandezze relative ai terminali (temperature per ACS e riscaldamento);
- grandezze relative ai serbatoi termico e stagionale (temperature massime di esercizio, massa di liquido contenuta, rapporto di forma tra altezza e diametro del serbatoio, conducibilità termica degli isolanti adottati, spessori degli isolanti, temperatura dell'aria e del suolo);
- energia fornita dalla PDC quando la temperatura del SR scende al di sotto di quella stabilita per le utenze di ACS;
- efficienze dei sottosistemi (generazione, emissione, distribuzione e regolazione).

Riguardo Simul elettrico, se anche in questo caso escludiamo il TMY e i profili orari di energia elettrica per l'illuminazione e la forza motrice, i parametri considerati sono:

- inclinazione dei pannelli FTV rispetto al suolo;
- orientamento dei pannelli FTV rispetto a Sud;
- parametri ottici dei pannelli FTV (indice di rifrazione della copertura, parametri del modificatore dell'Air Mass);
- riflettanza del suolo;

- perdite dovute ad ombreggiamento, nei tratti in corrente continua/alternata, inverter.

Infine, le variabili di Simul elettrico sono:

- efficienza di riferimento del modulo FTV;
- coefficiente di temperatura del modulo;
- NOCT del modulo;
- area della superficie utile del modulo;
- spessore del vetro del modulo;
- coefficiente di estinzione della copertura del modulo;
- numero dei moduli;
- potenza di picco del modulo;
- accumulo massimo ed efficienze di conversione del sistema di accumulo elettrico (Paragrafo 1.5.3).

## 2.2 Descrizione generale dell'ambiente di simulazione: corpo delle simulazioni

Riferendosi alla Figura 24, è evidente che le elaborazioni principali dell'ambiente di simulazione sono svolte dai blocchi Simul termico ed elettrico. Nei paragrafi che seguono, si vuole fornire una panoramica sulle logiche di funzionamento di tali blocchi di elaborazione, il cui obiettivo è quello di determinare il consumo di energia primaria necessaria al fabbisogno globale dell'edificio.

### 2.2.1 Logiche fondamentali di Simul termico

Lo scopo principale di Simul termico è di determinare i consumi di energia elettrica necessaria per i servizi di riscaldamento, raffrescamento ed ACS dell'edificio. Si ricorda che tale valutazione viene effettuata per tutto l'arco di un TMY, pertanto la routine di calcolo verrà ripetuta ciclicamente per ciascuna delle 8760 ore dell'anno.

Per prima cosa, viene innanzitutto stimata la quantità di energia termica producibile dall'impianto ETC ( $W_{ETC}$ ). Si consideri quindi il servizio di ACS. Come già specificato nel Paragrafo 1.4.2, all'ACS è dedicato il serbatoio rapido (SR) il cui accumulo è prioritario rispetto al serbatoio stagionale (SS). Ora per ora, viene verificato che la temperatura interna del SR ( $T_{sr}$ ) sia inferiore a quella massima ( $T_{sr\_max}$ ); quindi, all'energia interna del SR,  $Q_{sr}$ , vengono detratte le dispersioni termiche del medesimo  $W_{sr\_disp}$  e aggiunta, se disponibile, l'energia termica utile eventualmente prodotta dal campo ETC ( $W_{ETC}$ ). In seguito a questo scambio energetico, se la temperatura interna del SR risulta maggiore di quella richiesta dalle utenze dell'ACS (pari a 50 °C), allora il fabbisogno di ACS viene soddisfatto a spese dell'energia interna del SR. Affinché questa condizione sia soddisfatta, ovvero che il SR si trovi sempre a temperatura maggiore di 50 °C, la PDC si avvia automaticamente nel momento in cui la temperatura del SR si avvicina a tale soglia, fornendo una specifica quantità di energia termica (pari a 3000 Wh).

Diversamente dall'ACS, il servizio di riscaldamento è asservito dal serbatoio stagionale (SS). Essendo questo accumulo secondario nei confronti del SR, esso verrà rifornito di energia termica da fonte solare eventualmente disponibile solo se è verificata almeno una delle seguenti due condizioni:

- il SR si trova già alla temperatura massima  $T_{sr\_max}$ ;
- oppure, nell'ora in esame, l'impianto ETC non è stato in grado di fornire energia al SR perché la temperatura di uscita del fluido termovettore dall'ETC,  $T_{out}$ , è inferiore a quella del fluido contenuto nel SR.

Per il resto, il funzionamento del SS è analogo a quello del SR: ora per ora, si verifica che la temperatura interna  $T_{ss}$  sia inferiore a quella massima  $T_{ss\_max}$ , quindi vengono detratte le dispersioni termiche  $W_{ss\_disp}$  ed aggiunta, se termodinamicamente possibile, l'energia termica utile proveniente dall'impianto ETC,  $W_{ETC}$ . È evidente che se l'energia eventualmente prodotta dal campo ETC non fosse utilizzata né dal SR né dal SS, allora la pompa asservita al circuito del solare termico risulterebbe spenta nell'ora considerata. A questo punto, se la temperatura del SS risulta maggiore di quella richiesta dai terminali di riscaldamento (pari a 40 °C), il fabbisogno di riscaldamento viene effettivamente soddisfatto a spese dell'energia interna del SS.

In caso contrario, è la PDC ad asservire il fabbisogno di riscaldamento. Gli schemi riportati in Figura 14, Figura 15 e Figura 16 riassumono le logiche adottate da Simul termico.

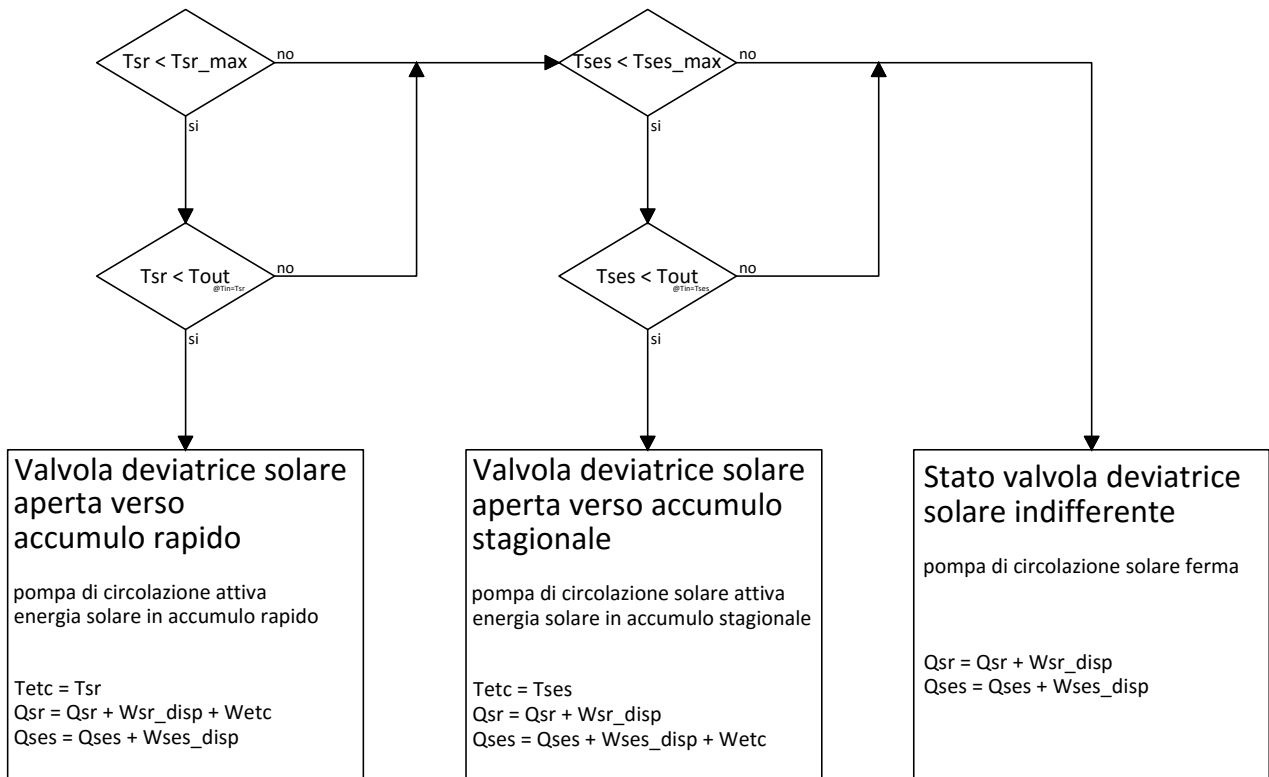


Figura 14. Diagramma di flusso delle logiche di Simul termico

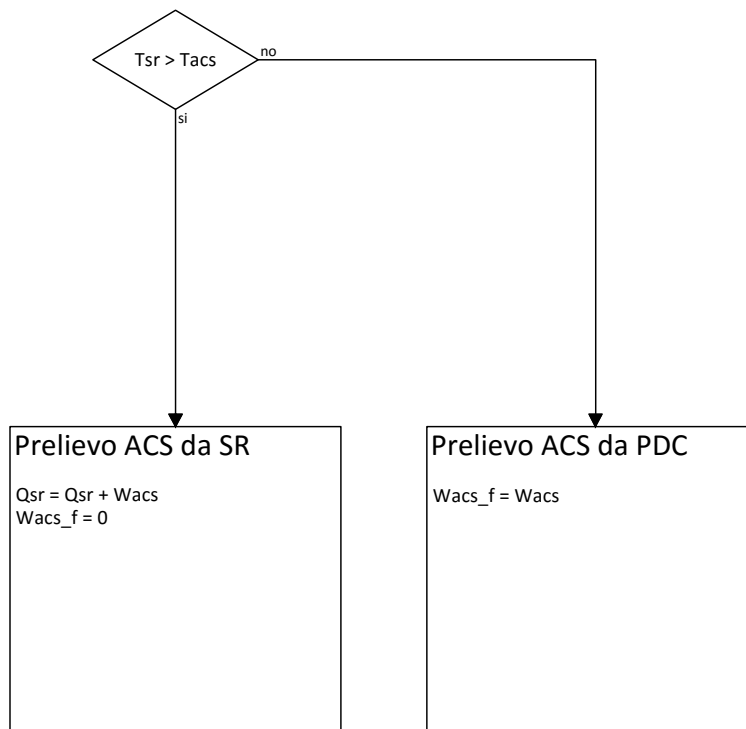


Figura 15. Diagramma di flusso relativo al fabbisogno di ACS



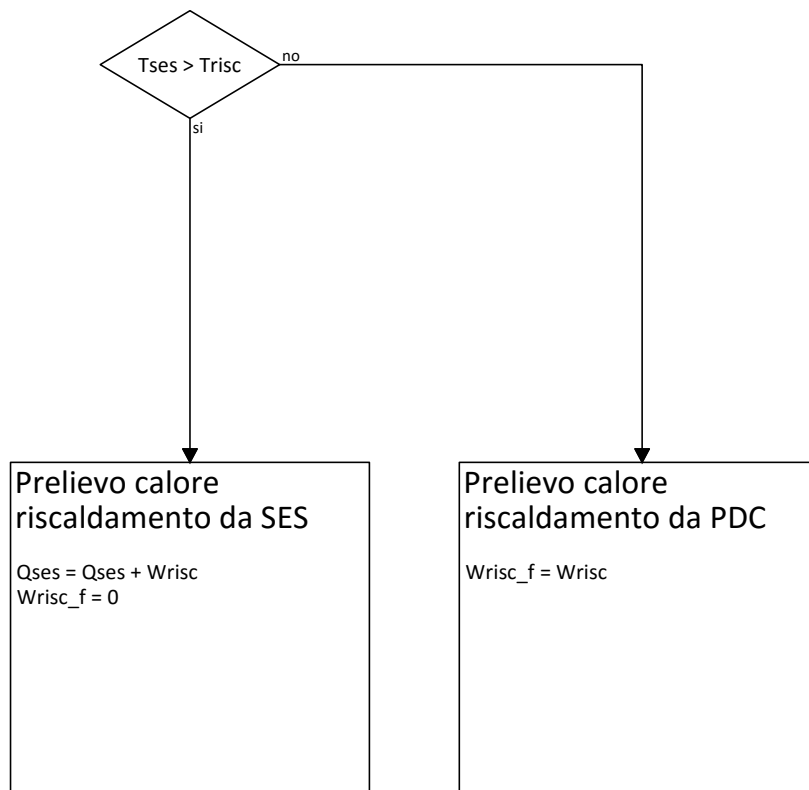


Figura 16. Diagramma di flusso relativo al fabbisogno di riscaldamento

Per quanto riguarda il servizio di raffrescamento, non essendo prevista una macchina ad assorbimento, non è possibile sfruttare l'energia da solare termico per funzioni di *solar cooling*. Per questo motivo, il fabbisogno di raffrescamento verrà interamente soddisfatto dalla PDC.

Nota infine la quantità totale di energia termica che deve essere soddisfatta dalla PDC, è sufficiente considerare l'efficienza di quest'ultima, così come definita nel Paragrafo 1.4.4, per stimare l'energia elettrica necessaria ai fabbisogni di riscaldamento, raffrescamento e ACS.

### 2.2.2 Logiche fondamentali di Simul elettrico

Mentre Simul termico prende in considerazione l'impianto ETC e tutti i fabbisogni termici, in modo speculare Simul elettrico tiene conto del campo FTV e dei fabbisogni elettrici dell'edificio. Il fine ultimo di tale ambiente di simulazione consiste nel quantificare tutte le varie forme di energia elettrica che intervengono nel bilancio energetico dell'edificio: energia autoprodotta del campo FTV, energia autoconsumata dal campo FTV, energia immessa in rete, energia prelevata dalla rete, energia ceduta al sistema di accumulo elettrico.

La Figura 17 rappresenta il diagramma di flusso della logica di Simul elettrico. Facendo partire l'analisi dal campo FTV, l'energia autoprodotta da quest'ultimo,  $P_{FTV}$ , viene determinata in base al modello presentato nel Paragrafo 1.5.2. Nota  $P_{FTV}$  e considerati i consumi elettrici dell'edificio, vale a dire quelli relativi ad illuminazione e forza motrice (Paragrafo 1.3) e quelli imputabili alla PDC (determinati tramite Simul termico così come descritto nel precedente Paragrafo 2.2.1), Simul elettrico determina, per ogni ora del TMY, l'energia ceduta al sistema di accumulo e l'energia eventualmente prelevata/ceduta dalla/alla rete elettrica.

Nel dettaglio, l'ambiente di simulazione verifica, ora per ora, che l'energia prodotta dall'impianto FTV sia maggiore dei consumi elettrici dell'edificio. In caso affermativo, l'energia autoprodotta dall'impianto FTV viene effettivamente impiegata sia per soddisfare i consumi elettrici che per la ricarica del sistema di accumulo, ammesso che quest'ultimo non si trovi alla massima capacità. Infatti, se l'accumulo fosse saturo, l'energia elettrica in surplus verrebbe ceduta alla rete elettrica.

Al contrario, se l'energia autoprodotta dal campo FTV non è superiore a quella imputabile ai consumi elettrici dell'edificio, l'eventuale scarto verrebbe colmato dall'energia immagazzinata nel sistema di accumulo. Se però quest'ultimo non fosse in grado di sopperire alla domanda di energia elettrica dell'edificio, allora l'energia richiesta verrebbe prelevata dalla rete elettrica.

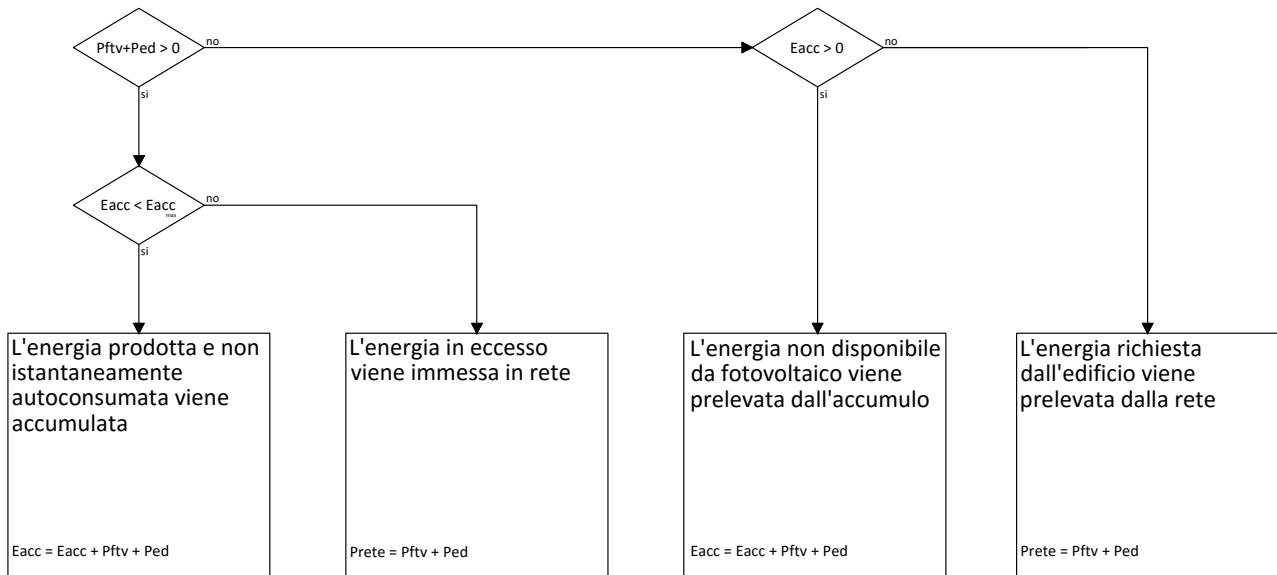


Figura 17. Diagramma di flusso delle logiche di Simul elettrico

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

Una volta che Simul termico ed elettrico sono stati eseguiti, la gestione di energia termica ed elettrica dell'edificio è completamente nota. Si tratta, a questo punto, di riorganizzare i dati disponibili per ottenere informazioni aggiuntive sulla logica di gestione, in particolare in merito alla quantificazione della frazione di energia rinnovabile utilizzata per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici.

La Figura 18 mostra lo schema logico della gestione energetica dell'edificio. Facendo riferimento a tale schema, il rapporto tra l'energia rinnovabile utilizzata per i fabbisogni dell'edificio ed i fabbisogni stessi,  $f$ , è definito come:

$$f = \frac{(\text{produzione termica rinnovabile}) + (\text{produzione elettrica rinnovabile})}{(\text{fabbisogni termici}) + (\text{fabbisogni elettrici})}$$

$$= \frac{(Q_{sol} + Q_{aero}) + (E_{PDC} + E_{ill+fm,c}) \left( \frac{E_{FTV} + E_{acc}}{E_{FTV} + E_{acc} + E_{pre\_rete}} + 0,44 \frac{E_{pre\_rete}}{E_{FTV} + E_{acc} + E_{pre\_rete}} \right)}{(Q_{sol} + Q_{aero}) + (E_{PDC} + E_{ill+fm,c}) \left( \frac{E_{FTV} + E_{acc}}{E_{FTV} + E_{acc} + E_{pre\_rete}} + (0,44 + 1,66) \frac{E_{pre\_rete}}{E_{FTV} + E_{acc} + E_{pre\_rete}} \right)}$$

dove

- $Q_{sol}$  è l'energia termica prodotta dal campo solare termico ETC;
- $Q_{aero}$  è l'energia aerotermica della PDC, definita come la differenza tra il calore utile sviluppato dalla PDC e l'energia elettrica  $E_{PDC}$  richiesta per il suo funzionamento;
- $E_{PDC}$  è l'energia elettrica richiesta per il funzionamento della PDC;
- $E_{ill+fm,c}$  è l'energia elettrica necessaria per l'illuminazione e la forza motrice dell'edificio da considerare per il calcolo della frazione rinnovabile (si veda più sotto);
- $E_{FTV}$  è l'energia elettrica prodotta dal campo FTV immessa direttamente nel quadro elettrico dell'edificio;
- $E_{acc}$  è l'energia elettrica fornita dal sistema di accumulo elettrico;

- $E_{pre\_rete}$  è l'energia elettrica prelevata dalla rete, ripartita in frazione rinnovabile  $E_{pre\_rete\_rinn}$  e non rinnovabile  $E_{pre\_rete\_non\_rinn}$ .

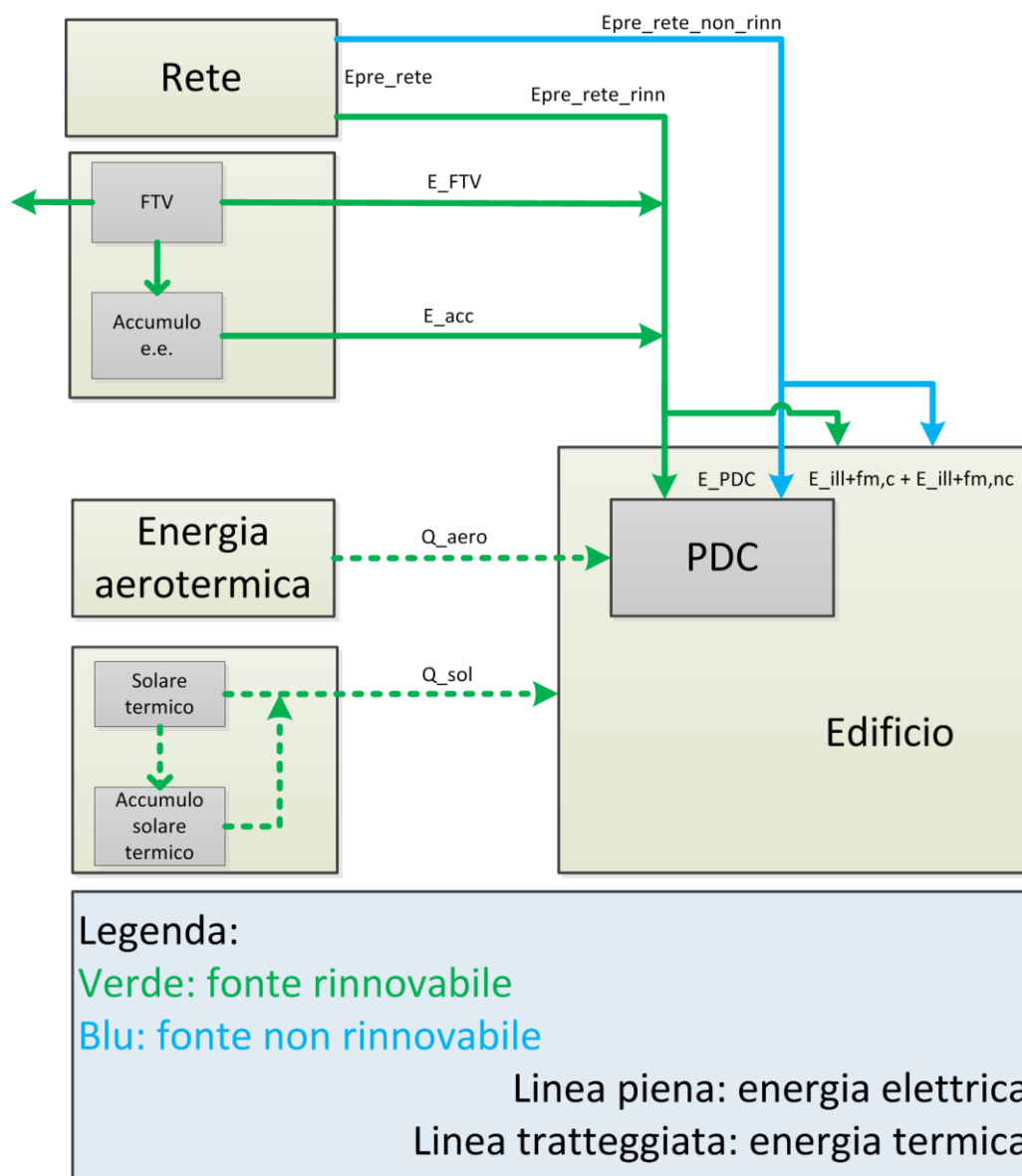


Figura 18. Schema logico della gestione energetica dell'edificio

La frazione appena esposta rappresenta la "quota rinnovabile" che si immagina potrà essere adottata in ambito di calcolo di fabbisogno e certificazione energetica degli edifici. Per questo motivo, anche le energie elettriche considerate sono congruenti con l'ambito di mutazione delle indicazioni utilizzate per la definizione della frazione, quindi l'energia elettrica necessaria per l'illuminazione e la forza motrice  $E_{ill+fm,c}$  va calcolata diversamente a seconda del tipo di edificio considerato. Infatti, come si può vedere dalla

Tabella 14, per ciascun edificio i consumi elettrici che concorrono a definire la frazione rinnovabile non sono i medesimi.

**Tabella 14. Consumi elettrici da considerare nei vari edifici per il calcolo della frazione rinnovabile**

<b>Edificio</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Destinazione d'uso</b>	<b>E1.1</b>	<b>E1.1</b>	<b>E1.2</b>
E.E. impianto termico di zona	X	X	X
Illuminazione			X
E.E. CT	X	X	X
Ill. e trasporti "condominali"	X <sup>1</sup>	X	

<sup>1</sup> Tale consumo è pari a zero per l'edificio 1 in quanto ricompreso nel consumo di energia elettrica dell'impianto termico dell'unità immobiliare

Si ritiene inoltre opportuno approfondire la questione legata alla quantificazione delle quote rinnovabile e non rinnovabile dell'energia elettrica prelevata dalla rete. Come si vede dalla formula che definisce la frazione rinnovabile, tali quote sono state quantificate con opportuni coefficienti (pari, rispettivamente, a 0,44 e 1,66) che ne hanno reso possibile la conversione in energia primaria.

### *2.3 Esposizione dei risultati delle simulazioni: analisi dettagliata dei risultati in un caso specifico (Roma, edificio 1)*

In questa sezione si vogliono illustrare i risultati della simulazione relativi ad un caso specifico, in particolare si prende in considerazione l'analisi condotta per la città di Roma ed edificio 1. Sono state impostate le seguenti variabili impiantistiche:

- superficie di apertura dell'impianto ETC: 12,5 m<sup>2</sup>;
- volume del serbatoio stagionale: 70 000 kg;
- potenza nominale di picco dell'impianto FTV: 4000 Wp;
- capacità dell'accumulo elettrico: 4000 Wh.

Come già esposto in precedenza, il fabbisogno termico dell'edificio nei riguardi di riscaldamento ed ACS viene soddisfatto per quanto possibile da fonte solare (impianto ETC); ove quest'ultima non fosse sufficiente, viene sfruttata la pompa di calore che, in ogni caso, si preoccupa di soddisfare interamente anche il fabbisogno relativo al raffrescamento.

L'energia elettrica necessaria alla pompa di calore, a sua volta viene, per quanto possibile, soddisfatta grazie all'impianto FTV installato nell'edificio. Da questo punto di vista, l'impianto FTV ha l'obiettivo di soddisfare non solo il carico elettrico relativo alla pompa di calore, ma anche i carichi elettrici relativi all'illuminazione ed alla forza motrice dei dispositivi installati nell'edificio.

La Figura 19 e Figura 20 evidenziano, rispettivamente, la domanda e la copertura rinnovabile per il riscaldamento e l'ACS nell'arco del TMY.

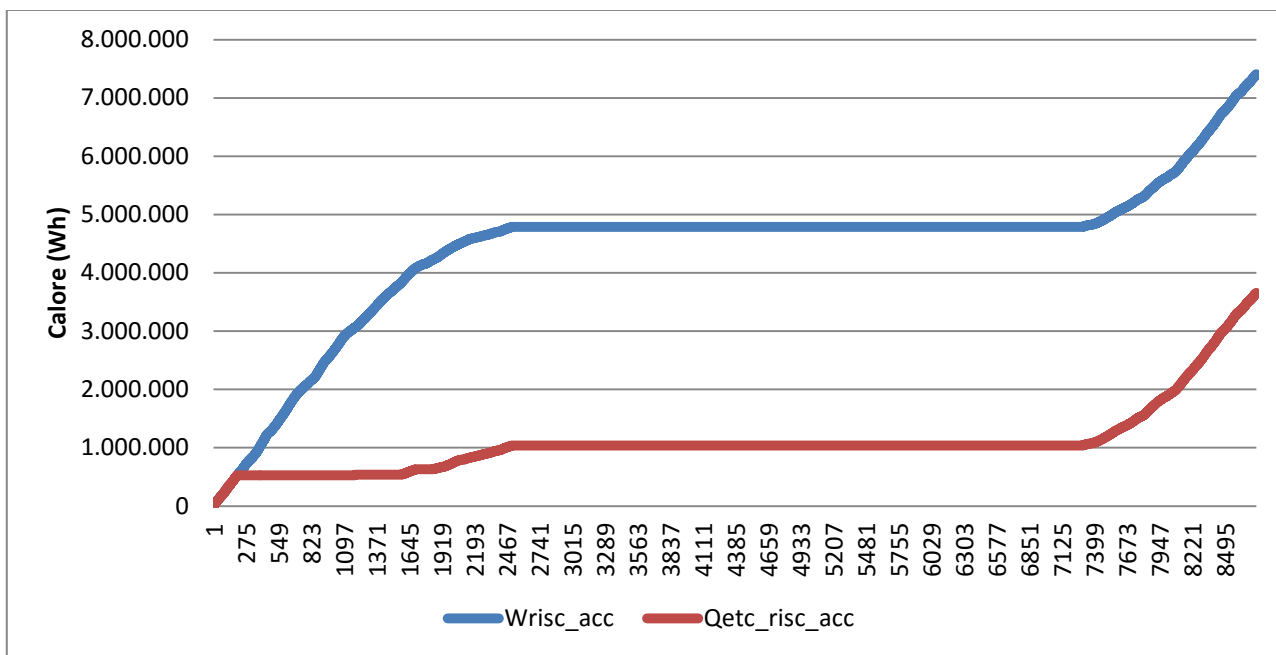


Figura 19. Curve cumulative del fabbisogno orario annuale di riscaldamento (blu) e della quota soddisfatta da solare termico (rosso)

Per quanto riguarda la domanda di riscaldamento, si vede che, con le variabili impiantistiche scelte, il serbatoio stagionale è in grado di soddisfare solo parzialmente tale domanda. In parte, ciò è dovuto al fatto che l'energia prodotta dall'ETC viene trasferita in modo preferenziale al serbatoio rapido, e solo in secondo luogo al serbatoio stagionale. Quest'ultimo è comunque in grado di "inseguire" la domanda annuale di riscaldamento, fornendo una quota significativa di energia rinnovabile durante il periodo invernale.

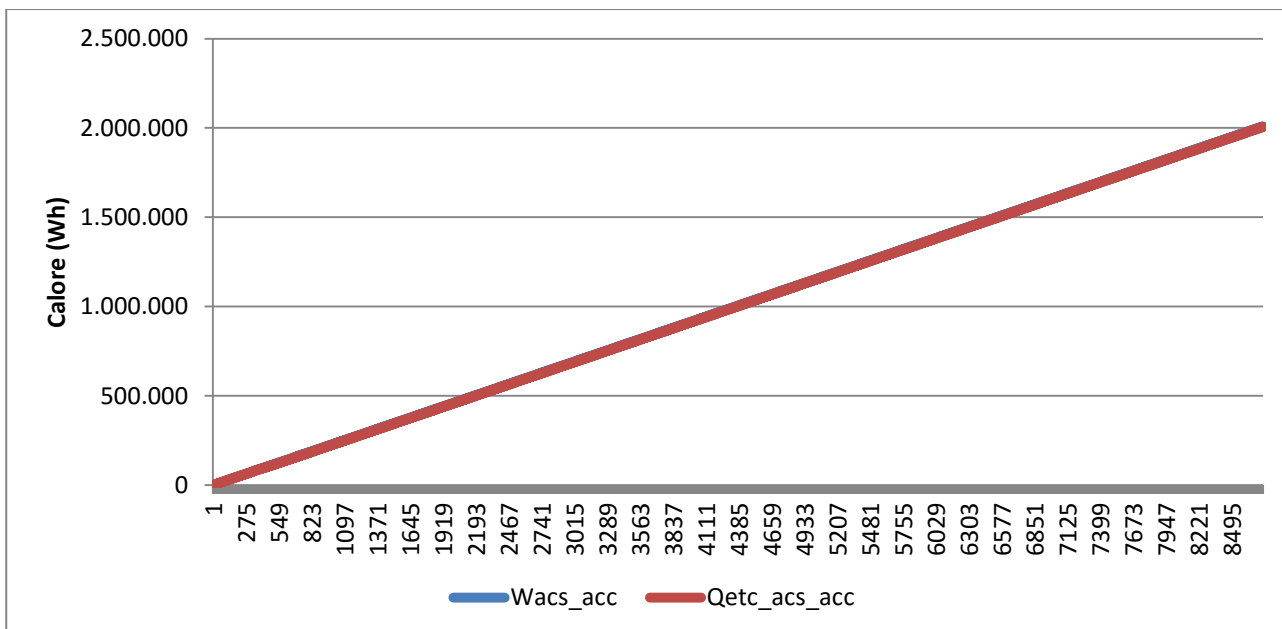


Figura 20. Curve cumulative del fabbisogno orario annuale di ACS (blu) e della quota soddisfatta da solare termico (rosso). Le curve risultano, di fatto, sovrapposte

Riguardo la domanda di ACS, invece, per questo caso specifico si può notare che essa risulta, di fatto, interamente soddisfatta dall'impianto ETC. Questo è dovuto al serbatoio rapido che, opportunamente dimensionato, riesce sempre a trovarsi ad una temperatura tale da non richiedere l'avviamento della pompa di calore per il soddisfacimento della domanda di ACS.

Per capire meglio come lavorano i serbatoi di accumulo, è possibile fare riferimento alla Figura 21, che mostra come varia la temperatura interna degli stessi, ora per ora, nell'arco del TMY.

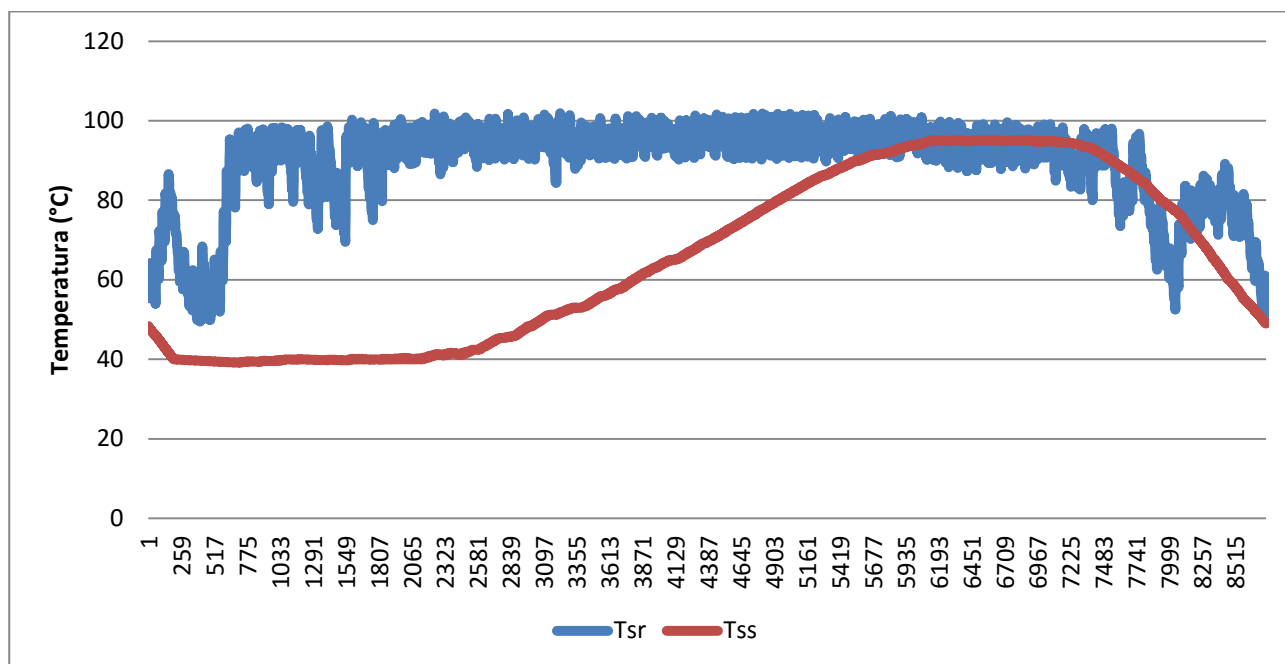


Figura 21. Variazione della temperatura interna dei serbatoi nell'arco del TMY

È immediato notare che il SR ha priorità rispetto al SS, in quanto, grazie all'energia fornita dall'impianto ETC, la temperatura interna del primo viene portata rapidamente al massimo ammissibile (95 °C). La temperatura del SR resta molto elevata per quasi tutte le ore dell'anno; vi è una diminuzione repentina solo nel periodo invernale, dovuta alla minor energia captabile dall'impianto ETC, ma la temperatura resta comunque sufficientemente elevata da soddisfare interamente la domanda di ACS, che è richiesta ad una temperatura di 50 °C. Il SS, invece, inizia ad accumulare energia termica a partire dalla saturazione del SR; un opportuno dimensionamento del volume del SS e della superficie dell'impianto ETC permettono all'accumulo stagionale di arrivare a saturazione appena prima del periodo invernale, e quindi consente di sfruttare l'energia immagazzinata nello stesso per soddisfare parte del fabbisogno di riscaldamento, richiesto a 40 °C. Inoltre, il volume scelto per il SS è sfruttato interamente, in quanto si evita che al termine del periodo invernale la temperatura residua risulti maggiore di 40 °C.

Il resoconto dei fabbisogni di energia termica soddisfatti da fonte solare è mostrato in Figura 22. Dal confronto con la Figura 19 e la Figura 20, si può notare che il distacco tra fabbisogno e energia solare sfruttabile è dovuto quasi interamente al servizio di riscaldamento, e che il rapporto tra l'energia captata dall'impianto ETC ed il fabbisogno (curva in verde) aumenta mano a mano che i due serbatoi di accumulo incrementano la propria temperatura, in particolare il SS.

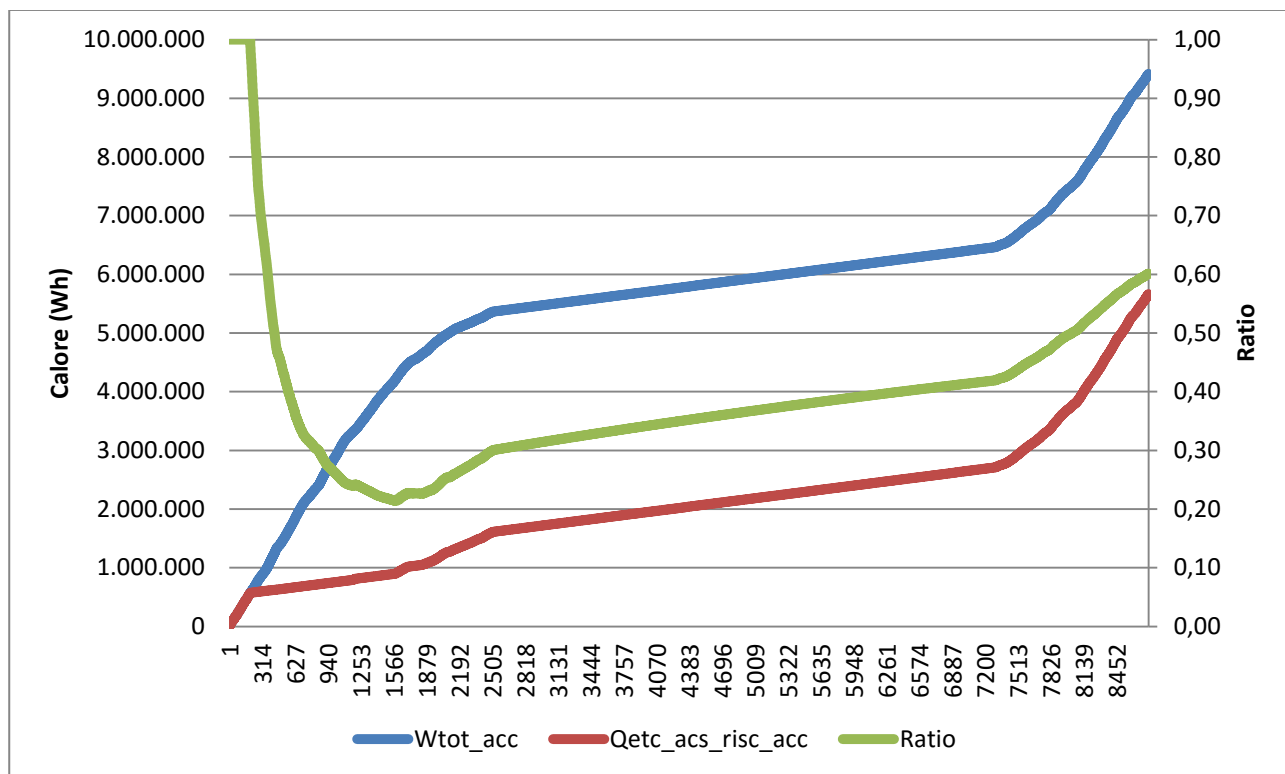
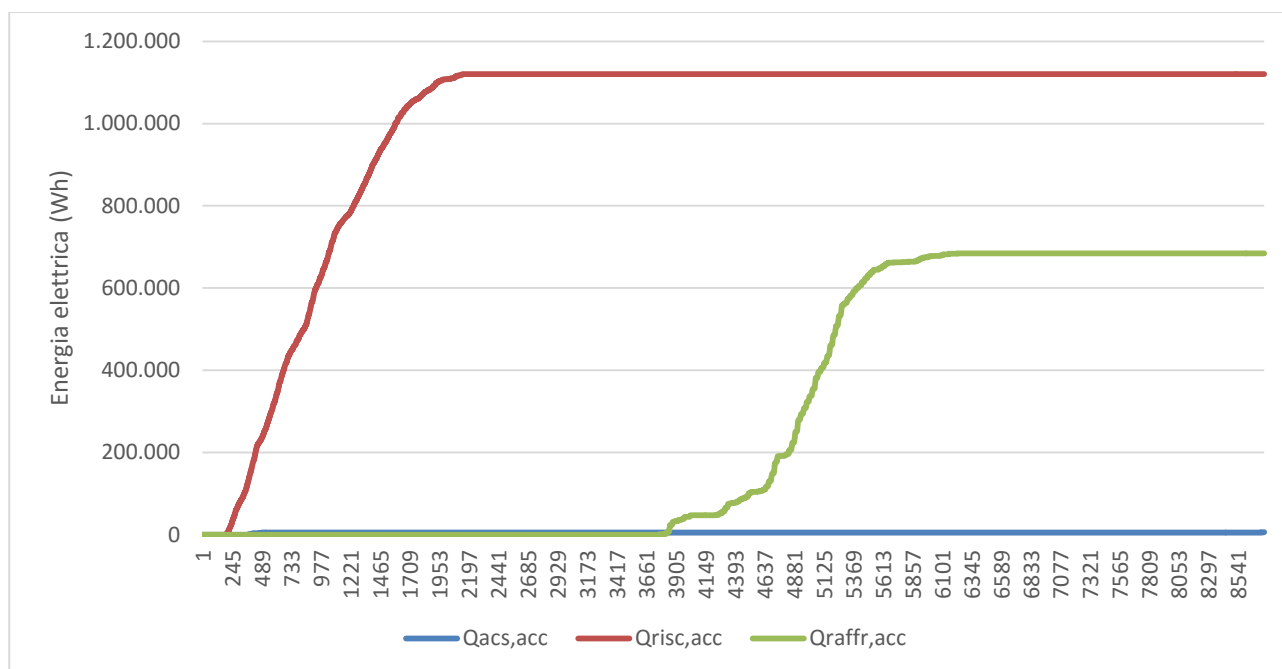


Figura 22. Confronto tra le curve cumulative di fabbisogno termico (riscaldamento + ACS, blu) e di quota soddisfatta tramite fonte solare (rosso). La curva in verde è il rapporto orario fra quota rinnovabile e fabbisogno

Il consumo di energia elettrica della PDC, ripartito tra i servizi di riscaldamento, raffrescamento ed ACS, è riportato in Figura 23. La quota maggioritaria di energia elettrica è dovuta al servizio di riscaldamento: nonostante il SS riesca a soddisfare una buona frazione di tale fabbisogno, specialmente nelle prime ore del periodo invernale, il servizio di riscaldamento resta in ogni caso preponderante (a titolo di confronto, si consideri che per il caso in esame il fabbisogno di riscaldamento ammonta a 9 141 418 Wh, il raffrescamento a 2 163 452 Wh e l'ACS a 2 679 549 Wh). Sempre dalla Figura 23 si vede che il consumo elettrico dovuto al raffrescamento è considerevole, dato che l'impianto ETC non è in grado di assolvere a tale fabbisogno (non è presente un sistema di *solar cooling*). Infine, come già evidenziato in precedenza, il fabbisogno di ACS è quasi interamente soddisfatto dal solare termico, e quindi i consumi elettrici della PDC per tale servizio sono di fatto nulli.





**Figura 23. Consumo elettrico cumulativo della pompa di calore ripartito per fabbisogni termici**

La Figura 24 mostra l'energia autoconsumata cumulativa dell'impianto FTV, confrontata con i fabbisogni di energia elettrica dell'edificio dovuti alla pompa di calore ed ai servizi di illuminazione e forza motrice. L'energia elettrica richiesta dalla PDC aumenta sul terminare del periodo invernale perché il servizio di riscaldamento non è più efficacemente soddisfatto dal solare termico attraverso il serbatoio stagionale. Il secondo picco di assorbimento della PDC si ha nel periodo estivo, quando è richiesto il servizio di raffrescamento. Al sopraggiungere del periodo invernale, invece, l'assorbimento della PDC è nullo in quanto il SS, avendo accumulato calore a sufficienza, è in grado di assolvere efficacemente al fabbisogno di riscaldamento. Il consumo elettrico dovuto all'illuminazione ed alla forza motrice aumenta linearmente nel corso dell'anno in quanto non è così sensibile alla stagionalità come invece risulta per la PDC. Infine, si vede che l'energia autoconsumata prodotta dall'impianto FTV presenta un lieve incremento in prossimità del periodo estivo, quando il servizio di raffrescamento entra in funzione: infatti, tale servizio, essendo di entità piuttosto considerevole, fa in modo che una quantità inferiore di energia elettrica prodotta dall'impianto FTV venga immessa in rete.

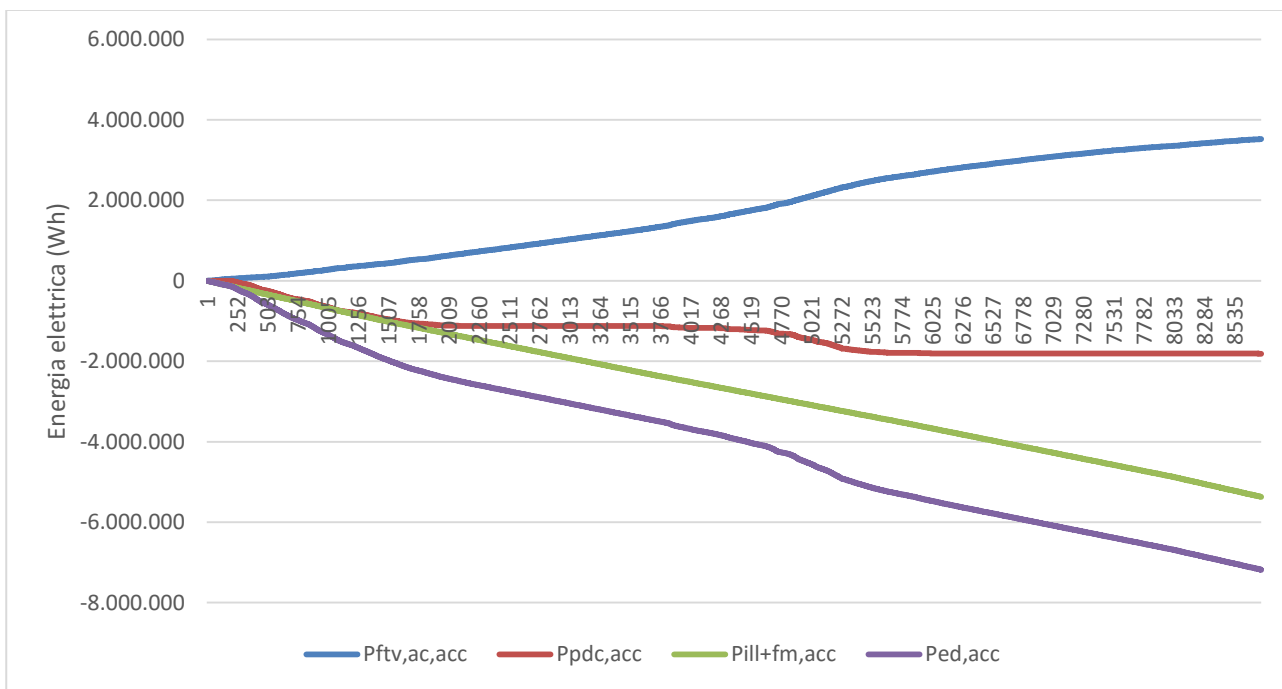


Figura 24. Energia elettrica autoprodotta dall'impianto FTV e richiesta dall'edificio (dalla pompa di calore e dai servizi di illuminazione e forza motrice)

Nella fattispecie, l'energia autoprodotta dall'impianto FTV non è usata solo per l'autoconsumo ma, come visibile in Figura 25, viene in parte indirizzata verso il sistema di accumulo elettrico e la rete. In merito alle logiche di gestione dell'energia autoprodotta dall'impianto FTV, si rimanda al Paragrafo 2.2.2. Qui si vuole far notare che l'energia autoprodotta tende ad essere immessa maggiormente in rete quando la domanda di energia elettrica è ridotta, ovvero quando la PDC non è in funzione. Questo spiega gli appiattimenti della curva corrispondente, che si hanno in corrispondenza del periodo estivo ed invernale. Analogamente, l'energia autoprodotta viene indirizzata in misura maggiore al quadro elettrico nel momento di massimo assorbimento elettrico, che si ha in corrispondenza del periodo estivo.

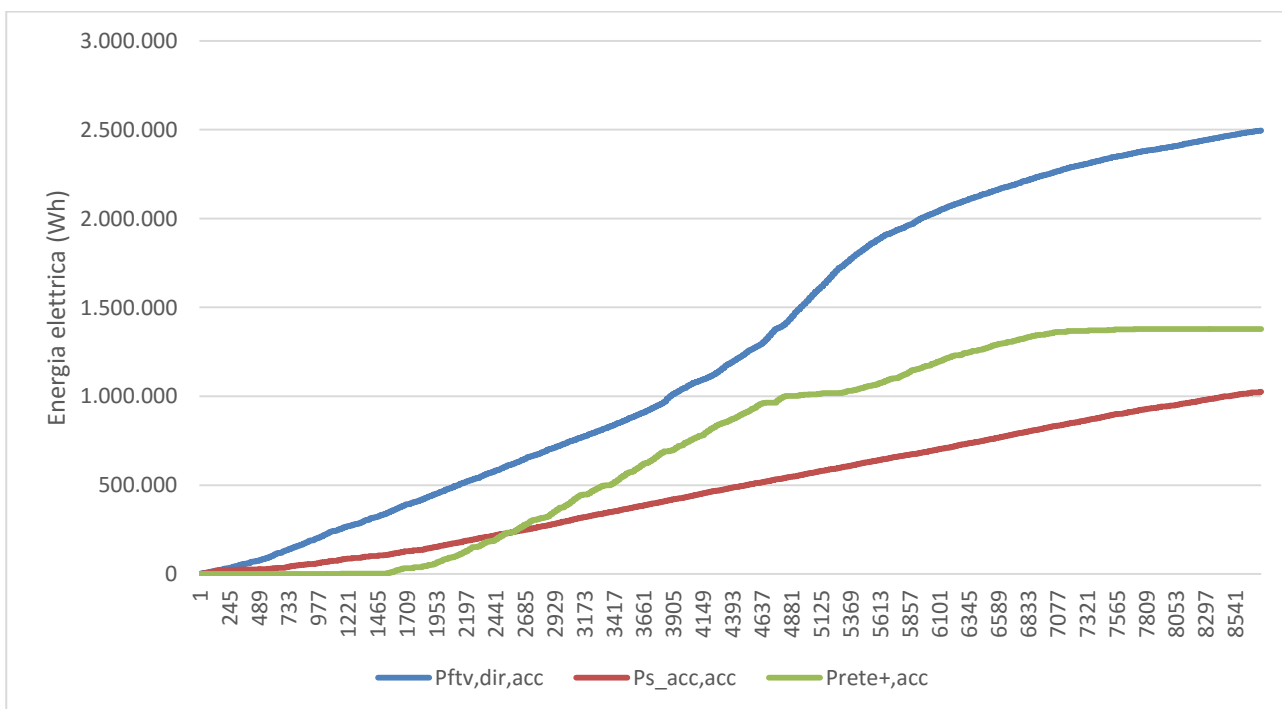
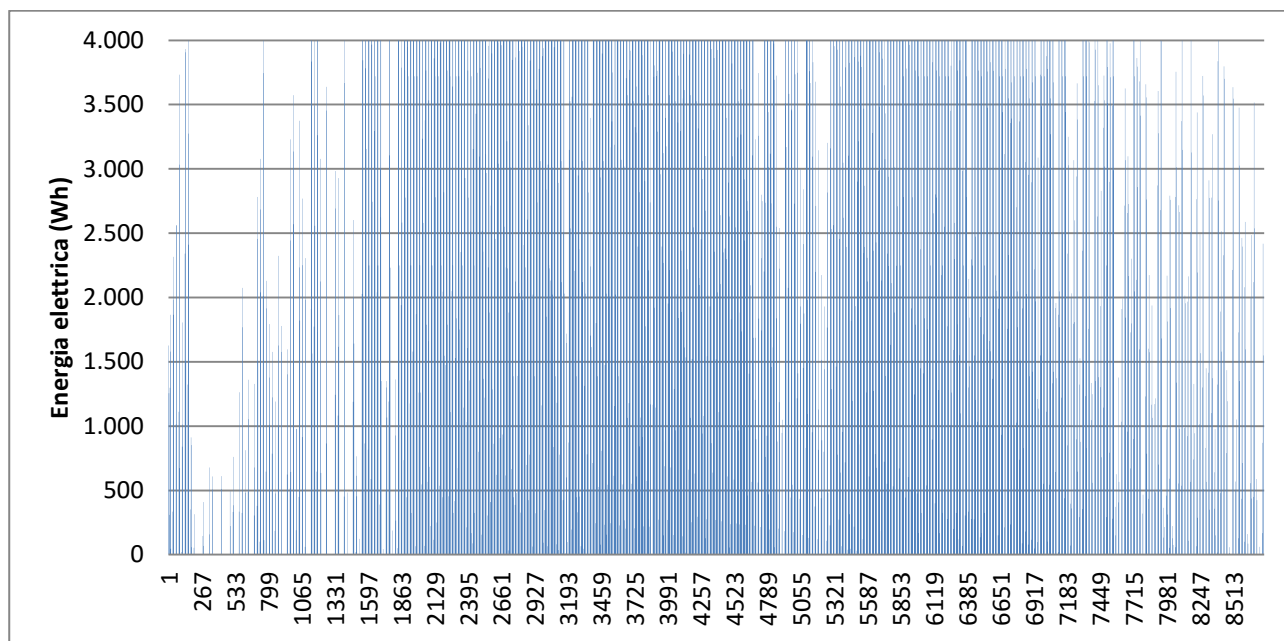


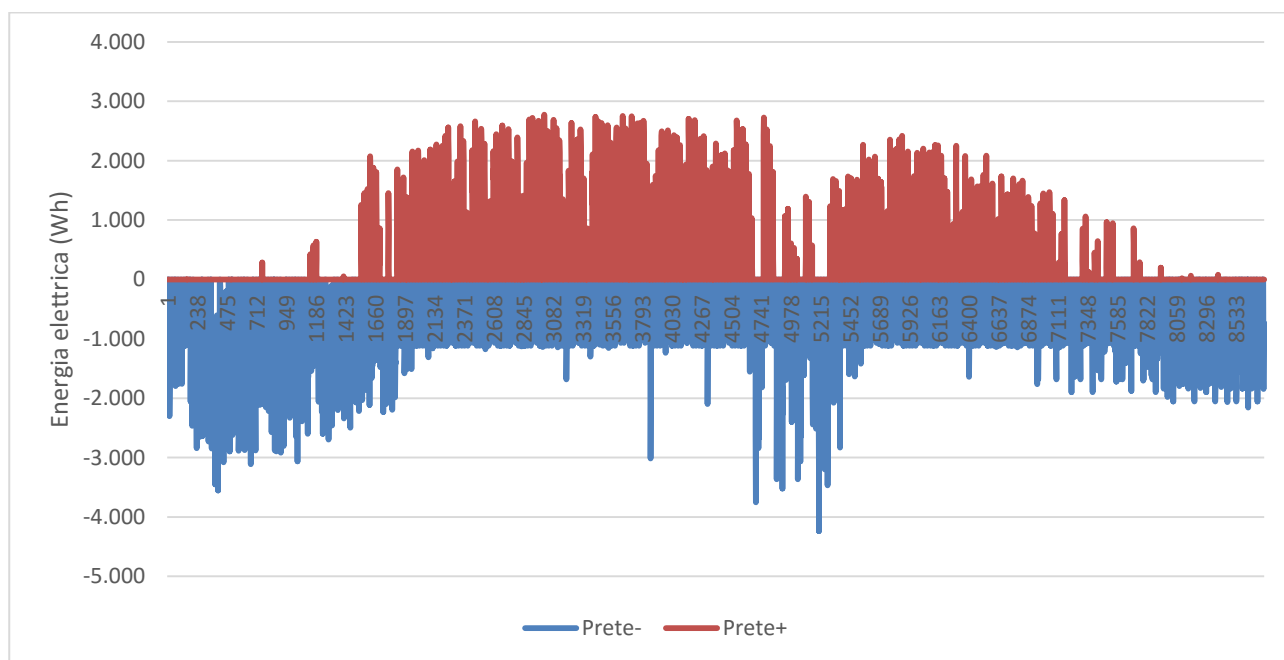
Figura 25. Ripartizione dell'energia elettrica autoprodotta dall'impianto FTV

L'energia istantanea immagazzinata nel sistema di accumulo elettrico è rappresentata in Figura 26. Vale la pena notare che, in base alle taglie scelte per l'impianto FTV e per l'accumulo elettrico, quest'ultimo tende ad essere utilizzato meno nei momenti di massimo assorbimento elettrico (ovvero nel periodo estivo per il servizio di raffrescamento e nel periodo invernale nelle ore in cui il serbatoio stagionale non riesce a far fronte al servizio di riscaldamento).



**Figura 26. Energia istantanea immagazzinata nel sistema di accumulo elettrico**

La Figura 27 mostra l'energia elettrica che viene prelevata dalla rete ed immessa nella rete nel corso del TMY. I picchi massimi di assorbimento, come prevedibile, si hanno in corrispondenza del periodo estivo e nella fase finale del periodo invernale. È immediato rilevare che, nei momenti di massimo prelievo dalla rete, vi è corrispondente assenza di immissione di energia nella stessa.



**Figura 27. Energia elettrica istantanea prelevata ed immessa dalla/in rete nel corso dell'anno**

## 2.4 Selezione dei casi da elaborare

Una volta definito il blocco di input e svolta la simulazione si perviene a tutti i valori e gli indici finora esposti. Come anzidetto, l'ambiente di simulazione è stato strutturato per considerare un elevato numero di parametri e le seguenti quattro variabili:

- superficie di apertura dell'impianto - ETC m<sup>2</sup> ;
- capacità del serbatoio stagionale - SS kg;
- potenza nominale di picco dell'impianto FTV - FTV Wp;
- capacità dell'accumulo elettrico - ACC EE Wh.

Mantenendo tutte e quattro le grandezze esposte come variabili risulta impossibile analizzare i risultati in quanto si dovrebbe operare in un ambiente penta-dimensionale ed utilizzare parametri di analisi quali le derivate parziali. Per semplificare l'analisi, pertanto, si è deciso di ridurre il numero di variabili introducendo ulteriori equazioni di sistema le quali definissero il rapporto fra due coppie delle quattro variabili esposte. In particolare, sono state introdotte equazioni della forma:

- $SS \text{ kg} = f(\text{ETC m}^2)$ ;
- $ACC \text{ EE Wh} = f(\text{FTV Wp})$ .

In origine si è pensato di definire tali relazioni secondo funzioni uguali in tutti gli edifici. Dopo aver provato questo approccio, tuttavia, si è osservato che esso produceva in diversi casi dei risultati che contraddicono alcune ovvie regole progettuali (ad esempio, il rapporto fra le dimensioni degli accumuli e quelle dei campi solari dovrà variare in funzione dell'irraggiamento e della domanda di energia termica dell'edificio).

In definitiva, quindi, si è deciso di studiare funzioni apposite in ciascuno dei singoli casi (ovvero, quindi, per ogni coppia edificio/località).

I criteri di scelta adottati per la costruzione delle funzioni sono esposti di seguito.

### 2.4.1 Definizione della funzione $SS \text{ kg} = f(\text{ETC m}^2)$

Le modalità di dimensionamento del serbatoio stagionale in funzione dell'estensione del campo solare sono basate su due obiettivi:

- il serbatoio stagionale deve avere dimensione sufficientemente grande da assorbire tutta l'energia solare disponibile (ovvero la produzione del campo solare detratta dell'energia ceduta all'ACS) o, in alternativa, in caso di campo solare troppo grande per l'edificio, risolvere completamente la domanda di energia dell'edificio (nel caso in cui la produzione solare detratta dell'energia ceduta all'ACS lo consenta);
- contemporaneamente, la dimensione del campo solare deve essere sufficientemente piccola da sfruttare nel ciclo stagionale l'intero salto termico disponibile nel serbatoio.

Per esemplificare quanto appena esposto, si mostrano tre esempi di andamento delle temperature in un serbatoio solare; le didascalie espongono le peculiarità dei tre casi.

Con riferimento alla Figura 28, si mostra un serbatoio eccessivamente grande per assorbire l'intera produzione di calore del campo solare il quale, del resto, non è sufficientemente grande da coprire l'intero fabbisogno di riscaldamento dell'edificio. Tali aspetti si notano in quanto:

- Anche al termine della stagione estiva, il SS non raggiunge la sua temperatura di saturazione (95 °C), bensì rimane al di sotto della stessa. Pertanto, esso è sovradimensionato rispetto al campo solare che lo alimenta.
- Il campo solare, a sua volta, non è sufficientemente grande da risolvere completamente la domanda di calore per riscaldamento dell'edificio da esso servito. Ciò si nota per via della presenza di una flessione netta attorno all'ora 1000 dell'anno (inizio di febbraio) quando il serbatoio esaurisce la sua energia disponibile arrivando a 40 °C. In questa condizione, esso cessa di trasferire calore all'edificio. Il fatto che la curva, da questo momento in poi, non sia piatta è dovuto alla presenza delle perdite che ne abbassano costantemente, ma lentamente, la temperatura.

Si osservano inoltre altri due aspetti:

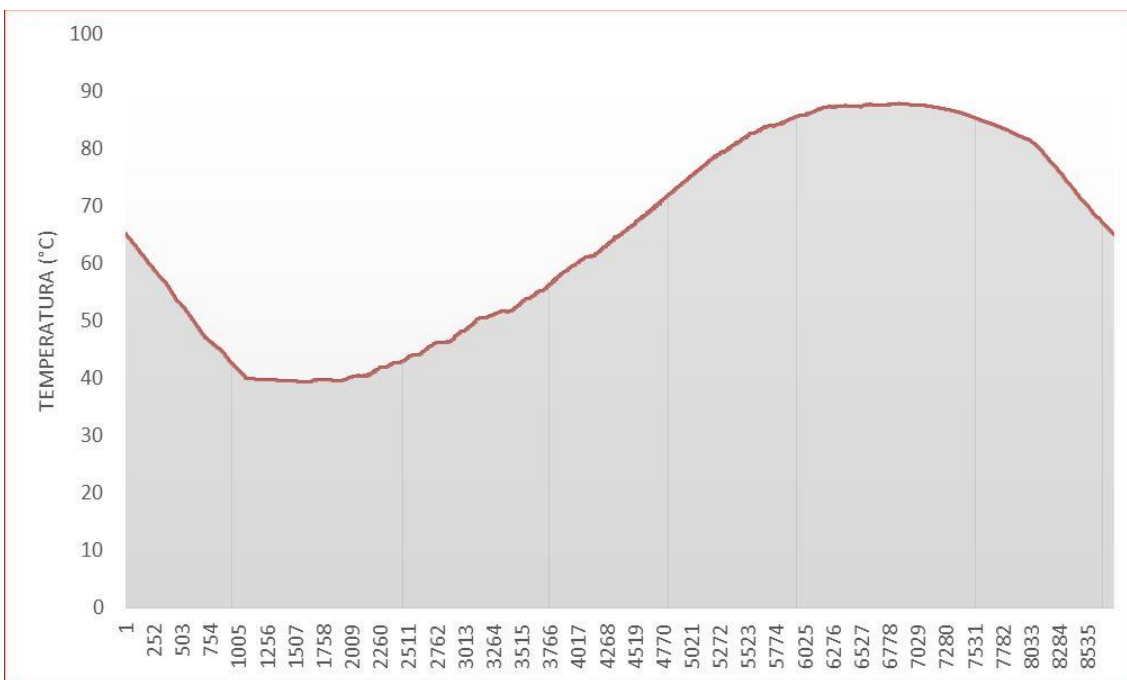
- Il punto più alto della curva è quello nel quale l'energia disponibile del campo solare non è più sufficiente a coprire le perdite collegate alle dispersioni serbatoio stagionale il quale, quindi, comincia a raffreddarsi; il raffreddamento è tanto più accelerato quanto maggiore è la temperatura e minore il calore ceduto per il mantenimento.
- Trascorsa questa fase, vi è un chiaro punto di flesso: esso segna l'avvio del prelievo di calore dal serbatoio stagionale per il riscaldamento dell'edificio.

In Figura 29, invece, si mostra un serbatoio eccessivamente grande rispetto al campo solare, il quale risulta anch'esso eccessivamente grande rispetto al fabbisogno dell'edificio. Si nota, infatti, che:

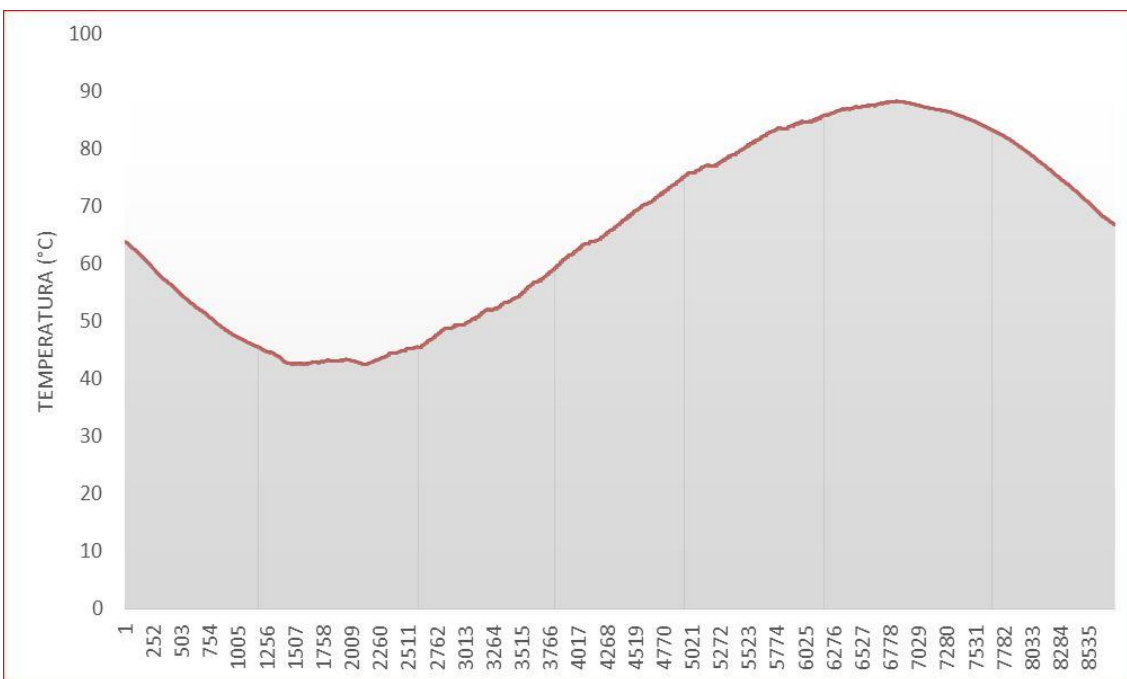
- Anche al termine della stagione estiva, il SS non raggiunge la sua temperatura di saturazione (95 °C), bensì rimane al di sotto della stessa. Pertanto, esso è sovradimensionato rispetto al campo solare che lo alimenta.
- Anche al termine della stagione invernale il SS non raggiunge mai la sua temperatura minima (40 °C) e pertanto il salto termico dell'acqua in esso contenuta non risulta sfruttato appieno.

Il serbatoio correttamente dimensionato, invece, è mostrato in Figura 30; si osserva come, al termine del periodo estivo, esso raggiunga una temperatura prossima alla saturazione (95 °C), mentre al termine del periodo di riscaldamento dell'edificio sia completamente scarico (40 °C).

Ovviamente le dimensioni del SS e del ETC in questo caso sono le massime ragionevolmente utilizzabili in accoppiamento con l'edificio utilizzato per l'elaborazione del grafico. Nella maggior parte dei casi studiati, infatti, si è in presenza di dimensioni inferiori e l'accoppiamento esposto in figura rappresenta l'ultimo definito per ciascuna coppia edificio/località.



**Figura 28. Temperatura del SS nelle ore del TMY; caso di SS eccessivamente grande per assorbire l'intera produzione dell'impianto ETC, ma quest'ultimo è troppo piccolo per risolvere completamente la domanda di calore per riscaldamento dell'edificio**



**Figura 29. Temperatura del SS nelle ore del TMY; caso di SS eccessivamente grande rispetto al campo solare che lo alimenta, e quest'ultimo eccessivamente grande rispetto alla domanda di calore dell'edificio**

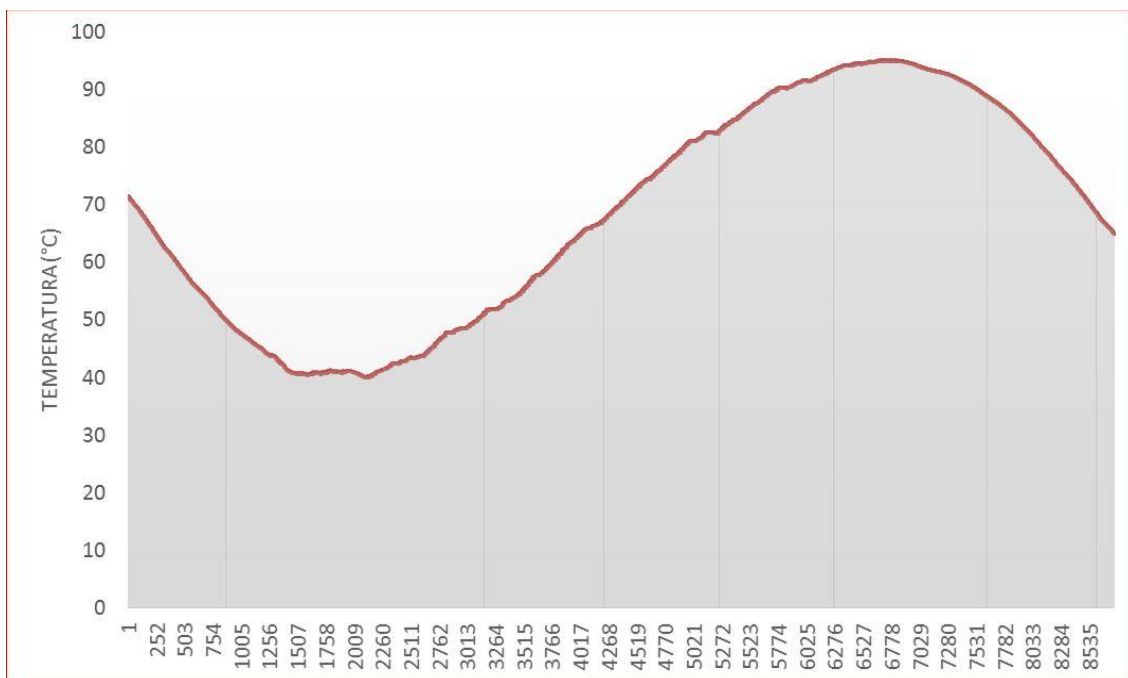


Figura 30. Temperatura del SS nelle ore del TMY; caso di SS correttamente dimensionato rispetto all'ETC

Si riportano a seguire le tabelle contenenti le coppie delle dimensioni dei campi solari e dei rispettivi SS per i nove casi esaminati.

**Tabella 15. Accoppiamenti ETC m<sup>2</sup> / SS kg per l'edificio 1 nelle tre località esaminate**

		Milano										
ETC m <sup>2</sup>	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	
SS kg	0	0	0	20 000	35 000	50 000	67 500	82 500	100 000	117 500	130 000	
		Roma										
ETC m <sup>2</sup>	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	--	--	
SS kg	0	0	10 000	30 000	50 000	70 000	90 000	110 000	130 000	--	--	
		Reggio Calabria										
ETC m <sup>2</sup>	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	--	--	--	--	
SS kg	0	0	12 500	30 000	50 000	70 000	90 000	--	--	--	--	

**Tabella 16. Accoppiamenti ETC m<sup>2</sup> / SS kg per l'edificio 4 nelle tre località esaminate**

		Milano					
ETC m <sup>2</sup>	0	10	20	30	40	50	
SS kg	0	0	30 000	95 000	165 000	245 000	
		Roma					
ETC m <sup>2</sup>	0	10	20	30	40	--	
SS kg	0	0	65 000	150 000	175 000	--	
		Reggio Calabria					
ETC m <sup>2</sup>	0	10	20	30	--	--	
SS kg	0	0	62 500	95 000	--	--	

**Tabella 17. Accoppiamenti ETC m<sup>2</sup> / SS kg per l'edificio 5 nelle tre località esaminate**

		Milano							
ETC m <sup>2</sup>	0	5	10	15	20	25	30	35	
SS kg	0	0	50 000	80 000	110 000	140 000	170 000	200 000	
		Roma							
ETC m <sup>2</sup>	0	5	10	15	20	--	--	--	
SS kg	0	0	50 000	80 000	110 000	--	--	--	
		Reggio Calabria							

ETC m <sup>2</sup>	0	5	10	15	--	--	--	--
SS kg	0	25 000	65 000	110 000	--	--	--	--

#### 2.4.2 Definizione della funzione ACC EE Wh = f (FTV Wp).

Il dimensionamento dell'accumulo elettrico rispetto alla dimensione del campo fotovoltaico è risultato meno immediato rispetto a quello precedentemente illustrato. La ragione principale è il fatto che l'accumulo elettrico non lavora su un ciclo "annuale", bensì sostanzialmente su un ciclo giornaliero o al massimo di alcuni giorni. In secondo luogo, mentre nel caso dell'accumulo stagionale ci si confronta con una domanda di calore che è pressoché priva di picchi istantanei, la curva del prelievo di energia elettrica ha un rapporto fra il valore minimo giornaliero rispetto al valore massimo che arriva a valori anche pari a 5. Svolte queste considerazioni, il criterio principale che ha guidato la definizione delle taglie è stato il tentativo di coniugare:

- riduzione del prelievo da rete e contenimento dell'immissione in rete;
- proporzionalità fra taglia dell'impianto fotovoltaico e taglia del relativo accumulo di energia elettrica.

Da sottolineare il fatto che, diversamente dalla situazione dell'accumulo stagionale termico, nel caso del fotovoltaico non si è reso necessario modificare le "coppie" taglia FTV/taglia accumulo in base alle località in quanto le stesse "coppie" sono risultate sostanzialmente adeguate in tutte e tre le località considerate; ciò, principalmente, per via della proporzionalità fra produzione dell'impianto fotovoltaico e domanda di energia elettrica da parte della pompa di calore nella fase di raffrescamento estivo.

Seguono alcuni commenti sulle taglie identificate ed esposte in :

- per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico in sé, la sua dimensione è stata fatta variare per i diversi edifici all'interno dei seguenti estremi:
  - 0 - 6000 W nel caso dell'edificio 1;
  - 0 - 20 000 W nel caso dell'edificio 4;
  - 0 - 15 000 W nel caso dell'edificio 5.
- nel caso dell'edificio 1, si è scelto un accumulo di dimensioni maggiori, a parità di impianto fotovoltaico, rispetto agli altri casi;
- nel caso degli edifici 4 e 5, si hanno taglie dell'accumulo in Wh pari a circa la metà della dimensione del fotovoltaico in Wp;
- il rapporto fra le taglie appena richiamate è costante per l'edificio 4, mentre tende a scendere all'aumentare della taglia dell'impianto FTV nel caso degli altri edifici.

**Tabella 18. Accoppiamenti FTV Wp / ACC EE Wh**

Edificio 1		Edificio 4		Edificio 5	
FTV Wp	EE ACC Wh	FTV Wp	EE ACC Wh	FTV Wp	EE ACC Wh
0	0	0	0	0	0
2000	2500	4000	2000	2500	0
4000	4000	8000	4000	5000	3000
6000	5000	12 000	6000	7500	5000
8000	6000	16 000	8000	10 000	7000
--	--	20 000	10 000	12 500	9000
--	--	--	--	15 000	10 000

### 2.5 Sintesi dei risultati dell'analisi energetica

Data la vasta mole di dati ottenuti tramite le simulazioni, i risultati delle analisi energetiche sono esposti innanzitutto nella forma più sintetica di tabelle e grafici indicanti il valore della frazione rinnovabile definita nel Paragrafo 2.2.3. In aggiunta, vengono poi esposti alcuni aspetti particolari che sono emersi dall'analisi; in particolare, si riporta la riduzione del prelievo di energia elettrica ottenuta nei vari casi.



In Figura 31 sono riportati i valori riferiti all'edificio 1, per le varie località.

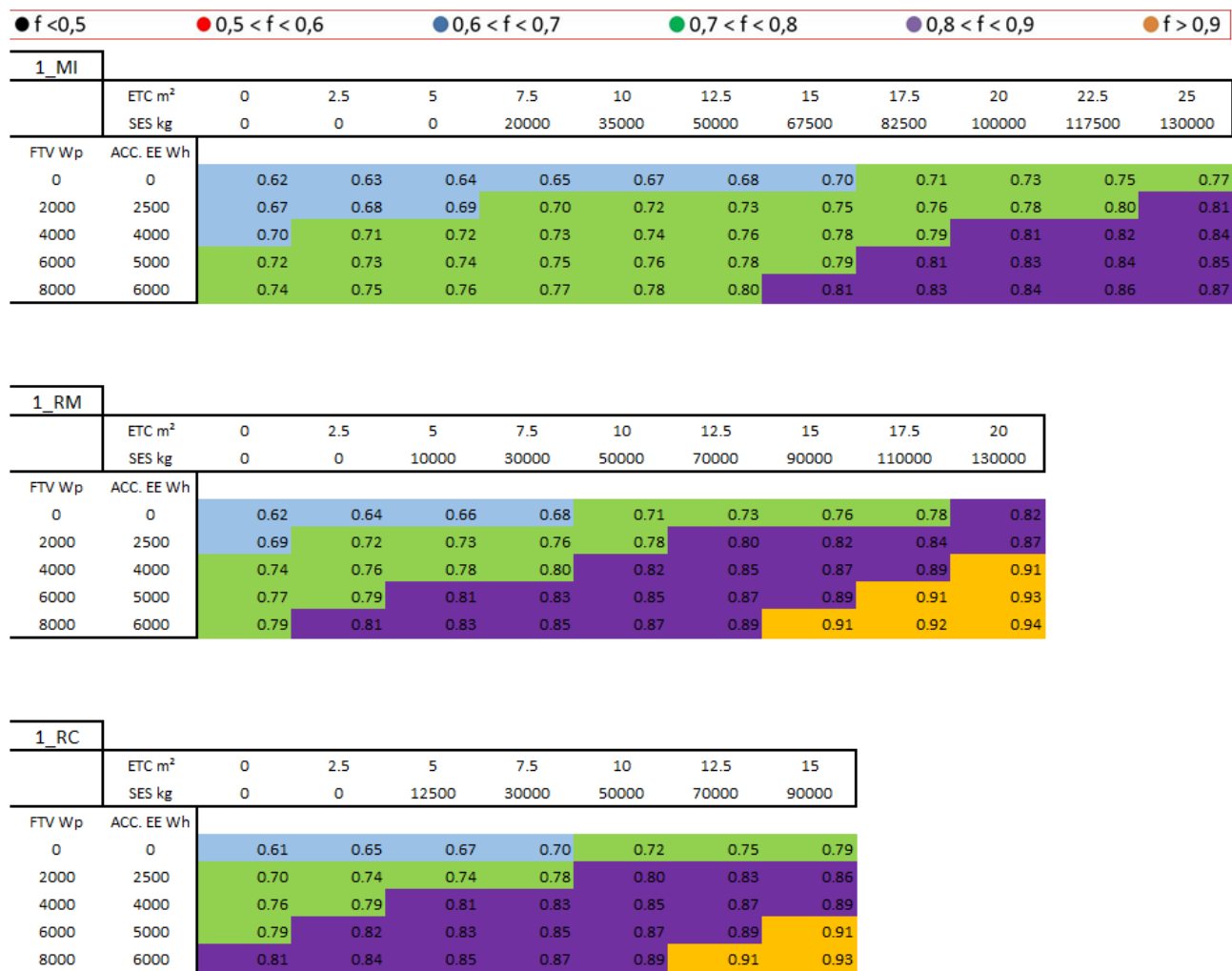


Figura 31. Valore della frazione rinnovabile per l'edificio 1 nelle varie località

In Figura 32 sono riportati i valori riferiti all'edificio 4.

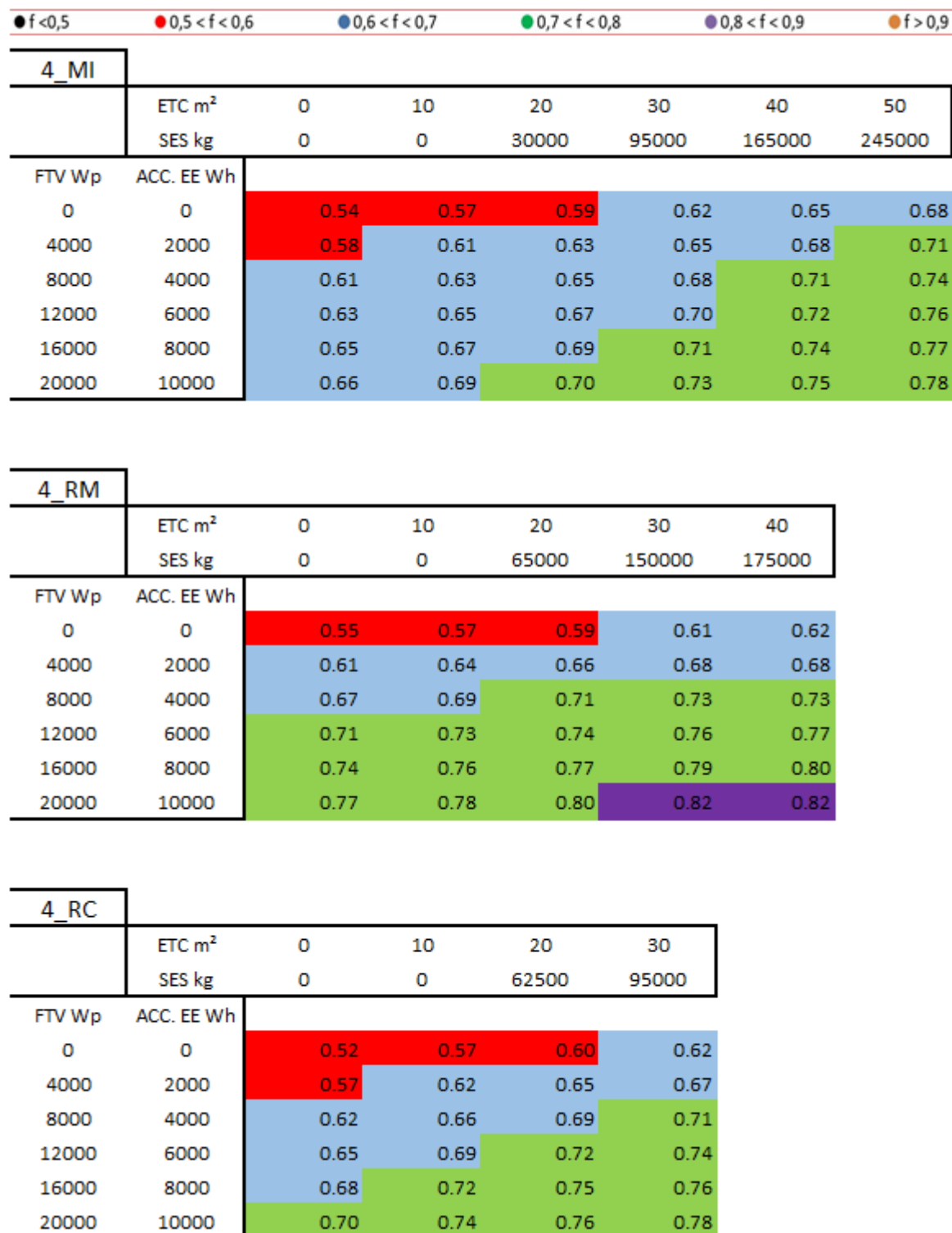


Figura 32. Valore della frazione rinnovabile per l'edificio 4 nelle varie località

In Figura 33 sono riportati i valori riferiti all'edificio 5.



Figura 33. Valore della frazione rinnovabile per l'edificio 5 nelle varie località

In Figura 34, Figura 35 e Figura 36 sono mostrati in termini grafici gli stessi risultati precedentemente esposti in forma tabellare.

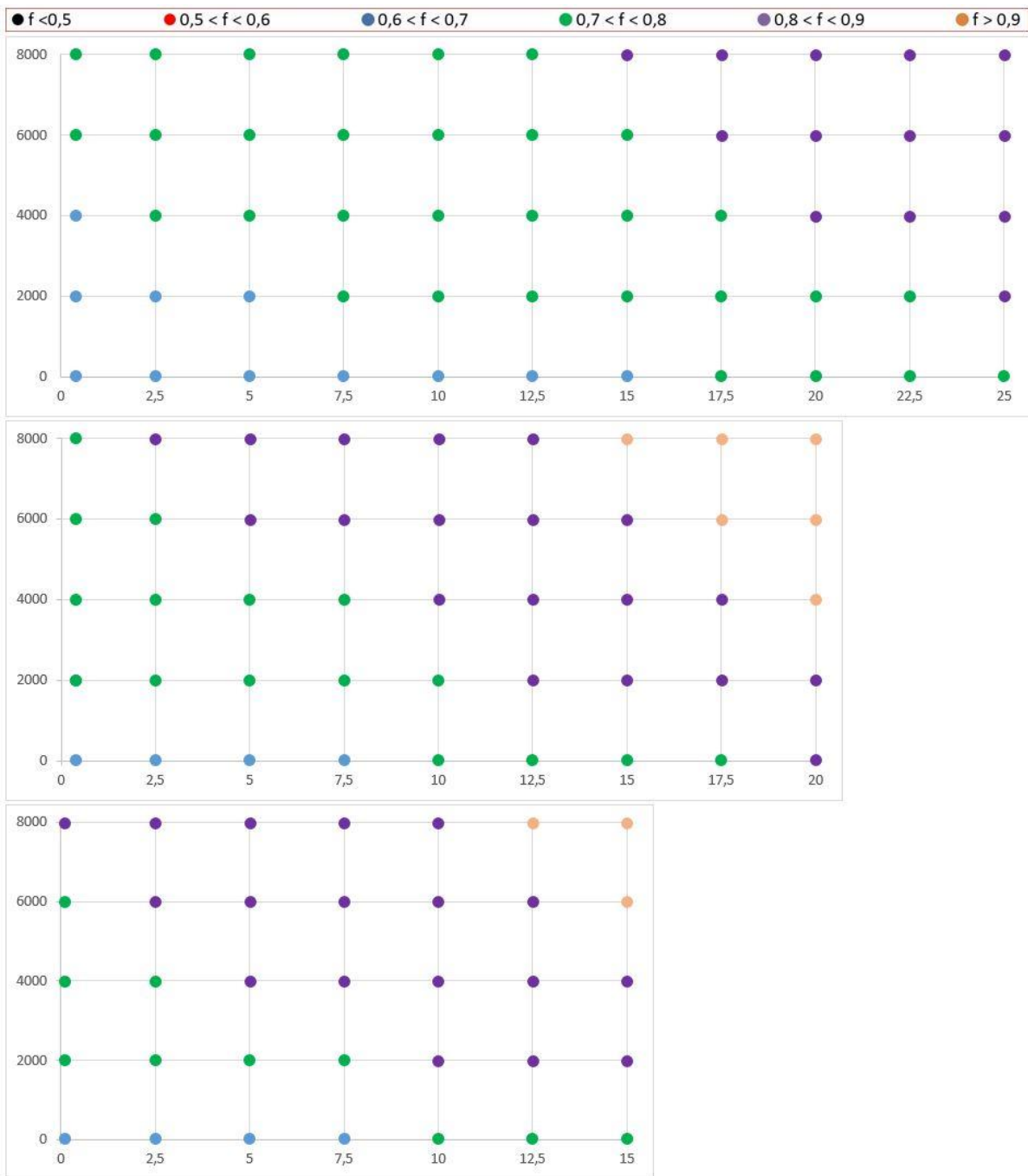
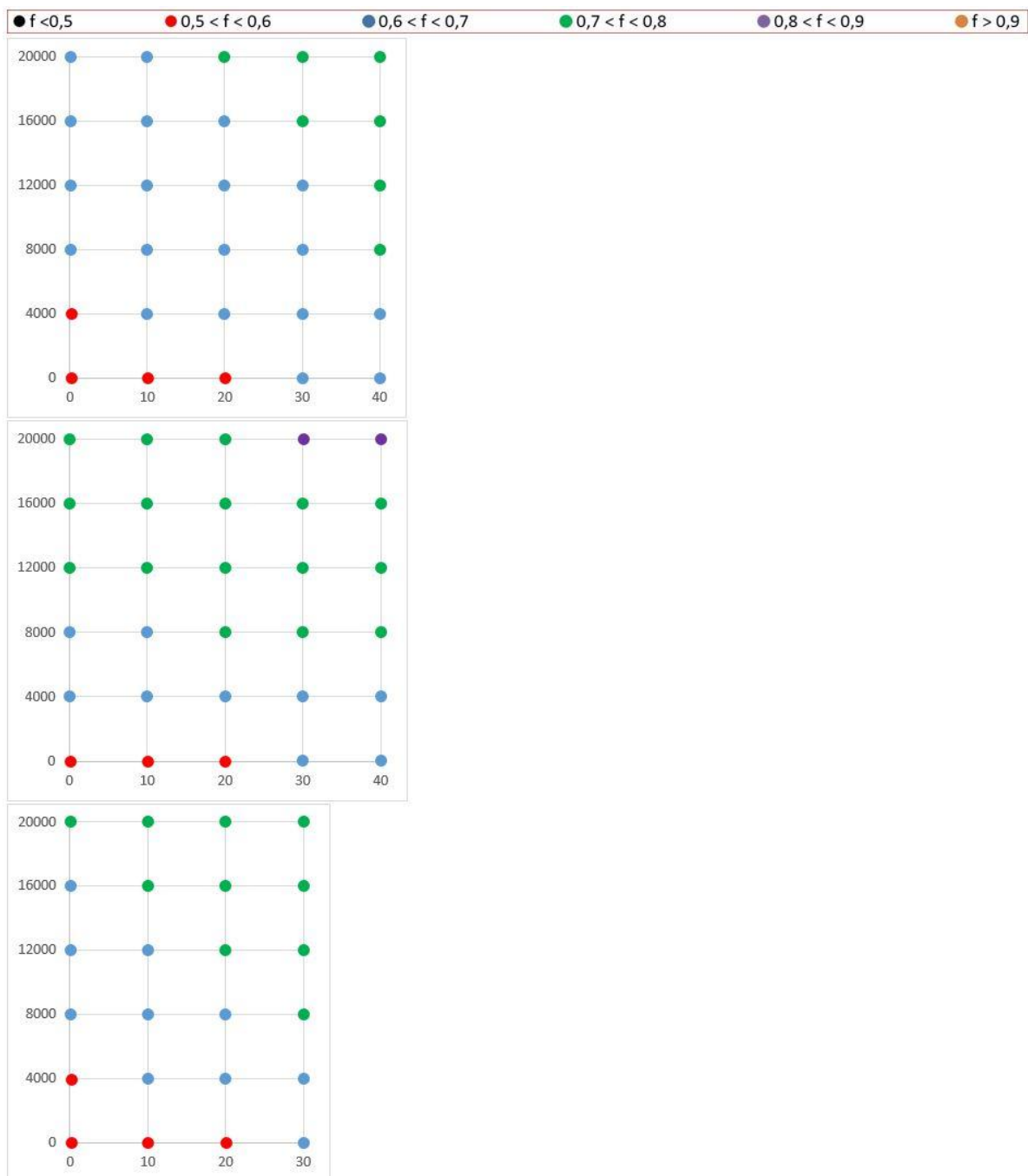
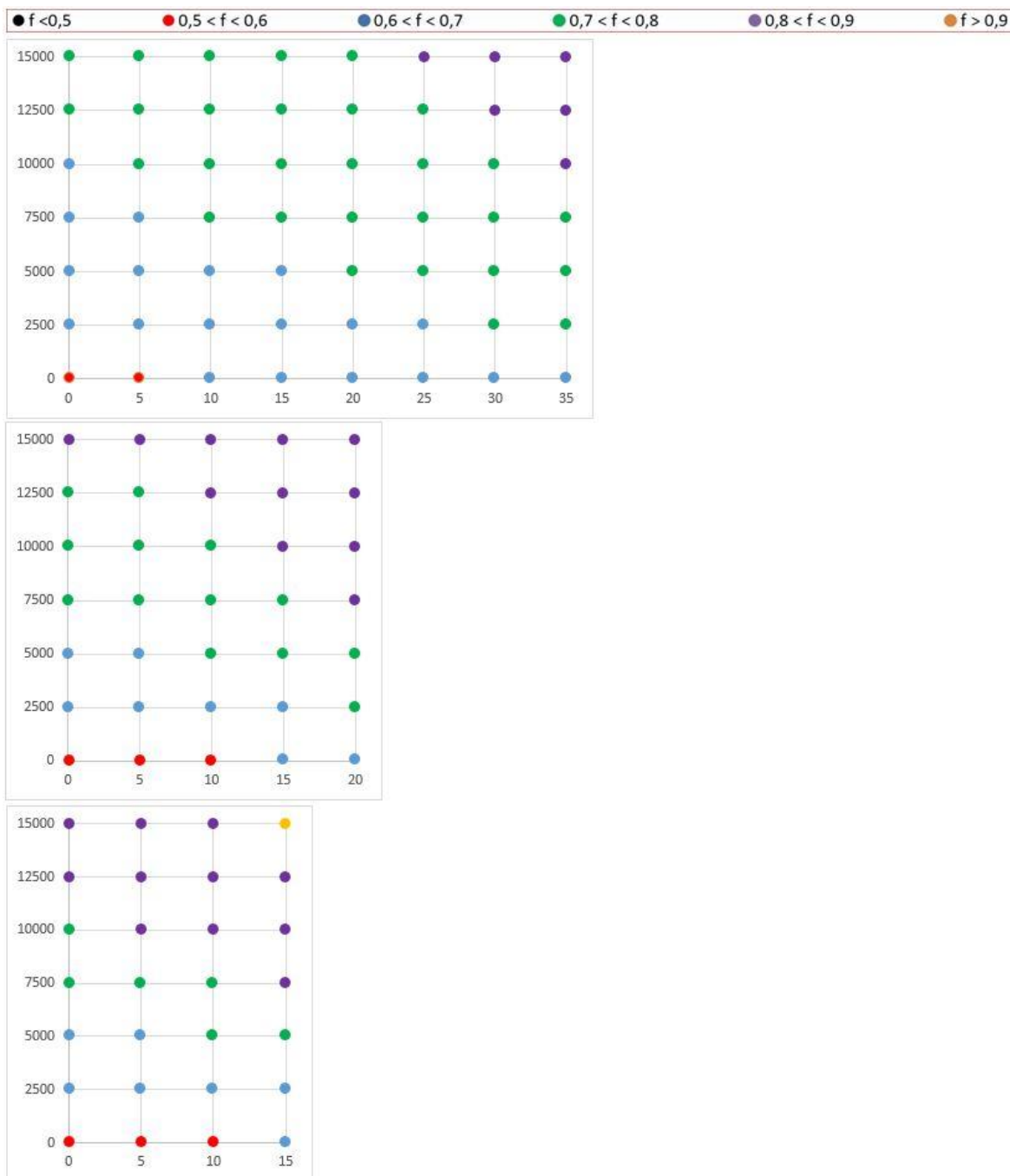


Figura 34. Valore della frazione rinnovabile per l'edificio 1 nelle tre località (sopra Milano, nel centro Roma ed in basso Reggio Calabria) al variare delle dimensioni dell'impianto ETC m<sup>2</sup> (e conseguentemente dell'accumulo stagionale SS kg) e dell'impianto fotovoltaico FTV Wp (e conseguentemente dell'accumulo di energie elettrica ACC EE Wh); in ciascuna figura, sulle ascisse m<sup>2</sup> ETC e sulle ordinate Wp FTV



**Figura 35.** Valore della frazione rinnovabile per l'edificio 4 nelle tre località (sopra Milano, nel centro Roma ed in basso Reggio Calabria) al variare delle dimensioni dell'impianto ETC  $m^2$  (e conseguentemente dell'accumulo stagionale SS kg) e dell'impianto fotovoltaico FTV Wp (e conseguentemente dell'accumulo di energie elettrica ACC EE Wh); in ciascuna figura sulle ascisse  $m^2$  ETC e sulle ordinate Wp FTV



**Figura 36.** valore della frazione rinnovabile per l’edificio 5 nelle tre località (sopra Milano, nel centro Roma ed in basso Reggio Calabria) al variare delle dimensioni dell’impianto ETC m<sup>2</sup> (e conseguentemente dell’accumulo stagionale SS kg) e dell’impianto fotovoltaico FTV Wp (e conseguentemente dell’accumulo di energie elettrica ACC EE Wh); in ciascuna figura sulle ascisse m<sup>2</sup> ETC e sulle ordinate Wp FTV

Per ciascun tipo di edificio si espongono tre grafici, ciascuno dei quali riferito ad una località. Ogni grafico presenta un piano cartesiano con dei punti; le ascisse del piano vedono rappresentata la dimensione dell’impianto solare termico in m<sup>2</sup>, mentre l’ordinata vede indicata la dimensione dell’impianto fotovoltaico in Wp. Come esposto in precedenza, tramite le funzioni  $SS\ kg = f(ETC\ m^2)$  e  $ACC\ EE\ Wh = f(FTV\ Wp)$  a ciascun valore in ordinata ed ascissa corrispondono anche specifiche dimensioni degli accumuli termico ed elettrico. I punti, invece, tramite il proprio colore (da correlare alle legende in testa alle figure) rappresentano il valore della frazione rinnovabile.

Si espongono alcuni commenti generali:

- Il primo riguarda il fatto che la configurazione “base”, ovvero quella che vede la sola pompa di calore come fonte termica, presenta già elevati valori della frazione rinnovabile, generalmente superiori a 0,5. Considerando, infatti, la quota rinnovabile termica proveniente da fonte aerotermica e quelle contenuta nell’energia elettrica prelevata da rete, si perviene con tale macchina a valori di questo tipo se le temperature delle utenze sono sufficientemente basse in inverno.
- Un secondo aspetto interessante riguarda, invece, l’effetto del carico termico estivo il quale interviene peggiorando la "performance della pompa di calore" (nel senso che i COP tendono ad essere inferiori agli EER), come è visibile spostandosi da nord a sud negli edifici 4 e 5 nella parte in basso a sinistra dei piani esposti. Tale effetto si nota meno nell’edificio 1 per via della minore incidenza del carico estivo in tale edificio.
- Circa, invece, la parte in alto a destra dei grafici, si deve osservare il fatto che in tutti i casi si riesce ad arrivare a percentuali altissime della frazione rinnovabile; nei casi delle simulazioni svolte, i limiti tracciati sono stati legati alla effettiva realizzabilità degli impianti (come per esempio nel caso del solare termico e del solare fotovoltaico, per i quali si deve considerare una superficie disponibile limitata), ovvero del costo (e questo soprattutto vale per l’accumulo solare termico) o, in ultimo, dell’utilità (ed è questo il caso dell’accumulo solare fotovoltaico la cui dimensione viene limitata dalla dimensione del campo fotovoltaico stesso). Per le ragioni di cui sopra, il confronto fra i diversi edifici circa la parte in alto a destra del grafico non offre particolari indicazioni.

Ulteriori considerazioni circa i dati presentati saranno esposti nelle conclusioni.

## 2.6 Riduzione del prelievo di energia elettrica da rete

In ultimo, si presenta l’analisi del prelievo di energia elettrica; i risultati sono esposti mostrando delle tabelle contenenti, per ciascuna configurazione di ciascun edificio in ciascuna località, il valore del rapporto fra l’energia prelevata da rete nei diversi casi e l’energia prelevata da rete nel caso "base", ovvero con la sola pompa di calore e nessun altro generatore.

Nelle tabelle è stata inoltre utilizzata una legenda colorata per evidenziare le aree corrispondenti ai valori del rapporto ricadenti nelle seguenti categorie:

- < 0,5;
- 0,5 < ... < 0,6;
- 0,6 < ... < 0,7;
- 0,7 < ... < 0,8;
- 0,8 < ... < 0,9;
- > 0,9.

Si vede con evidenza come, ovviamente, percorrendo le tabelle da sinistra verso destra (aumento della dimensione della parte rinnovabile termica), ovvero dall’alto verso il basso (aumento della rilevanza della parte rinnovabile elettrica), il rapporto tenda a diminuire (ovvero si abbia una riduzione del prelievo di energia elettrica da rete).

Circa il medesimo prelievo, si evidenzia che esso ha i seguenti valori nei casi base (il prelievo esposto è ovviamente comprensivo di tutto, ovvero anche del consumo della pompa di calore):

- edificio 1
  - Milano Wh 10 943 000
  - Roma Wh 8 986 000
  - R. Calabria Wh 8 324 000
- edificio 4
  - Milano Wh 39 961 000
  - Roma Wh 35 112 000
  - R. Calabria Wh 33 409 000
- edificio 5

- Milano Wh 21 288 000
- Roma Wh 18 380 000
- R. Calabria Wh 17 266 000

● f < 0,5    ● 0,5 < f < 0,6    ● 0,6 < f < 0,7    ● 0,7 < f < 0,8    ● 0,8 < f < 0,9    ● f > 0,9

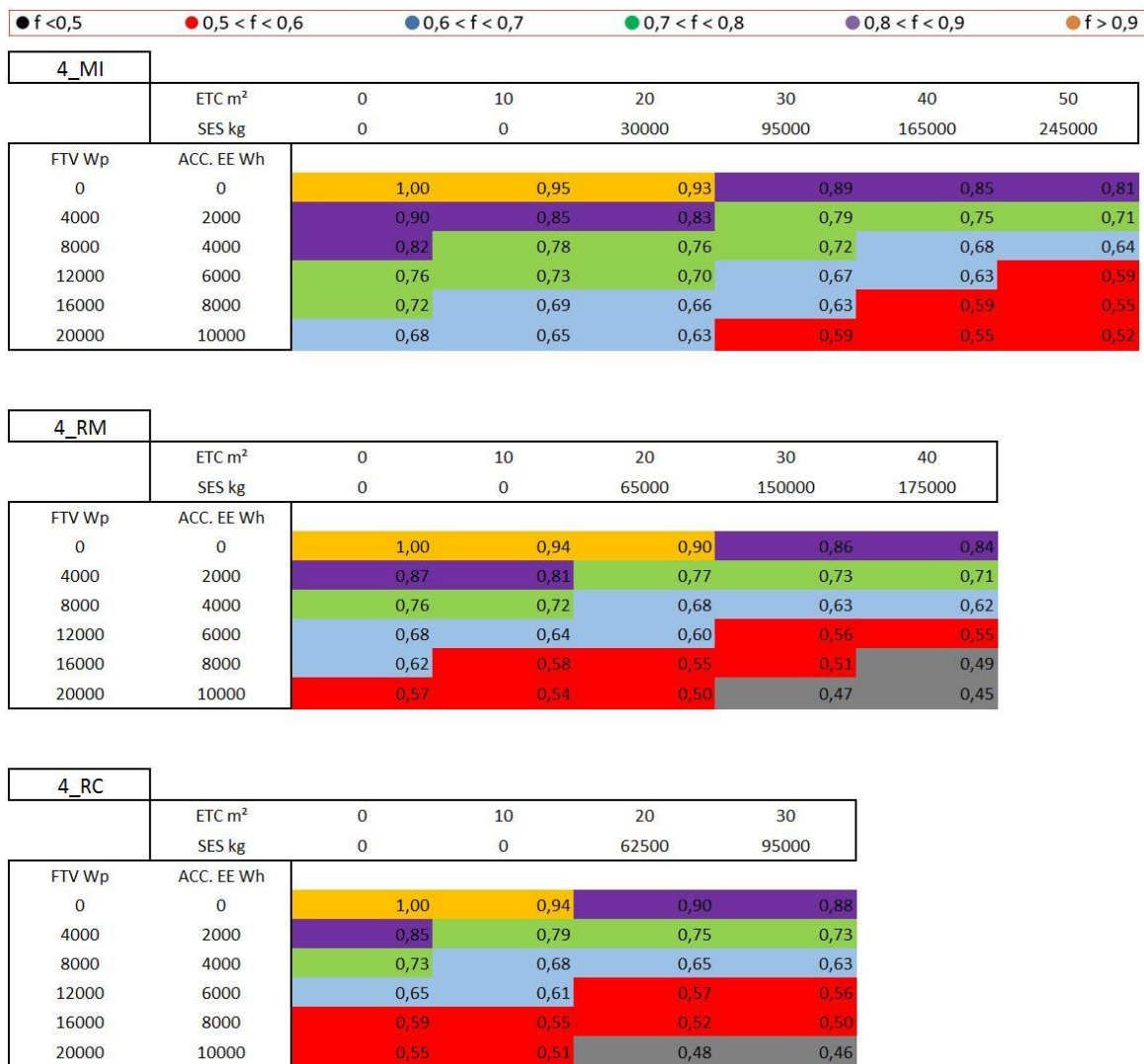
1_MI		ETC m <sup>2</sup>	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25
		SES kg	0	0	0	20000	35000	50000	67500	82500	100000	117500	130000
FTV Wp	ACC. EE Wh												
0	0		1,00	0,97	0,95	0,92	0,90	0,87	0,84	0,81	0,78	0,74	0,72
2000	2500		0,85	0,82	0,80	0,77	0,75	0,72	0,69	0,66	0,63	0,60	0,57
4000	4000		0,76	0,73	0,71	0,69	0,66	0,64	0,61	0,58	0,55	0,52	0,49
6000	5000		0,70	0,67	0,66	0,63	0,61	0,58	0,55	0,52	0,49	0,46	0,44
8000	6000		0,65	0,63	0,61	0,59	0,56	0,54	0,51	0,48	0,45	0,42	0,40

1_RM		ETC m <sup>2</sup>	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20
		SES kg	0	0	10000	30000	50000	70000	90000	110000	130000
FTV Wp	ACC. EE Wh										
0	0		1,00	0,95	0,92	0,88	0,84	0,81	0,76	0,74	0,69
2000	2500		0,77	0,72	0,69	0,65	0,61	0,58	0,55	0,51	0,47
4000	4000		0,63	0,59	0,56	0,54	0,49	0,45	0,41	0,38	0,34
6000	5000		0,55	0,52	0,49	0,45	0,42	0,38	0,35	0,31	0,28
8000	6000		0,49	0,46	0,44	0,40	0,36	0,33	0,30	0,26	0,23

1_RC		ETC m <sup>2</sup>	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15
		SES kg	0	0	12500	30000	50000	70000	90000
FTV Wp	ACC. EE Wh								
0	0		1,00	0,94	0,90	0,87	0,83	0,79	0,75
2000	2500		0,73	0,67	0,69	0,61	0,57	0,53	0,49
4000	4000		0,58	0,53	0,50	0,47	0,43	0,40	0,36
6000	5000		0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,33	0,30
8000	6000		0,44	0,41	0,38	0,35	0,31	0,28	0,25

Figura 37. Rapporto fra l'energia elettrica prelevata da rete nei diversi casi e nel caso "base" di riscaldamento, raffrescamento e ACS da pompa di calore in totale prelievo da rete per l'edificio 1 nelle tre località (sopra Milano, nel centro Roma ed in basso Reggio Calabria)





**Figura 38. Rapporto fra l'energia elettrica prelevata da rete nei diversi casi e nel caso "base" di riscaldamento, raffrescamento e ACS da pompa di calore in totale prelievo da rete per l'edificio 4 nelle tre località (sopra Milano, nel centro Roma ed in basso Reggio Calabria)**

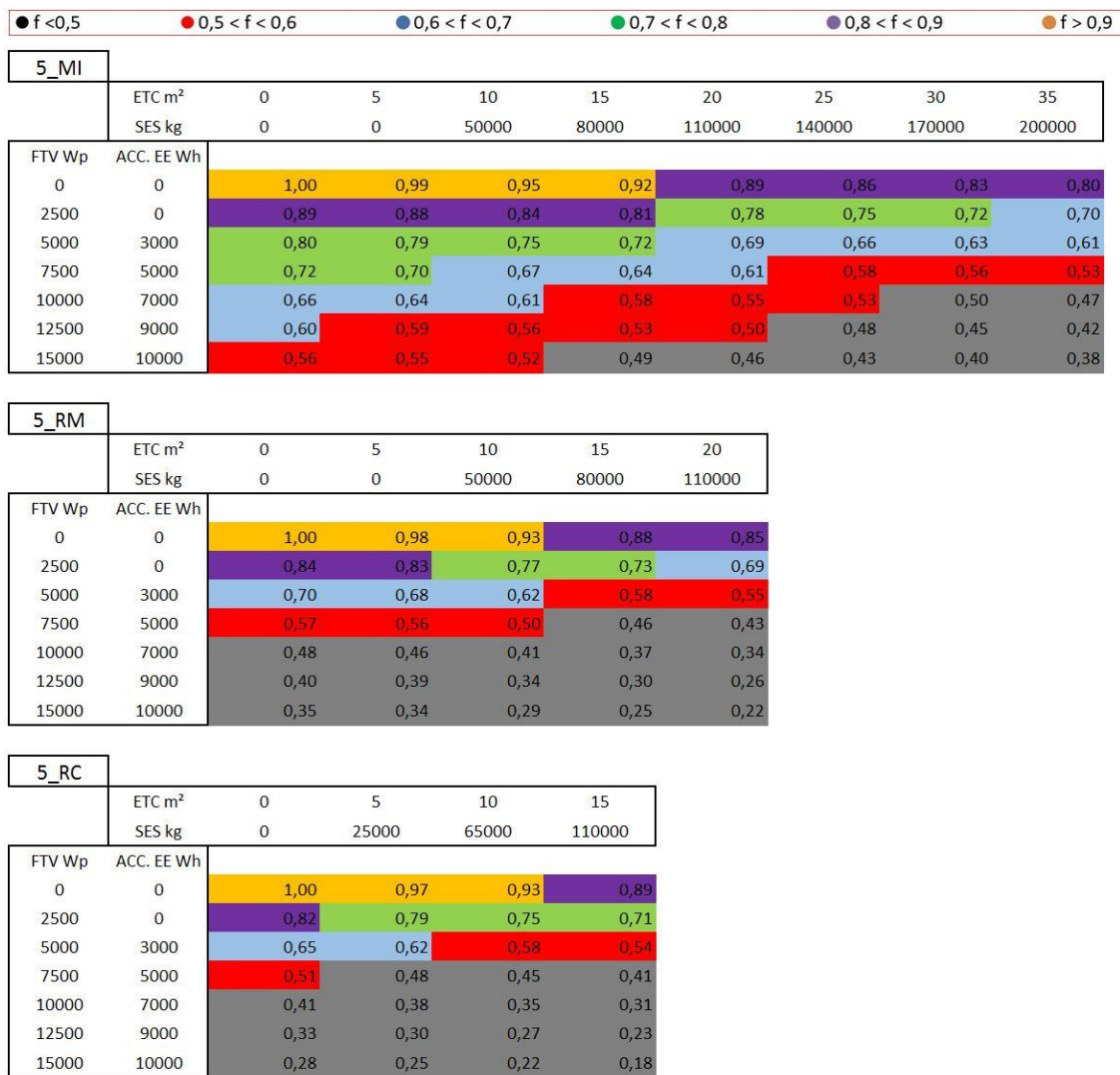


Figura 39. Rapporto fra l'energia elettrica prelevata da rete nei diversi casi e nel caso "base" di riscaldamento, raffrescamento e ACS da pompa di calore in totale prelievo da rete per l'edificio 5 nelle tre località (sopra Milano, nel centro Roma ed in basso Reggio Calabria)

L'analisi delle tabelle espone con chiarezza due elementi che si ritiene di sottolineare:

- Vista la rilevanza dei carichi estivi, e posto il fatto che le attuali offerte di assorbitori rendono quasi impraticabile l'utilizzo dei medesimi per il raffrescamento a partire da fonte termica solare, l'utilizzo del solare termico è sicuramente estremamente importante in tutte le latitudini per il soddisfacimento del fabbisogno sanitario (il quale, per giunta, necessita di temperature più elevate rispetto al riscaldamento e pertanto esprime i limiti della pompa di calore); il suo ruolo per quanto riguarda, invece, i carichi invernali, è limitato alle latitudini del centro-nord Italia, mentre risulta ingiustificato alle latitudini del centro-sud Italia.
- Il fotovoltaico, accoppiato con l'accumulo elettrico, porta rapidamente (e con una spesa tutto sommato contenuta) a rilevanti riduzioni del prelievo da rete.

### 3 Analisi economica

Nel presente capitolo vengono espone le analisi svolte per identificare i parametri economici che caratterizzano gli impianti; lo scopo del capitolo è quello di offrire dei dati economici che affianchino quelli tecnici. Si puntualizza, tuttavia, il fatto che non si intende addentrarsi in approfondite analisi finanziarie anche perché esse sarebbero ingiustificate in relazione agli impianti di un immobile come oggetto di investimento.

L'analisi svolta viene esposta distinguendo innanzitutto le sue due parti principali, ovvero l'identificazione del valore degli impianti ed in secondo luogo i costi di esercizio degli stessi. Sulla base dei valori anzidetti sono quindi sviluppate alcune semplici analisi di comparazione e di rientro dei costi sostenuti.

#### 3.1 Valutazione dei costi di impianto

Per quanto riguarda gli impianti, il ragionamento viene svolto identificando i costi complessivi di impianto per gli edifici esaminati. Se da un lato i costi vengono esaminati valutando il valore dell'esborso necessario alla realizzazione dei suddetti impianti, per procedere con una analisi di comparazione si scorpora il suddetto valore in due componenti che definiremo "costo base" e "costo aggiuntivo".

Concettualmente, con "costo base" si intende il costo dell'impianto costituito esclusivamente dalla pompa di calore come generatore di energia termica ed, ovviamente, da tutti gli altri elementi necessari (accumuli, distribuzione, ecc.).

Pertanto, gli impianti costituenti intervento "incrementale" saranno:

- l'impianto solare termico;
- l'accumulo termico stagionale;
- l'impianto fotovoltaico;
- l'accumulo elettrico dell'impianto fotovoltaico.

Per le valutazioni, i costi di tali impianti costituiranno costi incrementali.

##### 3.1.1 Pompa di calore

Il primo elemento dell'impianto è quello centrale, ovvero la pompa di calore da esterno con scambiatore aria/acqua, compressore di tipo scroll con dispositivo di controllo ad inverter, ventilatore di tipo elicoidale a bassa rumorosità con motore gestito da inverter, pompa di circolazione primario con motore gestito da inverter, microprocessore per controllo produzione acqua calda sanitaria con boiler esterno, valvole deviatrici precedenza ACS esterne, organi di controllo e sicurezza, filtro acqua su ritorno impianto, quadro elettrico di segnale e potenza con comando remoto.

Considerando le macchine disponibili sul mercato, si identificano le taglie che seguono ed i corrispondenti costi. Tali costi, come avverrà anche per i successivi, sono di fornitura e di posa in opera, da intendersi comprensivi di tutto ed utili a definire l'opera finita.

##### EDIFICIO 1

Potenzialità termica/frigorifera: 10,6/10,5 kW

Fornitura + posa in opera: **5000 EUR**

##### EDIFICIO 4 ed EDIFICIO 5

Potenzialità termica/frigorifera: 19,6/18,5 kW

Fornitura + posa in opera: **8900 EUR**

##### 3.1.2 Impianto di riscaldamento a pavimento

In tutti i casi, il riscaldamento degli ambienti viene assolto tramite impianto radiante a pavimento. Nello specifico, per la definizione dei costi ci si è riferiti ad un impianto a pavimento composto da: pannello in polistirene espanso sinterizzato arricchito con grafite per migliorare la resistenza termica accoppiato con una lastra superficiale per la diffusione del calore in lega speciale di alluminio dello spessore di 0,3 mm,

realizzato secondo la norma UNI EN 13163 (Euroclasse E di reazione al fuoco secondo UNI EN 13501-1). Sul pannello viene posato, con passo variabile, tubo multistrato prodotto in polietilene PE-RT secondo DIN 4726. Il tubo intermedio in alluminio costituisce una barriera assoluta all'assorbimento di ossigeno e il tubo esterno in polietilene ad alta densità PE-HD è particolarmente resistente all'abrasione e ai raggi UV. La tubazione viene bloccata sul pannello con apposite clips di fissaggio ed ogni circuito, tramite appositi raccordi, viene collegato al collettore di distribuzione in materiale plastico. L'impianto è completo su ogni circuito di valvole di intercettazione motorizzabili sul ritorno e misuratori di portata ed è comprensivo di rubinetti di carico/scarico, valvole di sfiato aria automatiche, termometri, staffe di supporto. Sarà inoltre posata a parete una fascia perimetrale che permette la dilatazione del massetto di copertura impianto all'aumentare della temperatura dello stesso.

#### **EDIFICIO 1**

Fornitura + posa in opera: **6500 EUR**

#### **EDIFICIO 4**

Fornitura + posa in opera: **21 500 EUR**

#### **EDIFICIO 5**

Fornitura + posa in opera: **10 500 EUR**

#### **3.1.3 Impianto di raffrescamento ed impianto VMC**

Come esposto nella descrizione degli impianti, per quel che concerne il raffrescamento si è provveduto tramite impianto di raffrescamento aeraulico. Senza entrare nel dettaglio della specifica configurazione, in relazione alla distribuzione interna degli spazi sono stati definiti dei costi di impianto riferiti principalmente alla dimensione dei locali ed al numero degli ambienti. In particolare, si prevede l'utilizzo di unità termoventilanti a sviluppo orizzontale installate in controsoffitto complete di valvole di zona a tre vie collegate al termostato ambiente, plenum di distribuzione in lamiera zincata isolato termicamente con guaina in gomma elastomerica da 10 mm con attacchi circolari per tubazione flessibile, terminale di immissione aria tipo bocchetta in alluminio a doppia fila di alette orientabili completa di serranda di taratura e plenum in lamiera zincata con attacco posteriore per tubazione flessibile e quota parte di tubazione flessibile per collegamento alle termoventilanti, plenum di ripresa aria ambiente completo di griglia maglia quadra che funge anche da ispezione per manutenzione filtro macchina.

In aggiunta, all'impianto di ventilazione va collegato anche l'impianto di ventilazione meccanica controllata; nell'importo che segue, tali impianti sono considerati come un unicum in quanto essi condividono le linee aerauliche, i terminali e tutta la parte di distribuzione dell'aria in genere.

Come consuetudine, per gli ambienti domestici la ventilazione meccanica controllata prevede come punti di aspirazione bagni e cucina (corridoi nel caso degli uffici) e come punti di immissione camere, soggiorno e locali ufficio.

#### **EDIFICIO 1**

Fornitura + posa in opera: **4500 EUR**

#### **EDIFICIO 4**

Fornitura + posa in opera: **22 500 EUR**

#### **EDIFICIO 5**

Fornitura + posa in opera: **16 750 EUR**

#### **3.1.4 Linee principali climatizzazione - idrico sanitario**

Da ultimo, si considerano gli impianti idrico/sanitari; nel conteggio di tali impianti, si riporta anche il costo dell'accumulo rapido il quale dovrà essere sempre presente indipendentemente dall'impianto solare

termico per via dell'utilizzo della pompa di calore come fonte primaria. Il costo sotto indicato, pertanto, comprende le linee principali che saranno realizzate in multistrato di adeguato diametro, isolate con guaina in gomma elastomerica di adeguato spessore a seconda del tipo di posa, protetta con guaina in PVC per la posa a vista. Per le tubazioni posate interrate, si utilizzeranno tubazioni flessibili pre-isolate con schiuma microcellulare di polietilene reticolato con guaina corrugata flessibile in PVC a bassa dispersione di calore. La stessa soluzione verrà utilizzata anche per le linee ACS che partono dallo scambiatore rapido fino ai rubinetti d'arresto dei locali bagno e/o cucina. Per l'edificio 4, all'interno della quotazione è stata considerata anche la quota parte relativa ai contabilizzatori di acqua calda e fredda e ai circuiti di acqua calda e fredda sanitaria.

#### EDIFICIO 1

Fornitura + posa in opera: **1900 EUR**

#### EDIFICIO 4

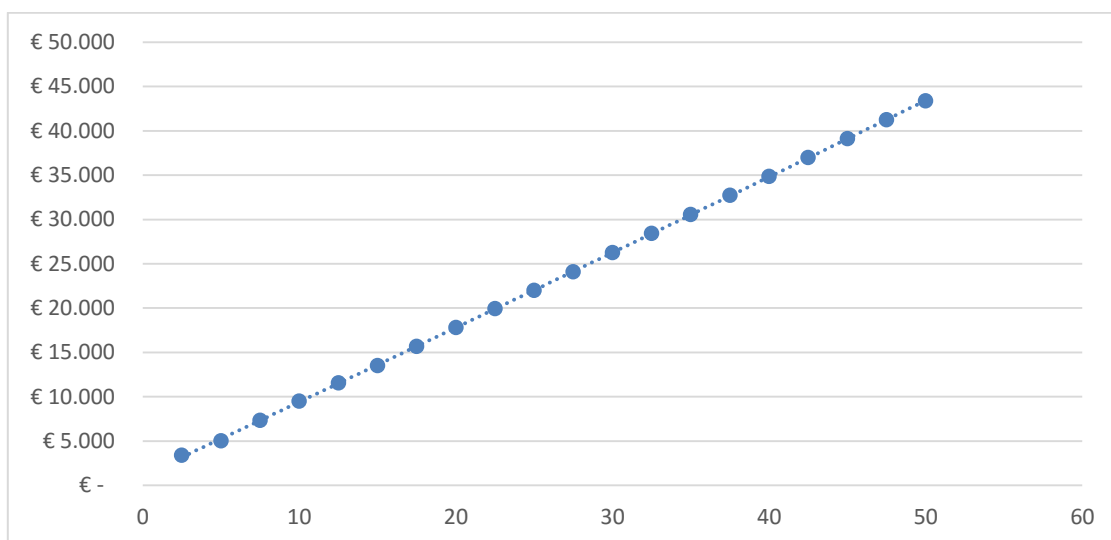
Fornitura + posa in opera: **12 000 EUR**

#### EDIFICIO 5

Fornitura + posa in opera: **4500 EUR**

#### 3.1.5 Impianto solare termico

Per quanto concerne l'impianto solare termico, il suo costo deve essere necessariamente parametrizzato sulla base della dimensione del campo solare. Ovviamente, il costo complessivo di tale parte di impianto sarà costituito da una parte di costi fissi, costituiti principalmente dalla stazione di pompaggio unita alle linee dorsali e ad alcuni accessori. I costi variabili, invece, saranno legati principalmente al numero di elementi che costituiranno il campo solare. Seppure gli impianti di tipo a tubi evacuati come quello adottato consentano una elevata possibilità di frazionamento, si è considerato come "passo" minimo della valutazione l'unità di 2,5 m. Sulla base delle valutazioni sui prodotti esaminati, si è pervenuti ai costi riportati in Figura 40.



**Figura 40. Costi realizzativi dell'impianto solare termico riferiti ai m<sup>2</sup> di superficie di apertura**

#### 3.1.6 Accumulo stagionale

L'accumulo stagionale è uno degli elementi centrali dell'analisi svolta. Il costo dell'accumulo stagionale, diversamente dalla maggior parte degli altri elementi dell'impianto, comprende una molteplicità di voci aggiuntive rispetto alle attrezzature singole.

L'accumulo stagionale, infatti, dovrà necessariamente essere un accumulo interrato la cui realizzazione comporterà lavori quali scavi, una modesta fondazione per la distribuzione delle pressioni sul suolo, le coibentazioni speciali, le impermeabilizzazioni ed i rinterri. Vi sono quindi tutte le attrezzature e le lavorazioni inerenti la realizzazione del serbatoio e l'inserimento al suo interno dei serpentini per lo scambio termico.

Dalla valutazione svolta, sono stati desunti i costi realizzativi riportati in Figura 41.

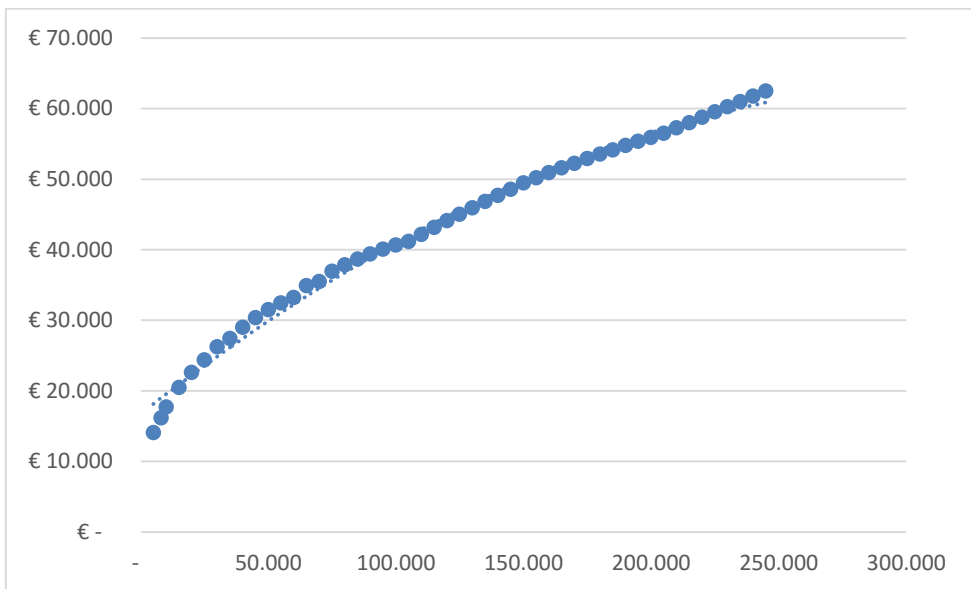


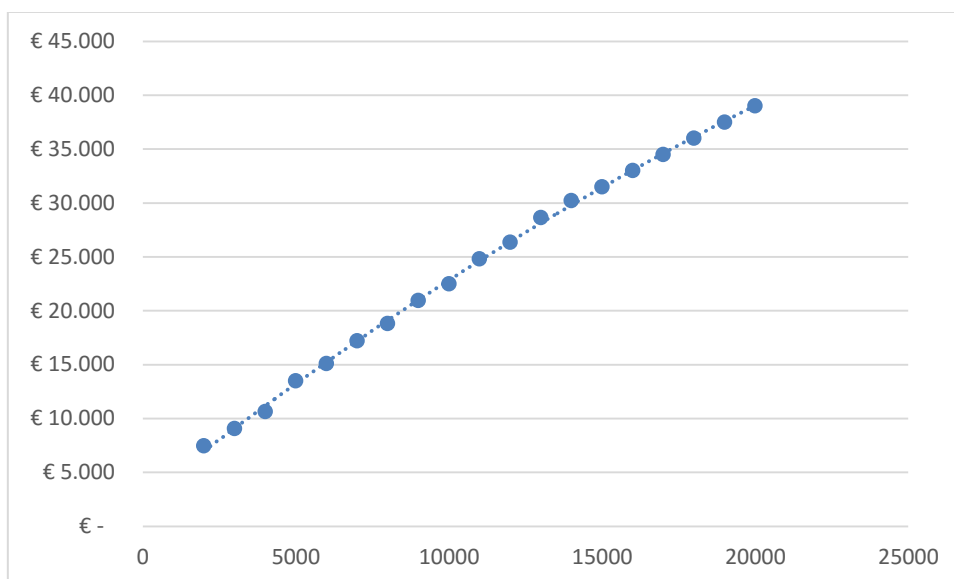
Figura 41. Costi realizzativi dell'accumulo stagionale riferiti ai kg di massa utile

Per quanto riguarda il serbatoio stagionale, il costo è stato valutato con "passi" di 5 m<sup>3</sup> ciascuno partendo da una dimensione minima dello stesso pari a 10 m<sup>3</sup> per arrivare fino ad un volume massimo di accumulo pari a 245 m<sup>3</sup>.

### 3.1.7 Impianto fotovoltaico

Per quanto concerne l'impianto fotovoltaico, la valutazione dei costi realizzativi è stata basata sull'esperienza accumulata su impianti realizzati recentemente dagli autori confrontata anche con i valori presenti su alcuni prezzi regionali. Il prezzo di impianto considerato copre tutti i costi di un "chiavi in mano", comprendendo, pertanto, tutte le attrezzature (moduli, inverter, SPI ed accessori vari) nonché la posa in opera, la progettazione e gli oneri di connessione (valutati per casi "medi", che non presentino, ovviamente, particolari difficoltà o criticità).

Il risultato di tale analisi sono i costi indicati in Figura 42.



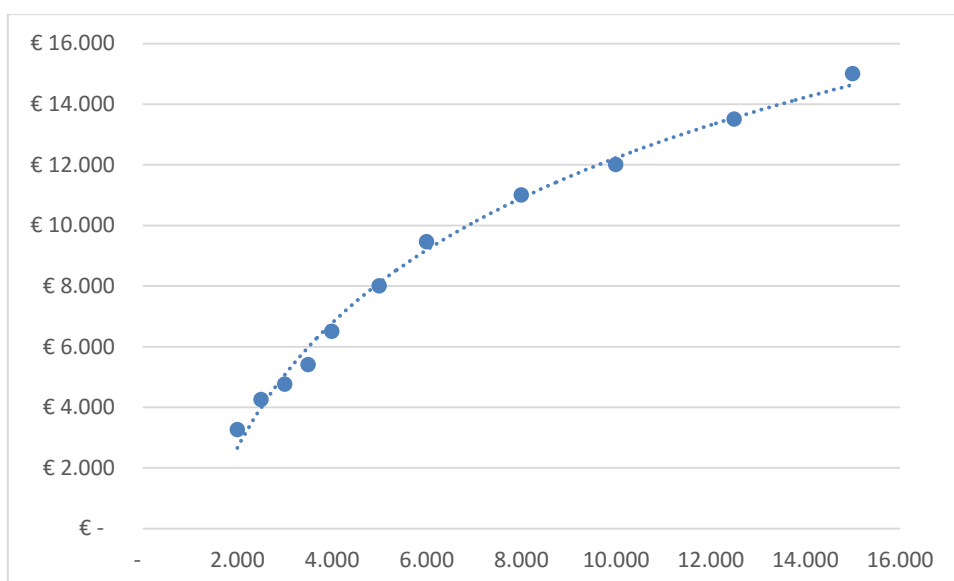
**Figura 42. Costi realizzativi dell’impianto fotovoltaico in funzione della taglia (Wp DC)**

Per quanto riguarda la dimensione dell’impianto fotovoltaico, si è considerato che la taglia minima di impianto attualmente realizzata è solitamente pari a 2 kWp; sotto tale potenza, infatti, i costi fissi diventano così rilevanti da rendere poco ragionevole l’installazione. Circa, invece, la dimensione massima, si è considerato il limite di 20 kWp. Tale taglia è l’ultima che può infatti godere dell’ottenimento di titoli di efficienza energetica e, pertanto, risulta essere commercialmente una sorta di “limite superiore” per le installazioni in ambito domestico.

### 3.1.8 Accumulo di energia elettrica ed accessori

Per l’accumulo di energia elettrica, si sono utilizzati i prezzi medi di mercato degli accumuli attualmente disponibili; considerando che il mercato è ancora giovane, si hanno range di prezzo piuttosto ampi, pertanto si è cercato di porsi centralmente e di operare con valori medi.

Per l’accumulo si è partiti da una taglia minima di 2000 Wh fino ad una taglia massima di 15 000 Wh. I risultati sono riportati in Figura 43.



**Figura 43. Costi realizzativi del sistema di accumulo elettrico in funzione della taglia (energia utile accumulabile, Wh)**

### 3.2 Valutazione dei costi di esercizio

Per quanto concerne i costi di esercizio, essi sono stati valutati facendo riferimento ad un costo dell'energia elettrica pari ad 0,30 EUR/kWh. Seppure alto, tale costo non è molto lontano dall'effettiva spesa media dell'utente domestico considerando il pagamento delle accise e gli "scaglioni" cui esse sono riferite.

Per quanto riguarda, invece, la valorizzazione dell'energia elettrica ceduta, ipotizzando l'esercizio in scambio sul posto, si è considerato un beneficio economico pari a 0,08 EUR/kWh. In ogni caso, in merito a tale valore, si sottolineano due aspetti: il primo riguarda il fatto che la quantità di energia ceduta in rete è sempre modesta; ciò per via della presenza dell'accumulo elettrico. Il secondo riguarda il fatto che, in tutti i casi, il prelievo complessivo di energia da rete nell'intero anno è superiore alla quantità di energia immessa, e pertanto tale energia può in effetti essere considerata tutta "scambiata sul posto".

### 3.3 Esposizione dei risultati

I risultati dell'analisi economica sono esposti nella forma di tabelle che mostrano, per ciascun edificio, per ciascuna località e per ciascuna configurazione impiantistica il tempo di rientro semplice del maggiore costo di investimento sostenuto per realizzare l'impianto della specifica configurazione rispetto, invece, al costo "base", ovvero quello della sola pompa di calore come macchina termica di generazione.

Al fine di comparare soluzioni fra loro simili in termini di frazione rinnovabile, le celle che contengono i valori economici mantengono il colore dello sfondo che richiama il valore della frazione rinnovabile, secondo le legende mostrate in testa a ciascuna figura.

Circa i risultati riportati in Figura 44, Figura 45 e Figura 46, si evidenziano alcune "note di lettura" prima dei commenti finali:

- per limitare il numero di simulazioni svolte, si è proceduto con "passi" delle simulazioni che, a volte, risultano troppo grossolani su certi aspetti; è questo il caso, ad esempio, delle situazioni con il solo solare termico, ovvero dei passi iniziali degli impianti con solare termico e serbatoio stagionale:
  - nel caso del solo solare termico, se il "passo" dell'impianto corrisponde ad un solare termico ben sposato con il fabbisogno si hanno tempi di rientro dell'investimento adeguati (compresi fra 10 e 20 anni); in caso contrario, invece, si perviene con facilità a tempi molto elevati per via della taglia troppo piccola (e quindi di una elevata incidenza dei costi fissi) ovvero troppo grande (e quindi del mancato utilizzo di tutta l'energia producibile) dell'impianto solare termico. Tali situazioni si ritrovano in particolare negli edifici 1 e 5, nei quali la domanda di calore per ACS è modesta;
  - per quanto concerne, invece, il serbatoio stagionale, si vede come esso, dati gli attuali costi, possa trovare giustificazione economica solo per esecuzioni molto grandi.



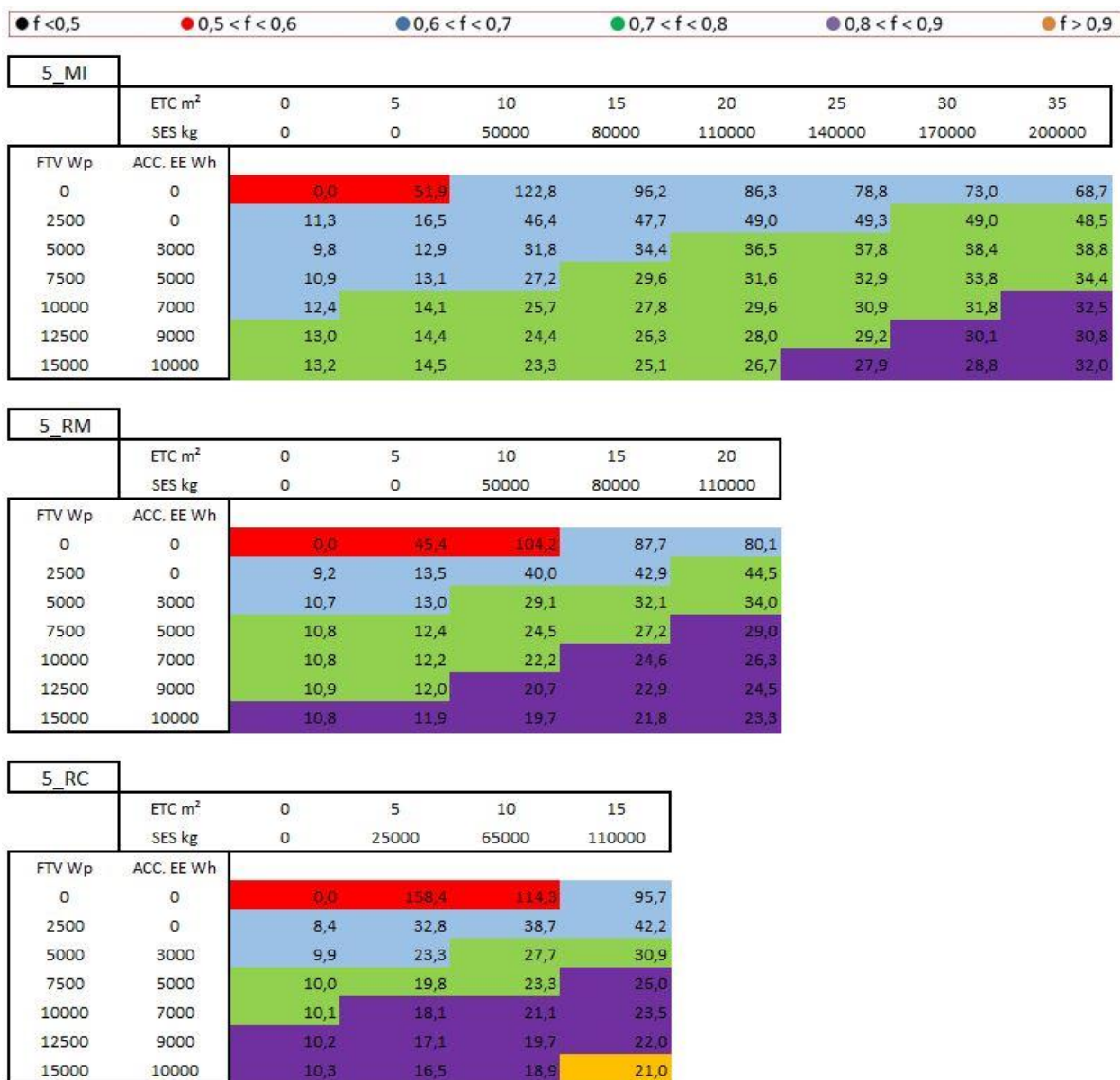


Figura 44. Tempo di rientro in anni del costo incrementale dell'impianto del caso studiato rispetto al costo dell'impianto "base" per le diverse configurazioni di impianto; il colore di sfondo rappresenta la frazione rinnovabile del caso specifico secondo la legenda sopraportata. Edificio 1 nelle tre località (sopra Milano, nel centro Roma ed in basso Reggio Calabria)

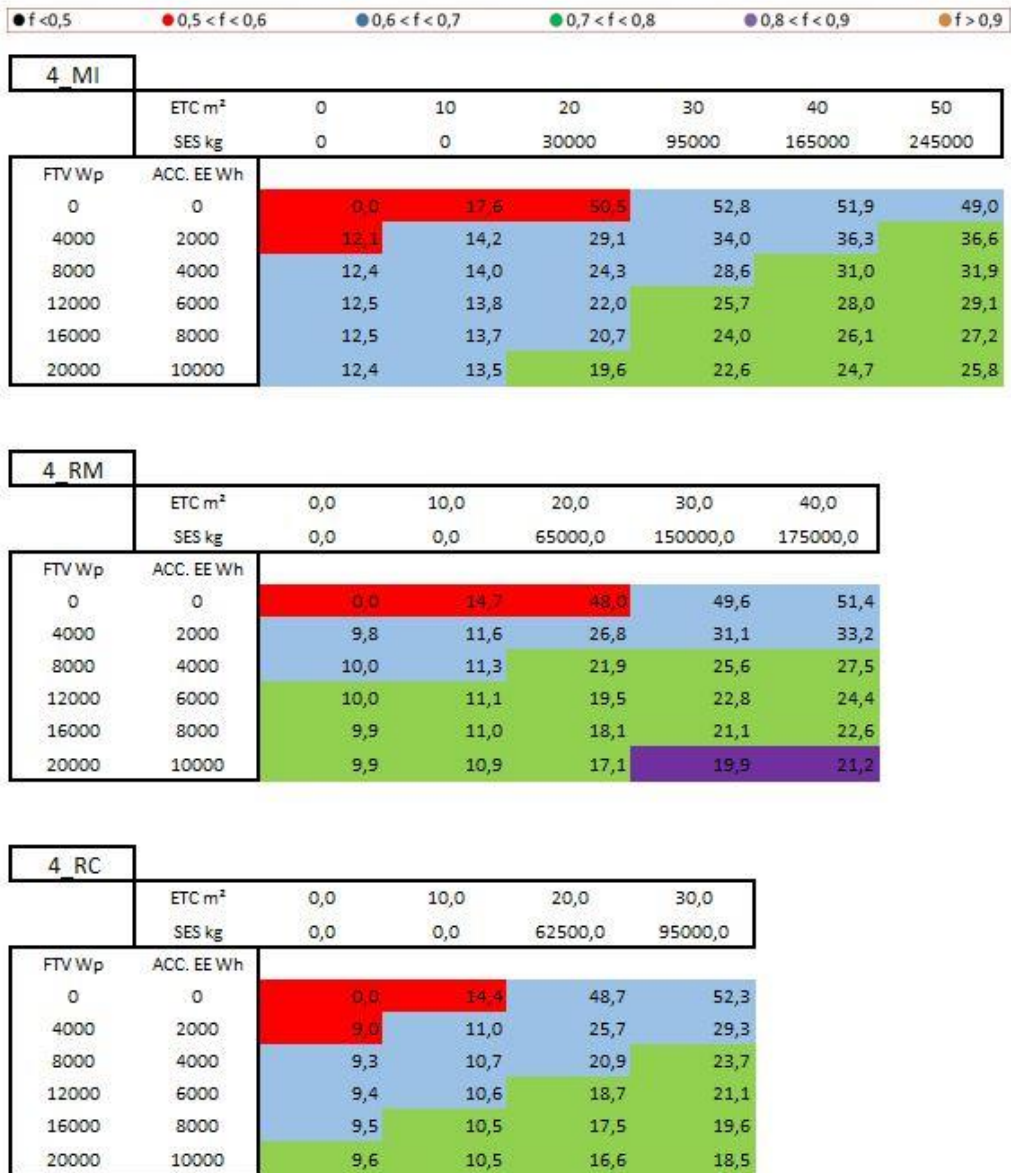
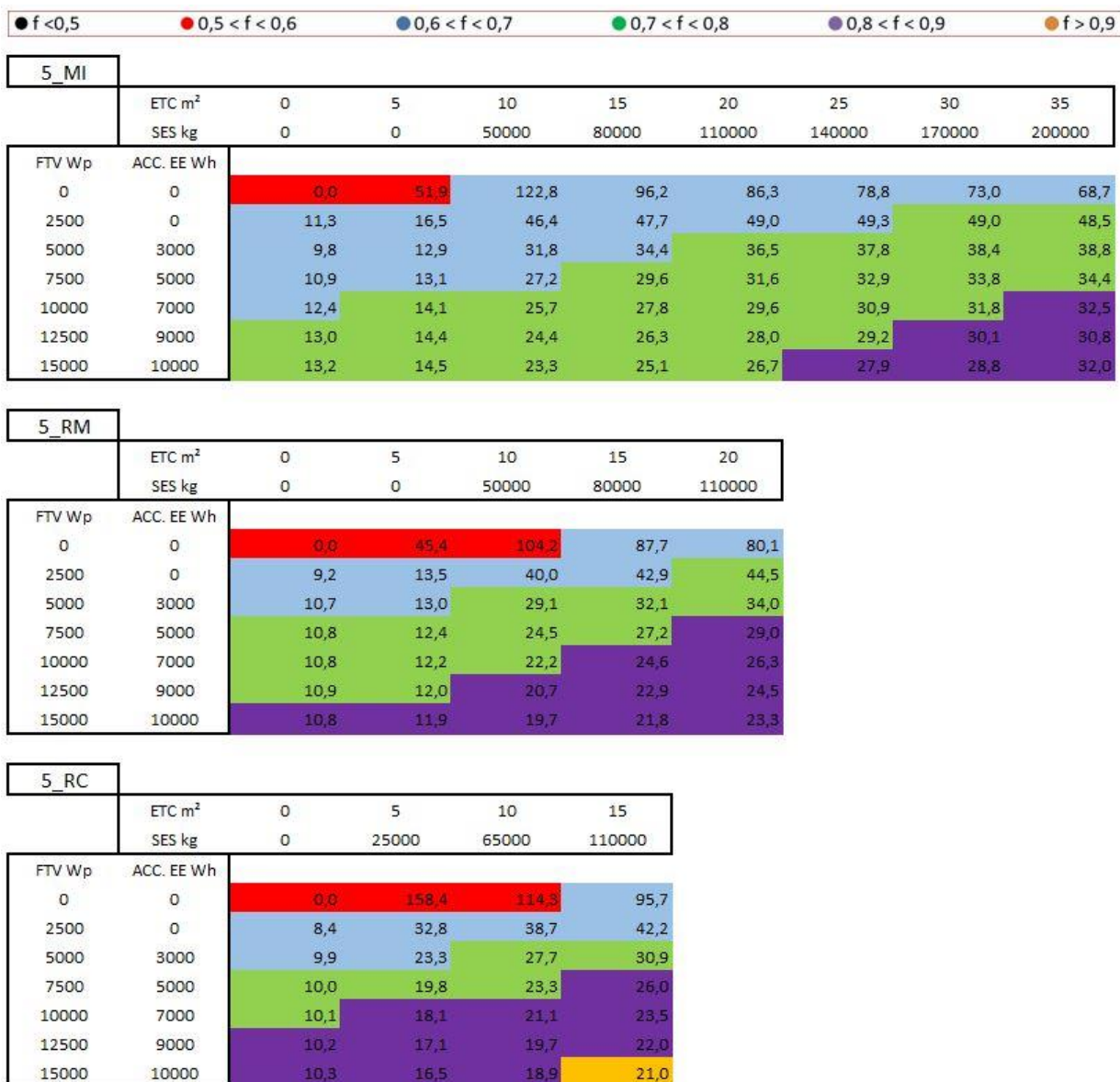


Figura 45. Tempo di rientro in anni del costo incrementale dell'impianto del caso studiato rispetto al costo dell'impianto "base" per le diverse configurazioni di impianto; il colore di sfondo rappresenta la frazione rinnovabile del caso specifico secondo la legenda sopraportata. Edificio 4 nelle tre località (sopra Milano, nel centro Roma ed in basso Reggio Calabria)



**Figura 46. Tempo di rientro in anni del costo incrementale dell'impianto del caso studiato rispetto al costo dell'impianto "base" per le diverse configurazioni di impianto; il colore di sfondo rappresenta la frazione rinnovabile del caso specifico secondo la legenda soprariportata. Edificio 5 nelle tre località (sopra Milano, nel centro Roma ed in basso Reggio Calabria)**

L'analisi dei costi mostra con chiarezza il fatto che gli unici interventi che presentano rientri dell'investimento ragionevoli sono l'introduzione dell'impianto fotovoltaico con accumulo e, limitatamente al caso 4, il solare termico per la produzione di ACS presenta rientri accettabili.

Circa i rientri di questo intervento, si deve segnalare che probabilmente anche nel caso dell'edificio 1 un impianto ben dimensionato presenterebbe rientri simili a quelli del caso 4, ma ciò non è visibile nelle simulazioni per via delle ragioni esposte in premessa. Nel caso dell'edificio 5, invece, i consumi ridotti rendono comunque l'investimento poco appetibile sotto il profilo economico.

Seppure si ritiene che nell'analisi degli aspetti economici entrino in gioco alcune delle principali limitazioni del modello adottato, e pertanto vi siano alcuni casi specifici in cui i risultati perdono di accuratezza ed alcuni aspetti generali nei quali si esprimono i limiti del modello, è comunque vero che si ritengono valide le conclusioni tratte in precedenza.

Per ragioni di brevità, non sono state esaminate in dettaglio le configurazioni degli impianti solare fotovoltaico e solare termico senza accumulo le quali, invece, potrebbero forse risultare anch'esse interessanti.

## 4 Conclusioni

Il presente studio ha tratto le proprie mosse dalla constatazione che i requisiti di legge attuali e futuri stanno spingendo sempre più l'impiantistica in campo edilizio verso l'utilizzo del ciclo frigorifero diretto ed inverso come "generatore" termico. Conseguentemente, il fabbisogno di energia primaria degli edifici si sposta sempre di più dall'utilizzo diretto della fonte fossile verso il consumo di energia elettrica.

Tenendo presente, in particolare, l'ottica di realizzare edifici nZEB, il presente lavoro ha esposto le simulazioni svolte su tre "edifici tipo" (una villetta singola, una palazzina composta da sei unità immobiliari ed una palazzina ad uso ufficio) in tre diverse località rappresentative del nord (Milano), centro (Roma) e sud Italia (Reggio Calabria). Partendo da un "caso base" che prevede la sola pompa di calore/condizionatore come generatore di energia termica/frigorifera, sono state analizzate diverse configurazioni impiantistiche che vedono l'utilizzo della fonte solare termica assieme ad un serbatoio energetico che lavora su ciclo stagionale per il riscaldamento e della fonte fotovoltaica accoppiata ad un sistema di accumulo dell'energia elettrica per l'autoproduzione di energia (e la conseguente riduzione dei prelievi da rete ed il contenimento delle immissioni in rete) in ausilio alla macchina base.

Tali due configurazioni di impianto sono portate fino agli "estremi" in termini di dimensioni dei campi solari e dei relativi accumuli per studiarne il comportamento in termini di frazione rinnovabile e riduzione dei prelievi di energia da rete; nell'ultimo capitolo sono stati esaminati gli aspetti economici legati alle configurazioni studiate.

Dal quadro tratto, si evidenzia come l'utilizzo del solare termico mal compete con la fonte fotovoltaica trovando un suo ruolo quasi esclusivamente nella produzione di acqua calda sanitaria; infatti, sia in termini energetici che in termini economici, i risultati migliori sono quelli relativi alla configurazione con impianto fotovoltaico ed accumulo di energia elettrica. Pur permanendo, con riferimento a quest'ultimo, alcune incertezze riguardanti le sue performance e la durata delle batterie/costi di sostituzione delle stesse, gli alti costi di investimento e l'impossibilità di intervenire sui consistenti fabbisogni di raffrescamento rendono in ogni caso non competitiva la soluzione con l'accumulo stagionale di energia termica alimentato da impianto solare termico a tubi evacuati.

A supporto dell'analisi, si deve precisare che i risultati esposti dalle presenti simulazioni devono necessariamente essere corredati di alcune note; infatti, si ritiene che i fabbisogni estivi possano essere sovrastimati dalle attuali modalità di calcolo degli stessi, ma soprattutto dal fatto che le abitudini degli utenti prevedono tempi di utilizzo degli impianti molto più limitati di quanto non emerga da un calcolo "secondo normativa". Ciò influenza in maniera significativa i risultati e, pertanto, dovrebbe probabilmente essere oggetto di ulteriore approfondimento.

Assieme a questo aspetto, l'ambiente di simulazione dovrà essere perfezionato per tenere conto delle situazioni dinamiche (attualmente esso è sostanzialmente costituito da una successione di simulazioni stazionarie orarie riunite poi in serie a costituire un anno) e di altri dettagli di funzionamento degli impianti che sono ancora ad un basso livello di raffinatezza.

Tuttavia, si ritiene che, seppure una migliore rappresentazione del primo aspetto osservato ed un incremento di accuratezza dell'ambiente di simulazione possano migliorare la precisione dei risultati, essi non modificheranno dal punto di vista sostanziale le conclusioni che dai medesimi sono state tratte.

## Riferimenti bibliografici

1. Comitato Termotecnico Italiano Energia e Ambiente, Calcolo delle prestazioni energetiche degli edifici e degli impianti secondo le specifiche tecniche UNI TS 11300:2008 parte 1 e parte 2, Studio di caso – edificio 1D, CTI, versione 04 del 10 maggio 2012.
2. Comitato Termotecnico Italiano Energia e Ambiente, Caso di studio 4D (palazzina residenziale), Versione 01, Esempio di calcolo della prestazione energetica di un edificio secondo la normativa nazionale, CTI, versione 2 ottobre 2014.
3. Comitato Termotecnico Italiano Energia e Ambiente, Caso di studio 5B (uffici), Versione 01, Esempio di calcolo della prestazione energetica di un edificio secondo la normativa nazionale, CTI, versione 2 ottobre 2014.
4. Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana, Roma, Mercoledì 15 luglio 2015, decreto 26 giugno 2015. Appendice B (allegato 1, capitolo 4), Requisiti specifici per gli edifici esistenti soggetti a riqualificazione energetica.
5. Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, DCO 37/09, Ipotesi di incremento della potenza prelevabile nelle ore a basso carico per utenze domestiche con rilevazione dei prelievi per fasce orarie, 19 novembre 2009.
6. ERG, end-use Efficiency Research Group, Dipartimento di Energetica Politecnico di Milano, MICENE misure dei consumi di energia elettrica in 110 abitazioni italiane, curve di carico dei principali elettrodomestici e degli apparecchi di illuminazione, settembre 2004.
7. Mariani, A., "Analisi sperimentale pannelli solari termici a tubi evacuati ad heat pipe", Report ENEA, 2011.
8. Morrison, G. L., Budihardjo, I. e Behnia, M., "Water-in-glass evacuated tube solar water heaters", *Solar Energy*, 76.1 (2004), 135-140.
9. Budihardjo, I., e Morrison, G. L., "Performance of water-in-glass evacuated tube solar water heaters", *Solar Energy*, 83.1 (2009), 49-56.
10. Zambolin, E. e Del Col, D. "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.
11. Zambolin, E. e Del Col, D., "An improved procedure for the experimental characterization of optical efficiency in evacuated tube collectors", *Renewable Energy*, 43 (2012), 37-46.
12. 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.
13. Riva, G., Sotte, M., Coccia, G., "L'accumulo di energia termica quale importante strumento per la realizzazione di edifici nZEB", Report Ricerca di Sistema Elettrico, ENEA, 2014.
14. Regole tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative alla integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale ai sensi della deliberazione 574/2014/R/EEL, GSE, Roma, 8 aprile 2015.
15. Kalogirou, S. A., *Solar Energy Engineering – Processes and Systems*, 2<sup>nd</sup> ed., Elsevier, 2014.
16. Cogliani, E., Ricchiazzi, P., e Maccari, A. "Physical Model SOLARMET for Determinating Total and Direct Solar Radiation by Meteosat Satellite Images", *Solar Energy*, 81.6 (2007), 791– 798.
17. Spinelli, F. "La Stima della Radiazione Solare mediante Immagini Satellitari", Report ENEA, Unità Tecnica Fonti Rinnovabili, Laboratorio Progettazione Componenti e Impianti, 2011.
18. Michalsky, J. J., "The Astronomical Almanac's Algorithm for Approximate Solar Position (1950–2050)", *Solar Energy*, 40.3 (1988), 227–235.
19. Wolfram Research, *Wolfram Mathematica*, 2014.
20. Coccia, G. Latini, G., e Sotte, M., "Mathematical modeling of a prototype of parabolic trough solar collector", *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 4, 023110, 2012.
21. Coccia, G., Di Nicola, G., e Sotte, M., "Design, manufacture, and test of a prototype for a parabolic trough collector for industrial process heat", *Renewable Energy*, 74 (2015), 727-736.

## Abbreviazioni ed acronimi

ACS	acqua calda sanitaria
CTI	Comitato Termotecnico Italiano
ETC	evacuated tube collector
FTV	fotovoltaico
nZEB	near zero energy building
PDC	pompa di calore
raffr	raffrescamento
risc	riscaldamento
SR	serbatoio di accumulo rapido
SS	serbatoio di accumulo stagionale
TMY	typical meteorological year

## 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 Termotecnico 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. (UnoImpianti, 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.