



## **POLITECNICO DI TORINO**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Edile

A.A 2016/2017

### **Ottimizzazione integrata di edificio, impianti e fonti rinnovabili di energia per la cost-optimal analysis di edifici nZEB**

Candidato: Federico Prunotto

Relatore: Enrico Fabrizio

Correlatrice: Maria Ferrara



*A papà...*



## **Ringraziamenti**

Innanzitutto desidero ringraziare il Professor Enrico Fabrizio per avermi concesso l'opportunità di lavorare su un progetto così importante e ambizioso, e per aver confidato nelle mie capacità di portare a termine il lavoro.

Un ringraziamento doveroso va anche a Maria, che mi ha sempre aiutato e incoraggiato; senza il suo contributo e i suoi preziosi suggerimenti avrei senz'altro faticato molto di più nel concludere questa tesi.

Infine sento di dover rivolgere un sentito ringraziamento a tutti i membri della mia famiglia e alla mia fidanzata, Simona: ognuno di loro ha avuto un ruolo importante nel percorso che ho intrapreso e senza la loro fiducia, il costante supporto e incoraggiamento, ultimare i miei studi sarebbe stato certamente più difficoltoso.



## Abstract

È ampiamente riconosciuto che il settore dell'edilizia rappresenta circa un terzo del consumo globale energetico ascrivibile ad una nazione, contribuendo quindi in maniera significativa all'emissione di gas serra nocivi per l'ambiente. La sfida richiesta ai progettisti, oggi, è quella di optare per la miglior configurazione impiantistica disponibile, sia in termini di efficienza energetica che di costi di gestione. Il consumo energetico di un edificio dipende tuttavia da molteplici fattori e da un elevato numero di variabili, la cui relazione di inter-dipendenza rende il processo di identificazione dell'alternativa migliore piuttosto complicato.

L'introduzione di procedure di ottimizzazione applicate al processo di design degli edifici e dei loro impianti, permette di approcciare il problema da un punto di vista nuovo, più razionale e rigoroso. L'aspetto rivoluzionario di questo approccio alla progettazione consiste nella valutazione e ottimizzazione simultanea della domanda e della fornitura di energia che caratterizzano un edificio. Ed è proprio questa la considerazione di base da cui si è articolato il lavoro che viene presentato nelle pagine successive.

Il punto di partenza è stato la definizione di un modello che inglobasse al suo interno tanto l'edificio oggetto del caso studio quanto il sistema di impianti al suo servizio, impianti peraltro dichiaratamente votati allo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili: tale caratteristica risulta infatti indispensabile per adeguarsi agli standard energetici imposti dalla normativa Europea, che pongono l'edificio *nZEB* (nearly zero energy building, ovvero edificio a consumo energetico quasi nullo) come riferimento nel settore delle costruzioni edili. Fondamentale per la successiva fase di ottimizzazione è stata inoltre l'individuazione dei parametri la cui variazione comporta un cambiamento nella performance energetica del sistema edificio-impianti.

La fase successiva e conclusiva del lavoro si è invece incentrata prevalentemente sulla definizione delle funzioni di costo da associare ai parametri edilizi e impiantistici individuati, in quanto oggetto della procedura di ottimizzazione integrata. Questo passaggio ha quindi permesso di definire una funzione obiettivo di costo globale. Tramite un opportuno algoritmo di ottimizzazione, è stato infine possibile individuare la configurazione di parametri, tanto impiantistici quanto edilizi, per cui la funzione che descrive l'andamento del costo globale assume il valore minimo.



# Indice

<b>Abstract</b> .....	<b>vii</b>
<b>Indice delle tabelle</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Indice delle figure</b> .....	<b>xvii</b>
<b>1 Edifici nZEB, panorama normativo attuale</b> .....	<b>23</b>
<b>2 Metodologia di ottimizzazione integrata</b> .....	<b>31</b>
<b>3 Software di simulazione e ottimizzazione impiegati</b> .....	<b>35</b>
3.1 TRNSYS.....	35
3.2 GenOpt.....	37
3.2.1 Algoritmo di ottimizzazione .....	39
<b>4 Caratterizzazione delle fonti energetiche impiegate</b> .....	<b>41</b>
4.1 Solare termico .....	46
4.1.1 Il sole come fonte di irraggiamento .....	46
4.1.2 Tipologie di collettori e parametri caratteristici .....	49
4.1.2.1 Collettore solare piano vetrato .....	49
4.1.2.2 Collettore solare a tubi sottovuoto.....	52
4.1.3 Serbatoio di accumulo .....	54
4.1.4 Parametri caratteristici dei collettori .....	56
4.2 Solare fotovoltaico .....	59
4.2.1 Generatore fotovoltaico .....	60
4.2.2 Tipologia di moduli fotovoltaici .....	62
4.2.3 Inverter .....	65
4.2.4 Principali tipologie di impianti fotovoltaici .....	65
4.3 Generatore di calore a biomasse.....	67
4.3.1 Caldaie a cippato.....	69
4.3.2 Caldaie a pellet.....	70
4.4 Pompa di calore .....	71
4.4.1 Sorgenti di calore utilizzabili.....	74
<b>5 Descrizione del caso studio</b> .....	<b>79</b>
5.1 Premessa .....	81
5.2 Definizione delle variabili di ottimizzazione per gli impianti .....	82
5.3 Intervallo di variazione per le variabili di ottimizzazione relative agli impianti .....	84
5.4 Definizione dei parametri di ottimizzazione per l'edificio e rispettivi intervalli di variazione .....	87

5.5	Impianto di riscaldamento.....	88
5.6	Impianto di raffrescamento .....	91
5.7	Impianto fotovoltaico.....	91
<b>6</b>	<b>Valutazioni finanziarie .....</b>	<b>93</b>
6.1	Costi di sostituzione.....	94
6.2	Costi annuali.....	96
6.3	Valore residuo .....	100
6.4	Determinazione delle funzioni di costo di investimento .....	102
6.4.1	Funzione di costo di investimento per la parete opaca esterna.....	103
6.4.2	Funzione di costo di investimento per solaio contro terra.....	109
6.4.3	Funzione di costo di investimento per il solaio di copertura.....	113
6.4.4	Funzione di costo di investimento per i serramenti.....	117
6.4.5	Funzione di costo di investimento per caldaia a biomasse.....	121
6.4.6	Funzione di costo di investimento per impianto solare termico .....	126
6.4.7	Funzione di costo di investimento per impianto fotovoltaico connesso in rete .	135
6.4.8	Funzione di costo di investimento per pompa di calore.....	141
<b>7</b>	<b>Procedura operativa in TRNSYS .....</b>	<b>145</b>
7.1	Modellazione dell'edificio .....	146
7.2	Modellazione dell'impianto solare termico .....	149
7.2.1	Modellazione dei collettori solari termici.....	149
7.2.2	Modellazione del serbatoio di accumulo .....	153
7.3	Modellazione dell'impianto fotovoltaico.....	156
7.4	Modellazione della caldaia alimentata a biomasse .....	161
7.5	Modellazione della pompa di calore geotermica .....	163
7.6	Modellazione del serbatoio di accumulo dell'ACS.....	167
7.7	Modellazione del pavimento radiante.....	169
7.8	Logiche di controllo e sistemi di regolazione.....	172
7.8.1	Controllo della temperatura negli ambienti.....	172
7.8.2	Logica che regola il funzionamento dell'impianto solare .....	174
7.8.3	Logica che regola l'accensione dell'impianto termico.....	175
7.8.4	Sistema di regolazione della temperatura di mandata.....	177
7.9	Simulazione per l'ottimizzazione.....	180
7.9.1	Procedura per il calcolo automatico del fabbisogno di energia termica dell'edificio 180	
7.9.2	Creazione del file climatico ad-hoc .....	182
7.9.3	Procedura per il calcolo automatico della portata di progetto .....	184
7.9.4	Definizione dei parametri di ottimizzazione in TRNSYS .....	187
7.9.5	Global cost function in TRNSYS .....	190
<b>8</b>	<b>Processo di ottimizzazione.....</b>	<b>193</b>

8.1	Editing dei file di template deck (.dck) e dell'edificio (.bui) .....	194
8.2	Creazione del file di comando di GenOpt per l'ottimizzazione .....	196
<b>9</b>	<b>Risultati dell'ottimizzazione .....</b>	<b>199</b>
9.1	Analisi dei valori estremi di alcune delle variabili di ottimizzazione .....	199
9.2	Studio parametrico .....	203
9.2.1	Influenza del parametro "numero di collettori solari" .....	205
9.2.2	Influenza del parametro "rapporto litri/superficie di collettori solari" .....	207
9.2.3	Influenza del parametro "numero di pannelli FV" .....	209
9.2.4	Influenza della variabile "tipologia di pannello FV" .....	211
9.3	Risultati dell'ottimizzazione finanziaria .....	214
9.3.1	Optimum nel caso di applicazione del coefficiente $f_{P,nren}$ .....	216
9.3.2	Punti notevoli che ricadono all'interno della soglia del 3,5% -coeff. $f_{P,nren}$ .....	220
9.3.2.1	Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo di energia primaria – coeff. $f_{P,nren}$ .....	221
9.3.2.2	Configurazione a cui corrisponde la massima copertura solare-coeff. $f_{P,nren}$ 222	
9.3.2.3	Configurazione a cui corrisponde il massimo autoconsumo-coeff. $f_{P,nren}$ .	223
9.3.2.4	Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo in regime invernale- coeff. $f_{P,nren}$ .....	224
9.3.2.5	Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo in regime estivo-coeff. $f_{P,nren}$ 225	
9.3.3	Optimum nel caso di applicazione del coefficiente $f_{P,tot}$ .....	226
9.3.4	Punti notevoli che ricadono all'interno della soglia del 3,5%-coeff. $f_{P,tot}$ .....	228
9.3.4.1	Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo di energia primaria- coeff. $f_{P,tot}$ .....	229
9.3.4.2	Configurazione a cui corrisponde la massima copertura solare- coeff. $f_{P,tot}$ 230	
9.3.4.3	Configurazione a cui corrisponde il massimo autoconsumo-coeff. $f_{P,tot}$ ...	231
9.3.4.4	Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo in regime invernale- coeff. $f_{P,tot}$ .....	232
9.3.4.5	Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo in regime estivo-coeff. $f_{P,tot}$ 233	
9.4	Analogie e differenze tra punti notevoli per effetto del differente coefficiente di calcolo applicato per la valutazione dell'energia primaria .....	234
<b>10</b>	<b>Osservazioni conclusive .....</b>	<b>239</b>
<b>11</b>	<b>Documentazione tecnica di supporto .....</b>	<b>241</b>
	<b>Bibliografia.....</b>	<b>255</b>



## Indice delle tabelle

Tabella 1-Efficienze, parametri e indici di prestazione energetica .....	26
Tabella 2- valore massimo ammissibile del coefficiente globale di scambio termico $H'T$ [W/m <sup>2</sup> ·K].....	27
Tabella 3 – valore massimo ammissibile del rapporto tra area solare equivalente estiva dei componenti finestrati e l'area della superficie utile $A_{sol,est}/A_{sup,utile}$ .....	27
Tabella 4 – trasmittanza termica U delle strutture opache orizzontali di pavimento, verso l'esterno, gli ambienti non climatizzati o contro terra .....	28
Tabella 5- efficienze medie $\eta_u$ dei sottosistemi di utilizzazione dell'edificio di riferimento .....	28
Tabella 6 – efficienze medie dei sottosistemi di generazione dell'edificio di riferimento per la produzione di energia termica per i servizi H, C e W, e per la produzione di energia elettrica in situ .....	28
Tabella 7 – efficienze medie dei sottosistemi di generazione dell'edificio di riferimento per la produzione di energia termica per i servizi H, C e W, e per la produzione di energia elettrica in situ .....	29
Tabella 8 – tabella di comparazione tra le diverse tipologie moduli in silicio.....	64
Tabella 9 – parametri di caratterizzazione delle fonti energetiche rinnovabili .....	83
Tabella 10 – parametri di ottimizzazione e relativo range di variazione .....	84
Tabella 11 – parametri di ottimizzazione dell'edificio e relativi range di variazione.....	87
Tabella 12 – tabella di calcolo del tasso di sconto Rd .....	95
Tabella 13 – coefficiente di manutenzione per i diversi elementi facenti parte degli impianti	96
Tabella 14 – prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta con un impianto fotovoltaico; fonte: Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.....	100
Tabella 15-tasso di interesse reale, tasso di sconto, coefficiente di manutenzione e coefficiente del valore finale per gli elementi impiantistici valutati.....	101
Tabella 16 – costi fissi per parete opaca esterna .....	104
Tabella 17 – costo variabile dell'isolante in funzione dello spessore .....	104
Tabella 18 – tabella di calcolo per la funzione di costo unitario per la parete esterna .....	105
Tabella 19 – tabella dei costi per i blocchi in laterizio di diverso spessore.....	107
Tabella 20 – tabella di riferimento per il calcolo della funzione di costo per la muratura.....	107
Tabella 21 – tabella riassuntiva relativa alla funzione di costo di investimento per la parete opaca dell'edificio.....	109
Tabella 22 – determinazione dei costi fissi per il solaio contro terra .....	110
Tabella 23 – tabella di calcolo per la determinazione della resistenza termica associata ai diversi spessori possibili del pannello termico di isolamento .....	111
Tabella 24 – tabella per la determinazione del costo unitario totale per il solaio contro terra .....	112

Tabella 25 – tabella riassuntiva della funzione di costo per il solaio contro terra .....	113
Tabella 26 – tabella per la determinazione dei costi fissi del solaio di copertura .....	114
Tabella 27 – tabella per la determinazione della resistenza termica del pannello di isolamento termico per la copertura (in funzione dei diversi spessori considerati) .....	114
Tabella 28 – tabella per la determinazione della funzione di costo per il solaio di copertura .....	115
Tabella 29 – tabella riassuntiva della funzione di costo relativa al solaio di copertura .....	116
Tabella 30 – caratteristiche delle diverse tipologie di serramenti impiegate.....	117
Tabella 31 – valori di trasmittanza termica dei serramenti impiegati.....	118
Tabella 32 – tabella per la determinazione di costi fissi e variabili per le diverse tipologie di serramenti .....	118
Tabella 33 – tabella per la valutazione del costo unitario finale per le diverse tipologie di serramenti .....	119
Tabella 34 – tabella riassuntiva delle funzioni di costo per serramenti .....	120
Tabella 35 – tabella per la determinazione dei costi variabili per una caldaia alimentata a biomasse.....	121
Tabella 36 – tabella per la determinazione dei costi fissi per una caldaia alimentata a biomasse .....	122
Tabella 37 – tabella per la determinazione di costi fissi e variabili legati alla realizzazione di un pavimento radiante.....	124
Tabella 38 – tabella per la determinazione del costo finale di investimento per pavimento radiante.....	124
Tabella 39 - espressione finale della funzione di costo di investimento nel caso di caldaia a biomasse con pavimento radiante come terminale di emissione .....	126
Tabella 40 – costi fissi a m <sup>2</sup> di pannello solare termico .....	127
Tabella 41 – costi fissi del circuito solare termico.....	128
Tabella 42 – tabella per la determinazione della funzione di costo dell'impianto solare termico, escluso il serbatoio di accumulo .....	129
Tabella 43 – tabella di riferimento per il calcolo della funzione di costo del serbatoio di accumulo.....	130
Tabella 44 – funzione di costo per impianto solare termico, comprensiva del serbatoio di accumulo.....	132
Tabella 45 – tabella per la determinazione dei costi fissi legati all'impiego di pannelli solari a tubi sottovuoto .....	132
Tabella 46 - tabella per la determinazione della funzione di costo dell'impianto solare termico, escluso il serbatoio di accumulo .....	133
Tabella 47 – espressione finale della funzione di costo di investimento per impianto solare termico a tubi sottovuoto .....	134

Tabella 48 – tabella per la determinazione dei costi fissi dell'impianto fotovoltaico connesso in rete .....	136
Tabella 49 – tabella per la determinazione della funzione di costo nel caso di pannelli di tipologia 1 .....	137
Tabella 50 - tabella per la determinazione della funzione di costo nel caso di pannelli di tipologia 2 .....	137
Tabella 51 - tabella per la determinazione della funzione di costo nel caso di pannelli di tipologia 3 .....	137
Tabella 52 - tabella per la determinazione della funzione di costo nel caso di pannelli di tipologia 4 .....	137
Tabella 53 – tabella per la valutazione dei costi connessi all'utilizzo della pompa di calore geotermica .....	142
Tabella 54 – tabella contenente i dati necessari al pre-dimensionamento dell'impianto geotermico .....	142
Tabella 55 – tabella per la definizione del costo finale per l'impianto geotermico .....	143
Tabella 56 – variabili di ottimizzazione degli impianti .....	187
Tabella 57 – variabili di ottimizzazione dell'edificio.....	188
Tabella 58 – schermata che mostra il procedimento utilizzato per collegare ciascun type alla rispettiva variabile di ottimizzazione .....	189
Tabella 59 – valutazione dell'effetto della variazione di alcune variabili di ottimizzazione sulle grandezze considerate; caso “estremo” e riferito ai pannelli solari termici .....	201
Tabella 60 - valutazione dell'effetto della variazione di alcune variabili di ottimizzazione sulle grandezze considerate; caso “estremo” e riferito ai pannelli fotovoltaici .....	202
Tabella 61 – variabili di ottimizzazione e relativo intervallo di variazione .....	204
Tabella 62 – configurazione impiantistica di riferimento per l'ottimizzazione parametrica...	204
Tabella 63 -configurazione di riferimento per l'edificio.....	205
Tabella 64 – estratto della tabella ottenuta dal processo di ottimizzazione parametrica, tramite cui è stata studiata l'influenza della variabile “numero di collettori solari” .....	205
Tabella 65 - estratto della tabella ottenuta dal processo di ottimizzazione parametrica, tramite cui è stata studiata l'influenza della variabile “numero di pannelli FV” .....	209
Tabella 66 - estratto della tabella ottenuta dal processo di ottimizzazione parametrica, tramite cui è stata studiata l'influenza della variabile “numero di pannelli FV” .....	212
Tabella 67 – fattori di conversione in energia primaria dei vettori energetici.....	215
Tabella 68 – valore dei più importanti parametri relativi al sistema edificio-impianti nel caso di soluzione ottimale dal punto di vista economico.....	217
Tabella 69 -set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il consumo minimo di energia primaria, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario .....	221

Tabella 70 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde la massima copertura solare, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario .....	222
Tabella 71 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il massimo autoconsumo, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario.....	223
Tabella 72 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il minimo consumo di energia in regime invernale, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario.....	224
Tabella 73 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il minimo consumo di energia in regime invernale, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario.....	225
Tabella 74 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il consumo minimo di energia primaria, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario .....	229
Tabella 75 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde la massima copertura solare, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario .....	230
Tabella 76 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il massimo autoconsumo, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario.....	231
Tabella 77 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il minimo consumo di energia in regime invernale, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario.....	232
Tabella 78 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il minimo consumo di energia in regime invernale, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario.....	233
Tabella 79 – differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l'energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati .....	236
Tabella 80 – differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l'energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati .....	237
Tabella 81 - differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l'energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati .....	237
Tabella 82 - differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l'energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati .....	237
Tabella 83 - differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l'energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati .....	238

## Indice delle figure

Figura 1 – proporzione della quota di edifici nZEB, sul totale delle nuove costruzioni a Bruxelles .....	24
Figura 2 – Stato della regolamentazione legislativa degli edifici nZEB in Europa nel 2015; in blu sono raffigurati gli Stati in cui è presente una definizione ufficiale, in azzurro quelli in cui la medesima deve essere ancora approvata, e in grigio gli Stati in cui la definizione è ancora in discussione (fonte:BPiE, 2015).....	25
Figura 3 – schema che evidenzia le differenti fasi e sintetizza il processo di ottimizzazione integrata.....	34
Figura 4 – interfaccia del Simulation Studio di TRNSYS, in cui è possibile distinguere i vari types interconnessi .....	36
Figura 5 - processo iterativo che riassume il funzionamento dell’algoritmo di ottimizzazione usato da GenOpt.....	39
Figura 6 – grafico rappresentante la percentuale di copertura del fabbisogno energetico mondiale per le diverse fonti di produzione .....	41
Figura 7 - grafico rappresentante la percentuale di copertura della produzione di energia elettrica mondiale per le diverse fonti di produzione .....	42
Figura 8 – grafico che rappresenta il contributo delle fonti rinnovabili rispetto ai consumi elettrici globali .....	43
Figura 9 – sviluppo del solare termico in Italia (superficie complessiva di installazione).....	44
Figura 10 – la crescita delle installazioni di impianti solari fotovoltaici .....	44
Figura 11 – crescita degli impianti alimentati a biomasse (solide o liquide) in Italia.....	45
Figura 12 – distribuzione spettrale della radiazione solare e infrarossa .....	47
Figura 13 – influsso dell’atmosfera sull’irraggiamento solare .....	48
Figura 14 – irraggiamento globale orizzontale in Italia .....	48
Figura 15 – componenti principali del collettore piano vetrato.....	49
Figura 16 – flussi energetici nel collettore solare piano .....	50
Figura 17 – a sinistra: collettore a tubo di assorbimento ad arpa; Figura 18 – a destra: collettore a tubo di assorbimento a forma di meandro .....	50
Figura 19 – particolare dell’isolamento termico di collettore solare piano vetrato .....	51
Figura 20 – struttura di un collettore solare a tubi sottovuoto .....	52
Figura 21 – curve caratteristiche del rendimento nel caso di collettore piano e a tubi sottovuoto .....	52
Figura 22 – a sinistra: collettore solare a tubi sottovuoto a flusso diretto; Figura 23 – a destra: collettore solare a tubi sottovuoto con trasferimento di calore secondo il principio heatpipe .....	53
Figura 24 – Profilo di prelievo tipo.....	54

Figura 25 – bollitore bivalente .....	55
Figura 26 – perdite di riflessione e di energia termica nel collettore piano vetrato .....	56
Figura 27 – Parametri caratteristici dei diversi tipi di collettore .....	57
Figura 28 – inclinazione, orientamento e irraggiamento .....	58
Figura 29 – resa e inclinazione .....	58
Figura 30 – atlante solare mondiale della radiazione media solare su un piano inclinato di 30° a sud .....	59
Figura 31 – funzionamento di una cella fotovoltaica .....	60
Figura 32 – effetto fotovoltaico .....	61
Figura 33 – sezione di un modulo costituente un pannello fotovoltaico .....	62
Figura 34 – modulo in silicio monocristallino .....	63
Figura 35 – modulo in silicio policristallino.....	63
Figura 36 – modulo a film sottile .....	64
Figura 37 – Principio di funzionamento della tecnica PWM .....	65
Figura 38 – schema di un tipico impianto fotovoltaico connesso in rete .....	66
Figura 39 – cippato .....	68
Figura 40 – pellet .....	68
Figura 41 – sezione di una moderna caldaia a cippato.....	69
Figura 42 – sezione di una caldaia a pellet .....	70
Figura 43 – schema funzionale di una pompa di calore .....	71
Figura 44 – prima fase del ciclo termodinamico di una pompa di calore.....	72
Figura 45 - seconda fase del ciclo termodinamico di una pompa di calore.....	72
Figura 46 - terza fase del ciclo termodinamico di una pompa di calore .....	72
Figura 47 – quarta e ultima fase del ciclo termodinamico di una pompa di calore .....	72
Figura 48 – grandezze relative alla definizione del coefficiente $\epsilon$ .....	73
Figura 49 – grandezze relative alla definizione del coefficiente COP .....	73
Figura 50 – esempio di sistema di prelievo dell’acqua di falda a due pozzi .....	75
Figura 51 – collettore orizzontale a serpentini (a sinistra) o ad anelli (immagine a destra) ...	75
Figura 52 – (a sinistra) andamento della temperatura con la profondità; Figura 53 – (a destra) sezione orizzontale e verticale di una sonda geotermica.....	76
Figura 54 – pali geotermici.....	77
Figura 55 – facciata esposta a sud dell’edificio caso-studio .....	80
Figura 56 – facciata nord dell’abitazione      Figura 57 – facciata est dell’abitazione.....	80

Figura 58 – schema dell’impianto di riscaldamento che sfrutta l’energia solare e costituito da: pannelli solari termici, bollitore e una caldaia o pompa di calore a integrazione, e serbatoio di ACS connesso in serie .....	90
Figura 59 -schema dell’impianto fotovoltaico connesso in rete modellato all’interno di TRNSYS .....	92
Figura 60 – andamento del prezzo medio per una confezione da 15 kg di pellet; fonte: Camera di Commercio di Cuneo.....	98
Figura 61 – tariffe per il consumo dell’energia elettrica attualmente in vigore in Italia; fonte: Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico .....	99
Figura 62 – funzione di costo per la parete opaca esterno dell’edificio.....	106
Figura 63 – grafico relativo alla funzione di costo per lo spessore della muratura portante	108
Figura 64 – funzione di costo per il solaio contro terra .....	112
Figura 65 – grafico rappresentante la funzione di costo (in giallo) per il solaio di copertura	116
Figura 66 – funzioni di costo per le diverse tipologie di serramenti impiegate .....	120
Figura 67 – grafico rappresentate la funzione di costo per la caldaia alimentata a biomasse .....	123
Figura 68 – funzione di costo per pavimento radiante .....	125
Figura 69 – funzione di costo (in grigio) per impianto solare termico, escluso il volume di accumulo .....	130
Figura 70 – curva rappresentante la funzione del costo di investimento per il serbatoio di accumulo .....	131
Figura 71 – grafico rappresentante la funzione di costo dell’impianto solare termico (in grigio) nel caso di pannelli a tubi sottovuoto e senza considerare il serbatoio di accumulo ...	134
Figura 72 – grafico delle funzioni di costo relative ai pannelli di tipologia 1 .....	139
Figura 73 - grafico delle funzioni di costo relative ai pannelli di tipologia 2 .....	139
Figura 74 - grafico delle funzioni di costo relative ai pannelli di tipologia 3 .....	140
Figura 75 - grafico delle funzioni di costo relative ai pannelli di tipologia 4 .....	140
Figura 76 – grafico che mostra la funzione di costo (in giallo) per la pompa di calore geotermica .....	143
Figura 77 – elenco degli ambienti interni modellati tramite il software .....	146
Figura 78 – schermata del software per la modellazione di dettaglio dei singoli ambienti ..	147
Figura 79 – l’immagine mostra il modello dell’edificio (caso studio) realizzato in TRNSYS; è possibile distinguere i vari types (icone quadrate) e i collegamenti tra di essi (linee scure) .....	148
Figura 80 – schermata per l’inserimento dei parametri caratteristici nel caso dei collettori solari .....	150
Figura 81 – collegamento tra il type che rappresenta i pannelli fotovoltaici e il file climatico .....	151

Figura 82 – parametri di connessione tra il type 3b e il type 31 .....	153
Figura 83 – definizione del parametro tank volume per il type 60d che schematizza il funzionamento di un serbatoio di accumulo.....	154
Figura 84 – schermata di assegnazione dei parametri caratteristici del type94a, con riferimento a quelli prestazionali.....	158
Figura 85 – collegamento tra il type109 e il type94a .....	159
Figura 86- collegamento tra il type che calcola i consumi elettrici e il type che modella il funzionamento dell'inverter (type48a) all'interno di TRNSYS.....	160
Figura 87 – type659 e parametri caratteristici .....	162
Figura 88 – type668 e relativi input .....	164
Figura 89 – dati di prestazione per la pompa di calore geotermica, in regime di raffrescamento .....	165
Figura 90 – type557 e schermata di definizione dei parametri.....	166
Figura 91 – schermata di assegnazione dei parametri del type60d, utilizzato per simulare il serbatoio di ACS .....	168
Figura 92 – finestra di dialogo del software da cui è possibile gestire la stratigrafia (è possibile riconoscere gli strati menzionati alla pagina precedente) .....	169
Figura 93 – schermata del programma tramite cui è possibile specificare le proprietà dell'active layer .....	170
Figura 94 – finestra di dialogo del programma tramite cui è possibile inserire il valore della portata e della temperatura del fluido termovettore per ogni zona riscaldata .....	171
Figura 95 – schermata che illustra il funzionamento del type che simula l'azione di un termostato .....	173
Figura 96 – schermata che illustra la sintassi del segnale di controllo per l'accensione dell'impianto solare termico .....	174
Figura 97 – definizione di una parte della sintassi del controllo che regola l'accensione della caldaia o pdc, effettuando dapprima un controllo preliminare sull'ora della simulazione e sulla temperatura della mandata dell'impianto.....	176
Figura 98- definizione della rimanente parte della sintassi di controllo che regola l'accensione della caldaia o pompa di calore, effettuando dapprima un controllo sulle temperature dei vari ambienti riscaldati.....	176
Figura 99 – porzione del modello in cui sono evidenziati i types utilizzati per simulare il funzionamento e l'azione di regolazione di una valvola di miscelazione .....	179
Figura 100 -raffigurazione della procedura che ha permesso di calcolare, stanza per stanza le dispersioni termiche e dunque il carico termico di progetto in regime invernale.....	181
Figura 101 - raffigurazione della procedura che ha permesso di calcolare, stanza per stanza le dispersioni termiche e dunque il carico termico di progetto in regime estivo .....	181
Figura 102 – schermata che mostra la sintassi utilizzata per costruire il file climatico da utilizzare nella simulazione.....	182

Figura 103 – grafico che illustra la procedura seguita per determinare il carico di progetto dell'edificio nel caso estivo e invernale .....	186
Figura 104 – attribuzione della funzione di costo corrispondente ad uno dei parametri di ottimizzazione in TRNSYS .....	191
Figura 105 – espressione finale della funzione di costo globale in TRNSYS .....	192
Figura 106 – accoppiamento tra TRNSYS e GenOpt e schematizzazione del processo di ottimizzazione con algoritmo genetico.....	193
Figura 107 – fase di editing del file di template (.dck) generato da TRNSYS prima del lancio della procedura di ottimizzazione; variabili di ottimizzazione relative agli impianti .....	195
Figura 108 - fase di editing del file di template (.dck) generato da TRNSYS prima del lancio della procedura di ottimizzazione; variabili di ottimizzazione relative all'edificio.....	195
Figura 109 – esempio di editing di una delle variabili all'interno del file di template dell'edificio (.bui): resistenza termica dello strato di isolamento del muro .....	196
Figura 110 – definizione dei parametri di ottimizzazione con relativo intervallo di variazione in GenOpt .....	197
Figura 111 – definizione dei parametri di settaggio per l'ottimizzazione e dell'algoritmo scelto all'intero del file di testo di comando per GenOpt .....	198
Figura 112 – grafico che mostra la relazione tra il costo globale e il numero di collettori solari .....	206
Figura 113 - grafico che mostra la relazione tra la frazione di copertura solare e il numero di collettori solari .....	207
Figura 114 - grafico che mostra la relazione tra il rapporto litri di acc/superficie installata di collettori e il numero di collettori solari.....	208
Figura 115 - grafico che mostra la relazione tra il rapporto litri di acc/superficie installata di collettori e frazione di copertura solare.....	208
Figura 116 - grafico che mostra la relazione tra il numero di pannelli fotovoltaici e il costo globale .....	210
Figura 117 - grafico che mostra la relazione tra il numero di pannelli fotovoltaici e l'autoconsumo.....	211
Figura 118 - grafico che mostra la relazione tra la tipologia di pannelli fotovoltaici e la funzione di costo globale .....	212
Figura 119 - grafico che illustra l'influenza della variazione della tipologia di pannelli fotovoltaici nei confronti dell'autoconsumo .....	213
Figura 120 – “nuvola” di punti corrispondenti ai risultati del processo di ottimizzazione .....	216
Figura 121 - “nuvola” di punti corrispondenti ai risultati del processo di ottimizzazione; sull'asse delle ascisse è riportato il consumo di energia primaria, su quello delle ordinate il costo globale .....	217
Figura 122 – grafico che rappresenta i punti contenuti all'interno della soglia del 3,5% del costo globale .....	220
Figura 123 - “nuvola” di punti corrispondenti ai risultati del processo di ottimizzazione .....	226

Figura 124 - vola” di punti corrispondenti ai risultati del processo di ottimizzazione; sull’asse delle ascisse è riportato il consumo di energia primaria, su quello delle ordinate il costo globale .....	227
Figura 125 - grafico che rappresenta i punti contenuti all’interno della soglia del 3,5% del costo globale .....	228
Figura 126 – grafico che rappresenta le soluzioni del processo di ottimizzazione definite in termini di consumo di energia primaria, il cui calcolo è stato eseguito applicando due differenti coefficienti .....	234
Figura 127 – grafico che rappresenta i punti notevoli calcolati in un caso con il coefficiente $f_{P_{ren}}$ e $f_{P_{tot}}$ nell’altro.....	235

## 1 Edifici nZEB, panorama normativo attuale

La domanda di energia, a livello mondiale, è in continua crescita (in particolar modo nei paesi in via di sviluppo) e i combustibili fossili, sebbene contribuiscano in larga misura alle emissioni inquinanti responsabili del riscaldamento globale, sono tutt'ora la principale e più utilizzata fonte di energia. Il settore dell'edilizia riveste un ruolo di primaria importanza, in quanto si stima che circa il 40% del consumo di energia ed un terzo delle emissioni di CO<sub>2</sub> [1] siano attribuibili al consumo degli edifici.

E tuttavia è bene sottolineare come l'attenzione da parte delle autorità mondiali nei confronti dell'ambiente stia crescendo, e numerose siano le soluzioni proposte per il contenimento delle emissioni dei gas serra nocivi. All'interno di questo contesto l'Unione Europea ha certamente assunto un ruolo da protagonista a seguito dell'emanazione di numerose direttive tanto in materia ambientale quanto energetica. Per quel che riguarda l'edilizia in particolar modo, gli Stati Membri dell'Unione hanno emanato, di comune accordo ormai quasi 7 anni fa, la direttiva 2010/31/UE che tratta della prestazione energetica degli edifici e con la quale l'Europa si impegna a promuovere e incentivare l'uso di energia da fonti rinnovabili per conseguire l'obiettivo di ridurre del 20% il consumo energetico dell'Unione entro il 2020. Questa direttiva è particolarmente significativa poiché, all'articolo 2, contiene la definizione di edificio NZEB, ovvero *Nearly-zero energy building* (edificio a consumo di energia quasi nullo), che si pone come standard di riferimento nel settore delle costruzioni edili:

2) «edificio a energia quasi zero»: edificio ad altissima prestazione energetica, determinata conformemente all'allegato I. Il fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze<sup>1</sup>.

La presente direttiva impone inoltre che, entro il 31 Dicembre 2020, tutti gli edifici di nuova costruzione siano NZEB, termine anticipato invece al 31 Dicembre 2018 nel caso in cui gli edifici in questione siano di proprietà di un ente pubblico o di sua occupazione.

---

<sup>1</sup> L. 19 Maggio 2010, art.2, in materia di "Prestazione energetica nell'edilizia"

Tuttavia, in base a quanto esposto sinora, si evince che non esiste in realtà una definizione univoca né una caratterizzazione specifica in merito agli edifici NZEB. Viene demandato quindi, ad ogni Stato membro, il recepimento della direttiva, sulla base delle specificità locali, lasciando peraltro ampi margini di personalizzazione. Molti degli Stati membri hanno imposto dei target intermedi (peraltro già in vigore) per migliorare la performance energetica degli edifici, e favorire quindi una più naturale transizione verso i limiti imposti dall'attuazione della direttiva citata. In questo contesto, uno degli esempi più virtuosi è senz'altro rappresentato dalla città di Bruxelles, dove i requisiti degli edifici nZEB sono stati definiti per la prima volta nel 2011, ed applicati a partire dal 2015. Così facendo, il settore dell'edilizia si è gradualmente adattato alla nuova regolamentazione, e già a partire dal 2015, i requisiti che caratterizzano gli edifici a consumo energetico quasi nullo sono diventati lo standard di riferimento nel caso di nuove costruzioni, come mostra l'immagine successiva.

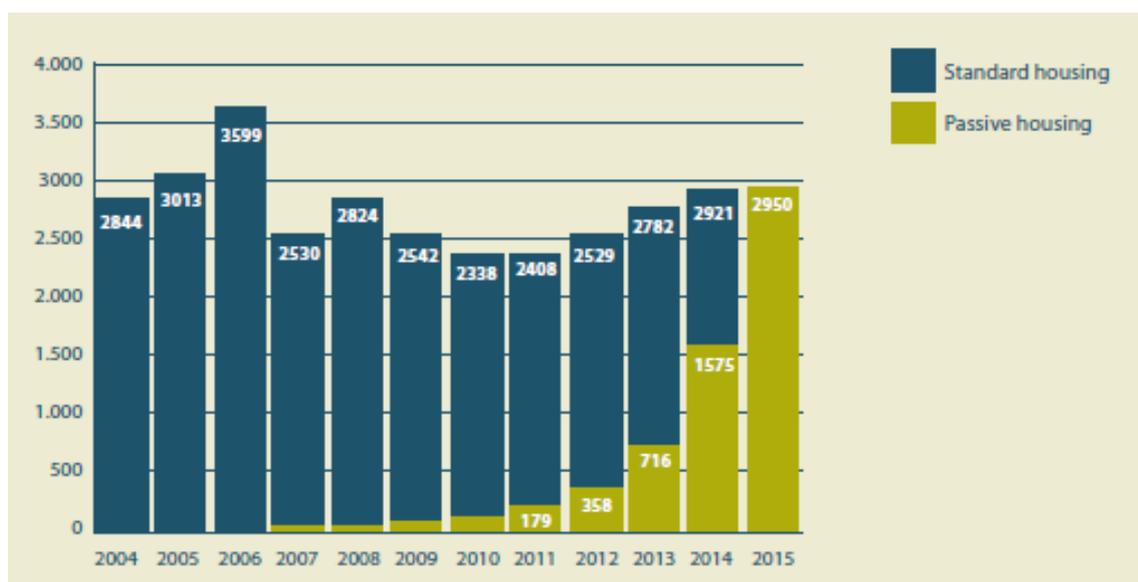


Figura 1 – proporzione della quota di edifici nZEB, sul totale delle nuove costruzioni a Bruxelles

Nella maggior parte degli Stati Europei, le definizioni relative agli edifici nZEB adottano, come uno degli indicatori più rappresentativi, il consumo massimo di energia primaria. In alcuni casi, il consumo di energia primaria di un edificio viene definito e calcolato a partire da un coefficiente adimensionale, confrontando il consumo dell'edificio in questione con uno di "riferimento", con caratteristiche costruttive simili. Infine, in altri Stati ancora le emissioni di carbone vengono utilizzate come indicatore principale (in Spagna, Inghilterra e Norvegia, ad esempio).

Particolarmente interessante risulta essere inoltre l'attenzione riservata al tema dell'integrazione con le fonti energetiche rinnovabili, anche e soprattutto in relazione alla definizione degli standard degli edifici nZEB. Undici tra gli Stati Membri hanno scelto una definizione che considera la quota dell'energia rinnovabili, sia da un punto di vista quantitativo che qualitativo. In otto di queste giurisdizioni, (Cipro, Lituania, Lettonia, Romania, Slovacchia, Irlanda, Francia e Regione delle Fiandre) l'ammontare del consumo di energia primaria che deve essere coperto da fonti energetiche rinnovabili è definito in maniera esplicita, mentre in altre giurisdizioni (Repubblica Ceca, Danimarca, Estonia, ecc) queste ultime vengono considerate indirettamente. In base all'ultimo rapporto disponibile stilato dall'Unione Europea risalente al 2015 (in quanto vengono compilati con cadenza triennale) in merito agli edifici nZEB, risulta che una "definizione" ufficiale è presente in 15 Stati; in altri 3 Stati i requisiti sono stati definiti e dovranno essere implementati a livello nazionale. Nei rimanenti 9 Stati (più la Norvegia), una definizione ufficiale, nel 2015, doveva ancora essere emanata.



*Figura 2 – Stato della regolamentazione legislativa degli edifici nZEB in Europa nel 2015; in blu sono raffigurati gli Stati in cui è presente una definizione ufficiale, in azzurro quelli in cui la medesima deve essere ancora approvata, e in grigio gli Stati in cui la definizione è ancora in discussione (fonte:BPiE, 2015)*

Infine, sempre secondo quanto riferito nell'ultimo rapporto disponibile (che si ribadisce essere risalente al 2015), solo 8 Stati hanno formalmente stabilito i requisiti che devono possedere gli edifici esistenti per poter essere considerati nZEB e 5 giurisdizioni hanno imposto i medesimi requisiti sia per gli edifici di nuova costruzione che per quelli esistenti [2].

In Italia, il recepimento della direttiva europea è avvenuto tramite il D.M. del 26 Giugno 2015 in cui l'nZEB è definito come l'edificio che rispetta contemporaneamente tutti i requisiti previsti dal decreto (determinati con i valori in vigore a partire dall' 1 Gennaio 2019 per gli edifici pubblici e dall'1 Gennaio 2021 per tutti gli altri edifici) e gli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili, conformemente a quanto stabilito dal decreto legislativo del 3 Marzo 2011. In sostanza, secondo quanto previsto dalla normativa italiana vigente, è necessario che i parametri che definiscono la prestazione energetica di un edificio, affinché questo possa essere considerato come un edificio a energia quasi zero, assumano determinati valori. Di seguito si riporta la tabella contenente i suddetti parametri:

Tabella 1-Efficienze, parametri e indici di prestazione energetica

$H_T$ [W/m <sup>2</sup> K]	coefficiente medio globale di scambio termico per trasmissione per unità di superficie disperdente
$A_{sol,est}/A_{sup,utile}$ [-]	area solare equivalente estiva per unità di superficie utile;
$EP_{H,ut}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione termica utile per riscaldamento;
$\eta_H$ [-]	efficienza media stagionale dell'impianto di climatizzazione invernale;
$EP_H$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale. Si esprime in energia primaria non rinnovabile (indice "nren") o totale (indice "tot") ;
$EP_{w,ut}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione termica utile per la produzione di acqua calda sanitaria;
$\eta_w$ [-]	efficienza media stagionale dell'impianto di produzione dell'acqua calda sanitaria;
$EP_w$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione energetica per la produzione dell'acqua calda sanitaria. Si esprime in energia primaria non rinnovabile (indice "nren") o totale (indice "tot");
$EP_V$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione energetica per la ventilazione. Si esprime in energia primaria non rinnovabile (indice "nren") o totale (indice "tot");
$EP_{C,ut}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione termica utile per il raffrescamento;
$\eta_C$ [-]	efficienza media stagionale dell'impianto di climatizzazione estiva (compreso l'eventuale controllo dell'umidità);
$EP_C$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione energetica per la climatizzazione estiva (compreso l'eventuale controllo dell'umidità). Si esprime in energia primaria non rinnovabile (indice "nren") o totale (indice "tot");
$EP_L$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione energetica per l'illuminazione artificiale. Questo indice non si calcola per la categoria E.1, fatta eccezione per collegi, conventi, case di pena, caserme nonché per la categoria E.1(3). Si esprime in energia primaria non rinnovabile (indice "nren") o totale (indice "tot");
$EP_T$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione energetica del servizio per il trasporto di persone e cose (impianti ascensori, marciapiedi e scale mobili). Questo indice non si calcola per la categoria E.1, fatta eccezione per collegi, conventi, case di pena, caserme nonché per la categoria E.1(3);
$EP_{gl} = EP_H + EP_w + EP_V + EP_C + EP_L + EP_T$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	indice di prestazione energetica globale dell'edificio. Si esprime in energia primaria non rinnovabile (indice "nren") o totale (indice "tot").

Le condizioni che devono essere verificate, in merito ai requisiti previsti dal decreto del 26 Giugno 2015, sono le seguenti:

- il valore del parametro  $H'_T$ , calcolato in funzione del rapporto tra superficie e volume dell'edificio, e della zona climatica in cui sorge il medesimo, deve risultare inferiore al pertinente valore limite, come riportato nella tabella successiva:

Tabella 2- valore massimo ammissibile del coefficiente globale di scambio termico  $H'T$  [ $W/m^2 \cdot K$ ]

Numero Riga	RAPPORTO DI FORMA (S/V)	Zona climatica				
		A e B	C	D	E	F
1	$S/V \geq 0,7$	0,58	0,55	0,53	0,50	0,48
2	$0,7 > S/V \geq 0,4$	0,63	0,60	0,58	0,55	0,53
3	$0,4 > S/V$	0,80	0,80	0,80	0,75	0,70
Numero Riga	TIPOLOGIA DI INTERVENTO	Zona climatica				
		A e B	C	D	E	F
4	Ampliamenti e Ristrutturazioni importanti di secondo livello per tutte le tipologie edilizie	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62

- L'area solare equivalente estiva per unità di superficie utile, definita come rapporto tra i parametri  $A_{sol,est}$  e  $A_{sol,utile}$  (entrambi calcolati con le modalità previste dalla norma) deve risultare inferiore al corrispondente valore limite riportato nella tabella successiva:

Tabella 3 – valore massimo ammissibile del rapporto tra area solare equivalente estiva dei componenti finestrati e l'area della superficie utile  $A_{sol,est}/A_{sup,utile}$

#	Categoria edificio	Tutte le zone climatiche
1	Categoria E.1 fatta eccezione per collegi, conventi, case di pena, caserme nonché per la categoria E.1(3)	$\leq 0,030$
2	Tutti gli altri edifici	$\leq 0,040$

- Gli indici  $EP_{H,nd}$ ,  $EP_{C,nd}$  e  $EP_{gl,tot}$  devono risultare inferiori ai valori limite corrispondenti, calcolati per l'edificio di riferimento secondo le modalità previste dalla legislazione. Tuttavia è bene precisare in questo caso che per i valori limite di questi indici è prevista una progressiva riduzione articolata in due fasi successive:
  1. la prima fase che è contrassegnata dall'indicazione (2015) è entrata in vigore dall'1 Luglio 2015 e impone dei valori limite validi per tutti gli edifici;

2. la seconda fase è invece contrassegnata dall'indicazione (2019/21) e i corrispondenti valori limite entreranno in vigore a partire dall'1 Gennaio 2019 per gli edifici pubblici o a uso pubblico e a partire dall'1 Gennaio 2021 per tutti gli altri edifici;

di seguito per favorire una più efficace comprensione di quanto appena esposto si riporta, a solo titolo esemplificativo, una tabella contenente i valori limite dell'edificio di riferimento:

Tabella 4 – trasmittanza termica  $U$  delle strutture opache orizzontali di pavimento, verso l'esterno, gli ambienti non climatizzati o contro terra

Zona climatica	U (W/m <sup>2</sup> K)	
	2015 <sup>(1)</sup>	2019/2021 <sup>(2)</sup>
A e B	0,46	0,44
C	0,40	0,38
D	0,32	0,29
E	0,30	0,26
F	0,28	0,24

- i parametri di efficienza  $\eta_H$ ,  $\eta_W$  e  $\eta_C$  devono risultare superiori ai corrispondenti valori calcolati per l'edificio di riferimento e riportati nelle tabelle seguenti:

Tabella 5- efficienze medie  $\eta_U$  dei sottosistemi di utilizzazione dell'edificio di riferimento

Efficienza dei sottosistemi di utilizzazione $\eta_U$ :	H	C	W
Distribuzione idronica	0,81	0,81	0,70
Distribuzione aerea	0,83	0,83	-
Distribuzione mista	0,82	0,82	-

Tabella 6 – efficienze medie dei sottosistemi di generazione dell'edificio di riferimento per la produzione di energia termica per i servizi H, C e W, e per la produzione di energia elettrica in situ

	Produzione di energia termica			Produzione di energia elettrica in situ
	H	C	W	
<b>Sottosistemi di generazione:</b>				
- Generatore a combustibile liquido	0,82	-	0,80	-
- Generatore a combustibile gassoso	0,95	-	0,85	-
- Generatore a combustibile solido	0,72	-	0,70	-
- Generatore a biomassa solida	0,72	-	0,65	-
- Generatore a biomassa liquida	0,82	-	0,75	-
- Pompa di calore a compressione di vapore con motore elettrico	3,00	(*)	2,50	-
- Macchina frigorifera a compressione di vapore a motore elettrico	-	2,50	-	-
- Pompa di calore ad assorbimento	1,20	(*)	1,10	-
- Macchina frigorifera a fiamma indiretta	-	0,60 x $\eta_{gen}$ (**)	-	-

Tabella 7 – efficienze medie dei sottosistemi di generazione dell'edificio di riferimento per la produzione di energia termica per i servizi H, C e W, e per la produzione di energia elettrica in situ

Sottosistemi di generazione:	Produzione di energia termica			Produzione di energia elettrica in situ
	H	C	W	
- Macchina frigorifera a fiamma diretta	-	0,60	-	-
- Pompa di calore a compressione di vapore a motore endotermico	1,15	1,00	1,05	-
- Cogeneratore	0,55	-	0,55	0,25
- Riscaldamento con resistenza elettrica	1,00	-	-	-
- Teleriscaldamento	0,97	-	-	-
- Teleraffrescamento	-	0,97	-	-
- Solare termico	0,3	-	0,3	-
- Solare fotovoltaico	-	-	-	0,1
- Mini eolico e mini idroelettrico	-	-	-	(**)
NOTA: Per i combustibili tutti i dati fanno riferimento al potere calorifico inferiore (*) Per pompe di calore che prevedono la funzione di raffrescamento di considera lo stesso valore delle macchine frigorifere della stessa tipologia (**) si assume l'efficienza media del sistema installato nell'edificio reale				

Secondo la vigente normativa in Italia, un edificio, per poter essere definito NZEB (a consumo quasi nullo di energia) deve possedere, oltre ai requisiti elencati precedentemente, anche quelli previsti dal decreto legislativo emanato il 3 Marzo 2011, e relativo all'obbligo di integrazione di fonti energetiche rinnovabili. Secondo quanto stabilito infatti, nel caso di un edificio di nuova costruzione o sottoposto a ristrutturazione rilevante, gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati e realizzati in maniera tale da garantire una copertura del 50% del consumo di acqua calda sanitaria tramite il ricorso a fonti energetiche rinnovabili, e delle seguenti percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:

- il 20 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- il 35 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;

- il 50 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017;<sup>2</sup>

Inoltre il decreto prevede che gli obblighi di cui sopra non possano essere assolti in maniera esclusiva da impianti a fonti rinnovabili che producano unicamente energia elettrica alimentante dispositivi o impianti per la produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento. In aggiunta la disposizione legislativa (da applicarsi a edifici di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti) definisce anche una procedura di calcolo in merito alla quantificazione della potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, che deve così essere calcolata:

$$P = \frac{1}{K} \cdot S \quad (1)$$

Dove S è la superficie in pianta dell'edificio (misurata in m<sup>2</sup>) e K [m<sup>2</sup>/kW] un coefficiente che assume i seguenti valori:

- K = 80, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- K = 65, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- K = 50, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2017.<sup>3</sup>

Per gli edifici pubblici è previsto inoltre un incremento di tutti i valori sopra elencati pari al 10%.

In base a quanto esposto sino ad ora, è quindi evidente che l'Italia ha pienamente recepito la direttiva europea relativa alla prestazione energetica nel settore dell'edilizia, gettando inoltre le basi in termini di legislazione tecnica (passaggio imprescindibile), per il futuro sviluppo degli edifici a consumo energetico quasi nullo, o NZEB.

---

<sup>2</sup> D.lgs n.28 del 3 Marzo 2011, art.11 comma 1, in materia di "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"

<sup>3</sup> D.lgs n.28 del 3 Marzo 2011, art.11 comma 3, in materia di "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"

## 2 Metodologia di ottimizzazione integrata

Come già ribadito nelle pagine precedenti, è ampiamente riconosciuto che il settore dell'edilizia rappresenta circa un terzo del consumo globale energetico ascrivibile ad una nazione, contribuendo quindi in maniera significativa all'emissione di gas serra nocivi per l'ambiente. La sfida richiesta ai progettisti, oggi, è quella di optare per la miglior configurazione impiantistica disponibile, sia in termini di efficienza energetica che di costi di gestione. Il consumo energetico di un edificio dipende tuttavia da molteplici fattori e da un elevato numero di variabili, la cui relazione di inter-dipendenza rende il processo di identificazione dell'alternativa migliore piuttosto complicato, soprattutto se eseguito con i tradizionali strumenti di progettazione.

L'introduzione di procedure di ottimizzazione applicate al processo di design degli edifici e dei loro impianti, permette di approcciare il problema da un punto vista nuovo, più razionale e rigoroso. Il processo di ottimizzazione può essere descritto come "un tentativo di trovare i valori migliori per una serie di variabili (variabili di decisione) di un sistema, dovendo attenersi ad alcuni vincoli [3]".

L'aspetto rivoluzionario di questo approccio alla progettazione consiste nella valutazione e ottimizzazione simultanea della domanda e della fornitura di energia che caratterizzano un edificio. La procedura tradizionale infatti si articola in due fasi consecutive, e distinte: nella prima fase si identifica l'alternativa migliore per la riduzione della domanda di energia, e successivamente, si procede con l'indagine della soluzione più opportuna per la conversione e fornitura di energia primaria. Tuttavia con un simile approccio la relazione esistente tra domanda e fornitura di energia potrebbe non essere indagata in maniera esaustiva e inoltre non tutti i possibili scenari derivanti dalla permutazione delle variabili che influenzano la domanda e fornitura di energia potrebbero essere considerati.

Alla luce delle riflessioni esposte è evidente che il metodo di progettazione basato sull'ottimizzazione simultanea di domanda e fornitura di energia per l'edificio risulta l'alternativa più convincente e senz'altro adeguata per la progettazione di un edificio NZEB, anche in considerazione della sfida ingegneristica che la realizzazione di un simile edificio comporta: il raggiungimento del target di edificio a consumo energetico quasi nullo infatti, è strettamente legato all'utilizzo di modellazioni dettagliate del sistema edificio-impianto. L'approccio da utilizzare quindi, anche per il presente lavoro, e che rispecchia proprio questa necessità, può essere definito come *EBEH*, ovvero

*Extended Building Energy Hub*: l'EBEH adotta l'approccio di ottimizzazione caratteristico dell'applicazione BEH, *Building Energy Hub*, ma estende il set di variabili di decisione relative al problema dell'ottimizzazione agli aspetti termici rilevanti della progettazione di un edificio (da cui dipende la domanda di energia) [3]. Sfruttando questo metodo di analisi, per esempio, è possibile valutare se sia più conveniente la possibilità di incrementare lo strato di isolamento termico dell'involucro edilizio, oppure l'opzione di utilizzare l'energia elettrica prodotta con pannelli fotovoltaici, sulla base di un criterio di valutazione opportunamente scelto (come potrebbe essere, ad esempio, il risparmio di energia primaria, piuttosto che la convenienza economica).

Il concetto fondamentale alla base di questa procedura operativa è che i risultati di un ciclo di ottimizzazione eseguiti in un dominio che comprende sia le caratteristiche dell'edificio e degli impianti nonché le possibili differenti fonti energetiche, possono condurre a risultati nettamente differenti rispetto a quelli ottenibili da un processo di ottimizzazione sequenziale, articolato in due fasi successive. In altre parole, le possibili differenti configurazioni relative alla domanda e la fornitura di energia vengono considerate contemporaneamente e confrontate in un processo globale di ottimizzazione.

Questo approccio, se confrontato con modalità operative più tradizionali, risulta particolarmente appropriato allorché si vada alla ricerca della miglior efficienza energetica possibile di un edificio, o quando il medesimo necessita di un attento bilanciamento tra requisiti opposti (riscaldamento e raffrescamento, raffrescamento e illuminazione, ecc.); in questi casi infatti, un processo di simulazione sequenziale e non integrato e simultaneo può portare ad una situazione per cui un miglioramento che assicura benefici per una certa richiesta di energia (energia di riscaldamento) provoca contemporaneamente un incremento della domanda in altri settori in modo tale da vanificare gli effetti positivi sul consumo complessivo di energia.

Da un punto di vista pratico, la procedura operativa appena descritta, ovvero l'approccio EBEH, prevede la modellazione non solo degli apparati energetici a servizio dell'edificio ma anche dell'involucro edilizio in termini di efficienza energetica. Ovviamente questa necessità rende il procedimento più complesso rispetto ad una progettazione tradizionale, in quanto richiede l'adozione di tecniche di simulazione in grado di analizzare sia il comportamento energetico di un edificio, sia la prestazione energetica degli impianti adottati.

Tipicamente alcune delle opzioni da considerare per quel che riguarda la domanda di energia sono:

- la forma dell'edificio;
- l'orientamento dell'edificio;
- l'isolamento termico dell'involucro opaco e trasparente;
- tipologia e dimensione di eventuali dispositivi di attenuazione della radiazione solare;
- proprietà ottiche dei componenti trasparenti;
- possibilità di recupero di calore sulla ventilazione meccanica;

Mentre le opzioni base da considerare per quel che riguarda il lato fornitura dell'energia sono:

- tutte le fonti energetiche o i vettori energetici disponibili sul sito in cui sorge l'edificio;
- la tipologia e il numero dei convertitori energetici da considerare e/o valutare;
- la dimensione massima di ogni convertitore energetico;
- l'eventuale presenza di accumuli termici, di raffrescamento, o elettrici.

In aggiunta, per poter eseguire correttamente la simulazione è necessario tener conto anche delle condizioni al contorno e di alcuni dati di input, ovvero:

- le condizioni climatiche;
- il profilo di utilizzo, in termini energetici, degli occupanti;
- i requisiti ambientali interni (tasso di ricambio dell'aria e temperatura di set point interna);
- i criteri di ottimizzazione, in particolare quei parametri che possono convertire gli obiettivi di ottimizzazione (come i fattori di emissione, fattori legati al consumo di energia primaria, ecc.) in una funzione numerica;

Il lavoro presentato in queste pagine si propone in buona sostanza di applicare la metodologia di progettazione appena esposta. Questa affermazione si traduce, operativamente nella creazione, tramite un opportuno software di simulazione termo-energetica dinamica (e di cui si approfondirà il funzionamento nel capitolo successivo, "TRNSYS") di un modello contenente sia l'edificio che gli impianti energetici al suo servizio.

Una volta completata quindi la configurazione dell'*EBEH*, è stato possibile dapprima identificare e in seguito definire i parametri di ottimizzazione.

L'operazione si traduce di fatto nel trovare il set di valori numerici relativi alle variabili decisionali che minimizzano una o più funzioni obiettivo. Gli argomenti delle funzioni obiettivo possono essere molteplici e variano in funzione della finalità per cui viene eseguita la simulazione: ad esempio, l'energia consumata "all'ingresso dell'hub", la potenza di progetto dei convertitori energetici, i costi relativi al ciclo vitale dell'edificio, ecc.; come è lecito attendersi, in base al peso assegnato a ciascun obiettivo, i valori delle variabili di progetto ottimizzati possono differire sensibilmente tra loro.

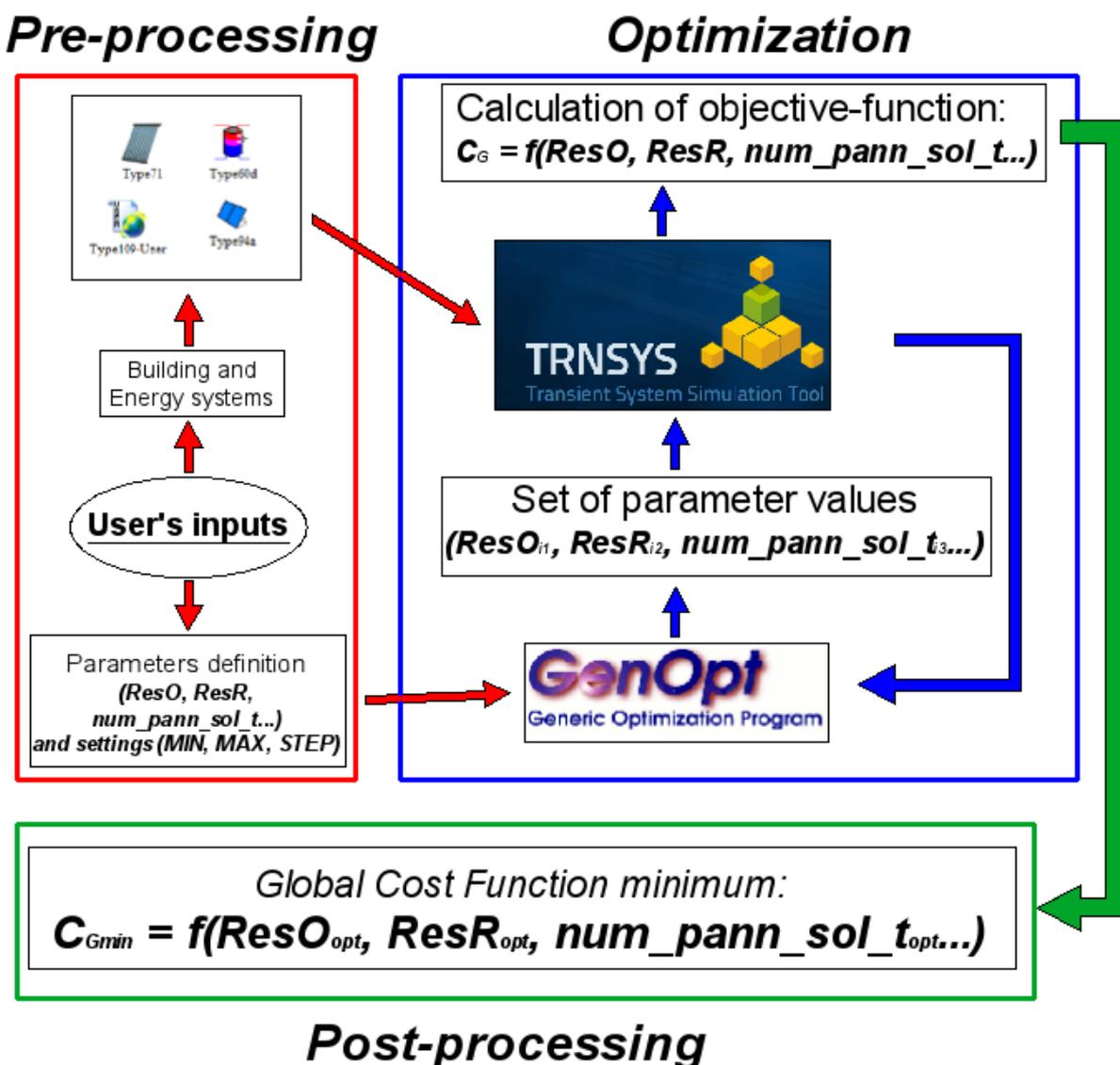


Figura 3 – schema che evidenzia le differenti fasi e sintetizza il processo di ottimizzazione integrata

### 3 Software di simulazione e ottimizzazione impiegati

L'introduzione di procedure di ottimizzazione applicate al processo di design degli edifici e dei loro impianti, permette di approcciare il problema della progettazione da un punto vista nuovo, più razionale e rigoroso, ma, al contempo richiede l'utilizzo di strumenti informatici e di calcolo adeguati. In questo capitolo saranno presentati brevemente i software utilizzati.

#### 3.1 TRNSYS

L'uso di programmi informatici per la simulazione del comportamento energetico dell'edificio è cresciuto rapidamente negli ultimi anni, nonostante l'origine relativamente recente della disciplina, in quanto sviluppatasi nei primi anni Novanta in ambito accademico. Le ragioni alla base di una così "improvvisa" diffusione sono molteplici, sebbene una delle più importanti sia stata senz'altro l'introduzione delle nuove, stringenti normative in ambito energetico a livello europeo, a seguito dell'emanazione della direttiva relativa agli *nZEB*. Nel contesto di una simile sfida infatti, il metodo di calcolo quasi statico (basato su valori medi) proposto dalla norma UNI/TS 11300 risulta inadeguato in quanto pregiudica la possibilità di una valutazione basata su precisi dati temporali. In aggiunta, la comparsa di protocolli di valutazione della performance energetica degli edifici, tra cui uno dei più conosciuti è il LEED (Leadership in Energy and Environmental Design) che assegnano più punti se la valutazione avviene tramite una simulazione dinamica, ha certamente contribuito ad affermare la comparsa e successiva diffusione di questi software.

In ambito europeo, uno dei più diffusi è senz'altro TRNSYS, sviluppato dalla francese CSTB (research center for building thermal studies): TRNSYS è un software di simulazione energetica dinamico con una struttura appositamente realizzata per risolvere complessi problemi di natura energetica, scomponendoli in una serie di "componenti minori" [4]. Questi, denominati *Types* all'interno del programma, possono essere semplici come una pompa o decisamente più complessi come nel caso di un edificio con diverse zone termiche. I differenti types possono essere interconnessi sfruttando l'interfaccia grafica del software, conosciuta come TRNSYS Simulation

Studio, e nel caso di edifici i dati di input vengono inseriti attraverso una feature dedicata, ovvero TRNBuild. Infine, il cuore del programma è rappresentato dal motore di simulazione che risolve il complesso sistema di equazioni algebriche e differenziali che governano il problema. L'intervallo di tempo cui è riferita la simulazione (e dunque anche i calcoli) è variabile, con valori caratteristici di 15 o 60 minuti; ma l'accuratezza è tale che il programma può gestire intervalli di tempo dell'ordine del decimo di secondo. La versatilità del software è anche dovuta alla vastità delle librerie in dotazione, che contengono molti dei componenti più diffusi di impianti termici ed elettrici, inclusi i pannelli solari termici e fotovoltaici (modellati, peraltro con un elevato grado di dettaglio) [4]. Il programma è inoltre dotato di componenti che permettono di gestire l'inserimento e facilitare la manipolazione dei dati climatici.

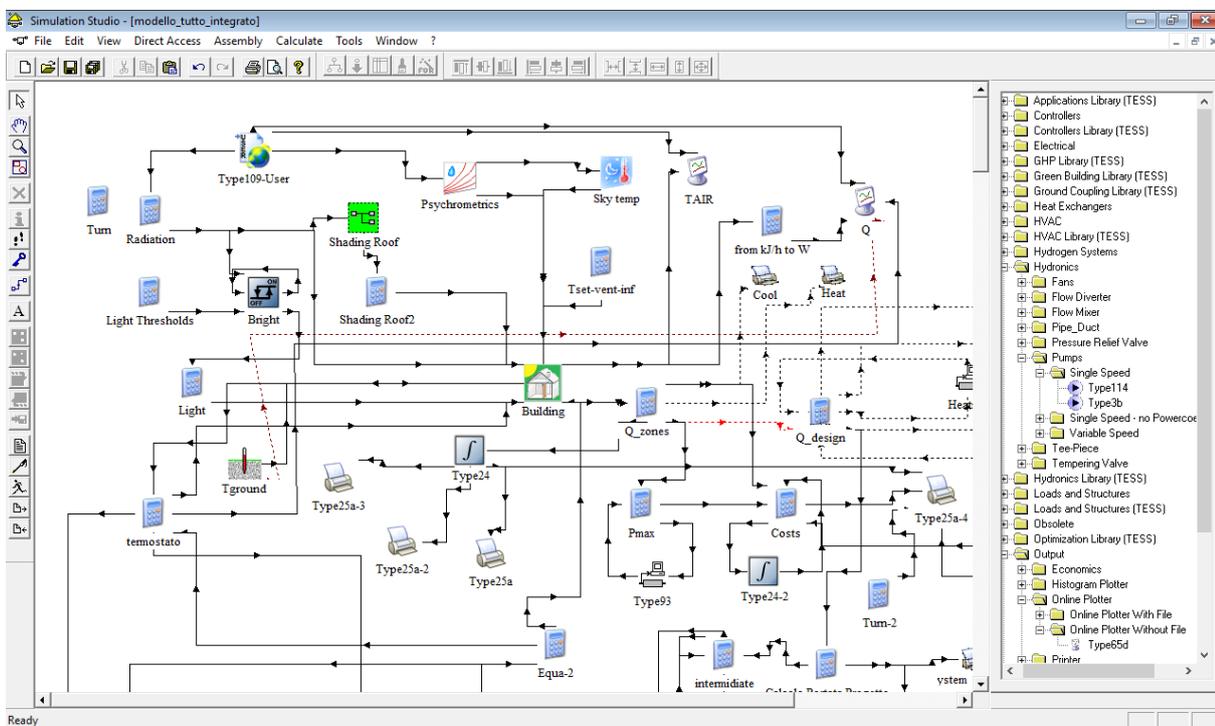


Figura 4 – interfaccia del Simulation Studio di TRNSYS, in cui è possibile distinguere i vari types interconnessi

## 3.2 GenOpt

GenOpt è un software di ottimizzazione che è stato sviluppato dal Lawrence Berkeley National Laboratory per risolvere problemi di ottimizzazione in cui la funzione obiettivo è particolarmente complessa da calcolare o le sue derivate non esistono o non sono ricavabili per via analitica [5]. In questi casi, ovvero quando generalmente sono presenti molte variabili indipendenti l'unica strada percorribile risulta essere l'ottimizzazione numerica. Infatti gli studi parametrici tramite cui si cerca di giungere al medesimo risultato, tipicamente portano ad un miglioramento solo parziale e inoltre richiedono una notevole quantità di tempo per poter essere portati a termine.

GenOpt, a differenza di altri software di ottimizzazione, è stato sviluppato per minimizzare una funzione obiettivo che è calcolata da un programma di simulazione esterno: infatti può essere abbinato ad un qualsiasi software che legga gli input tramite un file di testo e che "stampi" gli output sempre tramite la stessa modalità.

In particolare GenOpt, risulta particolarmente adatto per la risoluzione di problemi di ottimizzazione aventi le seguenti caratteristiche:

- il numero delle variabili indipendenti è relativamente contenuto (inferiore a 10);
- la funzione obiettivo, o funzione di costo, potrebbe essere definita da soluzioni numeriche approssimate di equazioni algebriche differenziali che potrebbero non essere continue;
- il calcolo della funzione obiettivo richiede un tempo superiore rispetto alla determinazione dei valori per la successiva iterazione;
- non sono disponibili proprietà analitiche della funzione obiettivo, come ad esempio la formula per il calcolo del gradiente;

Dal momento che il calcolo della funzione di obiettivo, che nel caso specifico è la funzione di costo globale, si presenta come un problema complesso difficilmente risolvibile con tecniche di ottimizzazione tradizionali, GenOpt è risultato la migliore alternativa possibile. Oltre alle caratteristiche già elencate, il software è caratterizzato da alcuni innegabili punti di forza, tra cui vi sono senz'altro:

- la possibilità di essere abbinato a qualunque software che calcola la funzione di costo senza dover modificare o ricompilare alcun file, a patto che il programma di simulazione possa leggere i suoi file (di GenOpt) di input come file di testo ed eseguire la medesima operazione nella fase di output;

- la possibilità, da parte dell'utente, di selezionare un algoritmo di ottimizzazione da una libreria inclusa, oppure di importare un qualsiasi altro algoritmo senza dover modificare alcun parametro interno al software;
- il fatto che il programma non richieda un'espressione per il gradiente della funzione di costo, il cui calcolo, quando possibile, è spesso difficoltoso;

Con riferimento ai possibili casi che richiedono un'ottimizzazione, è opportuno sottolineare che GenOpt è in grado di occuparsi della risoluzione dei seguenti problemi:

1. problemi con variabili continue;
2. problemi con variabili discrete;
3. problemi che presentano sia variabili discrete che continue;
4. problemi la cui funzione di costo è calcolata da un programma di simulazione;

L'ultimo punto, in particolare, rappresenta la situazione in cui la funzione di costo  $f: R_n \rightarrow R$  non può essere calcolata in maniera precisa. Ed è tipicamente il caso in cui questa viene valutata da un programma di simulazione termo-energetica, come EnergyPlus o TRNSYS [6]. In questi programmi il calcolo implica la soluzione di un sistema di parziali e ordinarie equazioni differenziali che sono abbinate a equazioni algebriche. In una simile situazione, quando si cerca cioè di risolvere problemi di ottimizzazione dove i costi e le funzioni vincolo sono calcolate da un programma di simulazione energetica che non permette di controllare l'errore di approssimazione, ciò che si può fare è cercare dei punti che sono vicini ad un punto di minimo locale di  $f(x)$ .

Esperimenti numerici hanno mostrato che usando precisioni abbastanza elevate e facendo iniziare l'algoritmo di ottimizzazione con valori iniziali "grossolani", è possibile spesso avvicinarsi a un minimo locale di  $f(x)$ . Le probabilità crescono ulteriormente, utilizzando diversi algoritmi di ottimizzazione [5].

### 3.2.1 Algoritmo di ottimizzazione

Gli algoritmi usati da GenOpt sono di tipo “genetico”: offrono una efficace modalità di ricerca che permette di individuare rapidamente una soluzione ragionevole a un problema complesso. Certamente non sono istantanei, ma svolgono un eccellente lavoro di ricerca all’interno di uno spazio di soluzioni ampio e complesso, che è proprio il caso dell’ottimizzazione [5]. L’immagine seguente riassume il funzionamento dell’algoritmo.

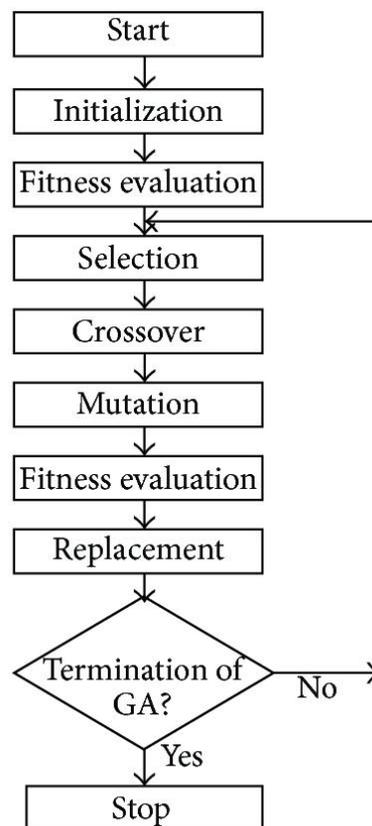


Figura 5 - processo iterativo che riassume il funzionamento dell’algoritmo di ottimizzazione usato da GenOpt

1. L’algoritmo inizia il processo creando una “popolazione” iniziale casuale. Con il termine *popolazione* si intende un insieme di possibili soluzioni ad ogni ciclo iterativo. Le potenziali soluzioni all’interno dell’insieme vengono chiamate *individui* o *particelle*.
2. Ad ogni step l’algoritmo usa la “popolazione” del momento per generare gli *infanti* che daranno vita alla generazione successiva. Viene inoltre selezionato un gruppo di individui all’interno della medesima popolazione, definiti come

- genitori, che trasmettono i propri geni agli infanti. L'algoritmo seleziona in genere gli individui più promettenti, sulla base del valore di fitness (idoneità).
3. L'algoritmo crea a questo punto 3 diverse tipologie di "figli" per la generazione successiva: i bambini *elite*, che sono gli individui nella generazione del momento con i migliori valori fitness (idoneità). Questi sopravvivono automaticamente alla generazione successiva. I bambini di tipo *crossover* nascono dalla combinazione delle caratteristiche di entrambi i genitori. Infine i bambini *mutazione*, che sono creati introducendo cambiamenti casuali.
  4. L'algoritmo sostituisce la popolazione del momento con i bambini creati per generare la generazione successiva.
  5. L'algoritmo si interrompe quando uno dei criteri di arresto viene soddisfatto. Alcuni dei più utilizzati sono: il numero di generazioni o limiti di tempo.

Ogni problema che richiede un'ottimizzazione potrebbe essere risolto adottando l'algoritmo che meglio si adatta tra quelli disponibili. Ve ne sono alcuni che sono più adatti alle variabili continue, altri che sono più indicati quando i problemi coinvolgono variabili discrete. Come dichiarato nei paragrafi 5.2-5.4, le variabili di ottimizzazione scelte, sia per quel che riguarda l'edificio che gli impianti, sono da considerarsi di tipo discreto. Ogni variabile infatti è legata ad un elemento costruttivo dell'edificio, o ad un elemento caratteristico degli impianti: per queste entità non ha alcun senso investigare le variabili nella totalità dello spazio continuo, quando il mercato in realtà "interagisce" all'interno dello spazio "discreto", offrendo di fatto solo alcune misure.

Alla luce di queste considerazioni dunque la scelta del miglior algoritmo ricade sulla versione binaria del *Particle Swarm Optimization Algorithm (PSO)* [5], ideato da Kennedy ed Eberhart.

## 4 Caratterizzazione delle fonti energetiche impiegate

Nonostante negli ultimi anni l'interesse nei confronti delle energie rinnovabili sia aumentato sensibilmente (ricordando che il termine adottato fa riferimento a forme di energia che si rigenerano in tempi brevi se confrontati con i tempi caratteristici della storia umana<sup>4</sup>) come dimostrano l'incessante ricerca in ambito tecnologico e la sensibilizzazione dell'opinione pubblica, supportata peraltro dall'emanazione di specifiche leggi in materia (di cui le disposizioni normative a livello europeo in merito agli nZEB, costituiscono un esempio di prim'ordine), i combustibili fossili rappresentano, ad oggi, ancora la fonte primaria per la copertura del fabbisogno energetico mondiale.

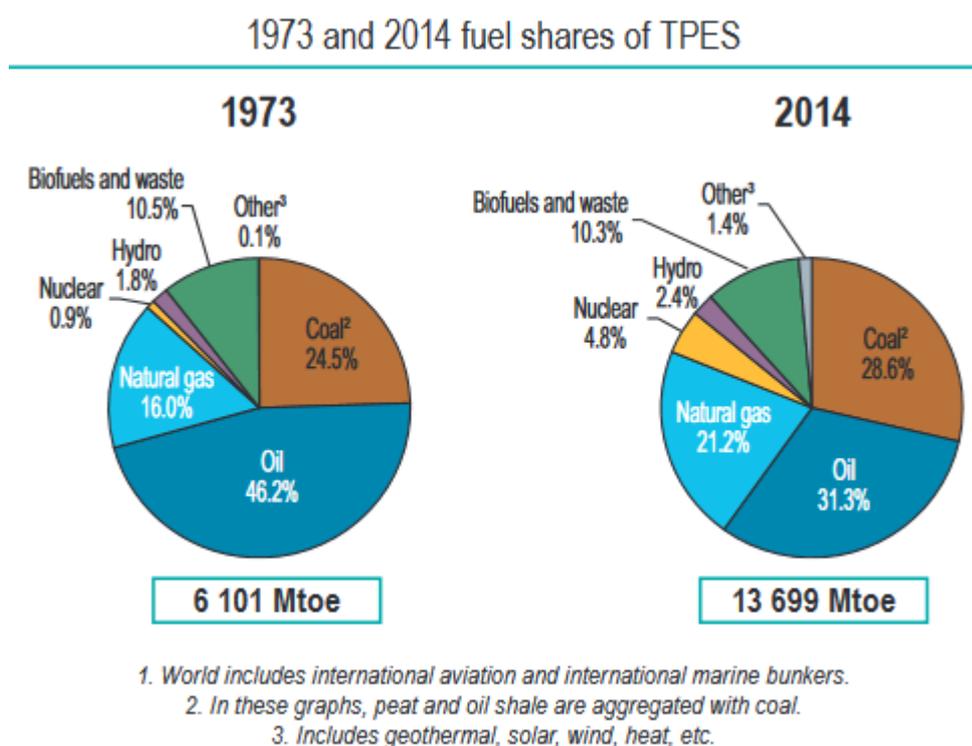


Figura 6 – grafico rappresentante la percentuale di copertura del fabbisogno energetico mondiale per le diverse fonti di produzione

Il grafico soprastante mostra chiaramente come, a livello mondiale e relativamente all'anno 2014, più dell'80% del fabbisogno energetico sia ancora coperto da fonti che derivano dai combustibili fossili, considerati tra i principali responsabili del riscaldamento globale. La percentuale di fabbisogno coperta da fonti energetiche rinnovabili (vale a dire geotermico, solare, eolico ecc...) nello stesso periodo ammonta ad appena l'1,4%, rispetto allo 0,1% relativo all'anno 1973 [7]. Ciononostante, sempre

<sup>4</sup> Aggiungere citazione da wikipedia ([https://it.wikipedia.org/wiki/Energie\\_rinnovabili](https://it.wikipedia.org/wiki/Energie_rinnovabili)), 2017, data di consultazione 13/06/17

a livello mondiale, se si valuta l'andamento della produzione di energia elettrica per mezzo di fonti rinnovabili, è possibile constatare come si sia passati da una percentuale dello 0,6% (1973) a più del 6% (2014), come rappresentato dal grafico sottostante [7]. È dunque una crescita significativa che ha interessato maggiormente il solare fotovoltaico e l'eolico, complice anche un graduale ma costante sviluppo tecnologico unito a una diminuzione dei costi di installazione e gestione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. [8]

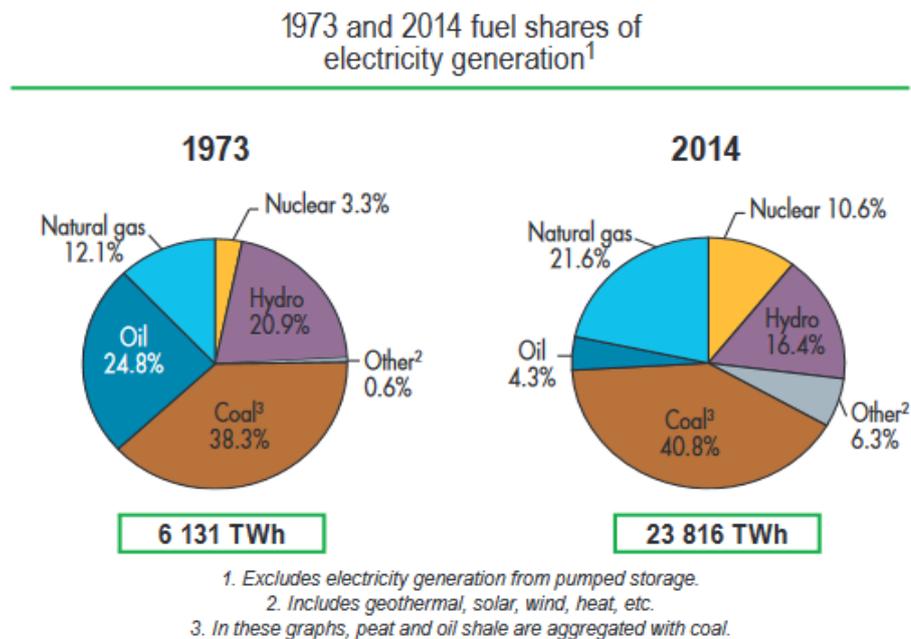


Figura 7 - grafico rappresentante la percentuale di copertura della produzione di energia elettrica mondiale per le diverse fonti di produzione

È interessante analizzare, parallelamente, quanto accaduto in Italia. Se si guarda al 2014, è possibile constatare come il fabbisogno energetico sia stato, ancora una volta, (e in linea con quanto accade a livello mondiale) coperto in larga parte da combustibili fossili (per circa l'80%), ma sorprende, se raffrontata al corrispondente valore mondiale, la quota di copertura soddisfatta con fonti rinnovabili, che ammonta al 17% [9].

In relazione all'anno appena trascorso, è importante sottolineare come il numero di installazioni di impianti che sfruttano fonti rinnovabili è ulteriormente cresciuto, sebbene con ritmi decisamente inferiori rispetto al passato [8]. La tecnologia che ha subito uno sviluppo maggiore risulta essere il solare fotovoltaico che ha raggiunto i 19,2 GW, e ciò risulta evidente dal grafico sottostante. È altresì doveroso sottolineare come in dieci anni la produzione da energie pulite sia passata da 55,6 a 106,5 TWh, fatto che rende l'Italia uno dei primi Paesi al mondo per incidenza del solare rispetto ai consumi elettrici e possiede alcune delle esperienze di innovazione più

interessanti a livello mondiale [8]. Nello stesso arco di tempo, il numero dei Comuni in cui è stato installato almeno un impianto a fonti rinnovabili è passato da 356 a 7978, con una progressione costante; è questa la ragione che ha permesso di incrementare in un solo decennio la produzione “pulita” di 62 TWh. È stato infatti fondamentale il contributo di un sistema costituito da oltre 730 000 impianti fotovoltaici distribuiti su tutto il territorio oltre 11mila tra idroelettrici, eolici, da biogas e biomasse, geotermici e, senza dimenticare, gli impianti solari termici [8].

#### LA CRESCITA DELLE “NUOVE” RINNOVABILI IN ITALIA: PRODUZIONE PER FONTI

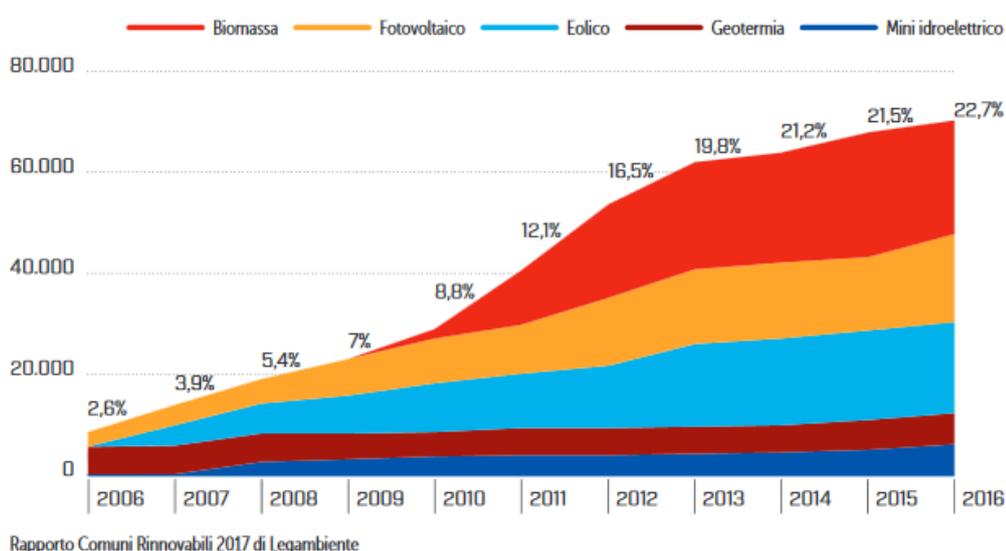


Figura 8 – grafico che rappresenta il contributo delle fonti rinnovabili rispetto ai consumi elettrici globali

Di particolare interesse in ambito edilizio risultano essere le potenzialità offerte dagli impianti solari termici, solare fotovoltaico, e a biomasse, poiché la produzione ottenibile tramite l'eolico e l'idroelettrico, risulta necessariamente vincolata alle specificità geografiche del sito su cui sorgono gli impianti stessi.

Secondo i dati Estif (European Solar Thermal Industry Federation) nel nostro Paese sono installati complessivamente oltre 4 milioni di m<sup>2</sup> di pannelli solari termici, pari ad una media di circa 0,06 m<sup>2</sup> per abitante [8]. Lo sviluppo di questa tecnologia negli ultimi anni si deve senz'altro ai costi sempre più bassi, ma anche, indubbiamente, agli incentivi e alle detrazioni fiscali concessi dal nostro Paese per favorirne l'installazione. Ciononostante, sorprende la rapidità della diffusione di questa tecnologia impiantistica: secondo i dati in possesso dell'Estif, nel giro di appena 10 anni, si è passati da una superficie installata di 72000 m<sup>2</sup> ai più di 4 milioni di m<sup>2</sup> attuali [8].

## SOLARE TERMICO LA CRESCITA DELLE INSTALLAZIONI IN ITALIA

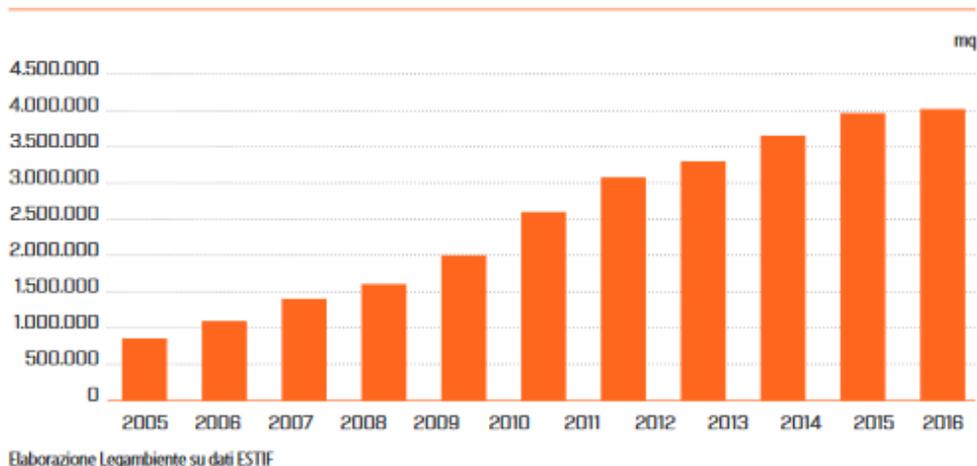


Figura 9 – sviluppo del solare termico in Italia (superficie complessiva di installazione)

Altrettanto significativa risulta essere la diffusione di impianti fotovoltaici, poiché sono 7978 i Comuni italiani che si sono dotati di questa tecnologia, con una produzione annua 19288 MW [8]. Il solare fotovoltaico continua a diffondersi grazie alla “maturità” raggiunta da questi impianti hanno migliorato le tecnologie, l’integrazione con impianti di accumulo e pompe di calore in edilizia e ai nuovi meccanismi di scambio con la rete elettrica. Anche in questo caso è davvero considerevole la rapidità di diffusione di questa tecnologia: nel 2005 sono stati installati impianti fotovoltaici per una capacità di 2,3 MW, mentre nell’anno passato, per 376 MW [8]. La produzione complessiva di energia elettrica di questi impianti, è in grado, ad oggi, di soddisfare il 7,3% dei consumi elettrici nazionali, pari al fabbisogno di oltre 8,3 milioni di famiglie, evitando l’immissione in atmosfera di oltre 14,8 milioni di tonnellate di anidride carbonica [8].

## SOLARE FOTOVOLTAICO LA CRESCITA DELLE INSTALLAZIONI IN ITALIA

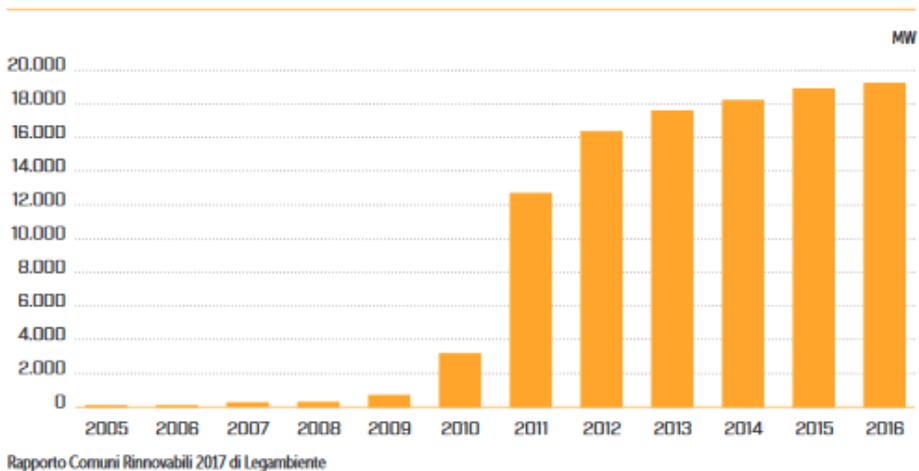


Figura 10 – la crescita delle installazioni di impianti solari fotovoltaici

Un margine di crescita addirittura superiore (rispetto al solare termico e solare fotovoltaico) ha interessato negli ultimi anni gli impianti che sfruttano le biomasse, siano esse solide o liquide, per la produzione tanto di energia elettrica quanto di energia termica. Dal 2006 ad oggi il numero di Comuni che ha installato simili impianti è passato dai 32 iniziali ai 4114 attuali, con una potenza cresciuta di oltre il 1.700% (da 300 a 5.491 MW), crescita che ha riguardato soprattutto impianti di piccola taglia con dimensioni fino a 3 MW [8]. A questi numeri inoltre andrebbero aggiunti 10 milioni di impianti domestici a legna. Secondo Aiel - Associazione Italiana Energie Agroforestali - si tratta di 1,63 milioni di stufe, 200mila camini e 75 mila cucine alimentati a pellet [8].

#### BIOENERGIE LA CRESCITA DELLE INSTALLAZIONI IN ITALIA

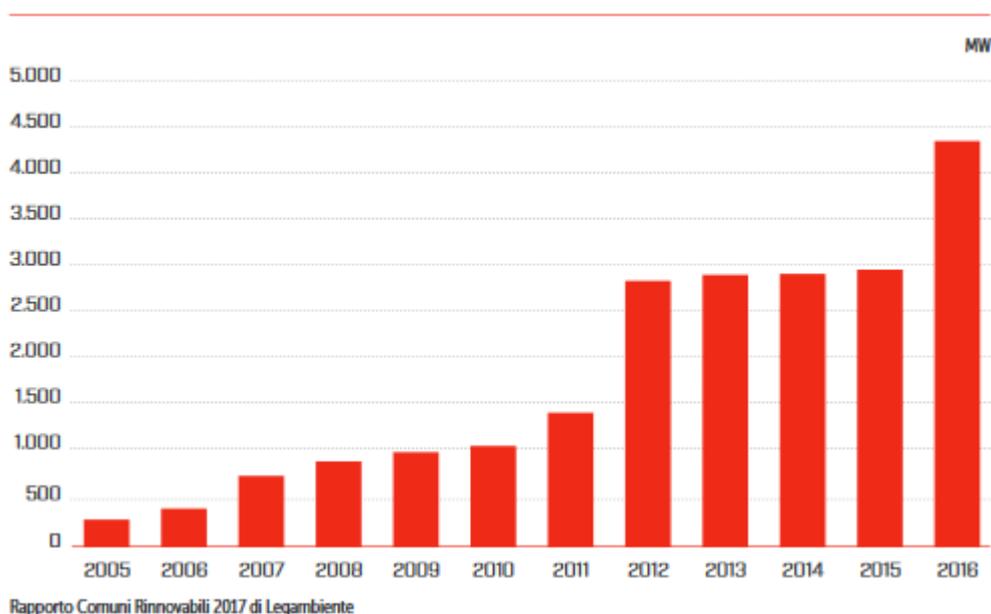


Figura 11 – crescita degli impianti alimentati a biomasse (solide o liquide) in Italia

Le biomasse solide possono giocare un ruolo importante nel contribuire al fabbisogno energetico italiano, ma perché questa opportunità venga colta al meglio occorre porre attenzione alle risorse presenti nei territori e alla sostenibilità dei processi. A fine 2016 sono stati oltre 9mila gli interventi effettuati per l'installazione di generatori a biomassa solida: 9.200 generatori distribuiti in 3.276 Comuni installati per una potenza di 198,9 MW e una media per generatore di 21,5 kW [8].

## 4.1 Solare termico

Tra le soluzioni energetiche considerate, il solare termico è senz'altro la tipologia più diffusa e che ha subito un maggiore sviluppo negli ultimi anni. Dal punto di vista tecnologico infatti, la possibilità di sfruttare la radiazione solare irradiata per generare calore è ormai ampiamente consolidata: basti pensare che un impianto solare può far risparmiare dal 70 al 90% dell'energia necessaria alla produzione di acqua calda sanitaria.

Il principio di funzionamento di un impianto solare termico è relativamente semplice: la radiazione solare incidente su di un collettore, appositamente realizzato per captarla, riscalda un fluido termovettore che distribuisce poi il calore all'acqua contenuta in un serbatoio di accumolo; in buona sostanza quindi, i componenti fondamentali che saranno analizzati, sono proprio quelli appena elencati.

### 4.1.1 Il sole come fonte di irraggiamento

Considerata la temperatura elevata il sole è senz'altro una fonte di irraggiamento particolarmente intensa. L'energia irradiata nello spazio ha origine da processi di fusione nucleare che trasformano atomi di idrogeno in atomi di elio; dal difetto di massa che ne deriva (la massa di un nucleo di elio è minore della somma delle sue singole parti) e che ammonta a circa 4 milione di tonnellate al secondo, viene liberata l'energia che riscalda la superficie del sole (fotosfera) ad una temperatura prossima ai 6 000 gradi centigradi. Questo fenomeno provoca l'emissione di una radiazione corrispondente ad una potenza di circa  $63\text{MW/m}^2$  [10]. Tuttavia, questo è un valore puramente teorico, poiché, in realtà, per effetto della distanza che separa il sole e la Terra (circa 150 milioni di chilometri) la potenza irradiata media che colpisce lo strato più esterno dell'atmosfera ammonta a circa  $1367\text{ W/m}^2$ .

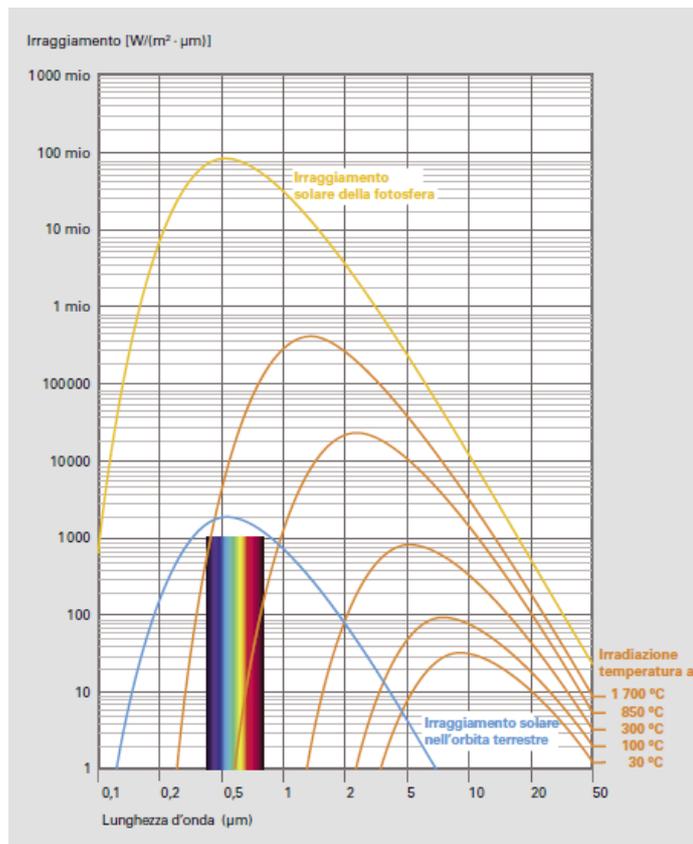


Figura 12 – distribuzione spettrale della radiazione solare e infrarossa

Tuttavia, a causa dell'influsso dell'atmosfera terrestre, dei  $1367 \text{ W/m}^2$  di irraggiamento costante solare, sulla superficie terrestre ne giungono al massimo circa  $1000 \text{ W/m}^2$ . Gli strati di nuvole riflettono infatti una parte della radiazione incidente, mentre un'altra quota viene in parte assorbita e in parte dispersa proprio attraverso l'atmosfera. La frazione di radiazione che giunge indisturbata sulla superficie terrestre costituisce la radiazione diretta che viene riflessa, originando la radiazione diffusa, oppure assorbita direttamente dalla Terra. La somma di radiazione diffusa e diretta prende il nome di irraggiamento globale. In Italia il rapporto tra la radiazione diffusa e quella globale è di circa il 50%.

Per poter calcolare la quantità di irraggiamento solare che viene effettivamente convertita in energia termica, è necessario tener conto di un parametro fondamentale, ovvero la durata dell'irradiazione; come energia utile si definisce quindi la potenza irradiata in un determinato periodo di tempo, misurata in wattora (Wh). A titolo esemplificativo, in Italia, nella città di Venezia, l'irraggiamento giornaliero massimo sulla superficie orizzontale oscilla tra i  $9 \text{ kWh/m}^2$  in estate e i  $4 \text{ kWh/m}^2$  durante la stagione invernale [10].

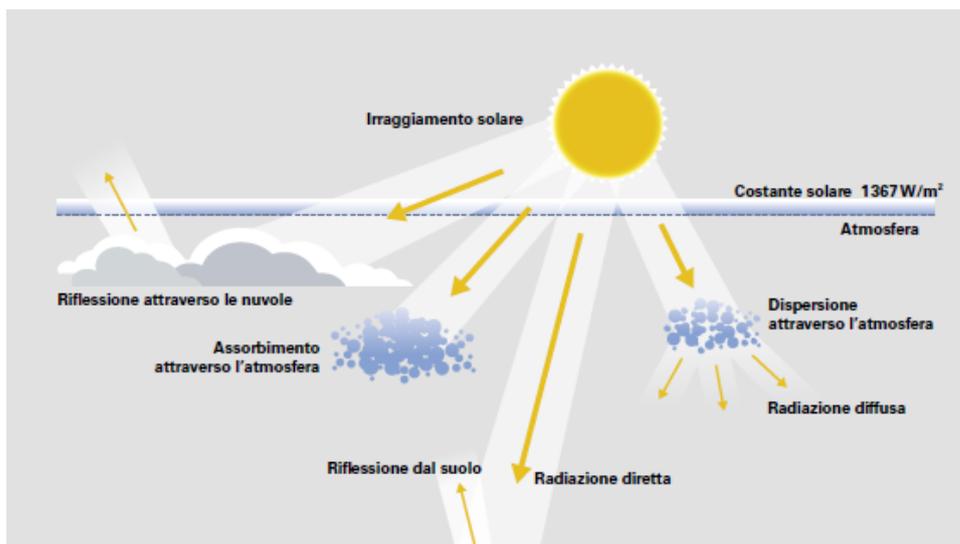


Figura 13 – influsso dell'atmosfera sull'irraggiamento solare

Per quel che riguarda invece l'irraggiamento medio annuo, esso oscilla tra i 1200 kWh/m<sup>2</sup> di Bolzano ai 1700 kWh/m<sup>2</sup> di Trapani, come mostra l'immagine riportata di seguito [10].

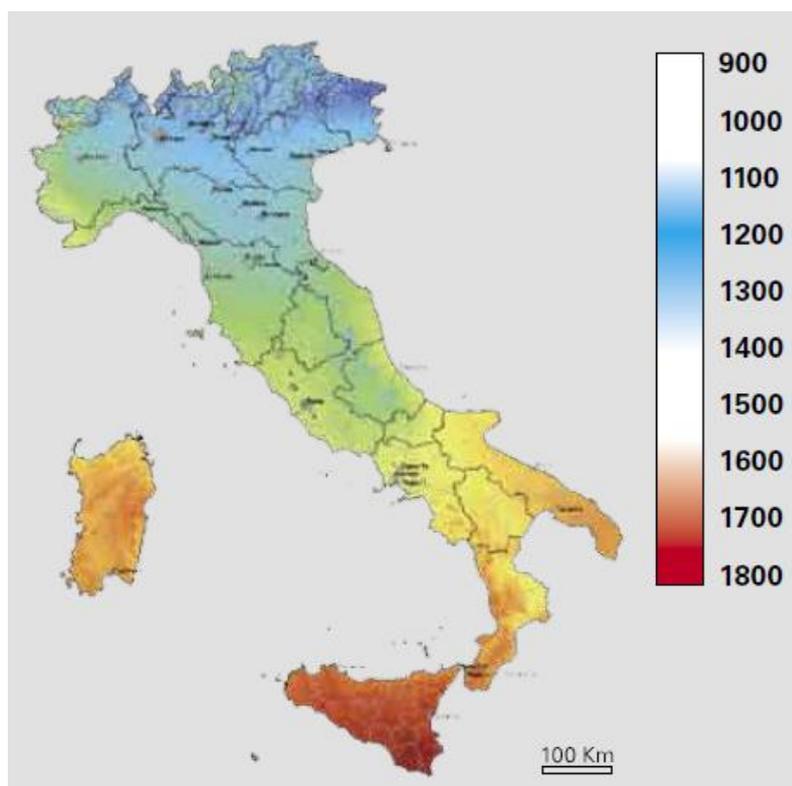


Figura 14 – irraggiamento globale orizzontale in Italia

## 4.1.2 Tipologie di collettori e parametri caratteristici

Il collettore solare è il componente più importante di un impianto solare termico, in quanto è tramite questo elemento, e più precisamente tramite l'assorbitore contenuto al suo interno, che avviene la conversione dell'irraggiamento solare in energia termica. Esistono differenti tipologie di collettori solari: nella presente trattazione verranno considerati i modelli più diffusi attualmente, ovvero il collettore solare piano vetrato e a tubi sottovuoto.

### 4.1.2.1 Collettore solare piano vetrato

Un collettore solare piano vetrato è costituito essenzialmente da un telaio normalmente in alluminio, termicamente isolato, da un vetro di copertura che assolve peraltro ad una funzione di protezione dai fenomeni atmosferici e dall'assorbitore, ovvero una lastra metallica scura (generalmente in rame o alluminio) su cui sono saldati i tubi (tipicamente in rame) all'interno dei quali circola il fluido termovettore.

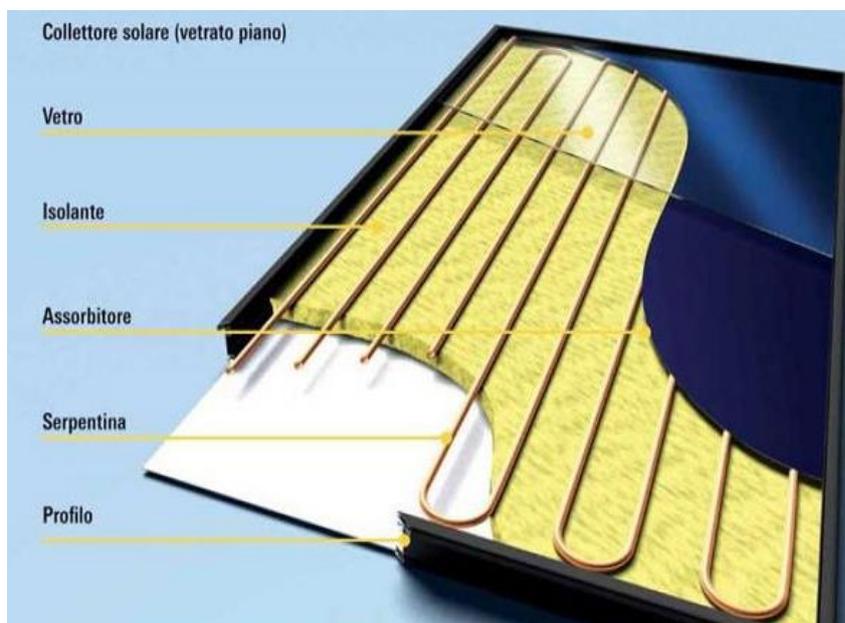


Figura 15 – componenti principali del collettore piano vetrato

Analizzando i componenti più nel dettaglio, si evince come lo strato vetrato di copertura abbia in realtà una duplice funzione: oltre a proteggere il collettore, consente di ridurre le perdite di energia termica per irraggiamento e convezione dell'assorbitore verso l'atmosfera esterna. La superficie trasparente permette il passaggio della radiazione solare nel campo delle piccole lunghezze d'onda ma allo stesso tempo risulta opaca

alla radiazione infrarossa, emessa dall'assorbitore che si riscalda. Molto spesso, per ridurre le perdite per riflessione del vetro, gli si applica un trattamento antiriflesso che consente inoltre di incrementare il rendimento di circa il 5%, rispetto ad un vetro tradizionale non trattato.

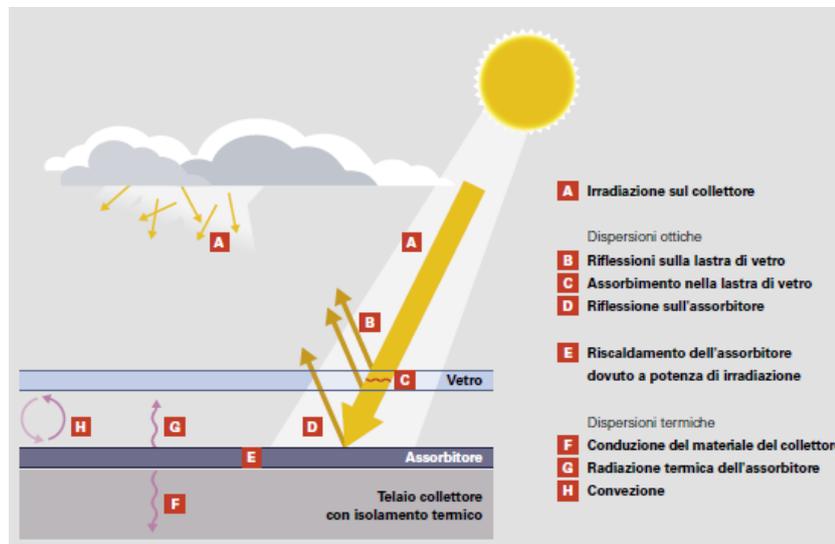


Figura 16 – flussi energetici nel collettore solare piano

L'elemento fondamentale di un qualunque collettore è, come già ribadito precedentemente, l'assorbitore; nei collettori solari piano, quest'ultimo può essere costituito da strisce di lamiera o da una superficie unica. Nel primo caso il circuito idraulico è necessariamente ad arpa, mentre nel secondo caso può essere anche a forma di meandro sull'intera superficie di assorbimento, come mostrato nelle immagini successive.

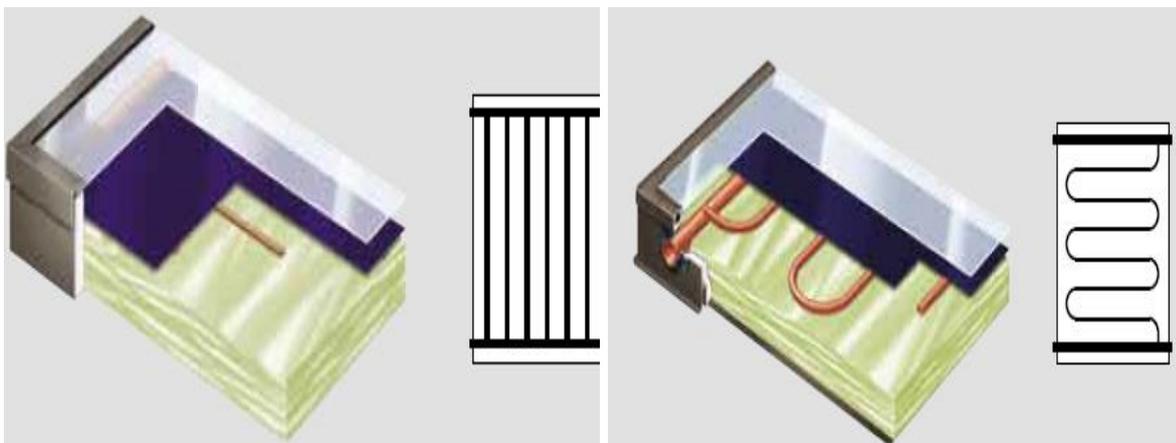


Figura 17 – a sinistra: collettore a tubo di assorbimento ad arpa; Figura 18 – a destra: collettore a tubo di assorbimento a forma di meandro

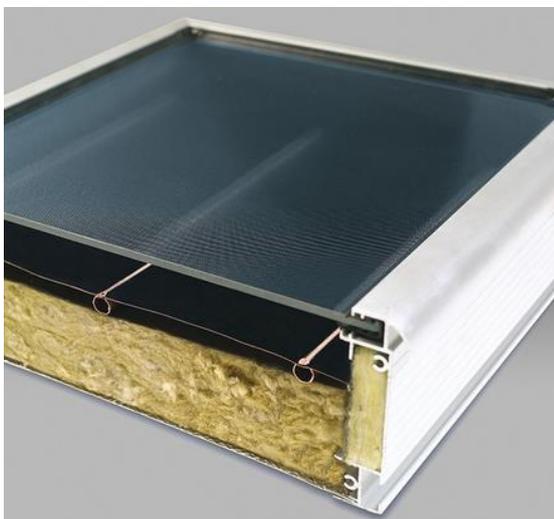
In condizioni di funzionamento usuale, i collettori con assorbitore ad arpa consentono di ottenere perdite di carico inferiori, mentre i collettori con assorbitore a forma di meandro garantiscono un prelievo sicuro di calore poiché il fluido termovettore scorre unicamente attraverso un tubo.

Infine per incrementare la resa dell'assorbitore è possibile applicare uno strato selettivo con vernici opache o depositi di ossidi metallici. Un assorbitore deve comunque presentare le seguenti le caratteristiche qualitative:

- ottima resistenza alla corrosione;
- bassa inerzia termica;
- resistenza meccanica alle alte temperature;
- elevato assorbimento dell'irraggiamento solare incidente;
- ridotta emissione infrarossa;

Il telaio è costantemente esposto alle intemperie e le principali cause di corrosione sono, tipicamente, l'umidità dell'aria, l'aria salmastra, la presenza di inquinanti industriali. Le soluzioni maggiormente affidabili prevedono l'impiego di telai in alluminio anodizzato, in fibra di vetro e resine epossidiche, o realizzati con speciali miscele di poliuretani o altri speciali prodotti plastici.

La scelta del materiale isolante dipende dalla temperatura di equilibrio del collettore, in assenza di circolazione d'acqua che mediamente oscilla tra i 140 e i 210 gradi. In queste condizioni il materiale isolante non deve assolutamente degradarsi: ciò esclude l'impiego di materiali come il polistirolo espanso, alcuni tipi di poliuretani, ecc.. Il materiale isolante è posto nella parte posteriore del collettore e per i collettori più performanti anche nella parte laterale.



*Figura 19 – particolare dell'isolamento termico di collettore solare piano vetrato*

#### 4.1.2.2 Collettore solare a tubi sottovuoto

Il principio di funzionamento dei collettori solari a tubi sottovuoto è sostanzialmente lo stesso di quelli piani vetrati; la differenza più significativa risiede tuttavia nella modalità di isolamento della parte assorbente dall'ambiente esterno: in questo caso infatti si utilizza il vuoto. Questa soluzione permette di migliorare l'efficienza soprattutto nella stagione invernale contraddistinta da un ridotto irraggiamento e da rigide temperature esterne. In buona sostanza questa tipologia di collettore è formato da una serie di tubi di vetro a doppia parete, all'interno dei quali è situato il dispositivo assorbente e di trasmissione del calore, di cui possono esistere differenti versioni, in funzione della tipologia di fluido termovettore utilizzato.

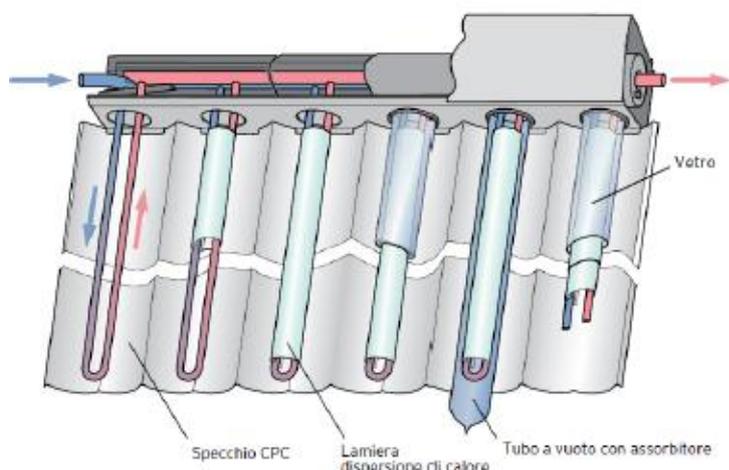


Figura 20 – struttura di un collettore solare a tubi sottovuoto

I collettori a tubi sottovuoto, per effetto delle caratteristiche costruttive presentano un rendimento superiore del 15 – 20% in tutte le stagioni rispetto ai collettori piani, come mostrato nell'immagine seguente.

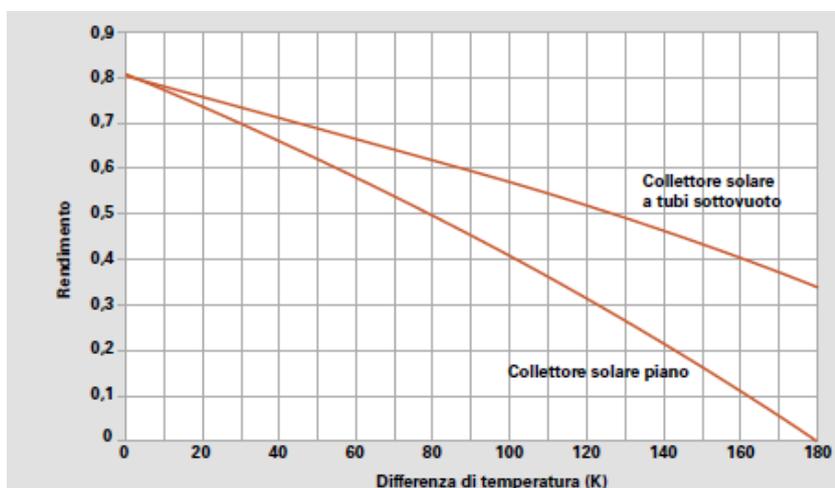
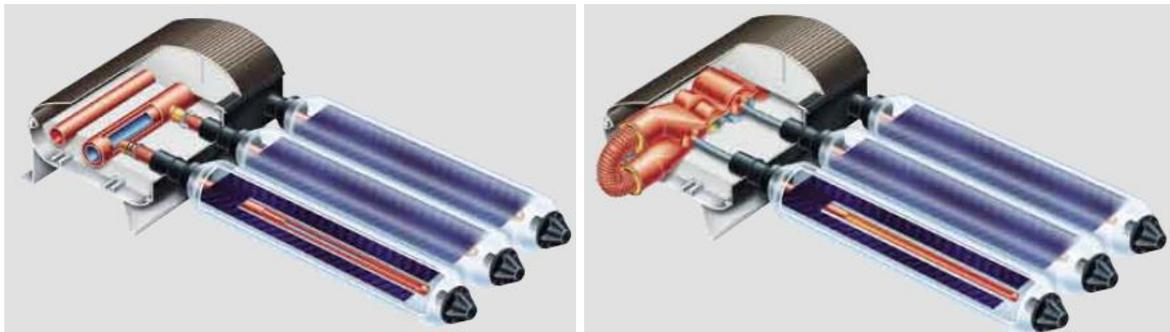


Figura 21 – curve caratteristiche del rendimento nel caso di collettore piano e a tubi sottovuoto

Il presupposto per l'affidabilità e una lunga durata dei collettori solari a tubi sottovuoto è il mantenimento del vuoto a lungo termine, mediante una tenuta ermetica sicura. L'aria contenuta all'interno dei due tubi di vetro viene aspirata in maniera tale da raggiungere una pressione di  $10^{-6}$  bar, valore in corrispondenza della quale sono praticamente annullate le perdite conduttive e convettive. I due tubi di vetro vengono collegati sul lato anteriore formando una semisfera e fusi sul lato posteriore, invece. La giunzione vetro-vetro garantisce la tenuta all'aria necessaria ad un corretto funzionamento del sistema. Per quanto riguarda la circolazione del fluido termovettore, nel caso dei collettori solari a tubi sottovuoto, essa avviene secondo due modalità: a flusso diretto e secondo il principio heatpipe. Nel primo caso il fluido termovettore circola direttamente nei tubi dell'assorbitore; questa soluzione è idonea per qualunque tipologia di installazione. Nel secondo caso invece, all'estremità superiore del tubo il vapore condensa cedendo l'energia termica al fluido termovettore. Tuttavia, affinché il procedimento funzioni correttamente è necessario che si raggiunga un determinato angolo di incidenza del collettore.



*Figura 22 – a sinistra: collettore solare a tubi sottovuoto a flusso diretto; Figura 23 – a destra: collettore solare a tubi sottovuoto con trasferimento di calore secondo il principio heatpipe*

L'assorbitore di un collettore solare a tubi sottovuoto, è costituito, nella maggioranza dei casi, da rame o alluminio. Il rivestimento di cui è composto è altamente selettivo: in questo modo, la maggior quantità possibile di radiazione incidente viene trasformata interamente in calore e si minimizza la dispersione termica dovuta all'irraggiamento dell'assorbitore. Per incrementare ulteriormente l'efficienza i collettori solari a tubi sottovuoto possono essere dotati di specchi CPC (Compound Parabolic Concentrator), di forma parabolica che vengono applicati nella zona retrostante i tubi per riflettere la radiazione solare, consentendo uno sfruttamento ottimale dell'energia incidente.

### 4.1.3 Serbatoio di accumulo

L'accumulo di un impianto solare ha la funzione di compensare le oscillazioni e lo sfasamento tra l'offerta di irraggiamento solare e il fabbisogno di calore utile. Negli impianti dotati di un generatore di calore tradizionale infatti, la potenza installata è sempre disponibile; per la modalità di funzionamento di un impianto solare termico invece, vi sono quantomeno due caratteristiche che giustificano la necessità di accumulo:

- in primo luogo, raramente il periodo di produzione del calore coincide con la fase del suo prelievo. In un impianto tradizionale, questa viene regolata dal fabbisogno, mentre in un impianto che sfrutta collettori solari la produzione è legata esclusivamente all'offerta di irraggiamento solare;
- in secondo luogo, nei giorni soleggiati il collettore produce calore per un periodo di tempo relativamente lungo; a parità di quantità di energia "prodotta", un impianto tradizionale richiederebbe una potenza superiore in quanto il bruciatore opera su un intervallo di tempo più limitato, poiché fornisce il calore necessario in tempi più brevi.

Per questi motivi dunque il serbatoio di accumulo è un componente fondamentale di un qualunque impianto solare termico, e la necessità della sua presenza è ulteriormente ribadita nell'immagine sottostante.

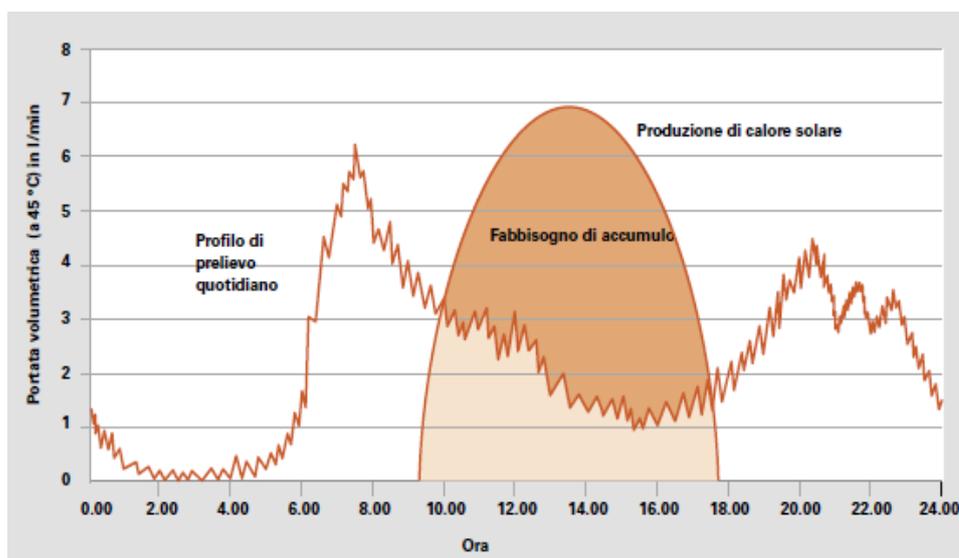
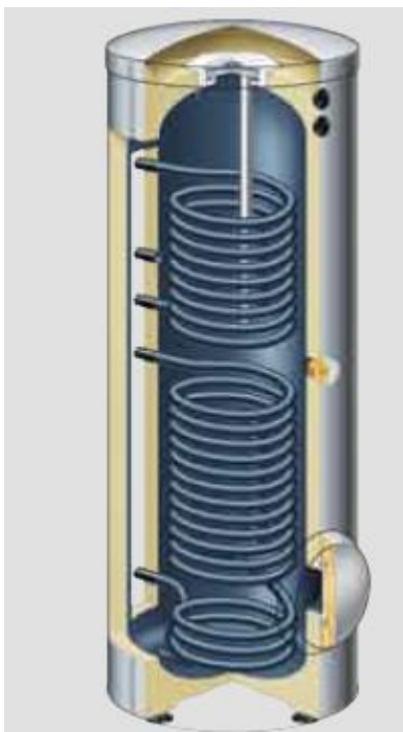


Figura 24 – Profilo di prelievo tipo

Il fluido generalmente più utilizzato per immagazzinare calore all'interno di un serbatoio di accumulo, è l'acqua sanitaria, in considerazione di alcune delle sue caratteristiche:

è (relativamente) economica, facilmente reperibile, tecnicamente ben controllabile (stoccaggio, carico e scarico), ed infine possiede una elevata capacità termica. Inoltre la tipologia di serbatoi più diffusa è quella con lo scambiatore di calore interno. Allorchè sia presente un collegamento con l'impianto di riscaldamento tradizionale, il bollitore si definisce bivalente: in questo caso, la sicurezza di approvvigionamento è assicurata dal riscaldamento ausiliario che in caso di necessità riscalda la parte superiore del serbatoio di accumulo alla temperatura nominale. Questo sistema permette inoltre di immagazzinare l'energia solare disponibile nella parte inferiore del bollitore, zona in cui la temperatura è più bassa, garantendo un utilizzo efficiente delle risorse disponibili.



*Figura 25 – bollitore bivalente*

La capacità di accumulo del bollitore deve essere determinata in funzione del fabbisogno di acqua calda sanitaria, della temperatura di accumulo, e tenendo in considerazione anche le perdite cui è soggetto il serbatoio, ovvero le dispersione termiche di mantenimento e non.

#### 4.1.4 Parametri caratteristici dei collettori

Dopo aver illustrato brevemente le principali tipologie di collettori installate in un impianto solare termico, è bene soffermarsi sui parametri che ne descrivono il funzionamento in maniera più compiuta. Come mostrato nell'immagine successiva, l'ammontare del calore utile ceduto al fluido termovettore dipende da una serie di fattori interni, specifici del prodotto e dei materiali, ed esterni, climatici.

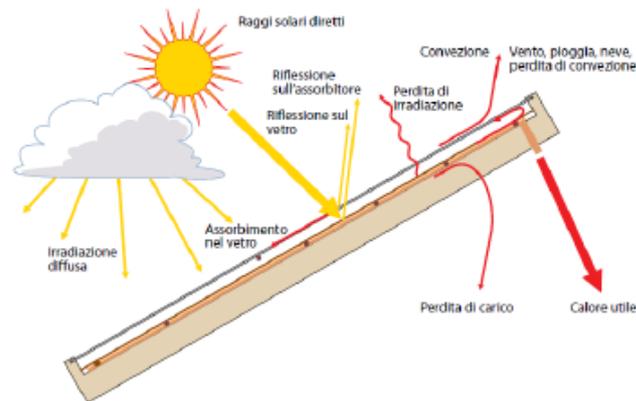


Figura 26 – perdite di riflessione e di energia termica nel collettore piano vetrato

Il rendimento di un collettore, che è certamente il parametro più identificativo, viene definito come la percentuale di energia irradiata che viene effettivamente trasformata in energia fruibile, in funzione anche della temperatura esterna e dell'assorbitore. Esso quindi varia secondo la potenza di irraggiamento e la differenza di temperatura tra l'assorbitore e l'ambiente, nonché la configurazione stessa del collettore.

Questi tre valori, congiuntamente con il valore dell'irraggiamento  $E_g$  sono sufficienti a definire e raffigurare il rendimento del collettore, che, da un punto di vista matematico, risulta così definito:

$$\eta = \eta_0 - \frac{k_1 \cdot \Delta T}{E_g} - \frac{k_2 \cdot \Delta T^2}{E_g} \quad (2)$$

Dove:

- $\eta$  è il rendimento del collettore;
- $\eta_0$  è il rendimento ottico: si definisce quale prodotto tra la trasmittanza termica della copertura di vetro,  $\tau$ , e la capacità di assorbimento caratteristica  $\alpha$  dell'assorbitore ( $\eta_0 = \alpha \cdot \tau$ ). Come intuibile dall'espressione appena riportata, è

evidente che le perdite termiche non hanno alcuna influenza nel calcolo del rendimento ottico di un collettore;

- $k_1$  è un coefficiente di dispersione termica lineare espresso in  $W/(m^2 \cdot K)$ : il fattore  $k_1$  riveste una parte relativamente importante nella descrizione della potenzialità di un collettore, e il suo valore dovrebbe essere quanto più ridotto possibile;
- $k_2$  è un coefficiente di dispersione termica quadratica espresso in  $W/(m^2 \cdot K^2)$ : tiene conto del fatto che le perdite termiche del collettore aumentano fortemente all'aumentare della differenza di temperatura con l'ambiente esterno, per effetto della dipendenza di natura esponenziale della temperatura dalla radiazione. Quale fattore di perdite, ovviamente anche il valore di questo coefficiente dovrebbe essere quanto più ridotto possibile;
- $\Delta T$  è la differenza di temperatura espressa in Kelvin;
- $E_g$  è l'irraggiamento incidente espresso in  $W/m^2$ ;

	Rendimento ottico %	Coefficiente di dispersione termica $k_1$ $W/(m^2 \cdot K)$	Coefficiente di dispersione termica $k_2$ $W/(m^2 \cdot K^2)$
Collettore solare piano	80	4	0,1
Collettore piano con vetro antiriflesso	84	4	0,1
Collettore solare a tubi sottovuoto	80	1,5	0,005

Figura 27 – Parametri caratteristici dei diversi tipi di collettore

Nella definizione del rendimento di un collettore, sia esso piano o a tubi sottovuoto, è importante non trascurare un altro parametro che riveste un ruolo di primaria importanza, in aggiunta a quelli già citati nelle righe precedenti, ovvero il suo orientamento, nonché inclinazione.

Quando la radiazione solare incidente colpisce la superficie del collettore perpendicolarmente, si verifica la situazione per cui si ottiene la massima energia possibile. Tuttavia, poiché alle nostre latitudini questa situazione non si verifica, per avvicinarsi alla condizione ideale, è opportuno inclinare la superficie di captazione. In Italia, ad esempio, viene irradiata in media il 13% di energia in più su una superficie inclinata di  $30^\circ$  rispetto ad una superficie orizzontale [10].

Anche l'orientamento del collettore è un fattore importante per la definizione del suo rendimento. Nell'emisfero settentrionale è ottimale un orientamento a sud. Tra sudest e sudovest, e con angoli di inclinazione compresi tra 25° e 60°, è possibile definire un settore in cui la rese di un impianto solare termico è ottimale.

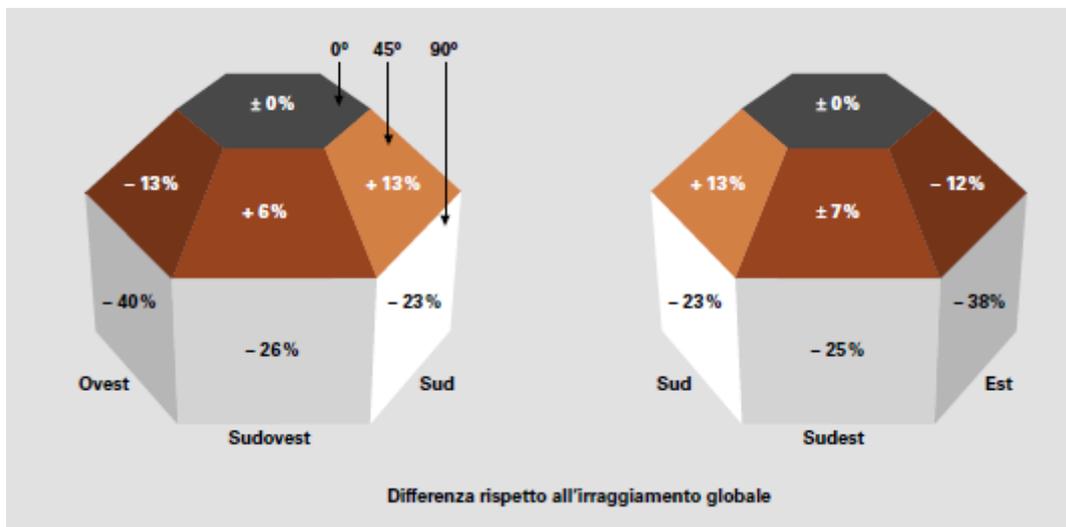


Figura 28 – inclinazione, orientamento e irraggiamento

È opportuno ribadire che negli impianti per l'integrazione del riscaldamento ad energia solare è necessario assumere un angolo di inclinazione maggiore per la superficie di captazione, in quanto la resa ottimale è fondamentale nel periodo invernale e di mezza stagione, ed è tanto più elevata quanto più l'esposizione si avvicina a quella con il massimo dell'irradiazione.

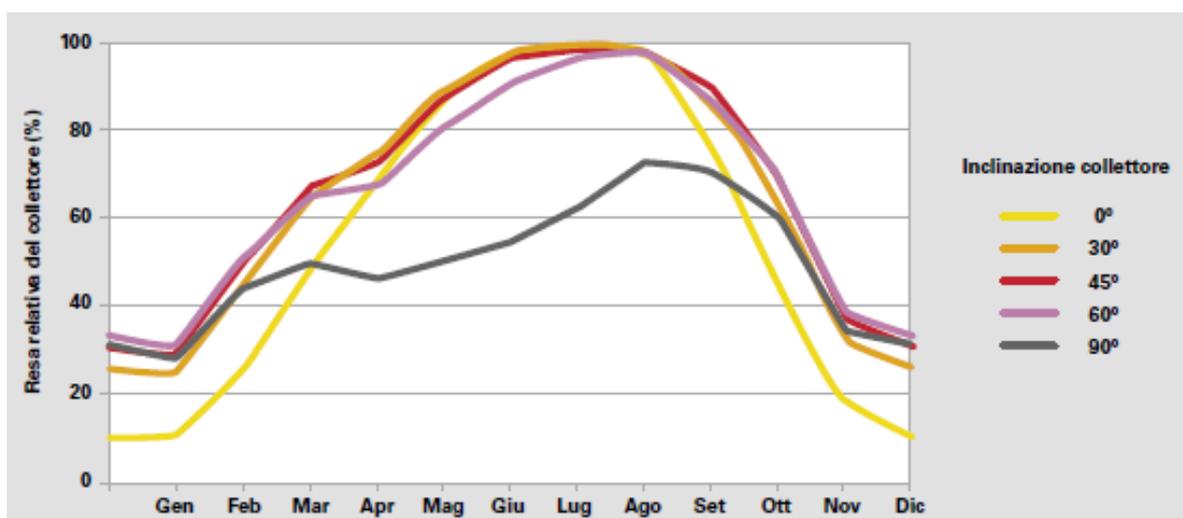


Figura 29 – resa e inclinazione

## 4.2 Solare fotovoltaico

Tra i diversi sistemi che sfruttano fonti energetiche rinnovabili, il fotovoltaico risulta indubbiamente promettente, in considerazione della relativa semplicità di installazione e manutenzione. Inoltre, alla pari di un impianto solare termico, sfrutta una risorsa energetica pressochè infinita: basti pensare che, istante per istante, la superficie dell'emisfero terrestre esposta al sole riceve una potenza maggiore di 50 000 TW, superiore di circa 10 000 volte rispetto a tutta l'energia usata dall'umanità nel suo complesso [11].

Essenzialmente un impianto fotovoltaico trasforma direttamente e in maniera istantanea la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, per mezzo del quale, semiconduttori opportunamente "drogati" generano elettricità se esposti alla luce. Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare si attenua poiché viene in parte riflessa, in parte assorbita e diffusa dalle particelle solide in sospensione nell'aria. La radiazione che giunge su una superficie orizzontale è pertanto composta da una quota diretta, associata all'irraggiamento diretto sulla superficie, da una quota diffusa, proveniente dal cielo, ed una riflessa, dovuta al terreno e all'ambiente circostante.

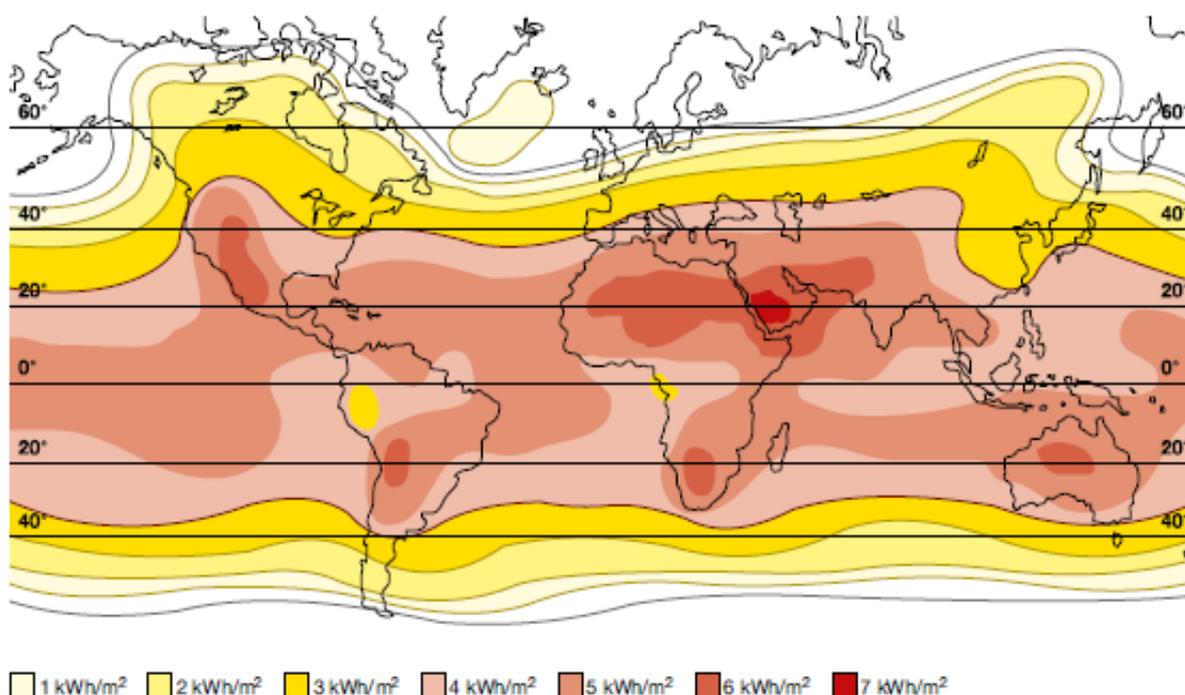


Figura 30 – atlante solare mondiale della radiazione media solare su un piano inclinato di 30° a sud

Tra gli innumerevoli vantaggi offerti da un impianto fotovoltaico, è senz'altro possibile annoverare i seguenti:

- assenza di emissione di sostanze inquinanti;
- ridotti costi di esercizio e manutenzione;
- modularità del sistema, in funzione dell'effettiva necessità;
- discreta durabilità dell'impianto per effetto dell'assenza di parti in movimento (vita utile normalmente superiore ai 20 anni);

#### 4.2.1 Generatore fotovoltaico

Il componente elementare di un impianto fotovoltaico è il generatore, costituito dalla cella fotovoltaica in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica. Il fenomeno si verifica allorchè gli elettroni presenti nella banda di valenza del materiale semiconduttore della cella passano nella banda di conduzione a seguito dell'assorbimento di un fotone incidente dal contenuto energetico opportuno.

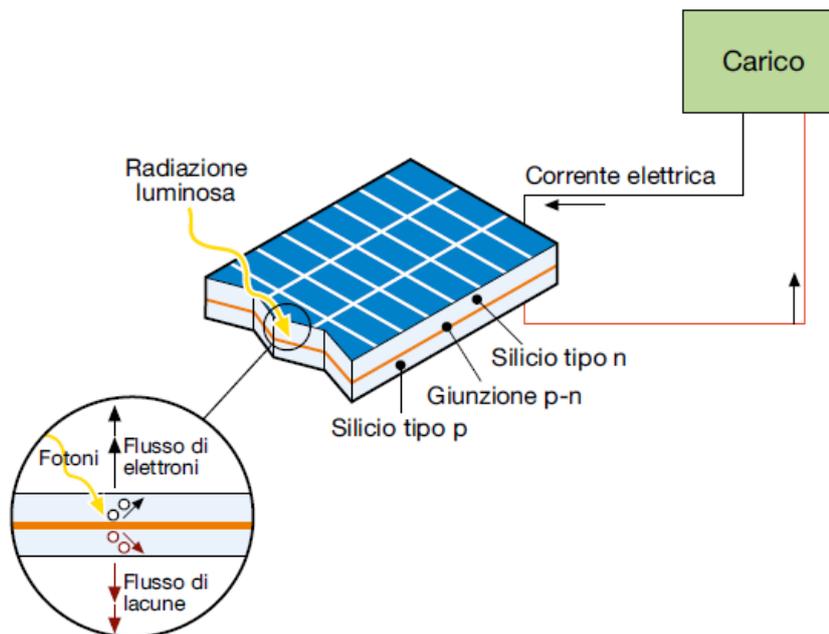


Figura 31 – funzionamento di una cella fotovoltaica

La zona di silicio che contribuisce a fornire la corrente è quella circostante la giunzione tra la regione ad alta densità di elettroni, N, e quella a bassa densità, P. Come è facile intuire, pertanto, la superficie della cella fotovoltaica è una caratteristica di primaria importanza: maggiore è la sua estensione infatti e maggiore sarà la corrente generata.

Il bilancio energetico di una cella fotovoltaica permette di constatare come in realtà una ingente percentuale di energia solare incidente non viene convertita in corrente elettrica; in effetti il processo è caratterizzato dalle seguenti perdite:

- perdite di riflessione e ombreggiamento dei contatti frontali;
- perdite dovute alla ricombinazione dei portatori di carica libera;
- perdite dovute al fatto che i fotoni incidenti a lunghezza d'onda elevata, non hanno sufficiente energia per liberare elettroni;
- perdite legate infine al gradiente elettrico che si genera all'interno della cella, in prossimità della regione di transizione.

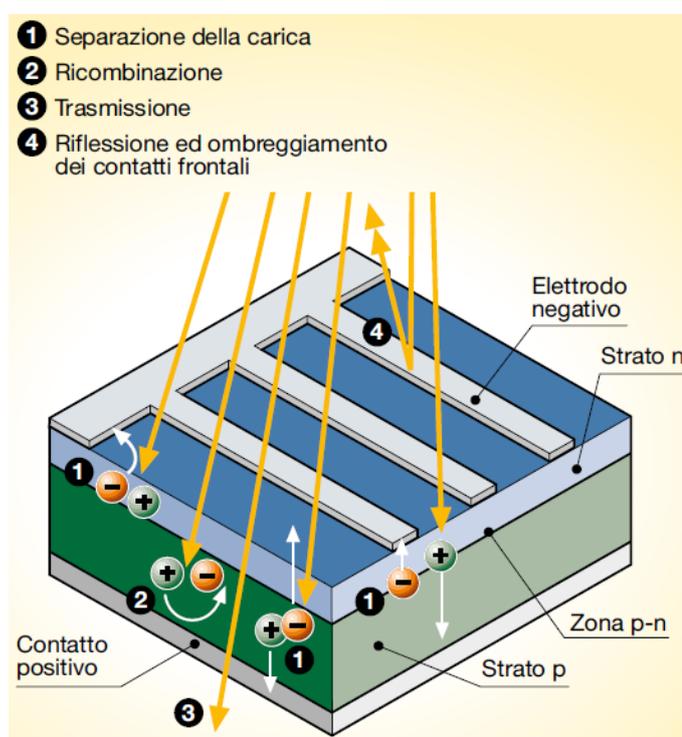


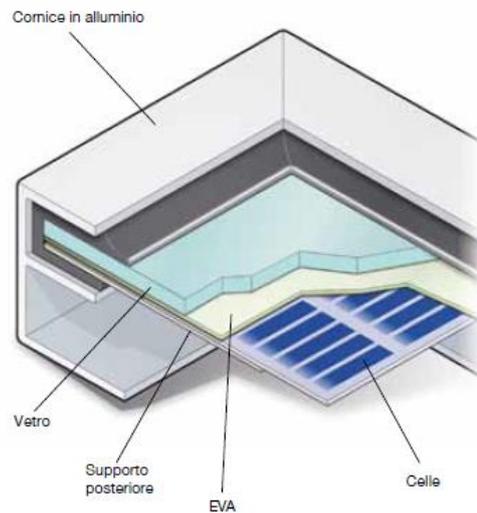
Figura 32 – effetto fotovoltaico

Per effetto quindi delle perdite sopracitate, è possibile stimare che solo il 13% dell'energia incidente viene convertito in energia elettrica effettivamente utilizzabile [11].

Le singole celle fotovoltaiche vengono collegate nei moduli fotovoltaici che a loro volta sono organizzati in pannelli. La composizione più diffusa dei moduli facenti parte di un pannello fotovoltaico è costituita da:

- uno strato di vetro temprato a elevata resistenza, a protezione dei componenti sottostanti;

- un materiale di incapsulamento, spesso il VinilAcetato di Etilene (EVA) che ha la funzione di limitare il contatto tra il vetro e la cella solare;
- uno strato di supporto inferiore in vetro, metallo o plastica;
- un telaio metallico di chiusura tipicamente in alluminio.



*Figura 33 – sezione di un modulo costituente un pannello fotovoltaico*

#### **4.2.2 Tipologia di moduli fotovoltaici**

I moduli in silicio sono attualmente i più utilizzati tra gli impianti installati e si suddividono sostanzialmente in tre categorie:

1. moduli in silicio monocristallino: sono prodotti a partire da un cristallo di silicio a elevata purezza. La superficie più esterna viene incisa con microscolchi aventi lo scopo di minimizzare le perdite per riflessione. La colorazione blu scuro è dovuta al rivestimento antiriflettente in ossido di titanio, atto a favorire la migliore captazione solare possibile. Tra i pregi di questa categoria vi sono l'efficienza (variabile da un minimo del 16% ad un massimo del 20-22%), e la durabilità;



*Figura 34 – modulo in silicio monocristallino*

2. moduli in silicio policristallino: sono riconoscibili dall'aspetto superficiale in cui si intravedono i grani cristallini. Le iridescenze tipiche sono infatti dovute al diverso orientamento dei cristalli e il conseguente differente comportamento nei confronti della luce. L'efficienza di questi moduli è generalmente inferiore a quella dei corrispondenti realizzati in silicio monocristallino, così come la durabilità;



*Figura 35 – modulo in silicio policristallino*

3. moduli in silicio quasi -monocristallino: sono caratterizzati da una struttura intermedia tra i mono e i policristallini.
4. moduli in film sottile: sono costituiti da celle composte da materiale semiconduttore depositato, generalmente come miscela di gas, su supporti quale vetro, alluminio ecc. Lo strato del materiale semiconduttore è molto inferiore rispetto alle celle in silicio cristallino (pochi micron invece di centinaia).

Il materiale più utilizzato per la realizzazione delle celle a film sottile è il silicio amorfo. Le caratteristiche dei moduli in film sottile li rendono particolarmente adatti nel caso di superfici di applicazioni curve e in qualunque caso sia necessario contenere il peso del modulo. L'efficienza media, che si aggira attorno al 10%, è quindi piuttosto bassa, ma anche il costo è inferiore rispetto ai moduli in silicio cristallino. I moduli a film sottile infine hanno una minore dipendenza dell'efficienza dalla temperatura di funzionamento e un comportamento complessivamente migliore anche in presenza di irraggiamento modesto [11].

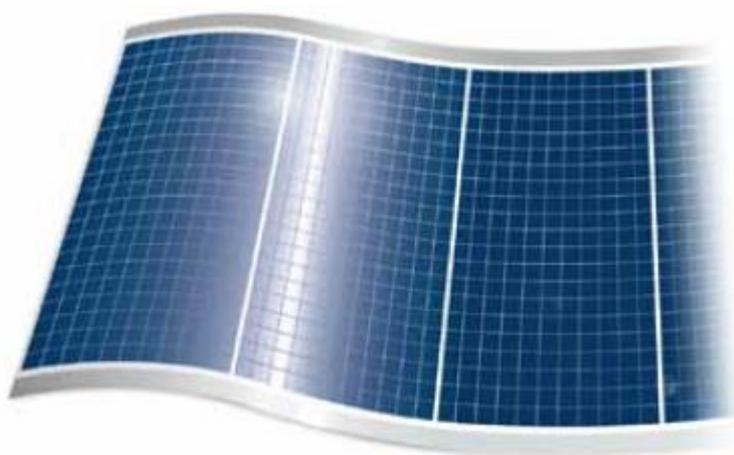


Figura 36 – modulo a film sottile

Tabella 8 – tabella di comparazione tra le diverse tipologie moduli in silicio

	<b>Silicio monocristallino</b>	<b>Silicio policristallino</b>	<b>Silicio amorfo</b>
$\eta$ Cella	16% - 17%	14% - 16%	7% - 8%
Vantaggi	Alto $\eta$ $\eta$ stabile Tecnologia affidabile	Costo inferiore, fabbricazione più semplice, ingombro ottimale	Costo minore, ridotta influenza della temperatura, resa energetica superiore con radiazione diffusa
Svantaggi	Maggiore quantità di energia necessaria per la fabbricazione	Sensibilità alle impurità nella fabbricazione	Maggiori dimensioni, costo struttura e tempo di montaggio

### 4.2.3 Inverter

L'inverter è senz'altro uno dei componenti più importanti di un qualsiasi impianto fotovoltaico, in quanto ha la funzione di convertire la corrente continua generata dai pannelli in corrente alternata utilizzabile dalle apparecchiature domestiche. Per avvicinarsi il più possibile ad una onda di tipo sinusoidale (rappresentativa della corrente alternata), gli inverter attualmente in commercio utilizzano una sofisticata tecnologia a modulazione della lunghezza d'impulso (PMV: Pulse Width Modulation), tramite cui è possibile ottenere una regolazione sia sulla frequenza che sul valore efficace della forma d'onda in uscita [11].

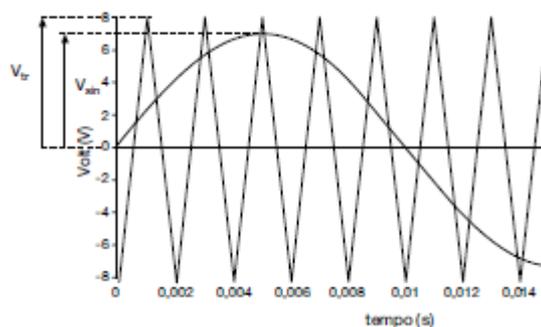


Figura 37 – Principio di funzionamento della tecnica PWM

In base alla tipologia di impianto fotovoltaico in cui si trovano ad operare, stand-alone o connesso in rete, gli inverter devono possedere caratteristiche differenti:

- negli impianti di tipo “stand-alone”, prevale la necessità di fornire una tensione lato corrente alternata il più possibile costante al variare della produzione del generatore e della richiesta di carico;
- negli impianti connessi in rete invece, è fondamentale riuscire a riprodurre nella maniera più fedele la tensione di rete massimizzando al contempo la produzione energetica dei moduli fotovoltaici;

### 4.2.4 Principali tipologie di impianti fotovoltaici

Essenzialmente esistono unicamente due tipologie di impianti fotovoltaici che differiscono per le modalità con cui viene gestita la corrente elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici. Negli impianti cosiddetti “stand-alone”, non esiste una connessione alla rete elettrica bensì un sistema di accumulo che deve garantire l'erogazione di corrente anche nei momenti di scarsa illuminazione o nelle ore

notturne. Questa tipologia di impianto necessita quindi di un sovra-dimensionamento al fine di consentire, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione delle utenze di carico che, al contempo, la ricarica delle batterie di accumulo. In base a quanto esposto sino ad ora, si evince che questa tipologia di impianto fotovoltaico risulta particolarmente adatta allorchè la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile, ponendosi inoltre come valida alternativa ad un tradizionale gruppo elettrogeno.

D'altrocanto, gli impianti fotovoltaici connessi in rete non necessitano di alcun sistema di accumulo, in quanto assorbono da quest'ultima l'energia necessaria a soddisfare il fabbisogno nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di coprire la richiesta energetica. Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia in eccesso, il surplus viene immesso in rete.

Un impianto fotovoltaico connesso in rete offre il vantaggio della generazione distribuita anziché centralizzata: in altri termini, l'energia prodotta nei pressi dell'utilizzatore risulta qualitativamente superiore rispetto a quella fornita dalle centrali "tradizionali", in quanto si limitano notevolmente le perdite di trasmissione, riducendo al contempo gli oneri economici connessi alla distribuzione. Infine, la produzione di energia nelle ore diurne, ovvero quando si registra il picco della domanda, consente di ridurre il carico che grava sulla rete elettrica "tradizionale".

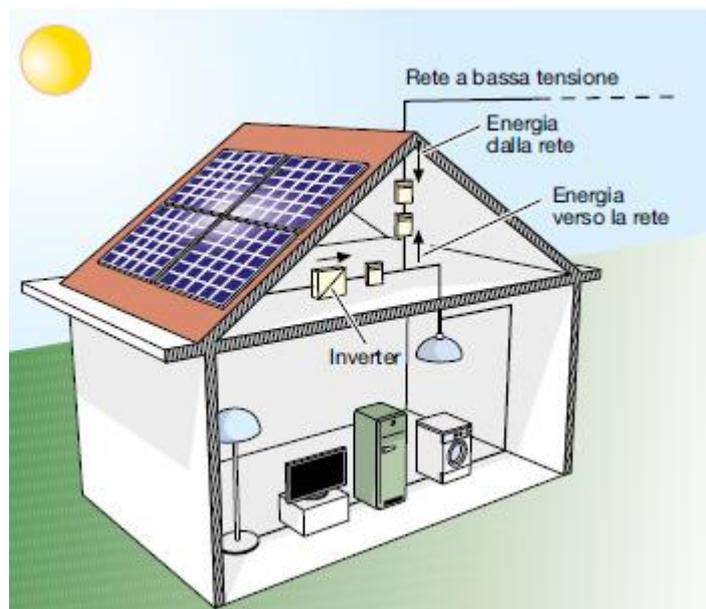


Figura 38 – schema di un tipico impianto fotovoltaico connesso in rete

### 4.3 Generatore di calore a biomasse

Tra gli impianti che sfruttano fonti energetiche rinnovabili, i generatori di calore a biomasse meritano senz'altro di essere citati. Innanzi tutto, è opportuno precisare che con il termine di biomasse si identificano tutti quei materiali di origine organica (vegetale o animale) che non hanno subito processi di fossilizzazione e che possono essere utilizzati come fonte di energia [12].

L'energia derivabile dalle biomasse è ritenuta "sostenibile" in quanto non provoca un rilascio di anidride carbonica nell'atmosfera, ritenuta tra i fattori responsabili del riscaldamento globale, ed è considerata rinnovabile, in quanto sfrutta elementi presenti in natura soggetti ad un ciclo di rigenerazione.

Tra le biomasse più utilizzate nell'ambito del riscaldamento, è possibile annoverare:

- il biogas, ovvero una miscela di gas differenti (in cui il componente principale è tipicamente il metano) ottenuti dalla fermentazione anaerobica, ovvero in assenza di ossigeno, di materia organica proveniente, in genere, da rifiuti, scarti agro-alimentari e liquami zootecnici [12];
- i biocombustibili, che si ricavano, anche in questo caso, dalla fermentazione di vegetali ricchi di zucchero, quali barbabietole, mais e canna da zucchero;
- le biomasse legnose, che rappresentano di fatto, la più antica forma di combustibile utilizzata dall'uomo. Praticamente soppiantate dai combustibili fossili a partire dalla seconda metà del Novecento, recentemente sono state protagoniste di una decisa inversione di tendenza, promossa dai seguenti motivi:
  - ❖ una graduale quanto inevitabile diminuzione delle scorte di combustibili fossili, unitamente a una significativa presa di coscienza nei confronti dei danni provocati da un uso eccessivo e smodato dei medesimi;
  - ❖ la recente comparsa sul mercato di stufe e caldaie, alimentate a legna, molto più efficienti e meno inquinanti delle generazioni precedenti.

Inoltre l'uso del legno come combustibile presenta una serie di vantaggi tra cui:

- ❖ una migliore e più frequente cura delle zone boschive;
- ❖ una notevole riduzione (senonchè addirittura l'azzeramento) dei possibili danni arrecati all'ambiente nelle fasi di produzione, trasporto e stoccaggio.

In considerazione dello studio intrapreso con la presente tesi, si è ritenuto opportuno focalizzarsi prevalentemente sulle biomasse di tipo legnoso, e in particolar modo, su due delle più diffuse, ovvero il cippato e il pellet.

Il cippato è un legno ridotto in scaglie delle dimensioni di qualche centimetro, in genere dai 2 ai 5, ottenuto tramite apposite macchine (dette cippatrici) da legno proveniente da scarti di lavorazioni industriali oppure da colture dedicate, caratterizzate da un rapido tasso di accrescimento (dai 2 ai 5 anni).



*Figura 39 – cippato*

Il pellet invece è costituito da piccoli cilindri di legno, con un diametro tipico compreso tra i 6 e i 12 mm e una lunghezza variabile tra i 10 e i 13 mm, ottenuti dalla pressatura ad alta pressione della segatura. Il colore dipende dalla tipologia di materia prima impiegata nel processo di produzione, così come dal procedimento adottato per la lavorazione e successiva essiccazione della segatura.



*Figura 40 – pellet*

La ragione della recente diffusione del pellet, è anche dovuta alla facilità del loro trasporto e dosaggio, sebbene, onde evitare di compromettere la resa termica della combustione e danneggiare le caldaie o stufe, è doveroso utilizzare solo pellet di buona qualità [12]. In Europa, proprio in merito al tema della qualità, è presente una specifica normativa di riferimento, secondo la quale, il pellet di qualità deve possedere le caratteristiche di seguito riportate:

- elevato potere calorifico ( > 5 Kw/kg);
- basso tenore di cenere ( < 0,5 %);
- basso tenore di polveri ( < 2%);
- umidità inferiore al 10%;
- basso residuo di zolfo ( < 0,04 %);
- basso residuo di cloro ( < 0,02 %);
- basso residuo di azoto ( < 0,30 %) [12];

#### 4.3.1 Caldaie a cippato

Il generatore di calore alimentato a cippato è generalmente una caldaia con caricamento a gestione completamente automatizzata: nei modelli più recenti infatti il flusso del cippato e la combustione sono soggetti ad una regolazione continua di tipo elettronico, basata sulla temperatura impostata del fluido termovettore, sul carico termico e infine sul contenuto di ossigeno presente nei fumi.



Figura 41 – sezione di una moderna caldaia a cippato

È bene considerare che questa tipologia di impianto richiede la presenza di un locale, accessibile ai mezzi, dedicato allo stoccaggio del cippato.

I generatori di calore che sfruttano il cippato come combustibile, presentano un rendimento che oscilla tipicamente tra l'80 e il 90%.

#### 4.3.2 Caldaie a pellet

Anche le caldaie a pellet sono in genere completamente automatizzate, sia per quel che riguarda l'alimentazione che la gestione della combustione. La prima è in genere ottenuta a mezzo di una vite senza fine che trasporta il pellet dal luogo deputato al suo stoccaggio sino al bruciatore, ed è comandata da un apposito microprocessore (così come l'alimentazione dell'aria). Un'ulteriore vite senza fine provvede poi allo smaltimento delle ceneri generate durante la combustione. Le rese termiche di queste caldaie sono in genere elevate (dall'85 al 90% circa), a fronte di emissioni inquinanti ridotte [12].

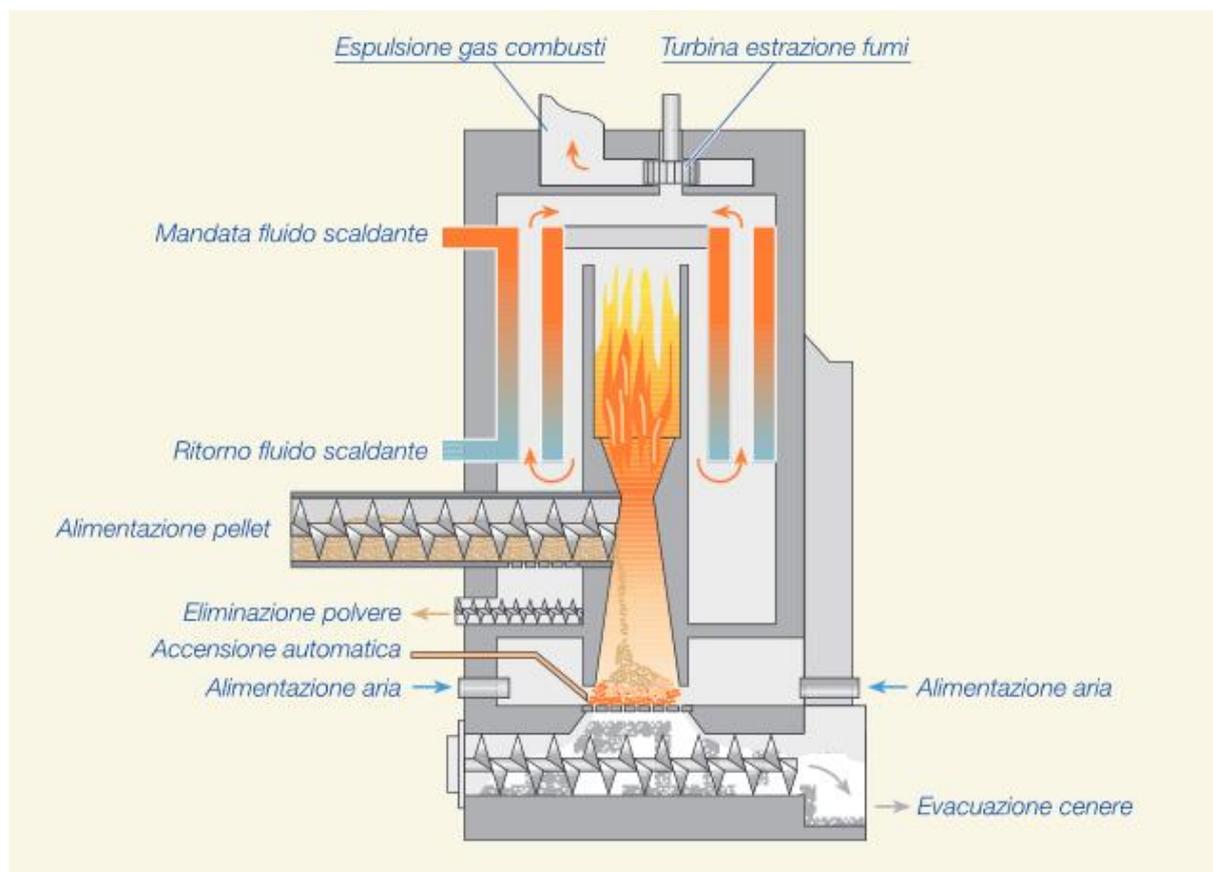


Figura 42 – sezione di una caldaia a pellet

## 4.4 Pompa di calore

La pompa di calore si configura come una più che valida alternativa al solare termico specialmente quando vincoli storici, architettonici o di rispetto del paesaggio, non consentono di fare ricorso a quest'ultima tipologia impiantistica. Una pompa di calore è, in buona sostanza, una macchina termica in grado di trasferire energia termica da una sorgente a temperatura più bassa a una sorgente a temperatura più alta, utilizzando differenti forme di energia, generalmente meccanica [13].

Queste macchine sono essenzialmente costituite da un circuito chiuso all'interno del quale viene fatto circolare un apposito fluido che, per effetto del ciclo di compressione ed espansione cui è sottoposto, sottrae calore alla sorgente termica a temperatura inferiore per cederlo a quella a temperatura superiore. Sebbene non vi siano controindicazioni dal punto di vista ambientale, per effetto della resa termica piuttosto bassa, non si utilizza l'aria come fluido termovettore. Si fa ricorso infatti a fluidi che evaporano quando il calore viene assorbito e che condensano quando questo viene ceduto (attualmente si ricorre soprattutto all'uso dei cosiddetti HCFC, ovvero cloro-fluoro-carburi-idrogenati, sebbene la ricerca in questo campo sia in costante sviluppo) [14]. Una delle peculiarità di queste macchine termiche è la possibilità di invertire il ciclo di lavoro, possibilità che consente il loro impiego sia in regime di riscaldamento (pompa di calore propriamente detta) che raffreddamento (macchina frigorifera).

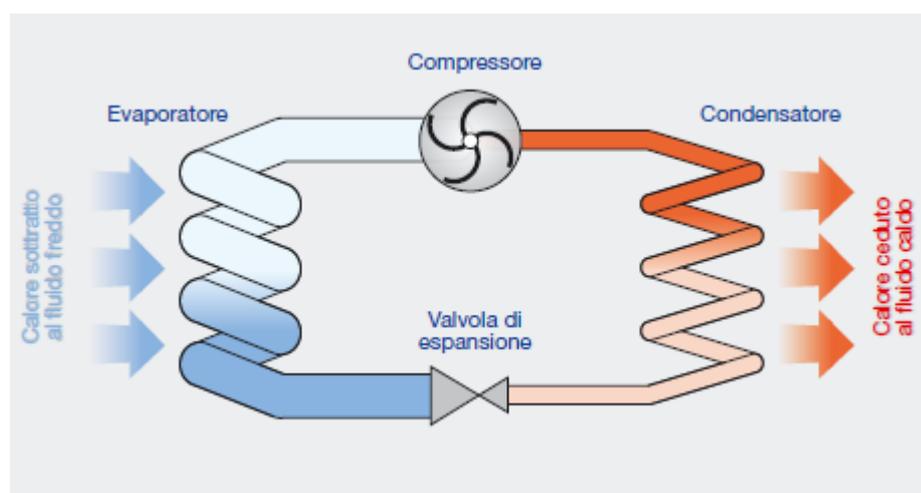


Figura 43 – schema funzionale di una pompa di calore

Come evidenziato dall'immagine sopra riportata, i componenti principali di una pompa di calore sono:

- il compressore, che ha il compito di comprimere il fluido termovettore innalzandone la temperatura;

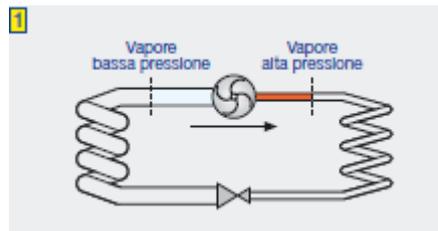


Figura 44 – prima fase del ciclo termodinamico di una pompa di calore

- il condensatore dove avviene il passaggio di stato del fluido termovettore da vapore a liquido, con conseguente cessione di calore;

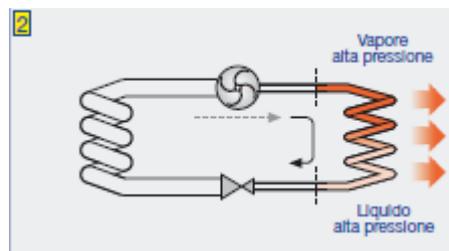


Figura 45 - seconda fase del ciclo termodinamico di una pompa di calore

- la valvola di espansione, in cui avviene l'espansione del fluido termovettore che ne provoca la riduzione di temperatura e pressione;

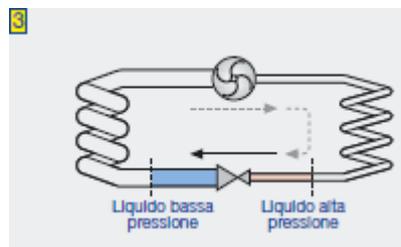


Figura 46 - terza fase del ciclo termodinamico di una pompa di calore

- l'evaporatore dove avviene il passaggio di stato del fluido da liquido a vapore e si conclude il ciclo.

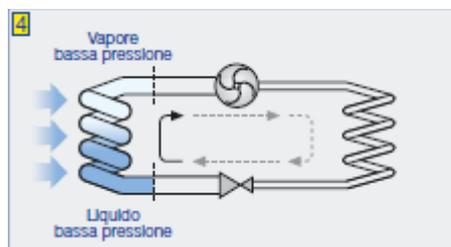


Figura 47 – quarta e ultima fase del ciclo termodinamico di una pompa di calore

Un altro aspetto fondamentale che caratterizza la pompa di calore, è quello relativo alle sue prestazioni. Queste vengono definite per mezzo di due coefficienti numerici:

- il coefficiente  $\varepsilon$ , relativo al solo compressore, calcolato come il rapporto tra il calore ceduto alla sorgente termica a temperatura maggiore e l'energia assorbita dal compressore:  $\varepsilon = \frac{Q_c}{W_{compressore}}$ .

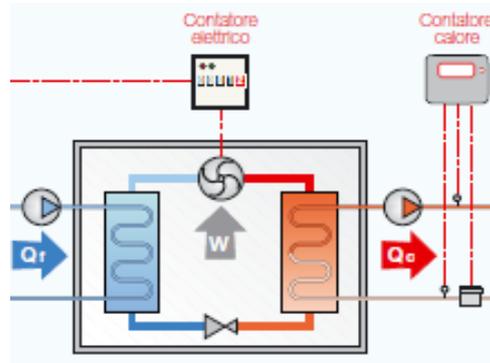


Figura 48 – grandezze relative alla definizione del coefficiente  $\varepsilon$

- il coefficiente  $COP$  calcolato come rapporto tra il tra il calore ceduto alla sorgente termica a temperatura maggiore e l'energia assorbita dal compressore e dai mezzi ausiliari integrati nella pompa di calore stessa:  $COP = \frac{Q_c}{W_{compress} + W_{aus}}$

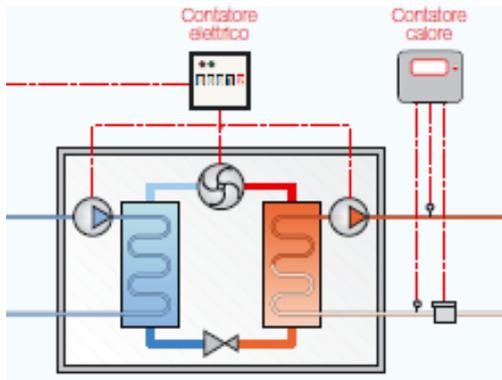


Figura 49 – grandezze relative alla definizione del coefficiente  $COP$

#### 4.4.1 Sorgenti di calore utilizzabili

Dopo aver illustrato brevemente il principio di funzionamento della pompa di calore e i parametri che ne descrivono il rendimento, è opportuno soffermarsi sulle possibili sorgenti di calore per alimentare il “lato freddo” delle pompe di calore. Ovviamente la scelta è influenzata da una serie di fattori che includono le caratteristiche dell’ambiente in cui sorge l’edificio che si intende riscaldare, le prestazioni richieste, le possibili limitazioni di carattere normativo, ecc. A fronte delle considerazioni esposte, le sorgenti più comunemente utilizzate risultano essere:

- l’aria esterna in quanto è sempre disponibile, non richiede l’adozione di costosi mezzi di captazione, e il suo utilizzo non è soggetto ad alcuna autorizzazione. Tuttavia è bene tenere conto del fatto che con temperature al di sotto di 5-6 °C il rendimento della pompa di calore diminuisce sensibilmente, e pertanto potrebbe essere necessario adottare sistemi di riscaldamento integrativi (da una semplice resistenza elettrica a una vera e propria caldaia di supporto); gli impianti che derivano energia termica dall’aria possono essere realizzati con pompe di calore aria-aria o aria-acqua. Nel primo caso la pompa sottrae calore all’aria esterna e lo cede all’aria ambiente interna. Nel secondo caso invece il calore sottratto dall’ambiente esterno viene ceduto al fluido termovettore acqua.
- le acque di superficie, ovvero quelle del mare, dei laghi e dei corsi d’acqua. In questo caso però è necessario rispettare le disposizioni normative di riferimento e, come nel caso dell’aria esterna, potrebbe essere necessario fare ricorso a sistemi di integrazione del riscaldamento, in quanto nei mesi più freddi queste acque possono trovarsi a temperature molto basse: particolare attenzione deve essere posta nei riguardi dell’evaporatore. Onde evitare la possibile formazione di ghiaccio, talvolta si interpone uno scambiatore intermedio tra la sorgente “fredda” e la pompa di calore. Se si utilizza come sorgente termica a temperatura inferiore l’acqua di superficie, è necessario anche adottare misure precauzionali nei confronti delle impurità contenute nell’acqua, possibile fonte di danneggiamento o di blocco per gli scambiatori di calore. Se invece le caratteristiche ambientali lo permettono ed è possibile utilizzare acqua di falda invece che acque superficiali, in ragione delle temperature medie variabili tra gli 8 e i 12 °C non c’è alcun bisogno di installare sistemi integrativi. L’acqua di falda può essere prelevata con sistemi che prevedono due oppure un solo pozzo di prelievo. L’acqua utilizzata può successivamente essere smaltita in diversi

modi: ad esempio in corsi d'acqua, nei laghi, oppure reimmissione nella falda da cui era stata prelevata.

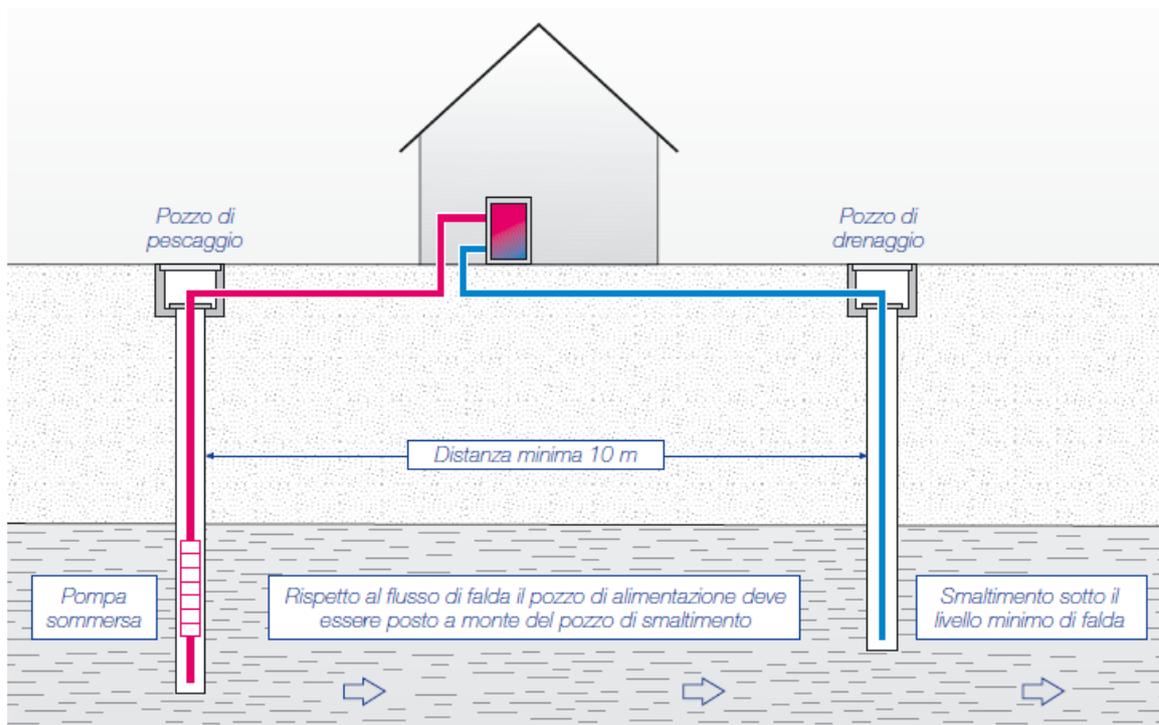


Figura 50 – esempio di sistema di prelievo dell'acqua di falda a due pozzi

- l'energia termica accumulata nel sottosuolo, di origine soprattutto solare (fino a 5 metri di profondità dove la temperatura oscilla tra gli 8 e i 13 °C) e geotermica [14]. Gli impianti a pompa di calore che sfruttano l'energia termica contenuta nel sottosuolo possono essere realizzati tramite collettori orizzontali, sonde verticali o pali energetici. Nel primo caso i collettori, realizzati tipicamente con tubi in polietilene al cui interno circola una miscela di acqua glicolata, sono posti ad una profondità variabile tra 0,8 e 2 metri e il loro sviluppo può essere del tipo a serpentini o ad anelli.

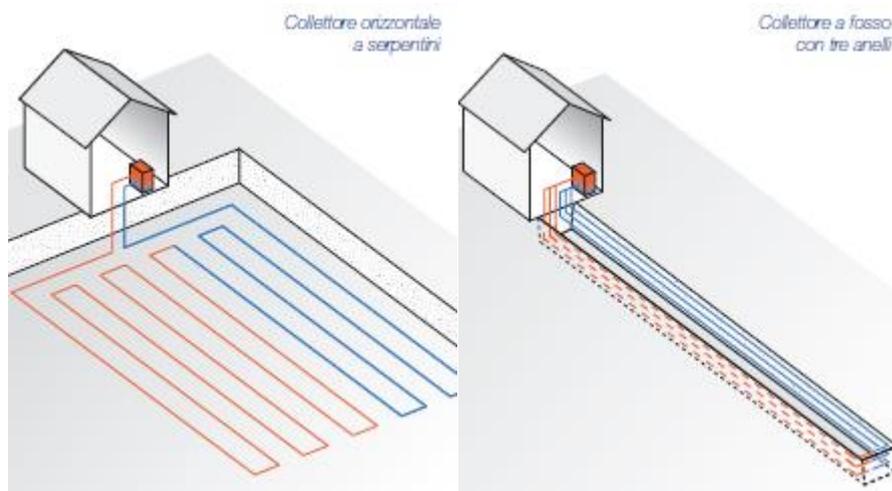


Figura 51 – collettore orizzontale a serpentini (a sinistra) o ad anelli (immagine a destra)

In entrambe le tipologie di impianto occorre prestare attenzione all'interasse delle tubazioni, per evitare un eccessivo raffreddamento del terreno.

Gli impianti che sfruttano invece le sonde geotermiche derivano dal sottosuolo calore di natura essenzialmente geotermica, dal momento che si raggiungono profondità anche superiori ai 200 metri. Nei fori che vengono eseguiti vengono poi inseriti uno o due circuiti ad U, realizzati con tubi in polietilene ad alta resistenza (in genere con diametri DN 32 o DN 40) specifici per applicazioni geotermiche. Dopo la posa dei circuiti, il vuoto esistente tra le pareti dei fori e i tubi dei circuiti è riempito con una sospensione a base di sostanze inerti e calcestruzzo.

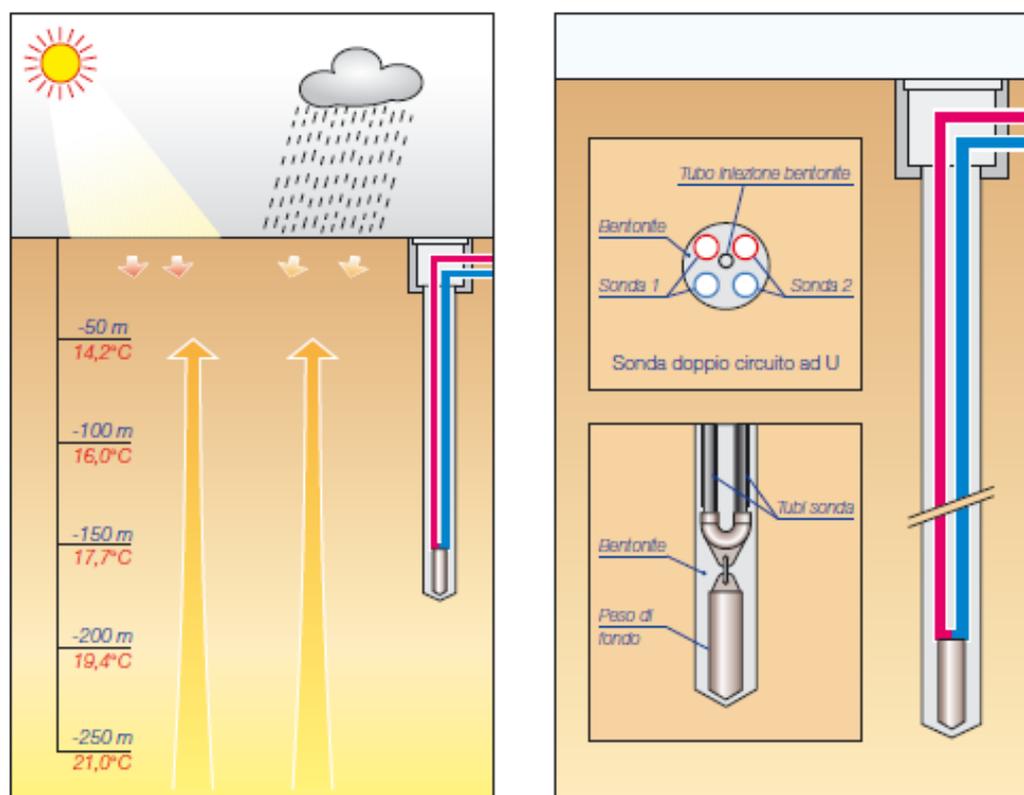
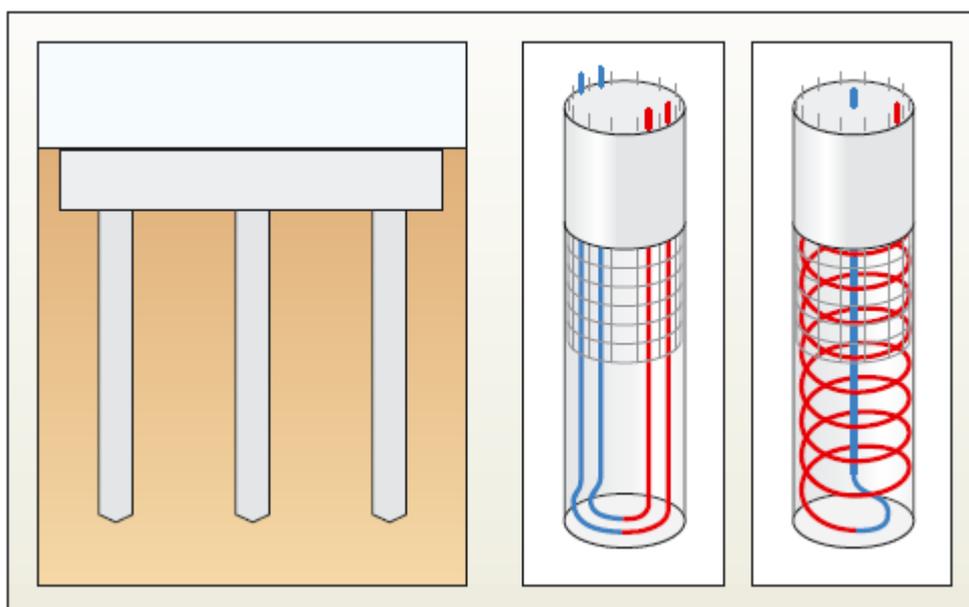


Figura 52 – (a sinistra) andamento della temperatura con la profondità; Figura 53 – (a destra) sezione orizzontale e verticale di una sonda geotermica.

Infine un'ulteriore tipologia impiantistica che sfrutta il calore contenuto in profondità nel terreno è quella che sfrutta i pali di fondazione in calcestruzzo armato, ovviamente laddove presenti (quando il terreno non ha la portanza necessaria e richiede opere di consolidamento). Al loro interno, opportunamente ancorati alle barre di armatura, sono installati i circuiti che derivano il calore dal sottosuolo e il cui sviluppo può essere ad U o a spirale

[14]. Naturalmente questo sistema di captazione del calore può essere utilizzato solo nel caso di nuove costruzioni.



*Figura 54 – pali geotermici*



## 5 Descrizione del caso studio

L'edificio selezionato come caso studio per il presente studio è una abitazione familiare che si sviluppa su due piani fuori terra, realmente costruita e situata ad Amberieu-en-Bugey, nel dipartimento dell'Ain della regione Alvernia-Rodano-Alpi. L'abitazione è stata selezionata anche in luogo della sua rappresentatività di una consistente quota del mercato immobiliare francese [15].

La progettazione dell'edificio si è basata su alcuni principi basilari dell'architettura bioclimatica, quali ad esempio, il rapporto ridotto tra le superfici disperdenti e il volume riscaldato, che ammonta a  $0,68 \text{ m}^{-1}$  [15].

L'involucro esterno dell'abitazione è realizzato in blocchi di calcestruzzo e in parte in legno, ed è ben coibentato dall'interno. Soluzione che ha reso necessaria l'adozione di accorgimenti per ridurre quanto più possibile i ponti termici in prossimità del piano di calpestio intermedio ma che, al contempo, ha permesso di eliminare i ponti termici della copertura. I muri esterni sono costituiti da blocchi in calcestruzzo isolati, dello spessore di 20 cm, caratterizzati da una resistenza termica di  $1 \text{ m}^2\text{K/W}$ , cui è stato aggiunto uno strato di isolamento termico di 20 cm (con una resistenza termica di  $6,3 \text{ m}^2\text{K/W}$ ) per una profondità complessiva di 40 cm. Molto ben isolata risulta infine la copertura, giacché lo spessore dello strato di isolante raggiunge i 40 cm [15].

Un elemento senz'altro degna di nota che ha permesso di incrementare la massa inerziale della costruzione è stata la realizzazione di un "muro di accumulo" interno che si innalza dal piano terra e si sviluppa per tutta l'altezza dell'abitazione. Esso è costituito da 2 strati: uno di calcestruzzo, dello spessore di 20 cm, e il rimanente, del medesimo spessore, in pietre della zona. Tale soluzione aumenta il comfort degli occupanti: infatti le variazioni della temperatura esterna sono percepite all'interno con uno sfalsamento temporale più o meno accentuato, e il tutto avviene senza la necessità di intervento di un sistema di climatizzazione con il consumo energetico che ne consegue.

Particolare attenzione è stata poi riservata alle aperture vetrate e ai dispositivi di protezione dalla radiazione solare; al fine di ridurre al minimo le perdite di calore dall'interno e al contempo beneficiare dell'apporto energetico solare, le finestre di dimensioni maggiori sono state collocate nella facciata esposta a sud, dove si trova il 49% della superficie totale vetrata; la percentuale di aperture ad est e ovest è meno

significativa in quanto ammonta, rispettivamente, al 10% e al 15%. Infine una percentuale ulteriormente inferiore è stata riservata alle aperture collocate sulla facciata esposta a nord, circa il 7% del totale [15]. Complessivamente, la superficie vetrata ammonta a circa 1/5 della superficie lorda di pavimento (pari a 155 m<sup>2</sup>), nel pieno rispetto delle normative francesi.

I consumi ridotti dell'abitazione sono anche dovuti agli impianti altamente efficienti che si è scelto di installare e tra quali figurano: un sistema di ventilazione meccanica a doppio flusso con recuperatore di calore e una pompa di calore reversibile aria-aria, coadiuvati, peraltro, da un sistema di monitoraggio che sfrutta numerosi sensori.



*Figura 55 – facciata esposta a sud dell'edificio caso-studio*



*Figura 56 – facciata nord dell'abitazione*



*Figura 57 – facciata est dell'abitazione*

## 5.1 Premessa

Nel capitolo “Metodologia di ottimizzazione integrata” è stata esposta la metodologia di lavoro che è stata seguita nell'affrontare il presente studio. Sinteticamente, questa prevede la ricerca dei parametri di una serie di variabili opportunamente scelte (e comuni tanto all'edificio quanto al sistema di impianti al suo servizio) cui corrisponde il minor costo globale. Il dominio all'interno del quale viene effettuata questa ricerca risulta definito dai valori minimo e massimo attribuibili a ciascuna delle variabili di ottimizzazione considerate. Poiché si intende sviluppare un processo di ottimizzazione integrata, questo deve coinvolgere simultaneamente l'edificio e il sistema di impianti.

Ciò detto è opportuno sottolineare quanto segue. Come già ribadito l'approccio *EBEH* (Extended Building Energy Hub, descritto nel secondo capitolo), prevede la modellazione sia dell'edificio che degli impianti. Tuttavia, l'argomento principale della presente tesi (come risulterà ben chiaro nel proseguo della trattazione) consiste prevalentemente nell'implementazione del sistema di impianti, a sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili, all'interno di un modello dell'edificio già realizzato tramite il medesimo software di simulazione di cui si farà uso, e il cui funzionamento è approfondito nel capitolo dedicato “TRNSYS”. Il modello, costruito per un precedente studio di ottimizzazione [15], ha dunque costituito una ottima base di partenza. Ciò nonostante, è stato ovviamente necessario adeguare il modello di partenza al contesto in cui è stato sviluppato il lavoro attuale, il che si è tradotto in una serie di operazioni di cui si renderà conto nei capitoli successivi (come ad esempio la caratterizzazione geografica del sito in cui sorge la costruzione) e che vertono prevalentemente sulla corretta attribuzione delle funzioni di costo di investimento ai rispettivi parametri edilizi dell'edificio oggetto del caso studio. I parametri di ottimizzazione identificati nel precedente studio [15] sono stati mantenuti, così come i corrispettivi intervalli di variazione, poiché ritenuti ragionevoli e adattabili ad un contesto differente.

Stante queste condizioni, è stato opportuno in primo luogo definire uno schema di impianto coerente con l'obiettivo che ci si è preposti. Pertanto nelle pagine che seguono verranno approfonditi dapprima lo schema e le modalità di funzionamento degli impianti, nonché i relativi parametri di ottimizzazione e il loro intervallo di variazione (elementi questi, imprescindibili, per il successivo processo di ottimizzazione integrata) ed infine i parametri caratteristici (con annessi i corrispondenti intervalli di variazione) dell'edificio.

## 5.2 Definizione delle variabili di ottimizzazione per gli impianti

Nel caso specifico si è scelto di adottare, come funzione obiettivo per il processo di ottimizzazione, quella del costo globale (la cui trattazione approfondita viene ripresa nel capitolo “ Valutazioni finanziarie”); quest’ultima è costituita da una serie di variabili indipendenti che devono essere scelte con cura.

In base a quanto esposto nelle pagine precedenti e in apertura del presente capitolo, è chiaro che queste variabili devono essere relative tanto all’edificio, quanto al sistema di impianti al suo servizio. Di seguito sono riportati tutti quei parametri che influenzano il comportamento e l’efficienza energetica del sistema edificio-impianti, con particolare riferimento proprio agli impianti:

1. la potenza termica dell’impianto di riscaldamento alimentato a biomasse;
2. la potenza termica della pompa di calore geotermica reversibile e per solo raffrescamento;
3. le caratteristiche dei pannelli solari termici;
4. le caratteristiche dei pannelli fotovoltaici;

È evidente quindi che questi parametri diventando l’oggetto della procedura di ottimizzazione integrata assumo il ruolo di variabili decisionali.

Inoltre è stato detto che l’obiettivo di questa operazione consiste nel trovare il set di valori numerici relativi alle variabili decisionali che minimizzano la funzione obiettivo.

Oltre a definire correttamente tali parametri, è fondamentale definirne il range di variazione, al fine di ottenere una valutazione quanto più realistica possibile.

Con riferimento al solare termico, le variabili di ottimizzazione individuate sono state quelle elencate di seguito, in quanto da queste dipende in buona sostanza la resa dell’impianto stesso:

- la superficie di pannelli installati;
- l’esposizione e l’inclinazione dei pannelli;
- la tipologia dei pannelli (piani vetrati o a tubi sottovuoto);
- il rapporto tra la superficie di pannelli installata e il volume del serbatoio di accumulo;

Allo stesso modo, sono state individuate le seguenti variabili di ottimizzazione nel caso dell’impianto fotovoltaico:

- la superficie di pannelli installati;
- l’esposizione e l’inclinazione dei pannelli;

- la tipologia dei pannelli (silicio monocristallino, policristallino, o amorfo);

Per quanto riguarda invece la potenza termica utile tanto della caldaia a biomasse che della pompa di calore, non sono da ritenersi propriamente delle variabili di ottimizzazione in quanto il loro valore viene determinato sulla base del fabbisogno energetico richiesto dall'edificio. Non sarebbe infatti corretto imporre una variazione di tale potenza che fosse in qualche modo "slegata" dall'effettiva necessità richiesta dall'edificio, in una particolare configurazione.

Di seguito si riporta la tabella contenente le variabili di ottimizzazione relative agli impianti a fonti rinnovabili.

Tabella 9 – parametri di caratterizzazione delle fonti energetiche rinnovabili

SOLARE TERMICO							
Parametri							
superficie [m <sup>2</sup> ]	inclinazione sull'orizzontale	serbatoio di accumulo [l]	tipologia pannelli	impiego	fluido termovettore	trattamento superficiale	temp media fluido termovett.
A_COLL	inclinazione	vol_accumulo	tipologia_pann_so l_t	solo produzione ACS o impiego combinato per riscaldamento	acqua o altro	riflettente, verniciato, vetro selettivo, ecc (VEDI Solare_termico1)	-
FOTOVOLTAICO: ELETTRICO							
Parametri							
superficie [m <sup>2</sup> ]	esposizione e inclinazione	materiale costituente il pannello (rendimento nominale)	tipo di pannello	-	-	-	-
num_moduli_pann_FV	slope_pann_FV	-	tipo_pann_FV	-	-	-	-
POMPA DI CALORE							
Parametri							
COP della pompa	tipologia	tipo di terreno e sua conducibilità termica	profondità di posa	distanza di posa	superficie o tipologia dello scambiatore	temperatura del terreno alla profondità dello scambiatore	potenza termica
noto	acqua/acqua	-	-	-	-	-	-
CALDAIA A BIOMASSE							
Parametri							
Potere calorifico del combustibile	potenza termica utile	rendimento di combustione	-	-	-	-	-
-	rated_cap_boiler	-	-	-	-	-	-
<b>Legenda:</b>							
	valore noto						
	variabile di ottimizzazione						

### 5.3 Intervallo di variazione per le variabili di ottimizzazione relative agli impianti

Ciò detto, non resta che definire i valori estremi per i suddetti parametri (il che equivale ovviamente a definire l'intervallo di variazione). Si è detto che una delle variabili di ottimizzazione comune sia all'impianto solare termico che fotovoltaico è la superficie di pannelli installata.

Tuttavia, è evidente che a questo parametro non può essere attribuito un qualunque valore: nella realtà esso dipende infatti dalle dimensioni del singolo pannello impiegato. Al fine di condurre una simulazione quanto più realistica possibile quindi, dopo aver condotto una breve ricerca di mercato, si è assunto come valore di riferimento per la superficie del singolo pannello solare termico il valore di 2,09 m<sup>2</sup>. Allo stesso modo, il valore di riferimento nel caso dei pannelli fotovoltaici è stato assunto pari a 1,63 m<sup>2</sup>. Ecco che quindi, è divenuto più conveniente esprimere l'intervallo di variazione in termini di numero di pannelli installati, piuttosto che di superficie.

Tabella 10 – parametri di ottimizzazione e relativo range di variazione

<u>Parametri di ottimizzazione</u>	Unità di misura	<u>Range di variazione</u>			
		MIN	MAX	STEP	TYPE
numero pannelli solari	[num]	1	14	7	SET
inclinazione	[°]	18	45	18-30-45	SET
rapporto tra volume di accumulo e sup. installata di pannelli	[l/m <sup>2</sup> ]	50	100	3	SET
tipologia pannello solare termico	-	1	2	2	SET
tipologia pannello fotovoltaico	-	1	3	3	SET
numero pannelli FV	[num]	2	18	9	SET
tipologia di riscaldamento	[num]	1	2	2	SET

La tabella riportata sopra offre una rappresentazione chiara e sintetica di quali sono effettivamente i parametri di ottimizzazione considerati per gli impianti, con il rispettivo range di variazione, espresso in questo caso, in termini di valore massimo e minimo. E proprio in relazione a quest'ultimo aspetto si intende approfondire brevemente la trattazione.

Il numero massimo di pannelli solari termici è stato impostato a 14, poiché la superficie corrispondente a 14 pannelli è pari a circa 30 m<sup>2</sup> ovvero metà dell'area della falda della copertura esposta a sud. Questo nell'ipotesi che lo spazio a disposizione sia equamente ripartito tra pannelli solari termici e fotovoltaici (50% della superficie disponibile dedicata al solare termico, e 50% al fotovoltaico); si intende infatti privilegiare l'integrazione di entrambe le tecnologie evitando di considerare delle configurazioni in cui una delle due sia assente. Per la stessa motivazione il numero massimo di pannelli fotovoltaici è stato posto uguale a 18, in virtù delle dimensioni più contenute di questa tipologia di pannelli. Nella definizione del limite inferiore invece si è tenuto conto delle argomentazioni esposte nel capitolo precedente e che impongono, tra le altre cose, lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili. Dal momento che l'assegnazione di un valore minimo pari a 0 avrebbe comportato la valutazione di una configurazione del sistema edificio-impianti senza l'apporto di fonti energetiche rinnovabili, questa "situazione limite" non è stata di fatto contemplata. Ecco spiegata la motivazione per cui il valore minimo del numero di pannelli, siano questi solari piuttosto che fotovoltaici, è stato settato ad un numero superiore o uguale a 1.

Resta da chiarire il significato della colonna "STEP": questa contiene un'indicazione sul numero di "sotto-intervalli" in cui è suddiviso il range di variazione. Nel caso dei pannelli solari e fotovoltaici, questo valore è stato definito tenendo conto del numero massimo dei medesimi, e nell'ipotesi che il passaggio da uno valore inferiore ad uno superiore avvenga sempre a mezzo di due pannelli (per ragioni di carattere tecnico).

Per quanto riguarda l'inclinazione (sia dei pannelli solari che fotovoltaici), si è scelto in questo caso di limitare il ventaglio dei possibili valori a 3 soltanto; nella fattispecie: 18,30 e 45 gradi. 18 gradi perché tale è la pendenza reale della falda della copertura esposta a sud (che è stato assunto come orientamento preferenziale). In seguito poi alla consultazione della letteratura tecnica di riferimento [10] - [11], si è ritenuto adeguato valutare altre due possibili inclinazioni: 30 gradi in quanto, tramite un'analisi preliminare svolta tramite il software *PVGIS* (consultabile gratuitamente all'indirizzo <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) è risultata essere l'inclinazione per la migliore resa dei pannelli fotovoltaici, ed infine 45 gradi poiché è l'inclinazione (pari alla latitudine di Torino) cui corrisponde la massima resa dell'impianto solare termico in regime invernale [10]. Per quanto riguarda la definizione degli step che regolano il passaggio da un valore ad un altro, in questo caso specifico, poiché si intende utilizzare

unicamente le inclinazioni di cui sopra, è stato necessario definirle tutte sotto la voce “step”.

In merito poi al rapporto tra la superficie di pannelli solari termici installata e il corrispondente volume di accumulo, sempre stando a quanto riportato nella documentazione consultata [10], si è individuato un range di variazione che oscilla dal valore minimo di 50 l/m<sup>2</sup> ad un massimo di 100 l/m<sup>2</sup>. Tuttavia, volendo condurre un’analisi il più possibile veritiera, il numero di valori accettabili è stato limitato coerentemente con l’offerta disponibile sul mercato di serbatoi di accumulo (in relazione alla capacità). Per questo motivo quindi si è limitato l’insieme di possibili numeri a tre valori soltanto (comunque rappresentativi), ovvero 50, 75 e 100 l/m<sup>2</sup>. Alla voce “step” in questo caso è stato assegnato il valore di “1”: ciò significa che il programma di ottimizzazione andrà a considerare, oltre al limite superiore e inferiore, un solo valore intermedio, che, in considerazione di quanto esposto nelle righe precedenti, risulta essere proprio 75 l/m<sup>2</sup>.

Tra le variabili di ottimizzazione elencate nella tabella precedente, resta da chiarire il significato della “tipologia di riscaldamento e tipologia di pannelli solari-fotovoltaici”. Come si è ribadito più volte ormai, obiettivo dell’ottimizzazione integrata del sistema edificio-impianto è l’identificazione del set di valori numerici relativi alle variabili decisionali che minimizzano la funzione di costo-globale. Per poter “ampliare il dominio di ricerca”, sono state considerate diverse tipologie di pannelli sia termici che fotovoltaici; ognuna di queste è stata identificata con un codice univoco e successivamente definita e implementata nel programma utilizzato per la simulazione termo-energetica dinamica. Lo stesso dicasi per la tipologia di riscaldamento: sono state infatti previste due differenti configurazioni, una con caldaia alimentata a biomasse e una con pompa di calore geotermica reversibile, tra le quali il software di ottimizzazione avrà il compito di valutare l’alternativa migliore (il funzionamento e lo schema degli impianti verrà debitamente approfondito nel paragrafo dedicato “Impianto di riscaldamento”).

## 5.4 Definizione dei parametri di ottimizzazione per l'edificio e rispettivi intervalli di variazione

Con un ragionamento del tutto analogo a quanto fatto nel caso degli impianti, sono stati considerati tutti quei parametri la cui variazione incide sulla performance energetica del sistema edificio-impianti nel suo complesso (riportati nella tabella sottostante). A onor del vero, questi erano già stati definiti in un precedente studio [15] e pertanto ci si è limitati a riportarli, dopo averne verificata l'effettiva applicabilità al differente contesto di riferimento. L'unica aggiunta riguarda lo spessore della muratura, ritenuto un parametro meritevole di essere annoverato tra quelli già presenti, in considerazione del ruolo importante che riveste nel comportamento energetico dell'edificio. In definitiva quindi, i parametri di cui si è tenuto conto sono:

1. resistenza termica dello strato di isolamento dell'involucro verticale esterno;
2. spessore della muratura esterna;
3. resistenza termica dello strato di isolamento della copertura;
4. resistenza termica dello strato di isolamento del solaio controterra;
5. caratteristiche e tipologia delle superfici trasparenti;

Tabella 11 – parametri di ottimizzazione dell'edificio e relativi range di variazione

Parametri di ottimizzazione	Unità di misura	Range di variazione			
		MIN	MAX	STEP	TYPE
Resistenza termica isolamento involucro verticale esterno	[m <sup>2</sup> ·Kh/jK]	0.25	5	10	SET
Resistenza termica isolamento solaio di copertura	[m <sup>2</sup> ·Kh/jK]	0.25	5	10	SET
Resistenza termica isolamento solaio contro terra	[m <sup>2</sup> ·Kh/jK]	0.25	5	10	SET
Tipologia finestre	-	1	3	3	SET
Tipologia lucernaio	-	4	4	1	SET
Spessore della muratura	[m]	0.1	0.4	2	SET
Ampiezza finestra piano terra (esposizione a sud, h=2.15 m)	[m]	2.2	7.8	39	SET
Ampiezza finestra piano primo (esposizione a sud, h=0.80 m)	[m]	0.2	7.8	39	SET
Altezza lucernaio (larghezza=2.28 m)	[m]	0	4.72	8	SET

La tabella riportata sopra offre una rappresentazione chiara e sintetica dei parametri di ottimizzazione considerati per l'edificio, con il rispettivo range di variazione, espresso in questo caso, in termini di valore massimo e minimo. Tali valori, ripresi da uno studio precedente [15], come già sottolineato, sono stati mantenuti in quanto ritenuti ragionevoli, anche a seguito di una valutazione eseguita in termini di fattibilità tecnica. Lo stesso dicasi per gli step di passaggio da un valore ad un altro (passaggio che, è bene sottolineare onde evitare confusione, avviene sempre all'interno del dominio di valutazione) che non sono stati modificati e su cui pertanto si evita di dilungarsi inutilmente [15]. Con riferimento invece all'intervallo di variazione del parametro relativo allo spessore della muratura, il limite inferiore è stato impostato a 10 cm, quello superiore a 40 cm, in seguito ad una breve indagine di mercato e in seguito a valutazioni circa la fattibilità tecnica. Il numero che compare invece sotto la voce "step" si riferisce alla quantità di valori intermedi tra il massimo e il minimo. Avendolo impostato a 2, significa che gli spessori ulteriormente valutati sono rispettivamente 20 e 30 cm, valori certamente diffusi nella pratica edilizia.

Dopo aver approfondito i parametri di ottimizzazione dell'edificio e degli impianti, si può ora procedere con la descrizione del funzionamento di questi ultimi e la loro implementazione in TRNSYS.

## **5.5 Impianto di riscaldamento**

Per quanto riguarda l'impianto di riscaldamento, in virtù della volontà di privilegiare al massimo grado possibile lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili, si è pensato ad una tipologia impiantistica tale da richiedere una temperatura del fluido termovettore circolante medio-bassa. La scelta del terminale di emissione, di conseguenza, è ricaduta sul pavimento radiante in quanto ritenuta la tecnologia più adattabile ad una simile condizione di esercizio.

Entrando più nel dettaglio, lo schema impiantistico prevede la presenza di un serbatoio d'accumulo-puffer, la cui capacità risulta essere funzione della superficie installata di pannelli solari termici (secondo il rapporto espresso nel capitolo "Metodologia di ottimizzazione integrata"), dotato di tre scambiatori di calore interni: quello inferiore, dedicato al circuito solare termico, quello intermedio, al generatore di energia termica avente funzione di integrazione, ed infine, quello superiore, al serbatoio riservato all'acqua calda sanitaria. Per quanto riguarda la capacità di quest'ultimo, è stata ricavata seguendo le disposizioni normative vigenti (e nell'ipotesi della presenza di 5 persone nell'abitazione) e ammonta quindi a 300 litri. Per maggiori dettagli si rimanda alla consultazione della documentazione tecnica allegata ("Documentazione tecnica di supporto").

Si è detto che dei 3 scambiatori, quello intermedio è dedicato al terminale avente funzione di integrazione: in regime di funzionamento invernale la temperatura di mandata dell'impianto, ovvero la temperatura che si registra all'uscita del serbatoio di accumulo inerziale, in presenza del pavimento radiante, deve essere 35 gradi (con un salto termico tra mandata e ritorno che si è scelto di impostare a 5 gradi). Questa affermazione chiarisce immediatamente la funzione e la ragion d'essere del terminale preposto all'integrazione: questo entrerà in funzione infatti, ogniqualvolta, nel momento di richiesta, la temperatura di mandata risulta essere inferiore a 35 gradi. Poiché si intende mantenere tale temperatura costante a 35 gradi, risulta necessaria la presenza di una valvola miscelatrice a valle del serbatoio di accumulo-puffer.

In ragione di un processo di ottimizzazione integrata votato alla ricerca della soluzione migliore, tra diverse opzioni possibili, a livello impiantistico (nel caso invernale) sono state implementate due differenti modalità di funzionamento:

1. nel sistema rinominato "tipologia di riscaldamento 1", il riscaldamento del fluido termovettore contenuto all'interno del serbatoio di accumulo è operato, in primo luogo dal circuito solare, e, in caso di necessità di integrazione, da una caldaia alimentata a biomasse solide (ovvero pellets). Il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria, avviene invece in parte sfruttando l'energia termica contenuta nel puffer, tramite lo scambiatore dedicato, e in parte tramite l'accensione di una resistenza elettrica integrata, della potenza di 2 kW;
2. nel sistema rinominato "tipologia di riscaldamento 2", il riscaldamento del fluido termovettore contenuto all'interno del serbatoio di accumulo è operato, in primo luogo dal circuito solare, e, in caso di necessità di integrazione, da una pompa di calore geotermica reversibile. Per quanto riguarda invece il riscaldamento

dell'acqua calda sanitaria, la modalità operativa risulta la medesima del caso precedente;

In base a quanto esposto sino ad ora, si evince che, in entrambe le modalità di funzionamento, l'impianto solare termico svolge un ruolo fondamentale; sinteticamente, questo risulta essere composto da:

- pannelli solari termici: anche in questo caso, in ragione del processo di ottimizzazione integrata votato alla ricerca della soluzione migliore, sono state prese in considerazione due tipologie di pannelli, ovvero quelli piani vetrati e a tubi sottovuoto (per maggiori dettagli si rimanda alla consultazione del capitolo "Tipologie di collettori e parametri caratteristici");
- tubazioni di raccordo al serbatoio di accumulo;
- circolatore solare;

Il segnale di accensione del circolatore solare è subordinato alla lettura della differenza di temperatura registrata (da una sonda dedicata) tra quella all'uscita del collettore solare e quella media nella parte inferiore del serbatoio di accumulo (poiché è proprio nella porzione inferiore del serbatoio che è alloggiato lo scambiatore dedicato al circuito solare). Tale differenza di temperatura è stata impostata a 5 gradi.

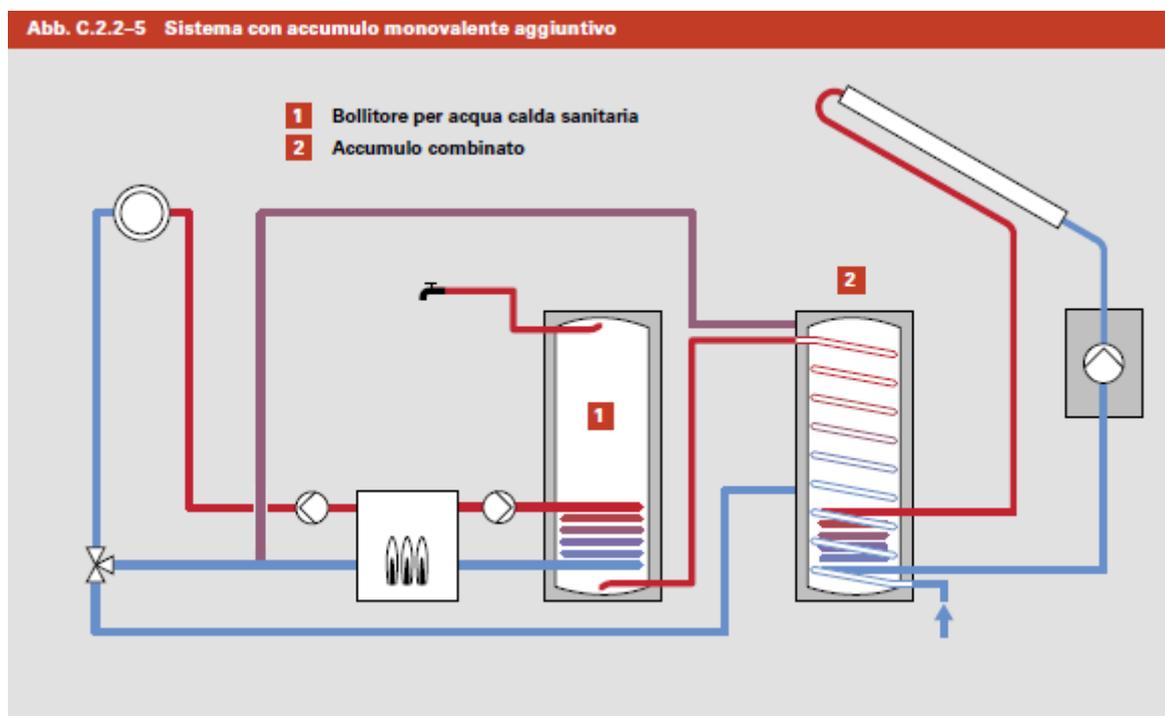


Figura 58 – schema dell'impianto di riscaldamento che sfrutta l'energia solare e costituito da: pannelli solari termici, bollitore e una caldaia o pompa di calore a integrazione, e serbatoio di ACS connesso in serie

## **5.6 Impianto di raffrescamento**

Come si è detto in apertura del capitolo, oltre all'impianto di riscaldamento è stato preso in considerazione anche l'impianto di raffrescamento estivo. In questo caso, tuttavia, non è stata contemplata una duplice tipologia di funzionamento, quanto piuttosto una differente pompa di calore a seconda della modalità di operatività dell'impianto preposto al riscaldamento. In altri termini, quando la tipologia del riscaldamento prevede la presenza di una caldaia alimentata a biomasse, per il raffrescamento estivo è stata impiegata una pompa di calore geotermica (con regime di funzionamento a macchina frigorifera), mentre nel rimanente caso, poiché già in fase di riscaldamento si fa uso di una pompa di calore, la fase di raffrescamento è demandata al medesimo terminale, che dovrà ovviamente essere di natura reversibile.

In merito al funzionamento dell'impianto di riscaldamento, e lo stesso dicasi per quello di raffrescamento, è bene sottolineare che non è stata implementata alcuna logica di attenuazione notturna. Pertanto, il comando di accensione/spegnimento è regolato unicamente dall'azione del termostato, per il quale sono state adottate le seguenti temperature di set-point:

- 20 gradi in regime invernale, in tutte le stanze riscaldate, ad eccezione di due ambienti, mezzanino e piano principale, per i quali la temperatura di set-point è stata ridotta a 19 gradi, in virtù della presenza di ampie superfici vetrate;
- 26 gradi in regime estivo, per tutti gli ambienti climatizzati;

## **5.7 Impianto fotovoltaico**

In merito alle fonti energetiche rinnovabili, è stato preso in considerazione anche il fotovoltaico che si è cercato di implementare all'interno del modello dell'edificio. Sulla base di considerazioni del tutto analoghe al caso dell'impianto termico (in relazione alle diverse possibili alternative), si è scelto di prendere in considerazione differenti tipologie di pannelli fotovoltaici, anche in virtù della loro rappresentatività nei confronti

del mercato attuale, ciascuno dei quali caratterizzato da una differente efficienza (e conseguentemente, un prezzo differente):

1. pannelli fotovoltaici in silicio monocristallino della potenza di picco di 100 W;
2. pannelli fotovoltaici in silicio policristallino della potenza di picco di 240 W;
3. pannelli in silicio amorfo della potenza di picco di 104 W;

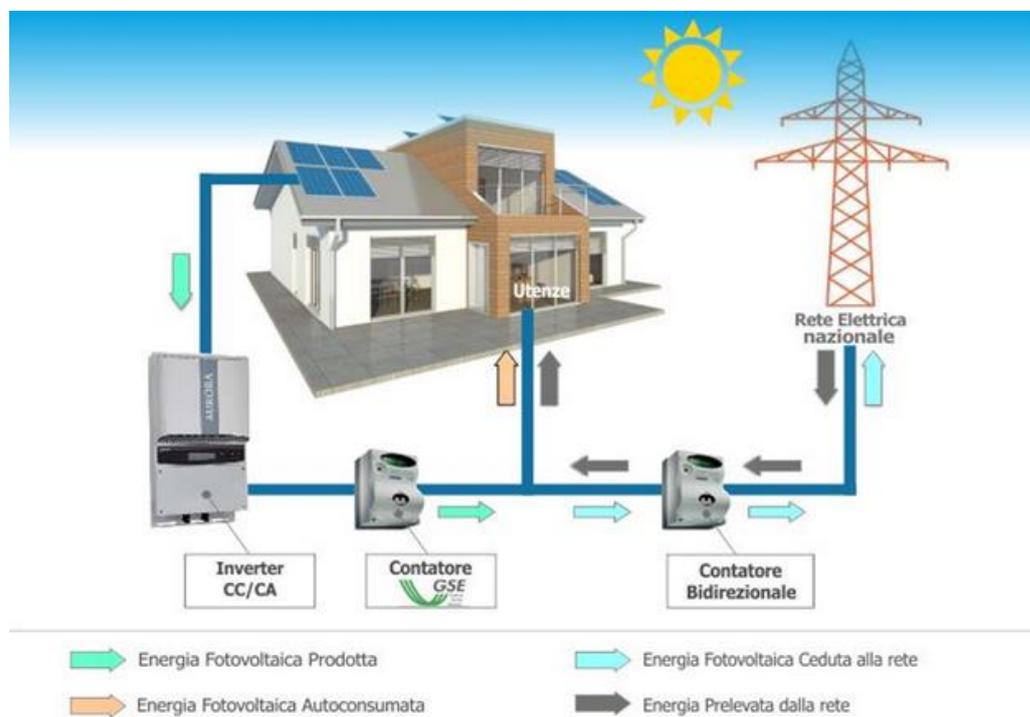


Figura 59 -schema dell'impianto fotovoltaico connesso in rete modellato all'interno di TRNSYS

L'immagine precedente illustra chiaramente i componenti principali dell'impianto fotovoltaico che sono stati presi in considerazione; al di là dei pannelli, è infatti imprescindibile la presenza di un inverter, di adeguata potenza, che permetta di convertire la corrente continua prodotta in corrente alternata utilizzabile dalle utenze connesse. In particolar modo, l'intento è quello di favorire nella maggior misura possibile l'autoconsumo dell'energia prodotta e limitare, conseguentemente, il prelievo dalla rete pubblica.

Per i dettagli tecnici dei vari componenti si rimanda alla consultazione della documentazione tecnica allegata.

## 6 Valutazioni finanziarie

Le valutazioni di tipo finanziario sono state eseguite in accordo con quanto previsto dalla metodologia prevista dalla norma europea EN 15459 [16], che fornisce una procedura di calcolo, relativamente alle questioni finanziarie, di tutti i sistemi e impianti che sono in grado di influenzare la prestazione energetica dell'edificio considerato.

Con riferimento al caso specifico, questa metodologia è stata utilizzata per comparare le differenti possibili misure di efficientamento energetico (sia in termini impiantistici che di involucro edilizio) a partire dai rispettivi costi di investimento, ottenuti valutando il costo globale dei costi di investimento iniziali, i costi periodici e quelli dovuti ai ricambi, i costi annuali ed energetici, e sottraendo infine il costo globale del valore finale riportando tutti i costi all'anno iniziale di calcolo. L'equazione del Costo Globale può quindi venire definita come segue:

$$C_G(\tau) = CI + \sum_J \left[ \sum_{i=1}^{\tau} (C_{a,i}(j) \cdot R_d(i)) - V_{f,\tau}(j) \right] \quad (3)$$

dove:

- $C_G(\tau)$  è il costo globale riferito all'anno iniziale  $\tau_0$ ;
- $CI$  è il costo iniziale di investimento;
- $C_{a,i}(j)$  è il costo annuale per il componente  $j$ -esimo nell'anno  $i$ -esimo;
- $R_d(i)$  è il tasso di sconto per l'anno  $i$ -esimo;
- $V_{f,\tau}(j)$  è il valore finale del componente  $j$  alla fine del periodo di calcolo considerato;

Per quanto riguarda il costo iniziale di investimento, poiché si intende procedere con una ottimizzazione integrata edificio-impianti secondo la metodologia prevista dalla *cost-optimal analysis*, è facile intuire che sarà pari alla somma dei costi di investimento legati alle possibili differenti configurazioni dell'edificio (e che saranno approfonditi nel capitolo successivo) e i costi di investimento imputabili agli impianti (anche questi ampiamente trattati nel capitolo successivo), come già ribadito, peraltro in apertura del capitolo.

## 6.1 Costi di sostituzione

Una componente di costo non trascurabile in valutazioni di questo genere, è senz'altro rappresentata dal costo di sostituzione calcolato a partire, evidentemente, dalla vita media attesa dei componenti dell'impianto e degli elementi dell'edificio considerati. In relazione proprio a questi ultimi, è necessario sottolineare che, per semplicità di trattazione, non sono stati considerati costi di sostituzione per l'edificio. Tale approssimazione può essere accettata di buon grado tenendo presente che la vita media della quasi totalità degli elementi esaminati (vale a dire: involucro verticale esterno, solaio di copertura, solaio contro terra e serramenti), è superiore all'orizzonte temporale considerato per il calcolo della funzione di costo globale, pari a 30 anni.

Per quanto riguarda gli impianti invece, poiché la vita media attesa è inferiore a 30 anni, è stato doveroso considerare i costi di sostituzione. Questi ultimi vengono calcolati a partire dal costo di investimento, che viene moltiplicato per un coefficiente che tiene conto della vita media del componente impiantistico. Questo coefficiente noto come tasso di sconto  $R_d$ , è quindi utilizzato per riferire i costi di sostituzione e il valore finale, all'anno iniziale. È definito come segue:

$$R_d = \frac{1}{(1 + R_r)^i} \quad (4)$$

dove  $R_r$  è il tasso di interesse reale e  $i$  la vita media del componente dell'impianto, espressa in anni. In base a quanto previsto dalle linee guida della direttiva 2010/31/UE esso è stato assunto pari al 4% [17]. Anche in questo caso si tratta di una semplificazione, in quanto calcolato all'atto dell'emanazione della norma; tuttavia, poiché lo scopo principale del presente studio è, sostanzialmente, quello di valutare l'alternativa più conveniente tra una serie di possibili configurazioni edificio-impianto (piuttosto che una mera valutazione di carattere economico), tale semplificazione nulla toglie alla validità del calcolo. In ragione delle considerazioni esposte, è dunque evidente che il primo passo per il calcolo dell'ammontare dei costi di sostituzione, è la corretta valutazione della vita-media dei componenti impiantistici. In base a quanto contenuto nell'appendice A della normativa EN 15459 [16] si è fatto riferimento ai seguenti valori:

- vita media di collettori solari/pannelli fotovoltaici: 20 anni;
- vita media di un serbatoio di accumulo con scambiatore interno: 20 anni;

- vita media di un sistema radiante a pavimento: 50 anni;
- vita media di una pompa di calore: 20 anni;
- vita media di una caldaia: 20 anni;

Per ognuno dei componenti sopra elencati, è stato valutato il tasso di sconto secondo l'equazione (5), ad eccezione del sistema a pavimento radiante: in questo caso infatti, la vita media del componente risulta superiore all'orizzonte temporale di calcolo (pari a 30 anni). Di seguito si riporta una tabella riassuntiva dei risultati così ottenuti:

Tabella 12 – tabella di calcolo del tasso di sconto  $R_d$

Componente impianto	Tasso di interesse reale $R_r$	Vita media del componente - [anni]	Tasso di sconto $R_d$ [-]
pannello solare termico	0.04	20	0.456386946
pannello fotovoltaico	0.04	20	0.456386946
serbatoio di accumulo con scambiatore interno	0.04	20	0.456386946
pavimento radiante	0.04	50	0.140712615
pompa di calore	0.04	20	0.456386946
caldaia	0.04	20	0.456386946
<b>Legenda:</b>			
	Impianto solare termico		
	Impianto solare fotovoltaico		
	Impianto termico/raffrescamento		

Come è possibile constatare, per tutti gli elementi impiantistici il tasso di sconto  $R_d$  ammonta a 0,45 poiché la vita media è la medesima (in presenza di un valore oscillante tra due estremi, si è fatto riferimento al valore medio). Ecco che dunque, per ogni elemento  $i$ -esimo è stato possibile calcolare il costo di sostituzione corrispondente secondo la relazione:

$$CR_i = CI_i \cdot \frac{1}{(1 + R_r)^i} \quad (6)$$

dove  $CI_i$  è il costo di investimento  $i$ -esimo dell'elemento considerato.

## 6.2 Costi annuali

Nel valutare correttamente la funzione del costo globale è essenziale considerare anche i costi annuali che si ripetono nel tempo per più anni; in tal caso è opportuno fare ricorso al fattore di valore attuale  $f_{pv}$ , espresso in funzione del numero di anni di calcolo,  $n$ , e del tasso di interesse reale  $R_r$  secondo la relazione:

$$f_{pv}(n) = \frac{1 - (1 + R_r)^{-n}}{R_r} \quad (7)$$

Andando a sostituire i valori corretti nell'espressione di cui sopra si ottiene un valore del *present value factor*  $f_{pv}$  uguale a 17,29. Dopo aver determinato questo fattore, è stato possibile valutare nella maniera corretta l'ammontare dei costi che si ripetono ciclicamente per tutta la durata del periodo di calcolo, e con cadenza annuale. Questi sono, essenzialmente:

1. i costi di manutenzione degli impianti;
2. i costi legati alla fornitura di energia;

Per quanto concerne i costi di manutenzione di ogni componente, questi vengono calcolati a partire dal costo di investimento corrispondente, moltiplicato per un coefficiente che tiene conto dell'incidenza e della frequenza degli interventi di manutenzione. Anche in questo caso si è fatto fede ai valori contenuti nella norma EN 15459 [16], che risultano riportati nella tabella sottostante.

Tabella 13 – coefficiente di manutenzione per i diversi elementi facenti parte degli impianti

Componente impianto	Tasso di interesse reale $R_r$	Vita media del componente - [anni]	Coefficiente di manutenzione [-]
pannello solare termico	0.04	20	0.005
pannello fotovoltaico	0.04	20	0.005
serbatoio di accumulo con scambiatore interno	0.04	20	0.01
pavimento radiante	0.04	50	
pompa di calore	0.04	20	0.03
caldaia	0.04	20	0.015
<b>Legenda:</b>			
	Impianto solare termico		
	Impianto solare fotovoltaico		
	Impianto termico/raffrescamento		

Come è possibile constatare dalla consultazione della tabella allegata, non è presente alcun riferimento all'edificio; questo perché i costi di manutenzione imputabili all'involucro esterno, o al solaio di copertura, finanche ai serramenti, sono sostanzialmente "invariabili". Ciò significa che non dipendono dal costo di investimento (che è una delle variabili di cui il costo globale è funzione) e dunque il loro effetto in un processo volto a identificare una serie di valori che minimizzano una funzione obiettivo, è di fatto trascurabile. Per quegli elementi invece il cui costo di manutenzione è rilevante, questo viene calcolato come segue:

$$CM_i = CI_i \cdot f_{m-i} \cdot f_{pv}(n) \quad (8)$$

dove  $f_{m-i}$  è il coefficiente, relativo all'elemento  $i$ -esimo, ricavato dal prospetto dedicato e contenuto nella normativa europea cui si è fatto riferimento [16].

Si è detto che è opportuno tener conto dei costi che si ripetono ciclicamente per tutta la durata del calcolo e con cadenza annuale: tra questi non si può certo ignorare il costo dell'energia consumata dagli impianti. A tal proposito è necessario richiamare brevemente le modalità di funzionamento dell'impianto di climatizzazione.

Quando questi è costituito dalla caldaia alimentata a biomasse a integrazione del solare termico in regime invernale, e da una pompa di calore in modalità di raffreddamento (modalità macchina frigorifera) in regime estivo, i costi energetici da calcolare sono ascrivibili essenzialmente a:

1. consumo di energia elettrica;
2. consumo di combustibile, nello specifico, pellet;

Nella modalità di funzionamento che prevede la presenza della sola pompa di calore geotermica reversibile invece, non è previsto l'utilizzo di combustibile, e dunque rimane esclusivamente il contributo legato al consumo di energia elettrica. Nel computo del consumo sono stati considerati tutti quegli elementi impiantistici che effettivamente necessitano della corrente per poter funzionare, ovvero:

1. energia elettrica assorbita dalla caldaia e/o pompa di calore;
2. energia elettrica assorbita dal circolatore dell'impianto solare termico;
3. energia elettrica assorbita dagli ausiliari e pompe di circolazione dell'impianto termico;
4. energia elettrica consumata dalla resistenza integrata all'interno del serbatoio riservato all'acqua calda sanitaria, la quale opera con funzione di integrazione

del “calore prelevato” dal puffer dell’impianto di riscaldamento, in maniera tale da assicurare, all’uscita del serbatoio stesso, una temperatura dell’acqua di 45 gradi, quando richiesta.

Per il calcolo dei costi dovuti per la fornitura energetica, è stato necessario, in primo luogo, determinare le tariffe commerciali da applicare. Ciò è stato tradotto, operativamente, nella ricerca della tariffa applicata per la fornitura di:

1. pellet;
2. energia elettrica;

Volendo esaminare il primo punto, il prezzo per la fornitura di pellet è stato determinato in seguito ad una indagine di mercato. In particolar modo, si è fatto riferimento ai prezzi riportati dalla Camera di Commercio di Cuneo, in quanto depositaria dei valori più aggiornati.

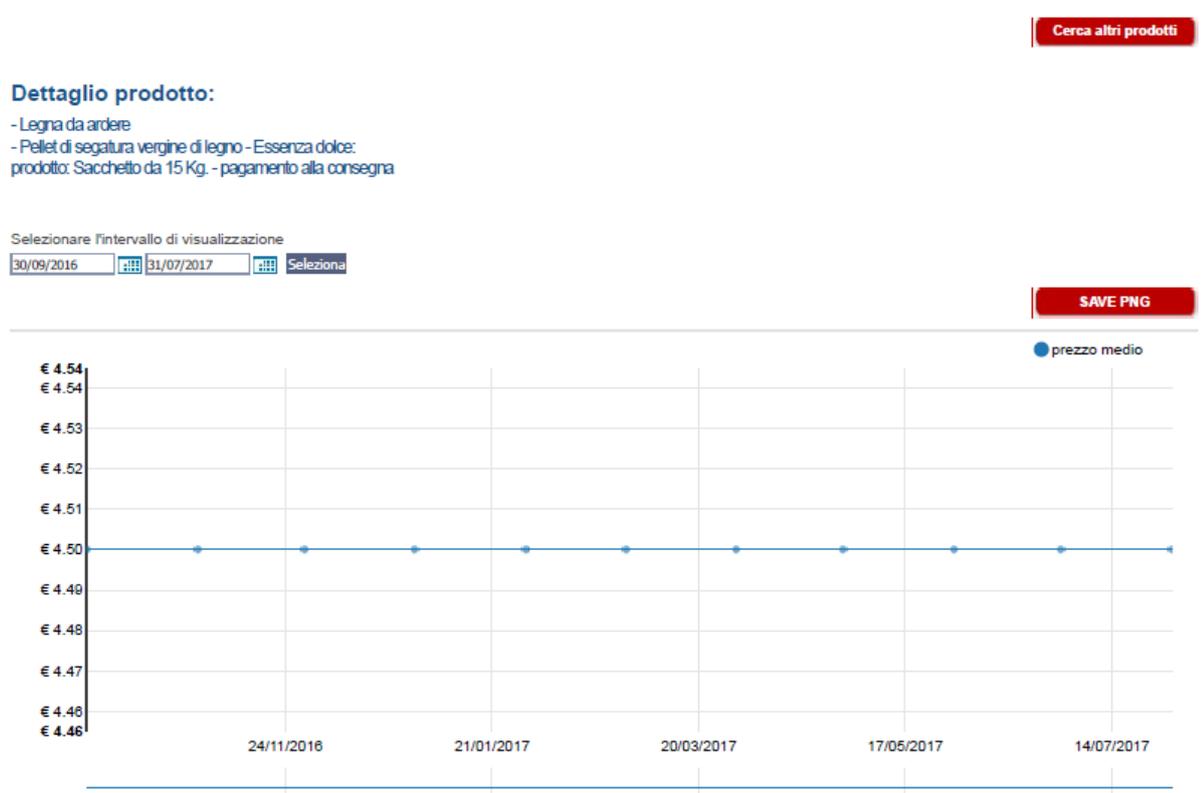


Figura 60 – andamento del prezzo medio per una confezione da 15 kg di pellet; fonte: Camera di Commercio di Cuneo

Come riscontrabile dall’immagine allegata, il valore più aggiornato corrisponde ad un prezzo di 4,50 €, relativo ad una confezione da 15 kg. In conclusione, quindi, la tariffa impiegata nelle valutazioni finanziarie è stata di 0,90 €/kg.

Il calcolo della tariffa relativa alla fornitura di energia elettrica è risultato invece leggermente più articolato; in primo luogo perché il mercato Italiano prevede una duplice tariffa, a seconda del momento della giornata in cui l'energia viene consumata.

**Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico** 20<sup>o</sup> anniversario 1996-2016

Home > [Dati e documenti](#) > [Prezzi e tariffe](#)

### Prezzi al kWh per cliente tipo servito in maggior tutela - aggiornamento trimestrale

Potenza impegnata 3 kW, contratto per abitazione di residenza anagrafica, consumo pari a 2.700 kWh/anno escluse le imposte.  
Prezzi calcolati sulla base dei corrispettivi aggiornati al quarto trimestre 2017

Prezzo monorario €/kWh	Prezzo biorario	
	Prezzo fascia F1 €/kWh	Prezzo fasce F2 e F3 €/kWh
0,170012	0,177522	0,166472

Tag: [maggiore tutela](#) [stima spesa](#) [prezzi vendita](#)

**Documenti collegati**

Atti

- 14/2017 - DMRT
- 9/2017 - DMRT
- 4/2017 - DMRT
- 19/2016 - DMEG
- 14/2016 - DMEG
- 12/2016 - DMEG
- 4/2016 - DMEG
- 19/2015 - DMEG
- 16/2015 - DMEG
- 14/2015 - DMEG
- 8/2015 - DMEG
- 15/2014 - DMEG
- 12/2014 - DMEG
- 8/2014 - DMEG
- 6/2014 - DMEG
- 15/2013 - DMEG

Figura 61 – tariffe per il consumo dell'energia elettrica attualmente in vigore in Italia; fonte: Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

L'immagine soprastante riporta il prezzo in €/kWh che risulta essere distinto in due fasce:

- dalle ore 8.00 alle 19.00 viene applicato il prezzo fascia F1, pari a 0,1775 €/kWh;
- dalle ore 20.00 alle ore 8.00 viene applicato il prezzo fascia F2/F3, pari a 0,1665 €/kWh;

Per determinare il corrispettivo dovuto, a fronte di questa duplice tariffa, si è ipotizzato che il fabbisogno totale di energia elettrica del sistema edificio-impianto fosse così ripartito: l'80% del consumo nelle ore diurne, il 20% nelle ore notturne.

La cifra così calcolata non tiene però conto della quota di energia in eccesso prodotta e reimmessa nella rete dall'impianto fotovoltaico. Tuttavia, all'interno del modello creato in TRNSYS, è stato possibile calcolare l'ammontare dell'energia elettrica complessivamente veduta. Per poter "scontare" quindi l'importo calcolato precedentemente, è stato necessario, anche in questo caso, eseguire una piccola indagine di mercato per conoscere l'attuale prezzo di vendita dell'energia elettrica autoprodotta e non consumata. In base a quanto riportato dalla più recente delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, risalente al 27 Gennaio

2017 (ai sensi della deliberazione n.280/07), tale prezzo è stato fissato in 39 €/MWh, corrispondente a 0,039 €/kWh. I dati cui si è accennato vengono riportati nella tabella successiva.

Tabella 14 – prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta con un impianto fotovoltaico; fonte: Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat nell'anno 2016 rispetto all'anno 2015

-0,1%

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2017

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito per il 2017 (formula riportata nella deliberazione 618/2013/R/efr)	Prezzo minimo garantito (valore vigente per l'anno 2017)
		[€/MWh]	[€/MWh]
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	$PMG_{2016} * (1 + FOI_{2016}/100)$	92,3
Biogas da discarica	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2016} * (1 + FOI_{2016}/100)$	49,0
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2016} * (1 + FOI_{2016}/100)$	49,0
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2016} * (1 + FOI_{2016}/100)$	39,0
Idrica	fino a 250.000 kWh	$(PMG_{2016} - 25) * (1 + FOI_{2016}/100) + 25$	153,3
	oltre 250.000 kWh e fino a 500.000 kWh	$(PMG_{2016} - 25) * (1 + FOI_{2016}/100) + 25$	105,4
	oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	$(PMG_{2016} - 25) * (1 + FOI_{2016}/100) + 25$	66,6
	oltre 1.000.000 kWh e fino a 1.500.000 kWh	$(PMG_{2016} - 25) * (1 + FOI_{2016}/100) + 25$	57,7
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2016} * (1 + FOI_{2016}/100)$	51,1
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2016} * (1 + FOI_{2016}/100)$	39,0

Una volta calcolati gli importi dovuti per la fornitura di energia elettrica (al netto della quota venduta) e di combustibile, ricordando la natura ciclica con cadenza annuale dei suddetti costi, è stato necessario moltiplicarli per il valore del *present value factor*  $f_{pv}$ , (già calcolato per i costi di manutenzione) pari a 17,29.

### 6.3 Valore residuo

L'ultimo elemento che deve essere preso in considerazione per il calcolo della funzione di costo globale è il valore finale degli elementi, rapportato alla durata del periodo di calcolo (30 anni, nel caso specifico), corrispondente al termine  $V_{f,\tau}(j)$  nell'equazione (3), e la cui espressione risulta essere:

$$V_{f,\tau}(j) = V_0(j) \cdot (1 + R_p)^{n_\tau(j) \cdot \tau_n(j)} \cdot \left[ \frac{(n_\tau(j) + 1) \cdot \tau_n(j) - \tau}{\tau_n(j)} \right] \cdot \frac{1}{(1 + R_d)^\tau} \quad (9)$$

dove:

- $V_0(j) \cdot (1 + R_p)^{n_\tau(j) \cdot \tau_n(j)}$  rappresenta l'ultimo costo di sostituzione dell'elemento j-esimo (al momento della sostituzione) quando viene considerato il tasso di sviluppo dei prezzi per i prodotti ( $R_p$ );
- $n_\tau(j)$  rappresenta il numero di sostituzioni dell'elemento j-esimo nel corso del periodo di calcolo;
- $\tau_n(j)$  rappresenta la vita media dell'elemento j-esimo;
- $\tau$  rappresenta la durata del periodo di calcolo (nel caso specifico, 30 anni);
- $\frac{1}{(1+R_d)^\tau}$  rappresenta il tasso di sconto alla fine del periodo di calcolo;

L'espressione riportata sopra risulta scritta nella forma più generica; tuttavia, considerando il contesto in cui viene applicata, e, onde evitare di complicare inutilmente le valutazioni di carattere economico, si è ritenuto opportuno trascurare il tasso di sviluppo dei prezzi per i prodotti,  $R_p$ . Ne consegue però la necessità di trascurare, parimenti, anche il termine che rappresenta il tasso di sconto alla fine del periodo di calcolo. In definitiva, pertanto, poiché la vita media di tutti i componenti degli impianti considerati ammonta a 20 anni, il fattore moltiplicativo del costo di sostituzione con cui è stato determinato il valore finale è risultato pari a 0,5, come riportato nella tabella sottostante.

*Tabella 15-tasso di interesse reale, tasso di sconto, coefficiente di manutenzione e coefficiente del valore finale per gli elementi impiantistici valutati*

Componente impianto	Tasso di interesse reale $R_r$	Vita media del componente - [anni]	Tasso di sconto $R_d$ [-]	Coefficiente di manutenzione [-]	Coefficiente di valore finale [-]
pannello solare termico	0.04	20	0.456386946	0.005	0.5
pannello fotovoltaico	0.04	20	0.456386946	0.005	0.5
serbatoio di accumulo con scambiatore interno	0.04	20	0.456386946	0.01	0.5
pavimento radiante	0.04	50	0.140712615		
pompa di calore	0.04	20	0.456386946	0.03	0.5
caldaia	0.04	20	0.456386946	0.015	0.5
<b>Legenda:</b>					
	Impianto solare termico				
	Impianto solare fotovoltaico				
	Impianto termico/raffrescamento				

In base alle considerazioni esposte, è possibile dedurre come il calcolo della funzione di costo globale (equazione (3)) sia in realtà dipendente dal costo di investimento; e in effetti, tutti gli altri costi che compaiono all'interno dell'espressione discendono in maniera più o meno diretta dal costo di investimento, di cui quindi, sono funzione.

Pertanto nei paragrafi successivi viene esposta la procedura che ha consentito di determinare i costi di investimento, tanto dell'edificio quanto degli impianti al suo servizio. Questi ultimi è importante ribadire che sono funzione proprio dei parametri di ottimizzazione individuati nel capitolo precedente ("Definizione delle variabili di ottimizzazione per gli impianti" e "Definizione dei parametri di ottimizzazione per l'edificio e rispettivi intervalli di variazione").

#### **6.4 Determinazione delle funzioni di costo di investimento**

L'obiettivo dell'ottimizzazione finanziaria è la determinazione della combinazione di valori che deve essere assegnata ai parametri edilizi dell'edificio in modo da minimizzare la funzione di costo globale [15]. La variazione dei parametri relativi all'edificio provoca un conseguente cambiamento non solo nei costi connessi all'energia, intesi come somma dei costi relativi ai sistemi energetici e ai corrispondenti consumi, ma anche nel valore del costo di investimento legato alla costruzione dell'edificio medesimo. Alla luce di queste considerazioni risulta evidente come, per ogni parametro di ciascuna tipologia di involucro, sia necessario determinare una corrispondente funzione di costo. Inoltre, dal momento che si intende condurre un processo di ottimizzazione basato sull'impiego di fonti energetiche rinnovabili, insieme alle funzioni di costo relative all'involucro edilizio sono state determinate anche quelle associate alle fonti rinnovabili considerate.

In definitiva, le funzioni di costo calcolate e inserite nel processo di ottimizzazione, sono di seguito riportate:

- funzione di costo relativa alla parete opaca esterna;
- funzione di costo relativa al solaio contro terra;
- funzione di costo relativa al solaio di copertura;
- funzione di costo relativa all'impianto solare termico;

- funzione di costo relativa all'impianto fotovoltaico;
- funzione di costo relativa all'impianto di riscaldamento alimentato a biomasse;
- funzione di costo relativa all'impianto di riscaldamento alimentato tramite pompa di calore.

Per la determinazione di ciascuna di queste funzioni, si è fatto riferimento ai prezzi riportati nella versione più aggiornata del Prezzario della Regione Piemonte, ovvero quella del 2016.

Resta da precisare che le variabili indipendenti delle funzioni di costo di investimento di cui sopra, sono funzione proprio dei parametri di ottimizzazione determinati precedentemente (per maggiori dettagli, onde evitare di appesantire eccessivamente la trattazione, si rimanda alla lettura del capitolo "Metodologia di ottimizzazione integrata").

#### **6.4.1 Funzione di costo di investimento per la parete opaca esterna**

Per determinare la funzione di costo relativa alla parete opaca esterna è stato necessario, in primo luogo, definire una stratigrafia dell'involucro coerente con quella di riferimento per il caso studio, avendo cura di tener conto delle specificità costruttive che caratterizzano l'edilizia italiana (dal momento che l'edificio del caso studio sorge in Francia). Entrando più nel dettaglio la stratigrafia menzionata si sviluppa come segue (dall'interno verso l'esterno):

1. strato di intonaco di finitura;
2. blocco in laterizio della muratura portante;
3. strato di isolamento termico;
4. intonaco esterno di finitura;

In base a quanto definito nella stratigrafia, è stato determinato il costo corrispondente alla soluzione scelta, in €/m<sup>2</sup>. A tal proposito tuttavia, risulta essenziale ribadire quanto segue: dal punto di vista del "comportamento energetico" vi sono essenzialmente due parametri la cui variazione deve essere tenuta in considerazione nel processo di ottimizzazione: lo spessore dello strato di isolante termico e dei blocchi di laterizio che costituiscono la muratura portante. Ovviamente una simile variazione si ripercuote anche sul costo finale relativo alla parete esterna; da ciò nasce l'esigenza di calcolare la funzione di costo tramite cui derivare il prezzo finale. Quest'ultimo quindi risulterà

dalla somma di alcuni contributi invariabili, ovverosia i costi fissi, e alcuni variabili, dipendenti dallo spessore dello strato di isolamento in un caso, e da quello dei blocchi della muratura portante nell'altro.

Per quanto riguarda i costi fissi, essi sono ascrivibili alla posa dei pannelli di isolamento termico e all'esecuzione dello strato di intonaco di finitura, e ammontano, come ribadito dalla tabella allegata di seguito, a 38,67 €/m<sup>2</sup>.

Tabella 16 – costi fissi per parete opaca esterna

CODICE	DESCR.	U.M	EURO	MANODOP.	% MAN.
01.A05.A87.020	Fornitura e posa in opera di blocchi in laterizio di spessore 30 cm	m <sup>2</sup>	68,49	32,90	48,00%
01.A09.G50.010	Posa in opera dei pannelli di isolamento	m <sup>2</sup>	10,16	9,81	97,00%
01.A10.A10.005	Rinzafo eseguito con malta di calce dolce su pareti, solai, soffitti, travi, ecc, sia in piano che in curva, compresa l'esecuzione dei raccordi negli angoli, delle zanche di separazione tra pareti e orizzontamenti, e della profilatura degli spigoli in cemento con esclusione del gesso.	m <sup>2</sup>	20,45	19,67	96,19%
01.A10.B00.005	Intonaco eseguito con grassello di calce idraulica spenta, su rinzafo, in piano od in curva, anche con aggiunta di coloranti, compresa l'esecuzione dei raccordi, delle zanche e la profilatura degli spigoli in cemento con esclusione del gesso	m <sup>2</sup>	8,06	7,76	96,28%
		<b>Totale COSTI FISSI [€/m<sup>2</sup>]</b>	<b>38,67</b>		

Per quel che riguarda invece i costi variabili, con riferimento allo strato di isolamento termico, i costi determinati tramite il Prezzario Regionale (riportati nella tabella allegata di seguito) sono stati divisi per la rispettiva resistenza termica in maniera tale da determinare il costo specifico dell'isolante.

Per quanto riguarda l'intervallo di variazione dello spessore dell'isolante termico, si è ritenuto opportuno considerare valori compresi tra gli estremi di 4 e 30 cm. A tale decisione si è giunti sia a seguito di valutazioni di carattere prettamente ingegneristico (rispetto delle normative in ambito energetico), sia alla disponibilità di dati attendibili in merito ai prezzi (reperibilità dei medesimi sul Prezzario della Regione Piemonte).

Tabella 17 – costo variabile dell'isolante in funzione dello spessore

CODICE	DESCR.	Spessore del pannello [m]	U.M	EURO	Conducibilità termica λ [W/mK]	Resistenza termica ResO=d/λ [m <sup>2</sup> K/W]
01.P09.A25.005	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,04	m <sup>2</sup>	4,52	0,03	1,21
01.P09.A25.010	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,06	m <sup>2</sup>	6,76	0,03	1,82
01.P09.A25.015	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,08	m <sup>2</sup>	9,02	0,03	2,42
01.P09.A25.020	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,10	m <sup>2</sup>	11,29	0,03	3,03
01.P09.A25.025	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,12	m <sup>2</sup>	13,55	0,03	3,64
01.P09.A25.030	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,14	m <sup>2</sup>	15,80	0,03	4,24
01.P09.A25.035	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,16	m <sup>2</sup>	18,05	0,03	4,85
-	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,20	m <sup>2</sup>	22,41	0,03	6,06
-	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,24	m <sup>2</sup>	26,89	0,03	7,27
-	Pannello in EPS per isolamento termico di pareti e solai	0,30	m <sup>2</sup>	33,61	0,03	9,09

In base ai valori ricavati, è stato possibile derivare la funzione del costo specifico dell'isolante, definita come la linea di tendenza che meglio approssima l'andamento dei valori numerici nell'intervallo specifico considerato (da cui discendono i coefficienti numerici che compaiono nell'espressione riportata sotto) e che può essere descritta tramite una funzione lineare di equazione:

$$y_{CS} = -0,0576 \cdot x + 13,447 \text{ [€·kJ/m}^4\text{Kh]} \quad (10)$$

dove ResO rappresenta la resistenza termica dello strato di isolante espressa in m<sup>2</sup>Kh/kJ. In seguito, moltiplicando la funzione di costo specifico  $y_{CS}$ , per la resistenza termica stessa è stato ottenuto il costo variabile dell'isolamento. Aggiungendo infine alla funzione appena calcolata i costi fissi, è stato infine possibile ottenere la funzione di costo unitario per la parete esterna opaca, la cui espressione risulta essere:

$$y_{CU} = 13,338 \cdot x + 38,67 \text{ [€/m}^2\text{]} \quad (11)$$

Di seguito si riporta in allegato la tabella contenente i valori da cui deriva la funzione di costo calcolata.

Tabella 18 – tabella di calcolo per la funzione di costo unitario per la parete esterna

Spessore strato isolante [m]	conducibilità termica $\lambda$ [W/mK]	Resistenza termica ResO [m <sup>2</sup> K/W]	ResO [m <sup>2</sup> Kh/kJ]	CS [€kJ/m <sup>4</sup> Kh]	Costo variabile [€/m <sup>2</sup> ]	Costi fissi [€/m <sup>2</sup> ]	Costo unitario totale [€/m <sup>2</sup> ]	Costo unitario totale calcolato da funzione [€/m <sup>2</sup> ]
0,04	0,033	1,21	0,34	13,42	4,52	38,67	43,19	43,20
0,06	0,033	1,82	0,51	13,38	6,76	38,67	45,43	45,45
0,08	0,033	2,42	0,67	13,39	9,02	38,67	47,69	47,69
0,10	0,033	3,03	0,84	13,41	11,29	38,67	49,96	49,94
0,12	0,033	3,64	1,01	13,41	13,55	38,67	52,22	52,18
0,14	0,033	4,24	1,18	13,41	15,80	38,67	54,47	54,42
0,16	0,033	4,85	1,35	13,40	18,05	38,67	56,72	56,66
0,20	0,033	6,06	1,68	13,31	22,41	38,67	61,08	61,14
0,24	0,033	7,27	2,02	13,31	26,89	38,67	65,56	65,61
0,30	0,033	9,09	2,53	13,31	33,61	38,67	72,28	72,32

Tramite una analisi grafica dei risultati ottenuti, come riscontrabile dal grafico di seguito allegato, è possibile notare come la funzione di costo unitario totale abbia, in definitiva, un andamento lineare. In altri termini, ciò significa che, all'aumentare dello spessore dello strato di isolante che si intende adottare, aumentano proporzionalmente i costi associati.

Contrariamente a quanto ci si potrebbe aspettare, la curva relativa all'andamento dei prezzi non presenta un tratto finale asintotico bensì rettilineo. Tale particolarità è

probabilmente imputabile all'andamento del costo specifico dell'isolante, dovuto in realtà ai prezzi riscontrati tramite il Prezzario regionale : la curva corrispondente infatti non ha un andamento parabolico (situazione in cui una variazione anche contenuta nello spessore del materiale isolante, comporta un decremento di prezzo significativo) ma, anche in questo caso, pressochè rettilineo.

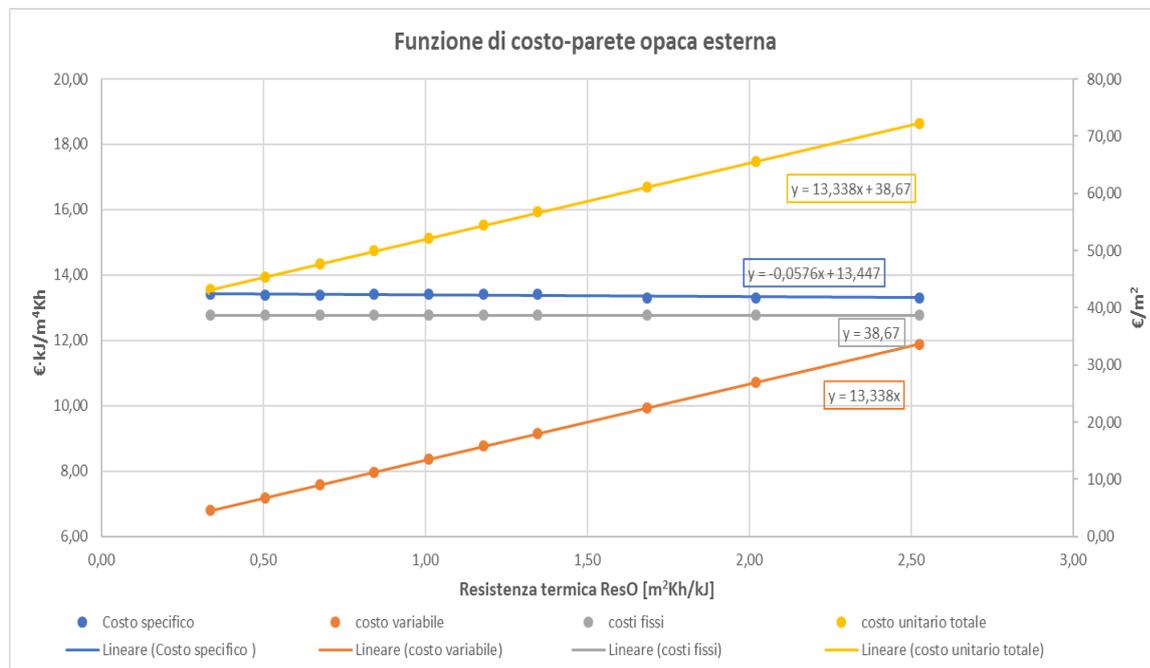


Figura 62 – funzione di costo per la parete opaca esterno dell'edificio

La funzione di costo così ricavata tuttavia, non permette di prendere in considerazione la variazione di prezzo dovuta al cambiamento di spessore dei blocchi costituenti la muratura portante dell'edificio, che pure è una variabile di primaria importanza sul piano energetico, come sottolineato in apertura del capitolo. Pertanto occorre modificare opportunamente la funzione per tenere conto di questo aspetto.

Di nuovo, per la determinazione dei costi variabili legati allo spessore della muratura si è fatto riferimento ai prezzi riportati dal Prezzario della Regione Piemonte. Inoltre si è scelto di limitare il ventaglio di spessori possibili dello strato portante di muratura all'intervallo di valori compresi tra 22,5 e 45 centimetri, in quanto ritenuti verosimilmente i più realistici (compatibilmente per giunta, con i requisiti di trasmittanza termica imposti dalle normative vigenti). Di seguito si riporta la tabella cui si è fatto riferimento per il calcolo della funzione di costo legata allo spessore dello strato portante di muratura.

Tabella 19 – tabella dei costi per i blocchi in laterizio di diverso spessore

CODICE	DESCR.	U.M	EURO	MANODOP.	% MAN.
01.A05.A87.015	Muratura portante eseguita con blocchi alveolati di laterizio, aventi proprietà di isolamento termico e acustico, elevate prestazioni di resistenza meccanica e resistenza al fuoco classe REI 180, escluso l'intonaco, legati mediante malta cementizia di classe M2. Con blocchi dello spessore di 22,5 cm	m <sup>2</sup>	62,39	30,28	49%
01.A05.A87.020	con blocchi dello spessore di 30 cm	m <sup>2</sup>	68,49	32,90	48%
01.A05.A87.025	con blocchi dello spessore di 35 cm	m <sup>2</sup>	73,25	33,55	46%
01.A05.A87.030	con blocchi dello spessore di 45 cm	m <sup>2</sup>	82,40	34,20	42%

Anche in questo caso le voci di costo riportate risultano in realtà dalla somma di un contributo variabile, legato allo spessore del blocco, e di uno fisso, dovuto alla manodopera necessaria alla posa in opera. Nel caso specifico, come riscontrabile dalla documentazione allegata, il costo fisso risulta in realtà “variabile” (poiché l’incidenza percentuale della manodopera oscilla tra il 49% e il 42%), e come tale è stato trattato.

Tabella 20 – tabella di riferimento per il calcolo della funzione di costo per la muratura

Spessore strato muratura [m <sub>s</sub> ]	Costo specifico in funzione dello spessore [€/m <sup>2</sup> ·m <sub>s</sub> ]	Costo variabile [€/m <sup>2</sup> ]
0,225	277,29	62,39
0,3	228,30	68,49
0,35	209,29	73,25
0,45	183,11	82,4

In merito alla tabella allegata sopra resta da precisare quanto segue: il costo specifico delle diverse soluzioni (differenti per lo spessore) è stato calcolato a partire dal prezzo riportato dal Prezzario regionale diviso, ovviamente, per lo spessore corrispondente. La linea di tendenza selezionata, che meglio approssima tale andamento, ha equazione:

$$y_{cs} = 112,45 \cdot x^{0,598} \text{ [€/m}^2\text{·m}_s\text{]} \quad (12)$$

Dove la variabile indipendente  $x$  è lo spessore dei blocchi in laterizio espresso in metri e  $y_{cs}$  rappresenta il corrispondente costo specifico.

Per quel che riguarda invece il costo variabile, l’unica considerazione rilevante resta quella già evidenziata nelle righe precedenti, ovvero il fatto che questo comprenda anche il costo della manodopera (variabile con lo spessore dei blocchi di laterizio).

Anche in questo caso l'andamento del costo variabile è stato approssimato tramite una funzione avente equazione:

$$y_{CV} = 89,42 \cdot x + 42,012 \text{ [€/m}^2\text{]} \quad (13)$$

Dove, ovviamente, la variabile indipendente  $x$  risulta essere lo spessore della muratura.

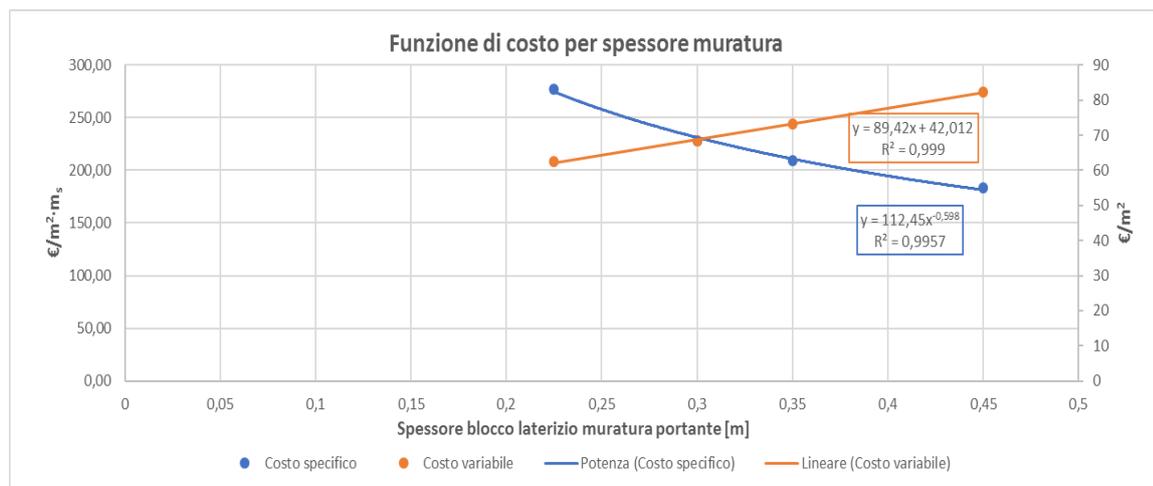


Figura 63 – grafico relativo alla funzione di costo per lo spessore della muratura portante

Dopo aver quindi definito, tramite opportune funzioni, la legge che lega la variazione del prezzo dell'isolante e dei blocchi di laterizio ai corrispondenti spessori, è stato finalmente possibile formulare la funzione di costo della parete esterna che dipende da tre variabili indipendenti, ovvero:

1. la resistenza termica dello strato di isolante;
2. lo spessore dei blocchi di laterizio che costituiscono la muratura portante;
3. l'area della parete esterna, che si delinea come un parametro variabile in quanto dipendente dal numero e dalla superficie riservata alle aperture.

Tramite questa funzione è quindi stato possibile determinare il costo di investimento associato ad una determinata configurazione del componente edilizio "parete", elemento, quest'ultimo, soggetto nella fase successiva, al processo di ottimizzazione.

Tabella 21 – tabella riassuntiva relativa alla funzione di costo di investimento per la parete opaca dell'edificio

<b>Parete opaca esterna</b>	
<b>Funzione del costo di investimento</b>	$y = ((13,338 \cdot x_1 + 38,67) + (89,42 \cdot x_2 + 42,012)) \cdot A_p$
y	Costo di investimento [€]
$x_1$	Variabile indep. - Resistenza termica ResO [m <sup>2</sup> Kh/kJ]
$x_2$	Variabile indep. - spessore dello strato di muratura [m]
$A_p$	Area della parete [m <sup>2</sup> ] - variabile

#### 6.4.2 Funzione di costo di investimento per solaio contro terra

Il procedimento seguito per la determinazione della funzione di costo relativa al solaio contro terra è stato del tutto analogo a quello relativo alla parete opaca esterna. Pertanto si eviterà di riportare nuovamente la procedura operativa, ma ci si limiterà a esporre gli elementi caratteristici e distintivi della singola trattazione.

Anche in questo caso, operazione preliminare è stata la definizione di una stratigrafia coerente con l'elemento edilizio esaminato; nel caso specifico la stratigrafia di riferimento si sviluppa come segue:

1. soletta areata realizzata con casseri modulari a perdere in propilene (igloo) comprensiva di sottofondo in calcestruzzo magro e getto superiore in calcestruzzo comprensivo di rete elettrosaldata;
2. pannelli di isolamento termico;
3. sottofondo per pavimento, realizzato in calcestruzzo, di spessore adeguato alla formazione del piano di posa dello strato di finitura, nonché all'alloggiamento delle reti impiantistiche;
4. rivestimento piastrellato.

Dal punto di vista del "comportamento energetico" il parametro la cui variazione è stata ritenuta significativa, anche in considerazione del successivo processo di ottimizzazione è stato lo spessore dello strato di isolante termico. Ovviamente una simile variazione si ripercuote anche sul costo finale relativo al componente edilizio;

da ciò nasce l'esigenza di calcolare la funzione di costo tramite cui derivare il prezzo finale. Quest'ultimo quindi risulterà dalla somma di alcuni contributi invariabili, ovverosia i costi fissi, e alcuni variabili, dipendenti dallo spessore dello strato di isolamento termico.

Sono stati considerati costi fissi tutti quelli relativi alla fornitura e posa in opera della soletta portante, del sottofondo per la pavimentazione (comprensivo dello strato di finitura superiore), e alla posa dei pannelli di isolamento termico. Di conseguenza, i costi variabili risultano legati esclusivamente alla variazione dello spessore del materiale isolante.

Tabella 22 – determinazione dei costi fissi per il solaio contro terra

CODICE	DESCR.	U.M	EURO	MANODOP.	% MAN.
01.A11.A50.020	Realizzazione di soletta areata con casseri a perdere modulari in polipropilene riciclato (igloo) comprensiva di sottofondo in calcestruzzo magro dello spessore minimo di 5 cm per la formazione del piano di posa, getto di calcestruzzo per il riempimento dei vuoti, successiva soletta superiore in calcestruzzo classe di resistenza minima 28/35 spessore minimo 8 cm armata con rete elettrosaldata 6/10x10.	m <sup>2</sup>	62,12	20,44	33%
01.A09.G50.010	Posa in opera dei pannelli di isolamento	m <sup>2</sup>	10,16	9,81	97%
01.A11.A40.005	Sottofondo per pavimenti di spessore fino a cm 15 Formato con calcestruzzo cementizio avente resistenza caratteristica di kg/cm <sup>2</sup> di 150, per ogni cm di spessore e per superfici di almeno m <sup>2</sup> 0,20	m <sup>2</sup>	3,46	2,83	81,79%
01.P07.B45.005	Provvista di piastrelle per pavimenti e rivestimenti in gres ceramico fine porcellanato, ottenuto da impasto di argille nobili, di tipo omogeneo a tutto spessore, privo di trattamento superficiale, inassorbente, antigelivo, altamente resistente agli attacchi fisici e chimici, con superficie a vista tipo naturale o tipo antisdrucciolo	m <sup>2</sup>	24,28		
01.A12.B75.005	Posa in opera di pavimento o rivestimento eseguito in piastrelle di gres ceramico fine porcellanato, anche con fascia lungo il perimetro o disposto a disegni, realizzata mediante l'uso di speciale adesivo in polvere a base cementizia per piastrelle ceramiche, applicato con spatola dentata per uno spessore di mm 2-5, addizionato con malta a base di resine sintetiche ed idrofobanti per la formazione e sigillatura delle fughe (mm 0-5), compresa ogni opera accessoria per la formazione dei giunti di dilatazione ed escluso il sottofondo o il rinzafo	m <sup>2</sup>	31,25	29,41	94,11%
		<b>Totale COSTI FISSI</b> [€/m <sup>2</sup> ]	<b>131,27</b>		

Per quel che riguarda invece i costi variabili, con riferimento allo strato di isolamento termico, i costi determinati tramite il Prezzario Regionale (riportati nella tabella allegata di seguito) sono stati divisi per la rispettiva resistenza termica in maniera tale da determinare il costo specifico dell'isolante.

In merito all'intervallo di variazione dello spessore dell'isolante termico, si è ritenuto opportuno considerare valori compresi tra gli estremi di 4 e 30 cm. A tale decisione si è giunti sia a seguito di valutazioni di carattere prettamente ingegneristico (rispetto delle normative in ambito energetico), sia alla disponibilità di dati attendibili in merito ai prezzi (reperibilità dei medesimi sul Prezzario della Regione Piemonte).

Tabella 23 – tabella di calcolo per la determinazione della resistenza termica associata ai diversi spessori possibili del pannello termico di isolamento

CODICE	DESCR.	Spessore del pannello [m]	U.M	EURO	Conducibilità termica $\lambda$ [W/mK]	Resistenza termica $ResO=d/\lambda$ [ $m^2K/W$ ]
01.P09.A25.005	Pannello in EPS	0,04	m <sup>2</sup>	4,52	0,033	1,21
01.P09.A25.010	Pannello in EPS	0,06	m <sup>2</sup>	6,76	0,033	1,82
01.P09.A25.015	Pannello in EPS	0,08	m <sup>2</sup>	9,02	0,033	2,42
01.P09.A25.020	Pannello in EPS	0,10	m <sup>2</sup>	11,29	0,033	3,03
01.P09.A25.025	Pannello in EPS	0,12	m <sup>2</sup>	13,55	0,033	3,64
01.P09.A25.030	Pannello in EPS	0,14	m <sup>2</sup>	15,80	0,033	4,24
01.P09.A25.035	Pannello in EPS	0,16	m <sup>2</sup>	18,05	0,033	4,85
-	Pannello in EPS	0,20	m <sup>2</sup>	22,41	0,033	6,06
-	Pannello in EPS	0,24	m <sup>2</sup>	26,89	0,033	7,27
-	Pannello in EPS	0,30	m <sup>2</sup>	33,61	0,033	9,09

In base ai valori ricavati, è stato possibile derivare la funzione del costo specifico dell'isolante, definita come la linea di tendenza che meglio approssima l'andamento dei valori numerici nell'intervallo specifico considerato (da cui discendono i coefficienti numerici che compaiono nell'espressione riportata sotto) e che può essere descritta tramite una funzione lineare di equazione:

$$y_{CS} = -0,0576 \cdot x + 13,447 \text{ [€} \cdot \text{kJ/m}^4\text{Kh]} \quad (14)$$

dove x rappresenta la resistenza termica dello strato di isolante espressa in m<sup>2</sup>Kh/kJ. In seguito, moltiplicando la funzione di costo specifico  $y_{CS}$ , per la resistenza termica stessa è stato ottenuto il costo variabile dell'isolamento. Aggiungendo infine alla funzione appena calcolata i costi fissi, è stato possibile ottenere la funzione di costo unitario per il solaio controterra, la cui espressione risulta essere:

$$y_{CF} = 13,338 \cdot x + 131,27 \text{ [€/m}^2\text{]} \quad (15)$$

Di seguito si riporta in allegato la tabella contenente i valori da cui deriva la funzione di costo calcolata.

Tabella 24 – tabella per la determinazione del costo unitario totale per il solaio contro terra

Spessore strato isolante [m]	conducibilità termica $\lambda$ [W/mK]	Resistenza termica ResS [ $m^2K/W$ ]	ResS [ $m^2Kh/kJ$ ]	CS [ $\text{€kJ}/m^4Kh$ ]	Costo variabile [ $\text{€}/m^2$ ]	Costi fissi [ $\text{€}/m^2$ ]	Costo unitario totale [ $\text{€}/m^2$ ]
0,04	0,033	1,21	0,34	13,42	4,52	131,27	135,79
0,06	0,033	1,82	0,51	13,38	6,76	131,27	138,03
0,08	0,033	2,42	0,67	13,39	9,02	131,27	140,29
0,10	0,033	3,03	0,84	13,41	11,29	131,27	142,56
0,12	0,033	3,64	1,01	13,41	13,55	131,27	144,82
0,14	0,033	4,24	1,18	13,41	15,80	131,27	147,07
0,16	0,033	4,85	1,35	13,40	18,05	131,27	149,32
0,20	0,033	6,06	1,68	13,31	22,41	131,27	153,68
0,24	0,033	7,27	2,02	13,31	26,89	131,27	158,16
0,30	0,033	9,09	2,53	13,31	33,61	131,27	164,88

Tramite una analisi grafica dei risultati ottenuti, come riscontrabile dal grafico di seguito allegato, è possibile notare come la funzione di costo unitario totale abbia, in definitiva, un andamento lineare. In altri termini, ciò significa che, all'aumentare dello spessore dello strato di isolante che si intende adottare, aumentano proporzionalmente i costi associati.

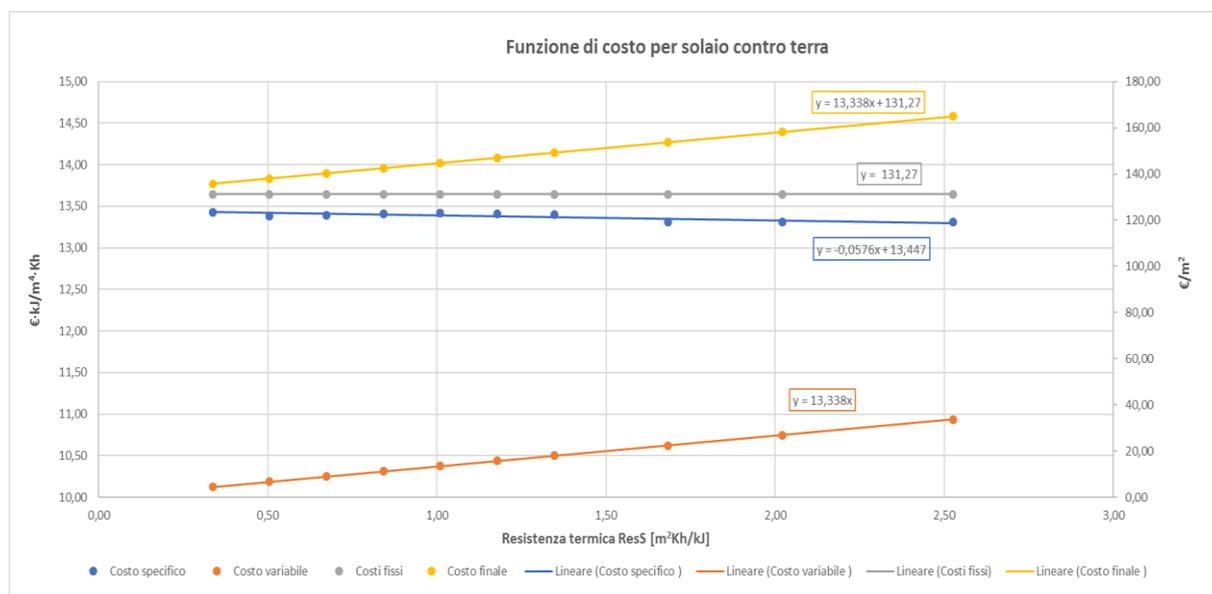


Figura 64 – funzione di costo per il solaio contro terra

Dopo aver quindi definito, tramite opportune funzioni, la legge che lega la variazione del prezzo dell'isolante al corrispondente spessore, è stato finalmente possibile formulare la funzione di costo per il solaio contro terra che, in questo caso, dipende

essenzialmente da un'unica variabile indipendente, ovvero la resistenza termica dello strato di isolante. L'area del solaio contro terra non viene valutata come una variabile indipendente, da sottoporre al processo di ottimizzazione, in quanto la si considera, ragionevolmente, costante.

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva contenente l'espressione relativa alla funzione di costo finale per il solaio contro terra.

Tabella 25 – tabella riassuntiva della funzione di costo per il solaio contro terra

<b>Solaio contro terra</b>	
<b>Funzione del costo di investimento</b>	$y = (13,338 \cdot x + 131,27) \cdot A_{ct}$
y	Costo di investimento [€]
x	Variabile indep. - Resistenza termica ResS [m <sup>2</sup> Kh/kJ]
A <sub>ct</sub>	Area della solaio controterra [m <sup>2</sup> ] - fissa

### 6.4.3 Funzione di costo di investimento per il solaio di copertura

Anche per la determinazione della funzione di costo legata al solaio di copertura la procedura operativa è rimasta la medesima; il primo passo è stato quindi la definizione di una stratigrafia compatibile con le vigenti normative energetiche e con la struttura dell'edificio analizzato. Entrando nel dettaglio la stratigrafia della copertura si sviluppa come segue:

1. struttura portante del manto di copertura, realizzato in tegole piane, formato con correnti di larice rosso squadrati alla sega aventi sezione di 5x7 cm, inchiodati ai sottostanti puntoni ad una distanza interassiale di 35 cm;
2. pannelli di isolamento termico per la copertura;

Dal punto di vista del "comportamento energetico" il parametro la cui variazione è stata ritenuta significativa, anche in considerazione del successivo processo di ottimizzazione è stato lo spessore dello strato di isolante termico. Ovviamente una simile variazione si ripercuote anche sul costo della "soluzione tecnologica edilizia" corrispondente; da ciò nasce l'esigenza di calcolare la funzione di costo tramite cui

derivare il prezzo finale. Quest'ultimo quindi risulterà dalla somma di alcuni contributi invariabili, ovverosia i costi fissi, e alcuni variabili, dipendenti dallo spessore dello strato di isolamento termico.

Sono stati considerati costi fissi tutti quelli relativi alla fornitura e posa in opera della struttura portante di copertura, e alla posa dei pannelli di isolamento termico. Di conseguenza, i costi variabili risultano legati esclusivamente alla variazione dello spessore del materiale isolante.

Tabella 26 – tabella per la determinazione dei costi fissi del solaio di copertura

CODICE	DESCR.	U.M	EURO	MANODOP.	% MAN.
01.A09.A55.010	Fornitura e posa di pannelli preformati per l'isolamento dei tetti	m <sup>2</sup>	14,23	2,65	19%
01.A09.A40.015	Realizzazione di tetto a tegole piane compresa la grossa travatura ed ogni altra provvista, formato con correnti di larice rosso squadrate alla sega aventi sezione di cm 5x7, inchiodate ai sottostanti puntoni alla distanza interassiale di cm 35, compresa la posa con malta di calce idraulica dei tegoloni speciali, su tutti gli spigoli salienti. La grossa travatura dovrà essere costituita da colmi e puntoni in travi riquadrate uso Trieste di lunghezza fino a m 7 e portata per un sovraccarico di neve e vento di kg/m <sup>2</sup> 200 oltre il peso del tetto	m <sup>2</sup>	79,78	59,53	74,62%
		<b>Totale COSTI FISSI</b> [€/m <sup>2</sup> ]	<b>82,43</b>		

Per quel che riguarda invece i costi variabili, con riferimento allo strato di isolamento termico, i costi determinati tramite il Prezzario Regionale (riportati nella tabella allegata di seguito) sono stati divisi per la rispettiva resistenza termica in maniera tale da determinare il costo specifico dell'isolante.

In merito all'intervallo di variazione dello spessore dell'isolante termico, si è ritenuto opportuno considerare valori compresi tra gli estremi di 3 e 15 cm. A tale decisione si è giunti sia a seguito di valutazioni di carattere prettamente ingegneristico (rispetto delle normative in ambito energetico), sia alla disponibilità di dati attendibili in merito ai prezzi (reperibilità dei medesimi sul Prezzario della Regione Piemonte).

Tabella 27 – tabella per la determinazione della resistenza termica del pannello di isolamento termico per la copertura (in funzione dei diversi spessori considerati)

CODICE	DESCR.	Spessore del pannello [m]	U.M	EURO	Conducibilità termica $\lambda$ [W/mK]	Resistenza termica $ResO=d/\lambda$ [m <sup>2</sup> K/W]
01.P09.A24.005	Pannello isolante per copertura	0,03	m <sup>2</sup>	15,79	0,032	0,94
01.P09.A19.010	Pannello isolante per copertura	0,04	m <sup>2</sup>	18,42	0,032	1,25
01.P09.A19.015	Pannello isolante per copertura	0,05	m <sup>2</sup>	21,06	0,032	1,56
01.P09.A19.020	Pannello isolante per copertura	0,06	m <sup>2</sup>	23,69	0,032	1,88
01.P09.A19.025	Pannello isolante per copertura	0,08	m <sup>2</sup>	28,96	0,032	2,50
01.P09.A19.030	Pannello isolante per copertura	0,10	m <sup>2</sup>	32,75	0,032	3,13
01.P09.A19.035	Pannello isolante per copertura	0,12	m <sup>2</sup>	36,66	0,032	3,75
01.P09.A19.040	Pannello isolante per copertura	0,15	m <sup>2</sup>	42,08	0,032	4,69

In base ai valori ricavati, è stato possibile derivare la funzione del costo specifico dell'isolante, definita come la linea di tendenza che meglio approssima l'andamento dei valori numerici nell'intervallo specifico considerato (da cui discendono i coefficienti numerici che compaiono nell'espressione riportata sotto) e che può essere descritta tramite una funzione con andamento esponenziale, di equazione:

$$y_{CS} = 35,745 \cdot x^{-0,382} \text{ [€·kJ/m}^4\text{Kh]} \quad (16)$$

dove x rappresenta la resistenza termica dello strato di isolante espressa in m<sup>2</sup>Kh/kJ. In seguito, moltiplicando la funzione di costo specifico y<sub>CS</sub>, per la resistenza termica stessa è stato ottenuto il costo variabile dell'isolamento. Aggiungendo infine alla funzione appena calcolata i costi fissi, è stato possibile ottenere la funzione di costo unitario per il solaio di copertura, la cui espressione risulta essere:

$$y_{CS} = 35,745 \cdot x^{0,618} + 82,43 \text{ [€/m}^2\text{]} \quad (17)$$

Di seguito si riporta in allegato la tabella contenente i valori da cui deriva la funzione di costo calcolata.

Tabella 28 – tabella per la determinazione della funzione di costo per il solaio di copertura

Spessore strato isolante [m]	conducibilità termica λ [W/mK]	Resistenza termica ResC [m <sup>2</sup> K/W]	ResC [m <sup>2</sup> Kh/kJ]	CS [€/m <sup>4</sup> Kh]	Costo variabile [€/m <sup>2</sup> ]	Costi fissi [€/m <sup>2</sup> ]	Costo unitario totale [€/m <sup>2</sup> ]
0,03	0,032	0,94	0,26	60,63	15,79	82,43	98,22
0,04	0,032	1,25	0,35	53,05	18,42	82,43	100,85
0,05	0,032	1,56	0,43	48,52	21,06	82,43	103,49
0,06	0,032	1,88	0,52	45,48	23,69	82,43	106,12
0,08	0,032	2,50	0,69	41,70	28,96	82,43	111,39
0,10	0,032	3,13	0,87	37,73	32,75	82,43	115,18
0,12	0,032	3,75	1,04	35,19	36,66	82,43	119,09
0,15	0,032	4,69	1,30	32,32	42,08	82,43	124,51

Tramite una analisi grafica dei risultati ottenuti, come riscontrabile dal grafico di seguito allegato, è possibile notare come la funzione di costo unitario totale abbia, in definitiva, un andamento non più lineare (come nei casi sinora analizzati) bensì approssimabile tramite una funzione potenziale. In altri termini, ciò significa che, all'aumentare dello

spessore dello strato di isolante che si intende adottare, aumentano proporzionalmente i costi associati, ma tale aumento risulta più marcato per valori di spessori più prossimi al limite inferiore (ovvero 3 cm).

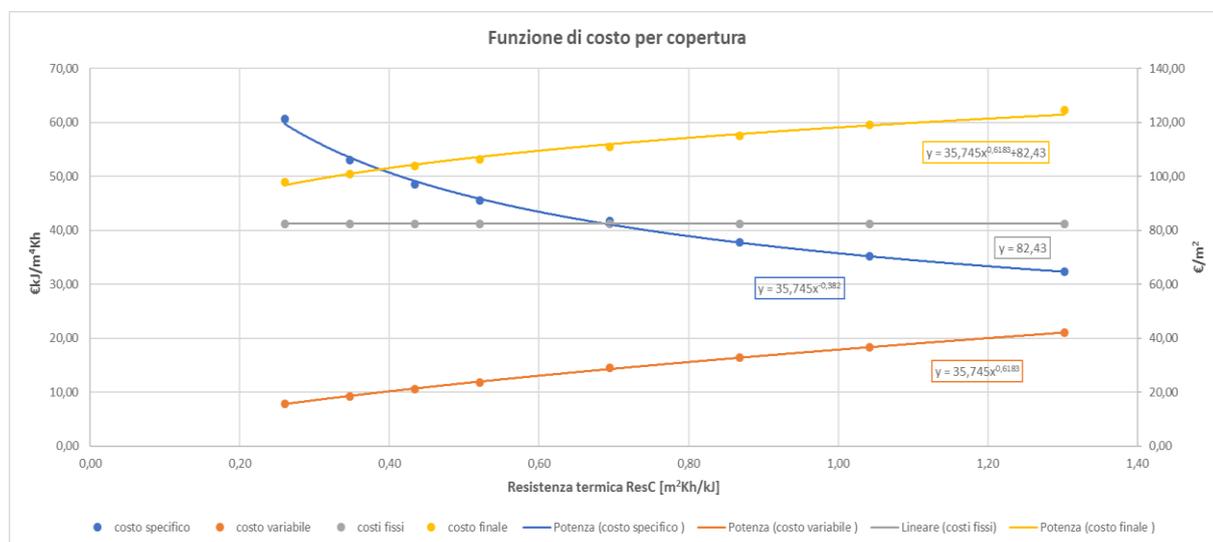


Figura 65 – grafico rappresentante la funzione di costo (in giallo) per il solaio di copertura

Dopo aver quindi definito, tramite opportune funzioni, la legge che lega la variazione del prezzo dell'isolante al corrispondente spessore, è stato finalmente possibile formulare la funzione di costo per il solaio di copertura che, in questo caso, dipende essenzialmente da due variabili, ovvero la resistenza termica dello strato di isolante e la superficie complessiva di copertura (che dipende dal numero di aperture, ovvero sia lucernai, presenti). Saranno queste due infatti le variabili oggetto del successivo processo di ottimizzazione.

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva contenente l'espressione relativa alla funzione di costo finale per il solaio di copertura.

Tabella 29 – tabella riassuntiva della funzione di costo relativa al solaio di copertura

<b>Solaio di copertura</b>	
<b>Funzione del costo di investimento</b>	$y = (35,745 \cdot x^{0,6183} + 82,43) \cdot A_c$
y	Costo di investimento [€]
x	Variabile indep. - Resistenza termica ResC [m <sup>2</sup> Kh/kJ]
A <sub>c</sub>	Area della copertura [m <sup>2</sup> ] - variabile

#### 6.4.4 Funzione di costo di investimento per i serramenti

Le funzioni di costo relative ai serramenti sono state determinate sulla base delle diverse tipologie previste, e delle specifiche caratteristiche. Anche in questo caso, per la determinazione dei prezzi si è fatto riferimento a quanto riportato dal Prezzario regionale. Le tipologie di serramenti previste sono le seguenti:

- serramenti dotati di vetrocamera formata da due lastre di vetro (dello spessore di 4 mm) con interposta una camera d'aria dello spessore di 15 mm;
- serramenti dotati di vetrocamera formata da due lastre di vetro con trattamento basso emissivo (dello spessore di 4 mm) con interposta una intercapedine d'aria dello spessore di 15 mm, riempita con Argon;
- serramenti dotati di vetrate isolanti tipo vetrocamera basso emissivo, formate da tre lastre di vetro (dello spessore di 4 mm), con interposta intercapedini d'aria (complete dei profili distanziatori) dello spessore di 12 mm;
- serramenti per tetti a falde;

Per ulteriori dettagli, si rimanda alla lettura delle schede tecniche allegate.

Dal punto di vista del comportamento energetico dell'edificio, il parametro ritenuto più significativo, e dunque da sottoporre alla successiva fase di ottimizzazione, è stata la superficie delle diverse tipologie di serramenti. Poiché ogni tipologia di serramento è caratterizzata da un costo differente, si è reso necessario "costruire" 4 differenti funzioni di costo.

Di seguito si riportano le tabelle riepilogative delle caratteristiche dei serramenti.

Tabella 30 – caratteristiche delle diverse tipologie di serramenti impiegate

Tipo	composizione stratigrafica	tipologia vetro			$U_g$ -value [W/m <sup>2</sup> K]
1	4/15/4	doppio con intercapedina riempita di aria			2,8
2	4/15/4	doppio, basso emissivo con intercapedine riempita di argon			1,6
3	4/12/4/12/4	triplo basso emissivo con doppia intercapedine riempita di aria			1,2
4	4/12/4/12/4	triplo basso emissivo con doppia intercapedine riempita di argon			1

Tabella 31 – valori di trasmittanza termica dei serramenti impiegati

Tipo	A <sub>g</sub> [m <sup>2</sup> ]	A <sub>f</sub> [m <sup>2</sup> ]	A <sub>f</sub> /A <sub>g</sub> [%]	A <sub>tot</sub> [m <sup>2</sup> ]	U <sub>f</sub> [W/m <sup>2</sup> K]	U <sub>g</sub> [W/m <sup>2</sup> K]	Ψ <sub>g</sub>	l <sub>g</sub> [m]	U <sub>w</sub> [W/m <sup>2</sup> K]
1	1,49	0,33	22%	1,82	1,5	2,8	0,048	3,89	2,67
2	1,49	0,33	22%	1,82	1,1	1,6	0,048	3,85	1,61
3	1,49	0,33	22%	1,82	1,1	1,2	0,038	3,85	1,26
4	0,63	0,15	23%	0,78	-	1	-	-	1,10

Anche in questo caso il costo finale di investimento risulterà dalla somma di alcuni contributi invariabili, ovverosia i costi fissi (relativi alla posa in opera dei serramenti), e alcuni variabili (essenzialmente tutti gli altri). In allegato si riportano le tabelle contenenti i dati appena citati.

Tabella 32 – tabella per la determinazione di costi fissi e variabili per le diverse tipologie di serramenti

Tipologia	Codice	descrizione	A <sub>g</sub> [m <sup>2</sup> ]	A <sub>f</sub> [m <sup>2</sup> ]	U <sub>f</sub> [W/m <sup>2</sup> K]	U <sub>g</sub> [W/m <sup>2</sup> K]	Ψ <sub>g</sub>	l <sub>g</sub> [m]	U <sub>w</sub> [W/m <sup>2</sup> K]	U.M	Euro	Manodopera	% manodopera
1	01.P20.B01.010	Vetrate isolanti termoacustiche tipo vetrocamera formate da due lastre di vetro e interposta intercapedine di mm 15, complete di profilati distanziatori, sali disidratanti etc. per "film" si intende la pellicola di polivinilbutirale interposta tra lastra e lastra; 4/15/4	1,49	0,33	2,8	1,5	0,048	3,89	2,67	m <sup>2</sup>	39,48	-	-
1	01.P20.G40.010; 01.P20.G00.015	Telaio per serramenti esterni in PVC (UNI EN 12608); sistema per finestre, con telaio in profilati pluricamera antiurto rinforzato internamente in acciaio e con spessore minimo della parete esterna del profilo di mm 3, comprensivo di profili fermavetro ad incastro, gocciolatoio, ferramenta ad incasso, serratura, accessori e maniglia in alluminio; compreso il montaggio della vetrata, ma esclusa la fornitura; finestra a battente di superficie fino a 2 m <sup>2</sup>	1,49	0,33	-	-	-	-	-	m <sup>2</sup>	185,256	-	-
1	01.A17.A80.005	Falso telaio per il fissaggio dei serramenti alla muratura, dato in opera, misurato sullo sviluppo effettivo; in legno	-	-	-	-	-	-	-	m <sup>2</sup>	42,35	33,05	78%
2	01.P20.B04.085	Vetrate isolanti tipo vetrocamera con basso emissivo; formate da due lastre di vetro, normale o stratificata, con interposta intercapedine d'aria o gas; complete di profilati distanziatori, giunti elastici, sali disidratanti etc; 4/15/4 magnetronico (B.E. 1 lastra)+Argon.	1,49	0,33	1,6	1,5	0,048	3,89	1,62	m <sup>2</sup>	46,14	-	-
2	01.P20.G40.010; 01.P20.G00.015	Telaio per serramenti esterni in PVC (UNI EN 12608); sistema per finestre, con telaio in profilati pluricamera antiurto rinforzato internamente in acciaio e con spessore minimo della parete esterna del profilo di mm 3, comprensivo di profili fermavetro ad incastro, gocciolatoio, ferramenta ad incasso, serratura, accessori e maniglia in alluminio; compreso il montaggio della vetrata, ma esclusa la fornitura; finestra a battente di superficie fino a 2 m <sup>2</sup>	1,49	0,33	-	-	-	-	-	m <sup>2</sup>	185,256	-	-
2	01.A17.A80.005	Falso telaio per il fissaggio dei serramenti alla muratura, dato in opera, misurato sullo sviluppo effettivo; in legno	-	-	-	-	-	-	-	m <sup>2</sup>	42,35	33,05	78%
3	01.P20.B05.005	Vetrate isolanti tipo vetrocamera con basso emissivo; formate da tre lastre di vetro, normale o stratificata con interposta intercapedine d'aria o gas; complete di profilati distanziatori, giunti elastici, sali disidratanti etc. 4/12/4/12/4 (B.E. 2 lastre)+aria;	1,49	0,33	1,2	1,5	0,038	3,89	1,53	m <sup>2</sup>	74,33	-	-
3	01.P20.G40.010; 01.P20.G00.015	Telaio per serramenti esterni in PVC (UNI EN 12608); sistema per finestre, con telaio in profilati pluricamera antiurto rinforzato internamente in acciaio e con spessore minimo della parete esterna del profilo di mm 3, comprensivo di profili fermavetro ad incastro, gocciolatoio, ferramenta ad incasso, serratura, accessori e maniglia in alluminio; compreso il montaggio della vetrata, ma esclusa la fornitura; finestra a battente di superficie fino a 2 m <sup>2</sup>	1,49	0,33	-	-	-	-	-	m <sup>2</sup>	185,256	-	-
3	01.A17.A80.005	Falso telaio per il fissaggio dei serramenti alla muratura, dato in opera, misurato sullo sviluppo effettivo; in legno	-	-	-	-	-	-	-	m <sup>2</sup>	42,35	33,05	78%
4	01.P16.H00.010	Finestra per tetti a falde con pendenza da 15° a 90°; con marcatura CE (UNI EN 14351-1); manuale con apertura a bilico completa di raccordo; telaio e battente in legno, verniciatura acrilica trasparente a base d'acqua; dotata di dispositivo di ventilazione a finestra chiusa e filtro antipolvere; rivestita all'esterno in alluminio plastificato; completa di vetrata isolante basso emissiva stratificata di sicurezza con funzione di protezione dalla grandine, autopulente; largh. 65/90 x lungh. 100/120	0,63	0,15	1	-	-	-	1,10	m <sup>2</sup>	826,91	-	-
-	01.A17.L00	posa in opera dei serramenti	-	-	-	-	-	-	-	m <sup>2</sup>	40,29	38,45	95%

In base ai valori ricavati, è stato possibile derivare la funzioni di costo dei serramenti, definite come le linee di tendenza che meglio approssimano l'andamento dei valori

numerici nell'intervallo specifico considerato (da cui discendono i coefficienti numerici che compaiono nell'espressione riportata sotto) e che possono essere descritte tramite funzioni con andamento lineare, di equazioni:

$$y_{CT} = 307,38 \cdot x_1 \text{ [€]} \quad (18)$$

Dove  $x_1$  rappresenta la variabile indipendente della funzione, ovvero la superficie del serramento di tipologia 1, mentre  $y_{CT}$  rappresenta, evidentemente, il costo di investimento associato (espresso in euro).

$$y_{CT} = 314,04 \cdot x_2 \text{ [€]} \quad (19)$$

Dove  $x_2$  rappresenta la variabile indipendente della funzione, ovvero la superficie del serramento di tipologia 2, mentre  $y_{CT}$  rappresenta, evidentemente, il costo di investimento associato (espresso in euro).

$$y_{CT} = 342,23 \cdot x_3 \text{ [€]} \quad (20)$$

Dove  $x_3$  rappresenta la variabile indipendente della funzione, ovvero la superficie del serramento di tipologia 3, mentre  $y_{CT}$  rappresenta, evidentemente, il costo di investimento associato (espresso in euro).

$$y_{CT} = 867,2 \cdot x_4 \text{ [€]} \quad (21)$$

Dove  $x_4$  rappresenta la variabile indipendente della funzione, ovvero la superficie del serramento di tipologia 4, mentre  $y_{CT}$  rappresenta, evidentemente, il costo di investimento associato (espresso in euro).

Tabella 33 – tabella per la valutazione del costo unitario finale per le diverse tipologie di serramenti

Tipologia di serramento	Costo variabile [€/m <sup>2</sup> ]	Costo per la posa in opera [€/m <sup>2</sup> ]	U <sub>w</sub> [W/m <sup>2</sup> K]	Costo finale unitario [€/m <sup>2</sup> ]	superficie serramenti [m <sup>2</sup> ]
1	0,00	0	0	0	0
1	267,09	40,29	2,67	307,38	1
2	0,00	0	0	0	0
2	273,75	40,29	1,61	314,04	1
3	0,00	0	0	0	0
3	301,94	40,29	1,26	342,226	1
4	0,00	0	0	0	0
4	826,91	40,29	1,10	867,20	1

Tramite una analisi grafica dei risultati ottenuti, come riscontrabile dal grafico di seguito allegato, è possibile notare come le funzioni di costo unitario totale abbiano, in definitiva, un andamento lineare. In altri termini, ciò significa che, come era lecito

attendersi, all'aumentare della superficie di serramento che si intende installare aumentano proporzionalmente i costi associati.

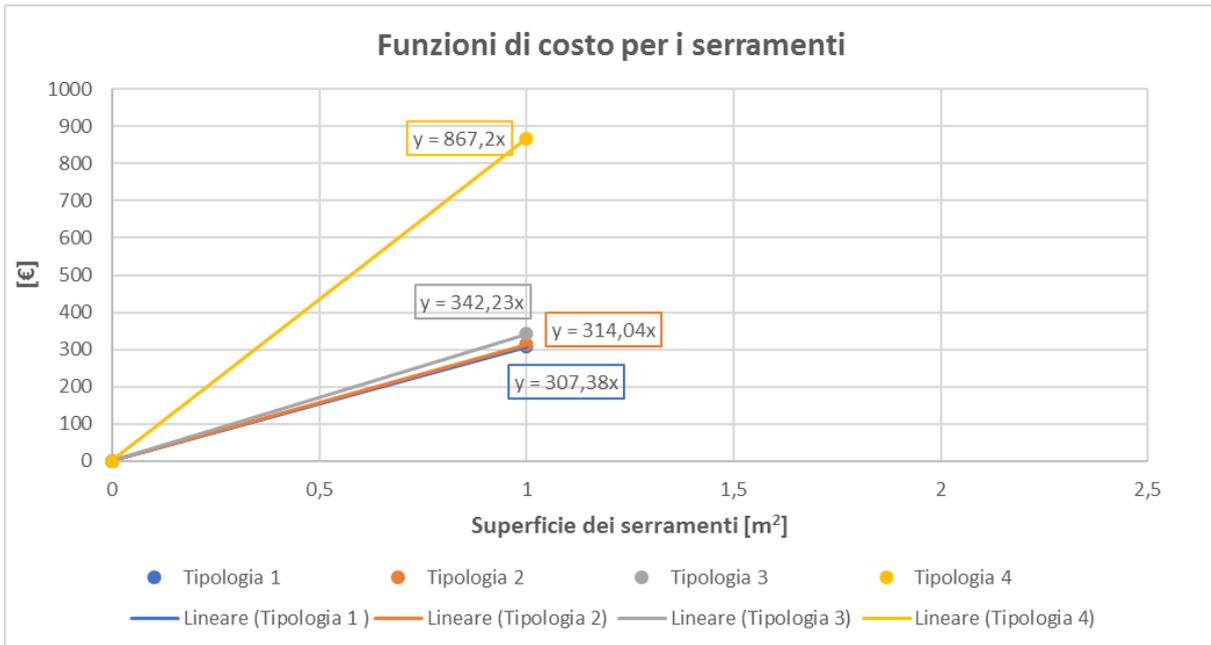


Figura 66 – funzioni di costo per le diverse tipologie di serramenti impiegate

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva delle funzioni di costo ricavate con le modalità descritte nelle pagine precedenti.

Tabella 34 – tabella riassuntiva delle funzioni di costo per serramenti

Serramenti		
<b>Tipologia di serramento</b>	<b>Funzione del costo di investimento</b>	<b><math>y = 307,38 \cdot x_1</math></b>
1	y	Costo di investimento [€]
	$x_1$	Variabile indep. - Superficie del serramento considerato
<b>Tipologia di serramento</b>	<b>Funzione del costo di investimento</b>	<b><math>y = 314,04 \cdot x_2</math></b>
2	y	Costo di investimento [€]
	$x_2$	Variabile indep. - Superficie del serramento considerato
<b>Tipologia di serramento</b>	<b>Funzione del costo di investimento</b>	<b><math>y = 342,23 \cdot x_3</math></b>
3	y	Costo di investimento [€]
	$x_3$	Variabile indep. - Superficie del serramento considerato
<b>Tipologia di serramento</b>	<b>Funzione del costo di investimento</b>	<b><math>y = 867,2 \cdot x_4</math></b>
4	y	Costo di investimento [€]
	$x_4$	Variabile indep. - Superficie del serramento considerato

#### 6.4.5 Funzione di costo di investimento per caldaia a biomasse

Poiché l'obiettivo del presente lavoro di ricerca è finalizzato ad ottimizzare lo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili nella climatizzazione di un edificio, nel processo che ha portato alla ricerca della configurazione ottimale, che riguarda sia l'edificio nella sua caratterizzazione edilizia, sia il sistema di impianti al suo servizio, è stato necessario elaborare opportune funzioni di costo anche per questi ultimi.

La procedura per la determinazione della funzione di costo per la caldaia alimentata a biomasse non si discosta, in termini operativi, da quanto già esposto in merito alle funzioni di costo per i parametri edilizi dell'edificio. Anche in questo caso quindi, operazione preliminare è stata la determinazione dei costi imputabili ad una simile apparecchiatura preposta al riscaldamento sulla base di quanto contenuto nella più recente versione del Prezzario Regionale.

Più nel dettaglio, il parametro la cui variazione è stata ritenuta significativa dal punto di vista energetico, è ovviamente la potenza termica resa dalla caldaia, cui sono legati, inevitabilmente, i costi variabili. I costi fissi sono invece imputabili alla posa in opera e alla realizzazione di un condotto di adeguata sezione per l'evacuazione dei fumi. Inoltre, al fine di rendere la trattazione quanto più possibile aderente alla realtà, sono stati presi in considerazione anche i costi relativi alla fornitura di un deposito per lo stoccaggio delle biomasse (solide), di dimensioni idonee per poter essere, eventualmente, collocato all'interno dell'edificio. Tale costo, poiché assente dal Prezzario, è stato determinato tramite una indagine di mercato (per ulteriori informazioni al riguardo, si rimanda alla consultazione delle schede tecniche allegate). Di seguito si riportano in allegato le tabelle create per la valutazione dei suddetti costi.

Tabella 35 – tabella per la determinazione dei costi variabili per una caldaia alimentata a biomasse

codice	descrizione	U.M	Euro	Prezzo di posa [€]
03.P13.I01	Generatore di calore ad acqua calda, alimentato a biomassa legnosa tipo pellets, con sistema di accensione elettronica, regolazione modulante, caricamento automatico, rendimento utile non inferiore al 90%, emissioni NOx < 400 mg/Nm <sup>3</sup> , escluso eventuale sistema di abbattimento polveri per il rispetto dei limiti da normativa regionale.	-	-	
03.P13.I01.005	Potenza termica resa kW 10	cad	7.306,68	
03.P13.I01.010	Potenza termica resa kW 15	cad	7.662,95	
03.P13.I01.015	Potenza termica resa kW 25	cad	8.367,88	
03.P13.I01.020	Potenza termica resa kW 30	cad	8.975,18	
03.P13.I01.025	Potenza termica resa kW 50	cad	10.341,93	

Tabella 36 – tabella per la determinazione dei costi fissi per una caldaia alimentata a biomasse

codice	descrizione	U.M	Euro	Prezzo di posa [€]
03.A12.E01	Posa in opera di generatore di calore ad acqua calda alimentato a biomassa legnosa tipo pellets, cippato, legna di qualunque forma o dimensioni, con sistema di caricamento automatico, completa di centralina di controllo e regolazione, opere murarie per basamento e raccordo al camino, collegamenti al sistema di caricamento, materiali di consumo, guarnizioni, bulloni, ecc. data funzionante in ogni sua parte	cad	853,09	
da ricerche	Fornitura e posa in opera di sistema di deposito per caldaie a pellet con alimentazione automatica. Caratteristiche: altezza regolabile da 180 a 250 cm, volume utile da 3,2 a 5,4 m <sup>3</sup> , e capacità da 2,1 a 3,5 tonnellate; dimensioni di 170 x 170 cm; compresi i sistemi di connessione al sistema di carico automatico della caldaia	cad	2.188,68	
01.P05.E45.020	Canna fumaria formata da elementi autoportanti composti da camicia esterna in conglomerato cementizio vibrocompresso e da camicia interna in elementi in refrattario, conforme ai requisiti richiesti dalla legge n. 615 del 13-7-1966; sezione interna 30x40 cm	m	75,70	378,50
01.P05.E70.020	Pezzo speciale per allacciamento alla caldaia, per canna fumaria ad elementi di sezione quadrata o rettangolare, conforme ai requisiti richiesti dalla legge n. 615 del 13-7-1966	cad	51,8	51,8
01.A08.B13.005	Posa in opera di canna fumaria formata da elementi autoportanti a doppia parete in calcestruzzo leggero vibrocompresso conforme ai requisiti richiesti dalla legge 615 del 13.7.1966; per sezione interna fino a 1200 cm <sup>2</sup>	m	16,07	80,35
		<b>Totale Costi Fissi [€]</b>	<b>3.552,42</b>	

In base ai valori ricavati, è stato possibile derivare la funzione del costo specifico in funzione della potenza termica resa della caldaia, definita come la linea di tendenza che meglio approssima l'andamento dei valori numerici nell'intervallo specifico considerato (da cui discendono i coefficienti numerici che compaiono nell'espressione riportata sotto) e che può essere descritta tramite una funzione di equazione:

$$y_{CS} = 4328,4 \cdot x^{-0,784} \quad [€/kW] \quad (22)$$

dove x rappresenta la potenza termica resa espressa in kW. In seguito, moltiplicando la funzione di costo specifico  $y_{CS}$ , per la potenza termica stessa è stato ottenuto il costo variabile della caldaia. Aggiungendo infine alla funzione appena calcolata i costi fissi, è stata ricavata la funzione di costo per la caldaia (essenziale per determinare il costo di investimento associato), la cui espressione risulta essere:

$$y_{CS} = 4328,4 \cdot x^{0,215} + 3552,4 \quad [€] \quad (23)$$

Come riscontrabile dal grafico riportato sotto la funzione, ricavata con le modalità descritte nelle righe precedenti, ha un andamento di tipo potenziale; in altri termini, al crescere della potenza termica emessa, aumentano proporzionalmente i costi,

sebbene l'incremento risulti più marcato per i valori più ridotti di potenza. Tale tendenza è dovuta all'andamento della funzione del costo specifico, caratterizzata da un legame di proporzionalità inversa delle sue variabili.

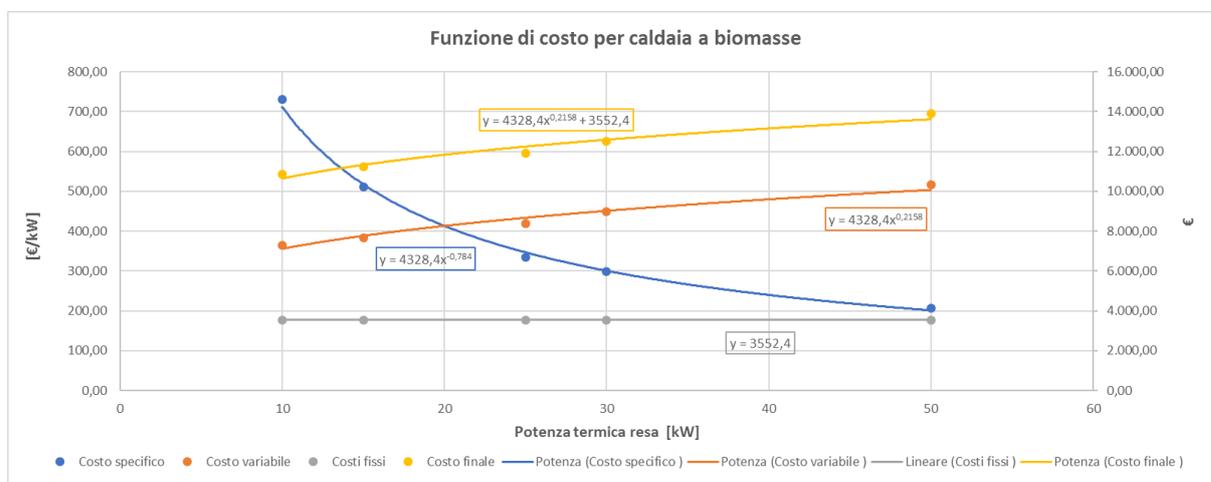


Figura 67 – grafico rappresentate la funzione di costo per la caldaia alimentata a biomasse

Una analisi quanto più realistica possibile, trattando di un impianto di riscaldamento non può prescindere dalla trattazione dei terminali di emissione; pertanto, alla luce di quanto esposto nel paragrafo dedicato al funzionamento dell'impianto termico ("Impianto di riscaldamento") il pavimento radiante, è stato configurato quale terminale di emissione.

Non resta infine che analizzare l'ultima categoria di terminali di emissione considerata, ovvero il pavimento radiante. Per quel che riguarda il calcolo della relativa funzione di costo, la procedura seguita non si discosta sostanzialmente da quanto fatto per i radiatori (ed esposto alle pagine precedenti). Nel caso specifico, si è ritenuto opportuno costruire una funzione la cui variabile indipendente fosse la spaziatura delle serpentine riscaldate; in particolar modo sono state prese in considerazione tre differenti alternative (elencate di seguito), nell'ipotesi che tutto l'edificio fosse riscaldato. Nell'ottica di questa considerazione non sarebbe risultata significativa una funzione per il calcolo del costo di investimento la cui variabile indipendente fosse la superficie di pannelli radianti, essendo questo, di fatto, un parametro costante.

Gli interassi di posa delle serpentine presi in considerazione sono rispettivamente di 10, 20 e 30 cm.

In primo luogo, come in tutti gli altri casi, sono stati determinati i costi fissi e quelli variabili, sulle base delle considerazioni esposte e delle voci di costo (con relativi

prezzi) contenute nel Prezzario regionale. Nello specifico, i costi fissi ammontano a 1.413,92 € e riguardano il sottofondo per la posa delle serpentine radianti, e i collettori di distribuzione al piano terra e primo piano mentre tutti gli altri costi, in quanto dipendenti dall'interasse di posa, risultano variabili. Di seguito si riportano le tabelle di riferimento.

Tabella 37 – tabella per la determinazione di costi fissi e variabili legati alla realizzazione di un pavimento radiante

codice	descrizione	U.M	Euro	MANODOP.	Prezzo [€]
03.P13.C01	Sistema radiante a pavimento costituito da tubi flessibili in polietilene ad alta densità reticolato con barriera antiossigeno diametro mm 17x2, alloggiati su pannelli isolanti in polistirene espanso sagomato spessore isolante mm 30, inclusi graffe, strisce isolanti di bordo, additivo termofluidificante pari a circa 0,2 litri/m <sup>2</sup> , rete elettrosaldata antiritiro diametro filo 2mm				
03.P13.C01.020	interasse dei tubi fino a 10 cm	m <sup>2</sup>	35,91	-	€ 5.566,05
03.P13.C01.025	interasse dei tubi fino a 20 cm	m <sup>2</sup>	26,77	-	€ 4.149,35
03.P13.C01.030	interasse dei tubi fino a 30 cm	m <sup>2</sup>	23,67	-	€ 3.668,85
03.A12.C01.005	Posa in opera di sistema a pavimento radiante con pannelli in polistirene: posa cornice perimetrale, posa, accoppiamento e taglio dei pannelli isolanti, stesura della tubazione, stesura e fissaggio della rete elettrosaldata antiritiro, addizionamento del fluido termofluidificante all'impasto di calcestruzzo per il massetto				
03.A12.C01.005	posa in opera con interasse dei tubi fino a 10 cm	m <sup>2</sup>	44,89	-	€ 6.957,56
03.A12.C01.005	posa in opera con interasse dei tubi fino a 20 cm	m <sup>2</sup>	33,46	-	€ 5.186,69
03.A12.C01.005	posa in opera con interasse dei tubi fino a 30 cm	m <sup>2</sup>	29,59	-	€ 4.586,06
03.P13.C09.015	Sistema a pavimento radiante. Collettore di distribuzione preassemblato in ottone per impianti a pannelli radianti, dotato di valvole di intercettazione predisposte per comando elettrotermico, detentori micrometrici, gruppi di sfianto e scarico impianto, staffe, raccordi per tubo in polietilene, provvisto di termometri e di misuratori di portata, a 8 circuiti	cad	471,77	-	€ 471,77
03.P13.C09.010	Sistema a pavimento radiante. Collettore di distribuzione preassemblato in ottone per impianti a pannelli radianti, dotato di valvole di intercettazione predisposte per comando elettrotermico, detentori micrometrici, gruppi di sfianto e scarico impianto, staffe, raccordi per tubo in polietilene, provvisto di termometri e di misuratori di portata, a 8 circuiti	cad	405,85	-	€ 405,85
01.A11.A40.005	Sottofondo per pavimenti di spessore fino a cm 15 Formato con calcestruzzo cementizio avente resistenza caratteristica di kg/cm <sup>2</sup> di 150, per ogni cm di spessore e per superfici di almeno m <sup>2</sup> 0,20	m <sup>2</sup>	3,46	2,83	€ 536,30

Tabella 38 – tabella per la determinazione del costo finale di investimento per pavimento radiante

Interasse tubi [m]	Costo variabile [€/m <sup>2</sup> ]	Costo specifico [€/m <sup>2</sup> ·m]	costo variabile [€]	Costi fissi [€]	Costo finale [€]
0,1	35,91	359,1	€ 12.523,61	€ 1.413,92	€ 13.937,53
0,2	26,77	133,85	€ 9.336,04	€ 1.413,92	€ 10.749,96
0,3	23,67	78,9	€ 8.254,91	€ 1.413,92	€ 9.668,83

Una volta determinati correttamente i costi fissi e variabili, e, a partire dal costo specifico ottenuto dividendo il costo variabile per l'interasse di posa, è stato possibile ricavare la relativa funzione di costo di investimento (definita come la linea di tendenza che meglio approssima i valori numerici nell'intervallo considerato) avente equazione:

$$y_{CF} = 6365,1 \cdot x^{-0,38} \text{ [€]} \quad (24)$$

Dove  $y_{CF}$  rappresenta il costo di investimento espresso in euro, e  $x$ , ovvero la variabile indipendente, è l'interasse di posa delle serpentine radianti, espresso in metri. Come intuibile dall'equazione sopra riportata, la funzione ha un andamento di tipo esponenziale: in altri termini, all'aumentare dell'interasse di posa, diminuiscono i costi di investimento associati, sebbene questa diminuzione sia più marcata per valori di interasse ridotti. Tale considerazione risulta evidente dal grafico riportato di seguito.

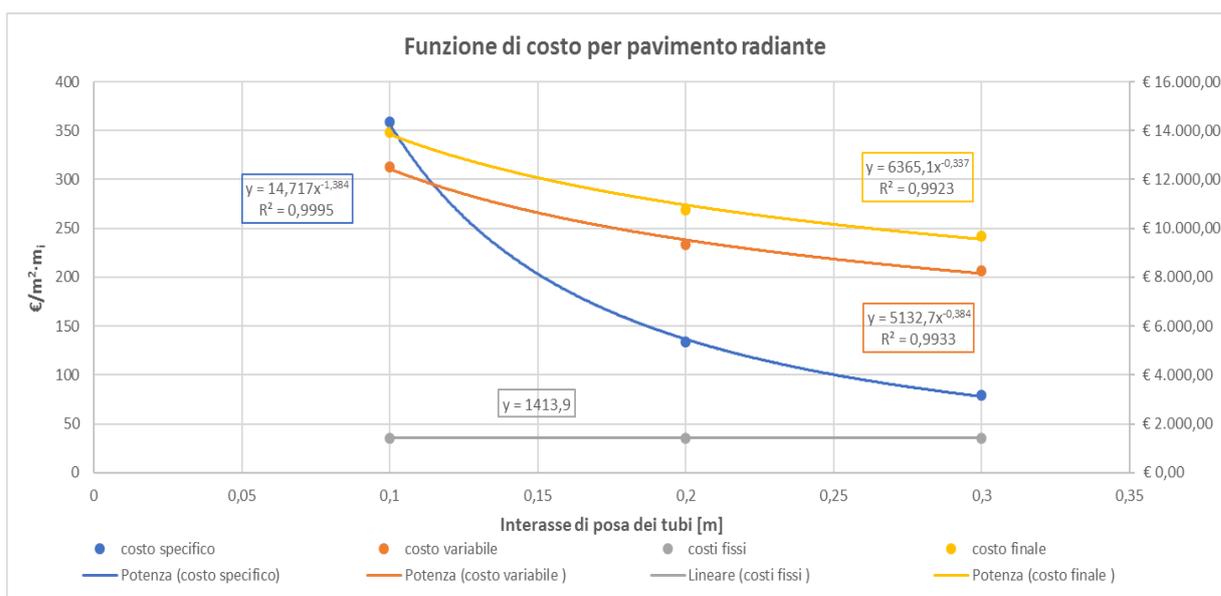


Figura 68 – funzione di costo per pavimento radiante

In definitiva quindi, la funzione di costo per l'impianto costituito da una caldaia alimentata a biomasse associata ad un pavimento radiante deriva dalla somma delle rispettive funzioni. L'equazione risultante è riportata nella tabella successiva.

Tabella 39 - espressione finale della funzione di costo di investimento nel caso di caldaia a biomasse con pavimento radiante come terminale di emissione

<b>Funzione del costo di investimento</b>	$y = 4328,4 \cdot x_1^{0,2158} + 3552,42 + 6365,1 \cdot x_2^{-0,38}$
y	Costo di investimento [€]
x <sub>1</sub>	Variabile indep. - Potenza termica resa [kW]
x <sub>2</sub>	Variabile indep. - interasse posa tubi [m]

#### 6.4.6 Funzione di costo di investimento per impianto solare termico

Per la determinazione della funzione di costo di investimento dell'impianto solare termico, l'iter procedurale è stato leggermente differente da quello esposto nelle pagine precedenti. In una prima fase, si era infatti pensato di costruire una funzione di costo basata sulla percentuale di copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria. A tal proposito si era quindi proceduto con un pre-dimensionamento, per gradi di copertura variabili dal 5% al 100%. Tuttavia, dal momento che la richiesta di acqua calda sanitaria è costante (sia in termini di volume, che come profilo temporale) è evidente che una tale procedura non si presta, per natura, ad alcun processo di ottimizzazione che preveda di ricavare un valore ottimale a seguito della variazione di una serie di parametri.

Alla luce di questa importante constatazione si è scelto quindi di adottare un approccio differente che prevede la determinazione della funzione di costo di investimento considerando come variabile indipendente non più la percentuale di copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria, bensì la superficie di pannelli solari termici installata.

Ovviamente i dati ricavati tramite il pre-dimensionamento di cui sopra, sono stati particolarmente utili in quanto costituiscono un riferimento importante circa la validità dei risultati ottenuti tramite le simulazioni successive, cui si farà riferimento nel corso della trattazione.

Tale premessa si rende doverosa anche per giustificare i dati utilizzati per determinare i costi fissi e variabili da cui poi è stata derivata la funzione di costo per l'impianto solare termico. Si ritiene altresì importante ribadire che quest'ultimo è costituito dagli elementi elencati di seguito:

- pannello/i solare/i;
- serbatoio di accumulo inerziale;
- sistema di pompaggio e raccorderia per circuito idraulico;
- sistema di monitoraggio;

Inoltre è opportuno sottolineare come, in merito alla tipologia di pannelli solari termici, sono state prese in considerazione due differenti soluzioni: pannelli solari vetrati piani, e pannelli solari a tubi sottovuoto che differiscono, oltre che per il prezzo, anche per la resa e condizioni di impiego (per maggiori informazioni al riguardo, si rimanda alla consultazione del capitolo "Tipologie di collettori e parametri caratteristici").

In primo luogo sono quindi stati determinati i costi fissi, espressi in €/m<sup>2</sup>, e relativi sia ai pannelli solari che a tutti quei componenti impiantistici la cui presenza risulta necessaria indipendentemente dalla superficie di pannelli installata. Di seguito si riportano le tabelle contenenti i suddetti costi nel caso di pannelli piani vetrati.

*Tabella 40 – costi fissi a m<sup>2</sup> di pannello solare termico*

codice	descrizione	U.M	Euro	Quantità	Prezzo
03.P14.B01.010	Collettori solari vetrati piani con superficie di assorbimento selettiva, tubi in rame saldati, isolamento posteriore in polistirene o lana di vetro, vetro temperato alta trasparenza, certificato di qualità conforme UNI EN 12975	m <sup>2</sup>	€ 146,44	2,09	€ 306,06
03.A13.B01	Posa in opera di collettori solari piani o sottovuoto, fluido termovettore acqua o aria su struttura di sostegno costituita da profilati in alluminio o acciaio, inclusi i collegamenti idraulici tra collettori e il fissaggio della struttura su copertura, escluso il nolo di cestello o altra attrezzatura per il trasporto su copertura	m <sup>2</sup>	€ 79,10	2,09	€ 165,32
03.P14.B02.005	struttura metallica di fissaggio dei collettori su tetti inclinati, complanare alla falda. Prezzo per m <sup>2</sup> di collettore	m <sup>2</sup>	€ 26,44	2,09	€ 55,26
		<b>Tot. Parziale</b>	<b>€ 251,98</b>		

I costi fissi a m<sup>2</sup> di pannello solare termico installato ammontano quindi a 251,98 € e sono relativi alla fornitura e posa in opera. A questi è necessario aggiungere i costi di

tutti gli elementi accessori al pannello che nel loro insieme costituiscono il circuito idraulico solare (che di seguito vengono riportati) e che riguardano:

- fornitura e posa in opera per il kit di pompaggio del circuito idraulico;
- fornitura e posa in opera del sistema di monitoraggio e controllo;
- posa in opera del serbatoio di accumulo;
- fornitura e posa in opera delle tubazioni del circuito, comprensive di adeguato isolamento termico;
- vaso di espansione,

Complessivamente, il totale di questi costi ammonta a 2.125,49 €.

Tabella 41 – costi fissi del circuito solare termico

codice	descrizione	U.M	Euro	Quantità	Prezzo
03.P14.B05.005	Kit di pompaggio preassemblato per circuito solare forzato costituito da: circolatore + regolatore di portata + valvola di carico e scarico + valvola non ritorno + valvola di sicurezza + manometro + tutta la raccorderia idraulica	cad	€ 192,08	1	€ 192,08
03.A13.B02	Posa in opera di kit di pompaggio preassemblato per circuito solare forzato costituito da: circolatore + limitatore di portata + valvola di carico e scarico + valvola non ritorno + valvola di sicurezza + manometro + tutta la raccorderia idraulica completo di allacciamenti al circuito idraulico ed ogni altro onere accessorio per dare lavoro finito a regola d'arte	cad	€ 196,11	1	€ 196,11
03.P14.B06.010	Sistema integrato di controllo elettronico differenziale e controllo resa + sonda collettore, sonda serbatoio, sonda circolatore, porta sonde e cavo per ciascuna sonda	cad	€ 289,71	1	€ 289,71
03.A13.B03	Posa in opera di sistemi di controllo elettronico differenziale e di controllo resa inclusa la posa delle sonde, della centralina, inclusi collegamenti elettrici	cad	€ 163,42	1	€ 163,42
03.A13.B05.005	Posa in opera di serbatoi accumulo per impianti a collettori solari, inclusi allacciamenti idraulici ai circuiti solare, caldaia e idrosanitario; capacità fino a 1000 litri	cad	€ 392,22	1	€ 392,22
da analisi	tubazioni in acciaio inox per impianti solari, completa di sonda per temperatura	m	€ 41,70	20	€ 834,00
da analisi	Vaso di espansione a membrana fissa in butilene alimentare, costruito secondo la direttiva PED97/23/CE, adatto all'impiego per usi idrico sanitari, per elettropompe, come anticampo d'ariete e per circuiti di riscaldamento anche glicolati.	cad	€ 52,00	1	€ 52,00
da analisi	isolamento termico per tubazioni del circuito solare, resistente ad alte temperature, di spessore 9 mm	m <sup>2</sup>	€ 3,63	1,64	€ 5,95
				<b>TOTALE COSTI FISSI IMPIANTO SOLARE TERMICO [€]</b>	<b>€ 2.125,49</b>

Degno di un ulteriore approfondimento risulta essere il tema del serbatoio di accumulo, la cui capacità è un parametro che si presta a subire delle variazioni e come tale diventa oggetto del processo di ottimizzazione con cui si intende andare alla ricerca del suo valore ottimale. Ecco quindi che si è pensato di costruire una apposita funzione di costo che sommata a quella relativa all'impianto solare termico (con la superficie di pannelli come variabile indipendente) restituirà il costo finale di investimento dell'impianto comprensivo del serbatoio di accumulo.

Volendo procedere per gradi, di seguito si riporta la tabella di riferimento per il calcolo della funzione di costo la cui variabile indipendente è la superficie di pannelli solari installata. Il costo finale risulta dalla somma dei costi variabili del pannello e dei costi fissi di cui si è calcolato l'ammontare nelle pagine precedenti.

Tabella 42 – tabella per la determinazione della funzione di costo dell'impianto solare termico, escluso il serbatoio di accumulo

Area installata di pannelli [m <sup>2</sup> ]	Costi fissi che non dipendono dalla sup. di pannelli installata [€]	Costi fissi dei pannelli [€/m <sup>2</sup> ]	Costo variabile dei pannelli [€]	Costo finale, escluso l'accumulo [€]
0	0,00	251,98	0,00	0,00
1	2.125,49	251,98	251,98	2.377,47
2	2.125,49	251,98	503,96	2.629,45
3	2.125,49	251,98	755,94	2.881,43
4	2.125,49	251,98	1.007,92	3.133,41
5	2.125,49	251,98	1.259,90	3.385,39
6	2.125,49	251,98	1.511,88	3.637,37
10	2.125,49	251,98	2.519,80	4.645,29

Avendo quindi ottenuto i valori tabellati è stato possibile calcolare la funzione di costo, definita come la linea di tendenza che meglio approssima i valori numerici nell'intervallo considerato; nel caso specifico, l'equazione ricavata, assume la seguente forma:

$$y_{CF} = 251,98 \cdot x + 2125,5 \text{ [€]} \quad (25)$$

Dove  $y_{CF}$  rappresenta il costo di investimento in euro, e  $x$  la superficie di pannelli installata, espressa in m<sup>2</sup>. Come suggerito dalla forma dell'equazione, il legame esistente tra le due grandezze è lineare ed evidenzia una proporzionalità diretta. Ciò si traduce, graficamente, in una retta passante per l'origine come dimostrato dal grafico riportato nella pagina seguente.

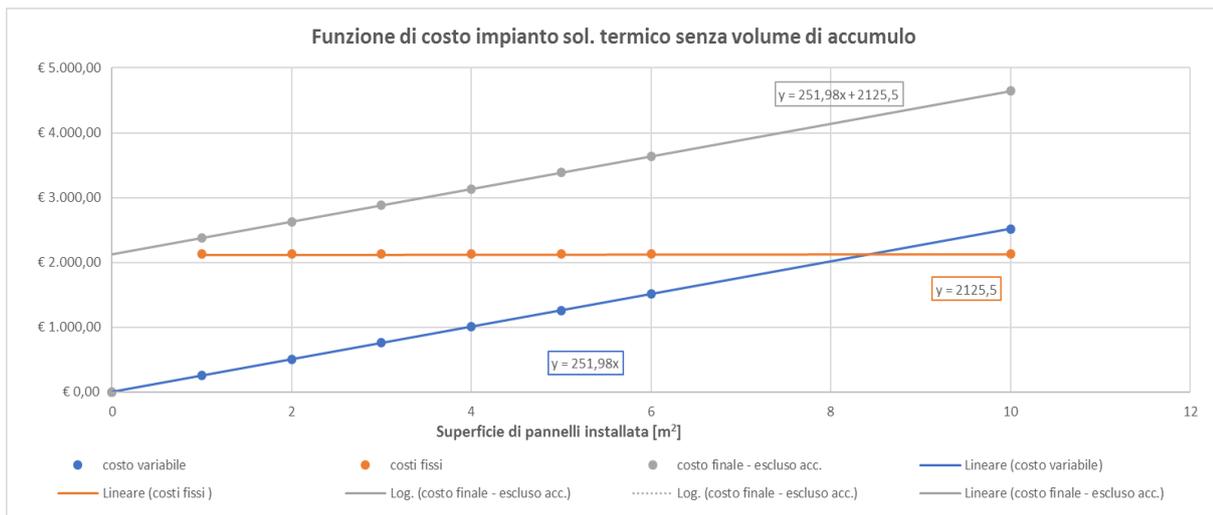


Figura 69 – funzione di costo (in grigio) per impianto solare termico, escluso il volume di accumulo

In conclusione, per giungere alla forma finale della funzione di costo si è reso necessario a questo punto sommare all'equazione (25) il contributo legato al serbatoio di accumulo, la cui capacità, diventa un parametro da sottoporre al successivo processo di ottimizzazione. Anche in questo caso, le voci di costo sono state ricavate dal Prezzario della regione Piemonte. Si intende sottolineare come, in questo caso, sia stata presa in considerazione solo la componente variabile del prezzo, in quanto quella fissa (ovvero il costo di posa del serbatoio) era già stata conteggiata tra i costi fissi dell'impianto.

Tabella 43 – tabella di riferimento per il calcolo della funzione di costo del serbatoio di accumulo

Volume di accumulo [l]	Prezzo [€]	Costo specifico del volume di accumulo [€/l]
200	617,7	3,09
300	688,45	2,29
500	994,25	1,99
750	1358,64	1,81
700	1265,42	1,81
800	1428,29	1,79
450	901,995	2,00
850	1513,475	1,78
350	774,125	2,21
400	836,81	2,09
550	1039,865	1,89
650	1187,735	1,83
350	774,125	2,21
100	498,2	4,98

L'equazione risultante è di secondo grado e rappresentativa di una curva con andamento parabolico, la cui espressione è:

$$y_{CF} = 0,0005 \cdot x^2 + 0,8819 \cdot x + 405,01 \text{ [€]} \quad (26)$$

dove  $y_{CF}$  è il costo di investimento in euro, mentre la variabile indipendente  $x$  rappresenta la capacità del serbatoio di accumulo, espressa in litri. Graficamente l'espressione si traduce nella curva sottostante.

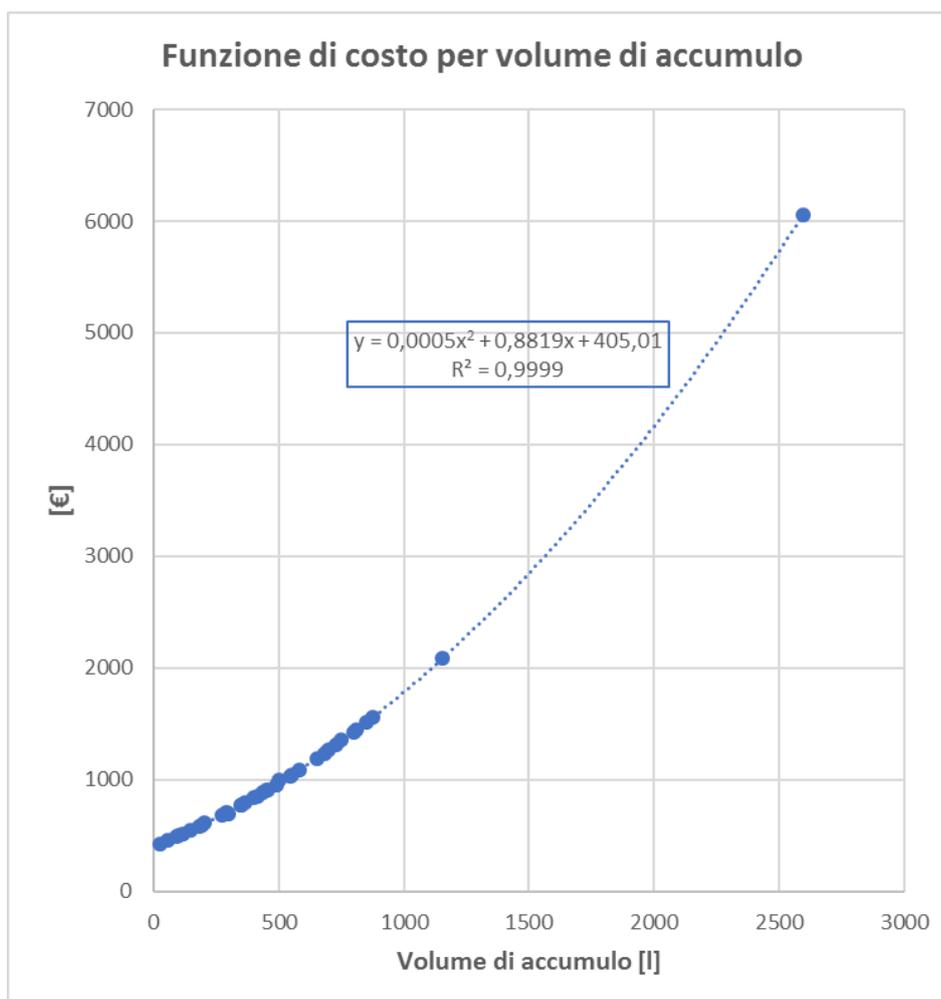


Figura 70 – curva rappresentante la funzione del costo di investimento per il serbatoio di accumulo

Infine, combinando insieme le equazioni (25) e (26) si ottiene la forma voluta della funzione di costo di investimento, la quale risulterà avere due variabili indipendenti. Per snellire la trattazione si riporta semplicemente l'espressione ricavata nella tabella sottostante.

Tabella 44 – funzione di costo per impianto solare termico, comprensiva del serbatoio di accumulo

<b>Funzione di costo impianto solare termico</b>	$y = 251,98 \cdot x_1 + 2125,5 + (0,0005 \cdot x_2^2 + 0,8819 \cdot x_2 + 405,01)$
<b>y</b>	Costo di investimento [€]
<b>x<sub>1</sub></b>	Area di pannelli solari installata [m <sup>2</sup> ]
<b>x<sub>2</sub></b>	Capacità del serbatoio di accumulo [l]

Come sottolineato in apertura del paragrafo, sono state prese in considerazione due tipologie differenti di pannelli solari termici: vetrati piani e a tubi sottovuoto. Avendo esaminato la prima tipologia, non resta che passare alla seconda. E tuttavia, dal momento che dal punto di vista finanziario l'unica differenza consiste nel prezzo superiore del pannello, di seguito verranno riportate unicamente le tabelle cui si è fatto riferimento per il calcolo della funzione di costo di investimento, questa volta con pannelli solari a tubi sottovuoto.

Tabella 45 – tabella per la determinazione dei costi fissi legati all'impiego di panelli solari a tubi sottovuoto

codice	descrizione	U.M	Euro	Quantità	Prezzo
03.P14.B03.005	Collettori solari a tubi sottovuoto con tubazione in rame saldata su superficie di assorbimento selettiva all'interno di tubi in vetro al boro-silicio al alta trasparenza ai quali è stato applicato il vuoto, certificato di qualità conforme UNI EN 12975; funzionanti con tecnologia a circolazione diretta	m <sup>2</sup>	€ 276,37	3,96	€ 1.094,43
03.A13.B01	Posa in opera di collettori solari piani o sottovuoto, fluido termovettore acqua o aria su struttura di sostegno costituita da profilati in alluminio o acciaio, inclusi i collegamenti idraulici tra collettori e il fissaggio della struttura su copertura, escluso il nolo di cestello o altra attrezzatura per il trasporto su copertura	m <sup>2</sup>	€ 79,10	3,96	€ 313,24
03.P14.B02.005	struttura metallica di fissaggio dei collettori su tetti inclinati, complanare alla falda. Prezzo per m <sup>2</sup> di collettore	m <sup>2</sup>	€ 26,44	3,96	€ 104,70
		<b>Tot. Parziale</b>	<b>€ 381,91</b>		

In questo caso, i costi fissi connessi all'impiego di pannelli solari a tubi sottovuoto sono superiori rispetto al caso di pannelli vetrati piani, in quanto ammontano a 381,91 € a m<sup>2</sup> di superficie installata. I costi fissi non dipendenti dal numero di pannelli installati invece, rimangono invariati, e sono quindi pari a 2.125,49 €.

Di seguito si riporta la tabella di riferimento per il calcolo della funzione di costo la cui variabile indipendente è la superficie di pannelli solari installata. Il costo finale risulta dalla somma dei costi variabili del pannello e dei costi fissi di cui si è calcolato l'ammontare nelle pagine precedenti.

Tabella 46 - tabella per la determinazione della funzione di costo dell'impianto solare termico, escluso il serbatoio di accumulo

Area installata di pannelli [m <sup>2</sup> ]	Costi fissi che non dipendono dalla sup. di pannelli installata [€]	Costi fissi dei pannelli [€/m <sup>2</sup> ]	Costo variabile dei pannelli [€]	Costo finale, escluso l'accumulo [€]
0	0,00	381,91	0,00	0,00
1	2.125,49	381,91	381,91	2.507,40
2	2.125,49	381,91	763,82	2.889,31
3	2.125,49	381,91	1.145,73	3.271,22
4	2.125,49	381,91	1.527,64	3.653,13
5	2.125,49	381,91	1.909,55	4.035,04
6	2.125,49	381,91	2.291,46	4.416,95
10	2.125,49	381,91	3.819,10	5.944,59

Avendo quindi ottenuto i valori tabellati è stato possibile calcolare la funzione di costo, definita come la linea di tendenza che meglio approssima i valori numerici nell'intervallo considerato; nel caso specifico, l'equazione ricavata, assume la seguente forma:

$$y_{CF} = 381,91 \cdot x + 2125,5 \text{ [€]} \quad (27)$$

dove  $y_{CF}$  rappresenta il costo di investimento in euro, e  $x$  la superficie di pannelli installata, espressa in m<sup>2</sup>. Come suggerito dalla forma dell'equazione, il legame esistente tra le due grandezze è lineare ed evidenzia una proporzionalità diretta.

Ciò si traduce, graficamente, in una retta passante per l'origine come dimostrato dal grafico riportato nella pagina seguente.

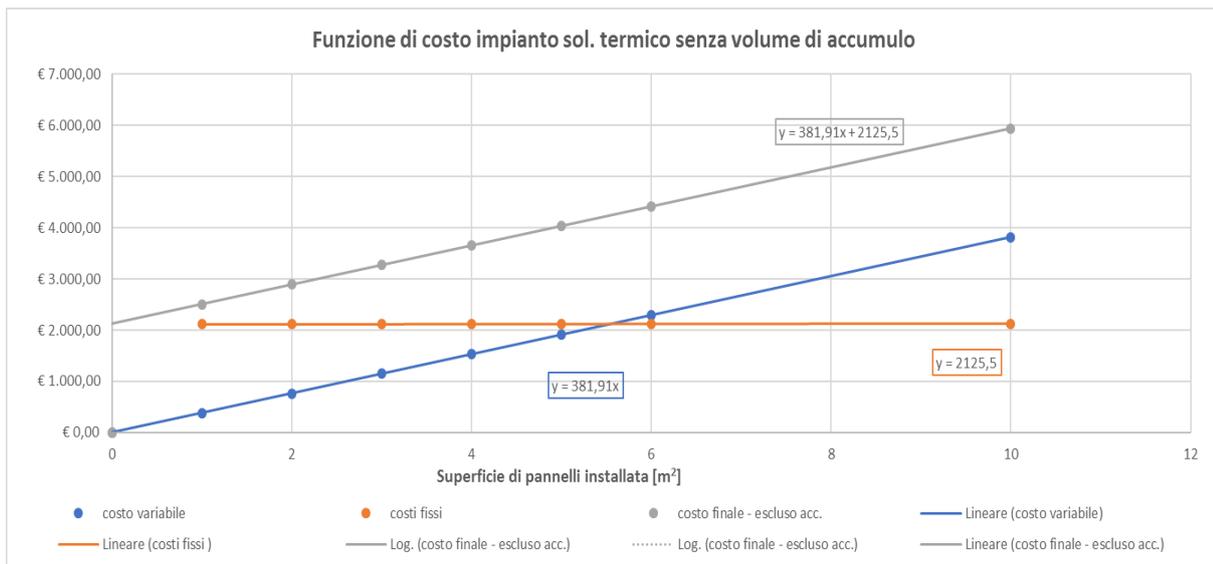


Figura 71 – grafico rappresentante la funzione di costo dell’impianto solare termico (in grigio) nel caso di pannelli a tubi sottovuoto e senza considerare il serbatoio di accumulo

Combinando infine l’equazione (27) e nuovamente la (26) si ottiene la forma voluta della funzione di costo di investimento, la quale risulterà avere due variabili indipendenti ovvero la superficie di pannelli installata e il volume di accumulo del serbatoio inerziale. Per snellire la trattazione si riporta semplicemente l’espressione ricavata nella tabella sottostante.

Tabella 47 – espressione finale della funzione di costo di investimento per impianto solare termico a tubi sottovuoto

<b>Funzione di costo impianto solare termico</b>	<b><math>y = 381,91 \cdot x_1 + 2125,5 + (0,0005 \cdot x_2^2 + 0,8819 \cdot x_2 + 405,01)</math></b>
<b>y</b>	Costo di investimento [€]
<b>x<sub>1</sub></b>	Area di pannelli solari installata [m <sup>2</sup> ]
<b>x<sub>2</sub></b>	Capacità del serbatoio di accumulo [l]

#### 6.4.7 Funzione di costo di investimento per impianto fotovoltaico connesso in rete

Per quel che riguarda la funzione di costo relativa all'impianto fotovoltaico, è necessario ribadire innanzi tutto che sono state valutate due tipologie di impianto: quello connesso in rete e quello cosiddetto *stand-alone* (per approfondimenti in merito si rimanda alla consultazione del capitolo "Principali tipologie di impianti fotovoltaici"). In entrambi i casi sono stati presi in considerazione i pannelli fotovoltaici attualmente più diffusi, ovvero quelli realizzati in silicio mono e poli cristallino e anche quelli di più recente comparsa, ovvero in silicio amorfo.

Volendo analizzare per primo l'impianto fotovoltaico connesso in rete, si ribadisce la continuità del *modus operandi* rispetto a quanto esposto sino ad ora. Per far meglio comprende quali sono state le voci di costo contemplate, si elencano brevemente i principali componenti di un impianto fotovoltaico connesso in rete:

- pannelli fotovoltaici;
- inverter per la conversione della corrente elettrica prodotta da continua ad alternata;
- linea elettrica di collegamento tra inverter e quadro elettrico principale dell'edificio;
- linea elettrica di collegamento tra inverter e contatore dell'energia prodotta;

La funzione del costo di investimento è stata quindi definita, come sempre, a partire dalle voci di costo relative ai componenti appena elencati. In un primo momento si era pensato di costruire una funzione la cui variabile indipendente fosse il Watt di picco del singolo pannello fotovoltaico, nell'ipotesi di un impianto da 3 kW opportunamente dimensionato. In seguito, ragionando sul successivo processo di ottimizzazione, e su ciò che ne discende, si è ritenuto più conveniente adottare come variabile indipendente la superficie dei pannelli installata, e non più il watt di picco, in quanto giudicato un parametro di ottimizzazione più significativo.

Ciò nonostante il lavoro svolto costituisce di fatto un importante riferimento per verificare l'attendibilità dei dati ottenuti tramite le simulazioni.

Entrando nel dettaglio, nel caso dell'impianto fotovoltaico connesso in rete sono state considerate quattro differenti tipologie di pannelli:

1. tipologia 1: silicio policristallino fino a 60 Wp;

2. tipologia 2: silicio monocristallino da 65 a 300 Wp;
3. tipologia 3: silicio policristallino da 100 fino a 280 Wp;
4. tipologia 4: silicio amorfo da 105 a 340 Wp;

È stato quindi immediato derivare il prezzo di ciascun pannello consultando il Prezzario della regione Piemonte, dove il costo è espresso in euro al watt di picco. Una volta definiti quelli che sono evidentemente i costi variabili, è stato possibile calcolare l'ammontare dei costi fissi che sono imputabili a tutti i rimanenti elementi dell'impianto fotovoltaico che non sono i pannelli. Questi ammontano a 1.127,88 €; una parte di questi costi è stata ricavata direttamente dalle voci del Prezzario, la rimanente tramite una ricerca [18].

Di seguito si riporta la tabella utilizzata per il calcolo dei costi fissi.

*Tabella 48 – tabella per la determinazione dei costi fissi dell'impianto fotovoltaico connesso in rete*

codice	descrizione	U.M	Euro	Quantità	Prezzo
03.P14.A10.020	inverter monofase per impianti connessi in rete, con separazione galvanica, conversione DC/AC realizzata con tecnica PWM e ponte a IGBT, sistema MPPT, tensione di uscita 230 V, frequenza 50 Hz e distorsione armonica < 3%, efficienza > 90%, conforme a norma CEI 11-20, fattore di potenza pari a 1	cad	626,4	1	€ 626,40
03.A13.A03.005	Posa in opera di inverter monofase per impianti fotovoltaici monofase o trifase per impianti connessi in rete o in isola incluso il fissaggio a parete, collegamenti elettrici ai circuiti continuo e alternato e messa in funzione	cad	261,48	1	€ 261,48
da ricerche	fornitura e posa in opera della linea di collegamento tra inverter e QE di protezione	cad	20	1	€ 20,00
da ricerche	Quadro QE protezione inverter	cad	1	200	€ 200,00
da ricerche	fornitura e posa in opera della linea a contatore energia prodotta	cad	20	1	€ 20,00
				<b>costi fissi impianto [€]</b>	<b>€ 1.127,88</b>

La procedura che ha permesso di ricavare il costo variabile dei pannelli è stata invece leggermente più complessa. Com'è noto il Prezzario riporta, per ciascuna delle tipologie esaminate, un prezzo in euro al watt di picco, caratteristica distintiva di ogni pannello. Tuttavia, come già ribadito, volendo costruire una funzione la cui variabile indipendente sia la superficie installata, è stato necessario, per ciascun pannello, definire i watt di picco contenuti in un metro quadrato, e solo successivamente calcolare il costo associato. Dopo aver quindi definito i costi fissi e variabili, è stato calcolato il costo finale, che deriva dalla somma dei due contributi sopra elencati, e l'equazione della corrispondente funzione di costo di investimento.

Di seguito si riportano le tabelle che contengono i dati cui si è appena accennato.

Tabella 49 – tabella per la determinazione della funzione di costo nel caso di pannelli di tipologia 1

Tipologia 1: fino a 60 Wp								
Tipologia pannello FV	Potenza del modulo FV [W <sub>p</sub> ]	Costo specifico del modulo FV [€/W <sub>p</sub> ]	Costo del singolo modulo [€]	Area pannello - da scheda tecnica [m <sup>2</sup> ]	Wp in un m <sup>2</sup> di pannello [Wp/m <sup>2</sup> ]	Costo per 1 m <sup>2</sup> di pannello [€]	Costo variabile [€/m <sup>2</sup> ]	Costi fissi che non dipendono dalla superficie di pannelli [€]
silicio, policristallino	35	1,07	37,45	0,295925	118,3	126,55	243,60	1.127,88
silicio, policristallino	45	1,07	48,15	0,367745	122,4	130,93	247,98	1.127,88
silicio, policristallino	50	1,07	53,5	0,367745	136,0	145,48	262,53	1.127,88

Tabella 50 - tabella per la determinazione della funzione di costo nel caso di pannelli di tipologia 2

Tipologia 2: da 65 Wp fino a 100 Wp								
Tipologia pannello FV	Potenza del modulo FV [W <sub>p</sub> ]	Costo specifico del modulo FV [€/W <sub>p</sub> ]	Costo del singolo modulo [€]	Area pannello - da scheda tecnica [m <sup>2</sup> ]	Wp in un m <sup>2</sup> di pannello [Wp/m <sup>2</sup> ]	Costo per 1 m <sup>2</sup> di pannello [€]	Costo variabile [€/m <sup>2</sup> ]	Costi fissi che non dipendono dalla superficie di pannelli [€]
silicio, monocristallino	80	0.83	66.4	0.5187	154.2	128.01	245.06	1'127.88
silicio, monocristallino	90	0.83	74.7	0.59724	150.7	125.08	242.13	1'127.88
silicio, monocristallino	100	0.83	83	0.668024	149.7	124.25	241.30	1'127.88
silicio, monocristallino	300	2.05	615	1.62688	184.40	378.02	495.07	1127.88

Tabella 51 - tabella per la determinazione della funzione di costo nel caso di pannelli di tipologia 3

Tipologia 3: da 100 Wp fino a 280 Wp								
Tipologia pannello FV	Potenza del modulo FV [W <sub>p</sub> ]	Costo specifico del modulo FV [€/W <sub>p</sub> ]	Costo del singolo modulo [€]	Area pannello - da scheda tecnica [m <sup>2</sup> ]	Wp in un m <sup>2</sup> di pannello [Wp/m <sup>2</sup> ]	Costo per 1 m <sup>2</sup> di pannello [€]	Costo variabile [€/m <sup>2</sup> ]	Costi fissi che non dipendono dalla superficie di pannelli [€]
silicio, policristallino	140	0.73	102.2	1.2375	113.1	82.59	199.64	1'127.88
silicio, policristallino	160	0.73	116.8	1.2375	129.3	94.38	211.43	1'127.88
silicio, policristallino	240	0.73	175.2	1.6154	148.6	108.46	225.51	1'127.88
silicio, policristallino	245	0.73	178.85	1.6154	151.7	110.72	227.77	1'127.88
silicio, policristallino	250	0.73	182.5	1.6154	154.8	112.98	230.03	1'127.88
silicio, policristallino	255	0.73	186.15	1.6154	157.9	115.23	232.28	1'127.88
silicio, policristallino	260	0.73	189.8	1.6154	161.0	117.49	234.54	1'127.88

Tabella 52 - tabella per la determinazione della funzione di costo nel caso di pannelli di tipologia 4

Tipologia 4: silicio amorfo								
Tipologia pannello FV	Potenza del modulo FV [W <sub>p</sub> ]	Costo specifico del modulo FV [€/W <sub>p</sub> ]	Costo del singolo modulo [€]	Area pannello - da scheda tecnica [m <sup>2</sup> ]	Wp in un m <sup>2</sup> di pannello [Wp/m <sup>2</sup> ]	Costo per 1 m <sup>2</sup> di pannello [€]	Costo variabile [€/m <sup>2</sup> ]	Costi fissi che non dipendono dalla superficie di pannelli [€]
silicio amorfo	105	1.13	118.65	1.449264	72.5	81.87	198.92	1'127.88
silicio amorfo	136	1.93	262.48	2.161484	62.9	121.44	238.49	1'127.88
silicio amorfo	144	1.93	277.92	2.161484	66.6	128.58	245.63	1'127.88
silicio amorfo	340	1.96	666.4	5.72	59.4	116.50	233.55	1'127.88

In seguito ad una attenta valutazione ci si è resi conto della mole probabilmente eccessiva di dati raccolti, soprattutto in relazione al numero delle tipologie di pannelli. Pertanto, all'interno di ogni gruppo, si è scelto di considerare soltanto quelli giudicati più rappresentativi (corrispondenti alle righe evidenziate di giallo nelle tabelle sopra) ovvero:

- per la tipologia 2, il pannello con potenza di picco pari a 300 Wp;
- per la tipologia 3, il pannello con potenza di picco pari a 240 Wp;

- per la tipologia 4, il pannello con potenza di picco pari a 340 Wp;

Applicando quindi la consueta metodologia per definire le funzioni di costo, si è pervenuti alle seguenti equazioni:

$$y_{CF} = 495,07 \cdot x + 1127,88 \text{ [€]} \quad (28)$$

dove  $y_{CF}$  rappresenta il costo di investimento espresso in euro e la variabile indipendente  $x$  la superficie di pannelli installata, espressa in  $m^2$ . L'espressione si intende valida per il pannello rappresentativo della tipologia 2.

$$y_{CF} = 225,51 \cdot x + 1127,88 \text{ [€]} \quad (29)$$

dove  $y_{CF}$  rappresenta il costo di investimento espresso in euro e la variabile indipendente  $x$  la superficie di pannelli installata, espressa in  $m^2$ . L'espressione si intende valida per il pannello rappresentativo della tipologia 3.

$$y_{CF} = 233,55 \cdot x + 1127,88 \text{ [€]} \quad (30)$$

dove  $y_{CF}$  rappresenta il costo di investimento espresso in euro e la variabile indipendente  $x$  la superficie di pannelli installata, espressa in  $m^2$ . L'espressione si intende valida per il pannello rappresentativo della tipologia 4.

Come intuibile, considerando le modalità con cui si è giunti alla loro determinazione, le funzioni di costo hanno un andamento di tipo lineare con un legame di proporzionalità diretta tra il costo di investimento richiesto e la superficie di pannelli fotovoltaici installata. D'altro canto è necessario tener conto dell'efficienza che, per i moduli in silicio monocristallino è superiore rispetto a quelli in silicio policristallino. Ecco dunque che il ruolo del software di ottimizzazione diviene fondamentale per stabilire quale sia l'alternativa migliore.

Per completare l'analisi si riportano di seguito i grafici associati alle diverse funzioni di costo.

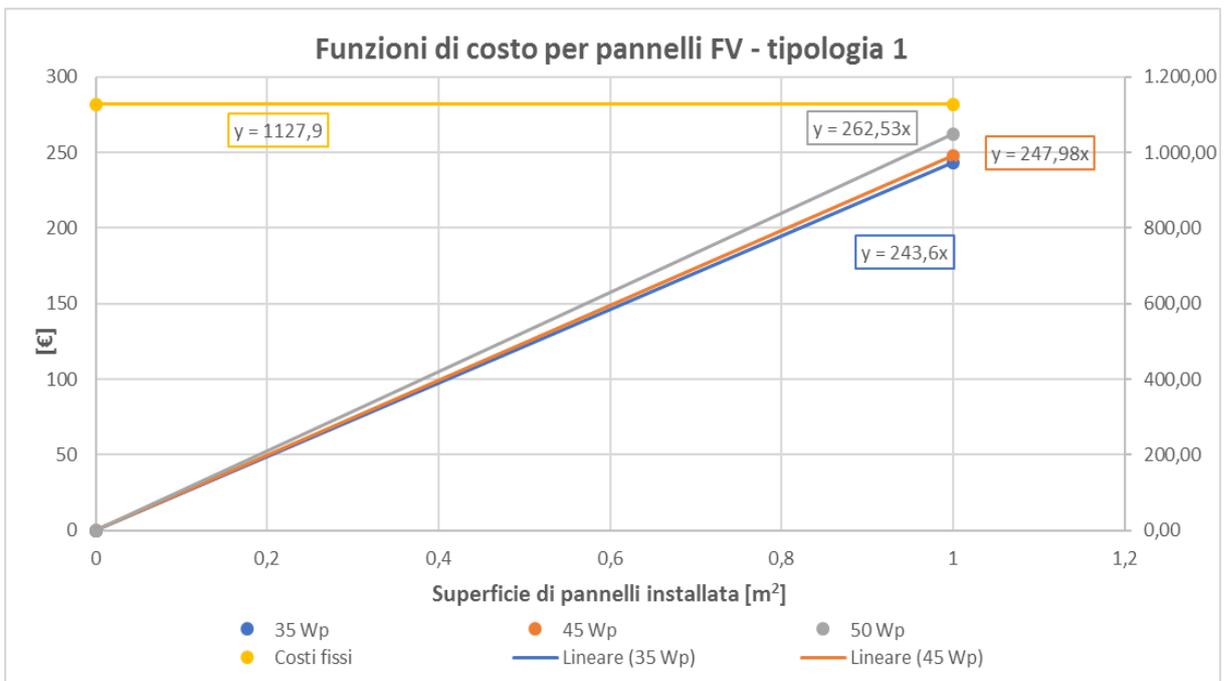


Figura 72 – grafico delle funzioni di costo relative ai pannelli di tipologia 1

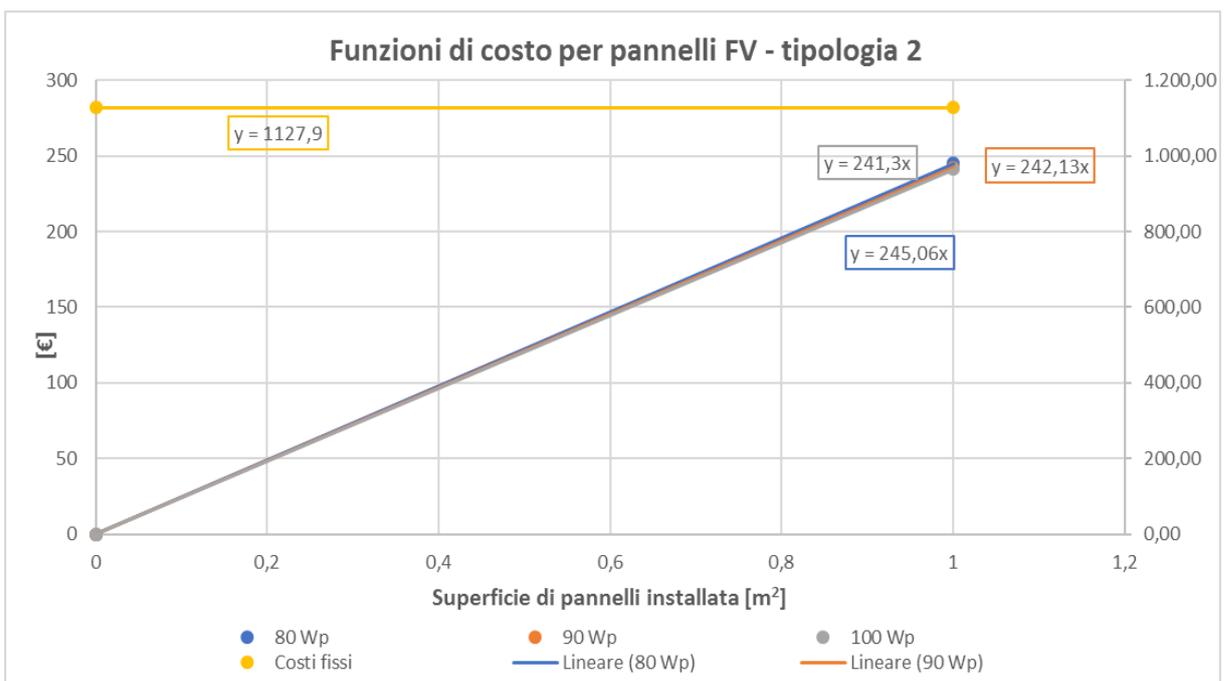


Figura 73 - grafico delle funzioni di costo relative ai pannelli di tipologia 2

Nei grafici riportati sopra sono in realtà evidenti tutte le funzioni di costo, corrispondenti alla totalità dei pannelli considerati inizialmente, sebbene poi si sia deciso di considerarne soltanto alcuni (quelli riportati a pagina 135). Tale considerazione è da ritenersi valida anche per i grafici riportati nella pagina successiva.

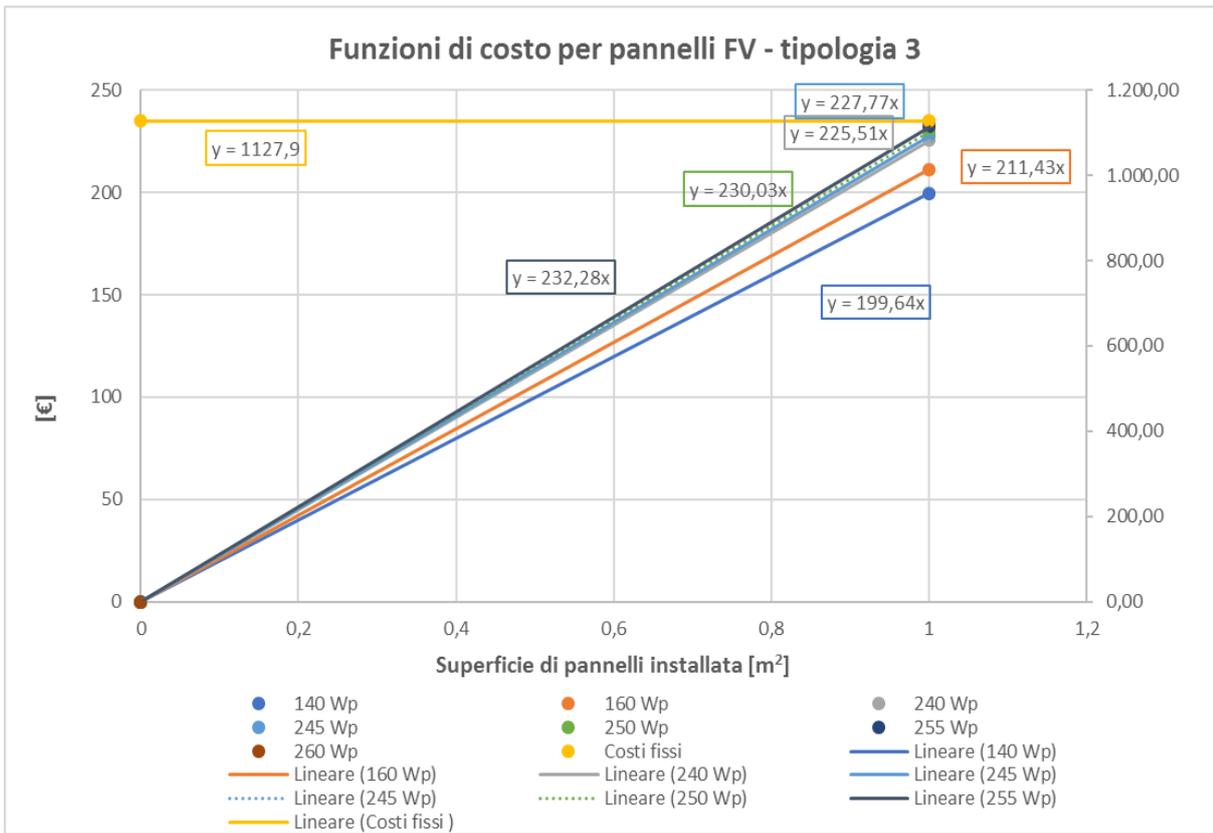


Figura 74 - grafico delle funzioni di costo relative ai pannelli di tipologia 3

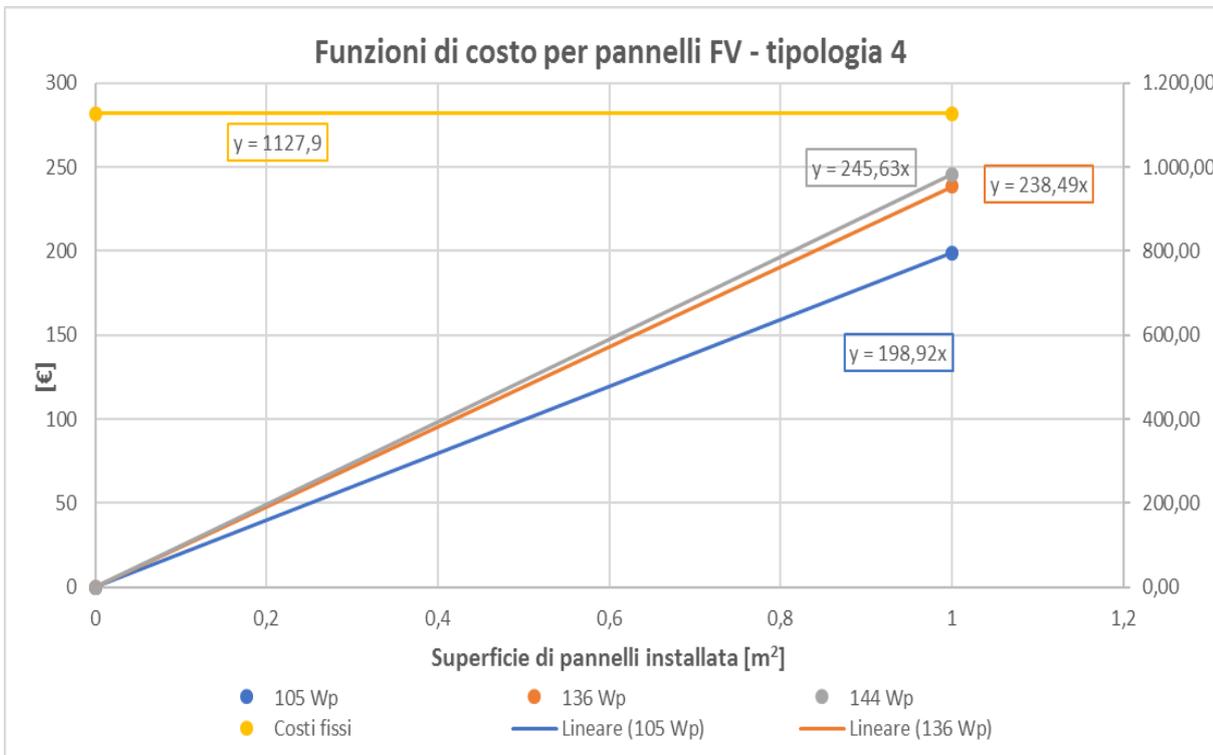


Figura 75 - grafico delle funzioni di costo relative ai pannelli di tipologia 4

#### **6.4.8 Funzione di costo di investimento per pompa di calore**

L'ultimo elemento per cui è stato necessario calcolare una funzione di costo è stata la pompa di calore, generatore di energia termica che si pone come alternativa alla caldaia alimentata a biomasse. In base a quanto esposto nel capitolo "Sorgenti di calore utilizzabili", esistono diverse sorgenti di calore alimentare il "lato freddo" delle pompe di calore: ovvero aria, acqua, e l'energia termica contenuta nel sottosuolo. Per ognuna di queste tipologie è stata quindi definita una opportuna funzione di costo.

Volendo soffermarsi, in primo luogo, sulla pompa di calore geotermica si ribadisce che la funzione associata deve tener conto anche dei terminali di emissione: nello specifico si è ipotizzato un pavimento radiante (di cui si è già calcolata peraltro la funzione di costo), in considerazione del range ideale di temperature di funzionamento dell'apparecchio.

La procedura seguita ha previsto, come in tutti gli altri casi, la definizione dei costi variabili e fissi legati all'utilizzo della pompa di calore geotermica. In ragione delle fasi successive del lavoro (processo di ottimizzazione), si è ritenuto opportuno ricavare una funzione di costo la cui variabile indipendente fosse la potenza termica della pompa. Per tale ragione, al fine di definire in maniera compiuta i costi, è stato necessario eseguire una sorta di pre-dimensionamento. Infatti, nel computo complessivo dei costi, non si può certo trascurare l'incidenza dello scambiatore di calore interrato e del circuito idraulico che ne deriva. Il pre-dimensionamento è stato effettuato in accordo alle linee guida contenute nella documentazione tecnica reperita [19].

Anche in questo caso si è mantenuta la distinzione tra costi fissi e variabili; in particolare i costi fissi che ammontano a 784,43 € sono imputabili unicamente alla posa in opera della pompa di calore. Tutti gli altri costi, poiché connessi in maniera più o meno diretta alla potenza termica della stessa pompa, ricadono inevitabilmente tra quelli variabili.

Di seguito si riportano le voci di costo ricavate dal Prezzario regionale.

Tabella 53 – tabella per la valutazione dei costi connessi all'utilizzo della pompa di calore geotermica

codice	descrizione	U.M	Euro	Manodopera	% Man.
03.P13.L03	Pompa di calore monoblocco per impianti geotermici, funzionamento ad acqua glicolata-acqua, alimentazione elettrica monofase o trifase, compressore rotativo scroll, COP nominale non inferiore a 4, gas refrigerante ecologico, per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria, completa di centralina di regolazione e controllo a bordo macchina.	-	-		
03.P13.L01.005	Potenza termica resa kW 10	cad	6.544,69		
03.P13.L01.010	Potenza termica resa kW 15	cad	6.998,59		
03.P13.L01.015	Potenza termica resa kW 20	cad	10.008,49		
03.P13.L01.020	Potenza termica resa kW 30	cad	10.945,44		
03.P13.L01.025	Potenza termica resa kW 40	cad	13.013,32		
03.A12.F05.005	Pompe di calore. Provvista e posa in opera di sonda geotermica verticale, inclusi perforazione a rotazione a distruzione di nucleo in terreni di qualsiasi natura, posa tubazioni in polietilene HDPE con coppia di sonde ad U, cementazione del perforo mediante iniezione a pressione di malta cemento-bentonitica o altro materiale idoneo di elevata conducibilità termica eseguita a partire dal fondo foro fino a p.c., collaudo di flusso e di tenuta	m	73,52	37,53	51%
03.A12.F04	Pompe di calore. Nolo di attrezzatura per perforazione a rotazione a distruzione di nucleo completa di ogni accessorio per l'esecuzione di una sonda geotermica verticale montata su automezzo a doppia trazione od altro mezzo di trasporto, opportunamente adattato.	h	77,69		
03.A12.F01.005	Posa in opera di pompa di calore monoblocco elettrica aria-acqua, acqua-acqua o acqua glicolata-acqua ad alta efficienza data funzionante in ogni sua parte, inclusi gli allacciamenti elettrici e idraulici, prove idrauliche, collaudi; escluso il sollevamento delle unità per il posizionamento a tetto o su coperture	cad	784,43	784,43	100%

Nella tabella sottostante si riportano invece i dati utilizzati nel pre-dimensionamento e che si sono rivelati fondamentali per una corretta valutazione dell'ammontare dei costi variabili.

Tabella 54 – tabella contenente i dati necessari al pre-dimensionamento dell'impianto geotermico

Potenza [kW]	COP della pompa di calore	Potenza el. Assorbita [kW]	Potenza all'evaporatore $Q_{ter}$ [kW]	Tipologia di scambiatore	Ipotesi di tipo di sottosuolo	Capacità di sottrazione della sonda nel terreno [W/m]	Lunghezza totale tubi [m]	Velocità perforazione [m/h]	Ore necessarie
10	4	2,5	7,5	-	fondo normale con roccia solida e sedimenti saturi d'acqua	50	150,0	30	5
15	4	3,75	11,25	-	vedi sopra	50	225,0	30	8
20	4	5	15	-	vedi sopra	50	300,0	30	10
30	4	7,5	22,5	-	vedi sopra	50	450,0	30	15
40	4	10	30	-	vedi sopra	50	600,0	30	20

Una volta definiti i costi variabili e fissi, è stato quindi possibile calcolare la funzione di costo associata alla pompa di calore geotermica, utilizzando la documentazione allegata alla pagina successiva.

Tabella 55 – tabella per la definizione del costo finale per l'impianto geotermico

Potenza termica resa [kW]	Costo specifico [€/kW]	Costo variabile [€]	Costi fissi [€]	Costo finale [€]
10	654,47	17.961,14	784,43	18.745,57
15	466,57	24.123,27	784,43	24.907,70
20	500,42	32.841,39	784,43	33.625,82
30	364,85	45.194,79	784,43	45.979,22
40	325,33	58.679,12	784,43	59.463,55

Dopo aver calcolato il costo variabile, a partire dal costo specifico, e sommando infine i costi fissi è stato ottenuto il costo finale per le diverse possibili potenze termiche. L'interpolazione di questi dati ha fornito, in conclusione, l'equazione della funzione del costo di investimento che risulta essere:

$$y_{CF} = -2,9856 \cdot x^2 + 1510,5 \cdot x + 3728,9 \text{ [€]} \quad (31)$$

dove  $y_{CF}$  rappresenta il costo di investimento espresso in euro, mentre la variabile indipendente  $x$  rappresenta la potenza termica della pompa di calore espressa in kW. Come intuibile dall'equazione il legame esistente tra le variabili è riconducibile ad una curva parabolica, che tuttavia, nell'intervallo di valori considerato, ha un andamento pressoché rettilineo, come testimoniato dal grafico allegato.

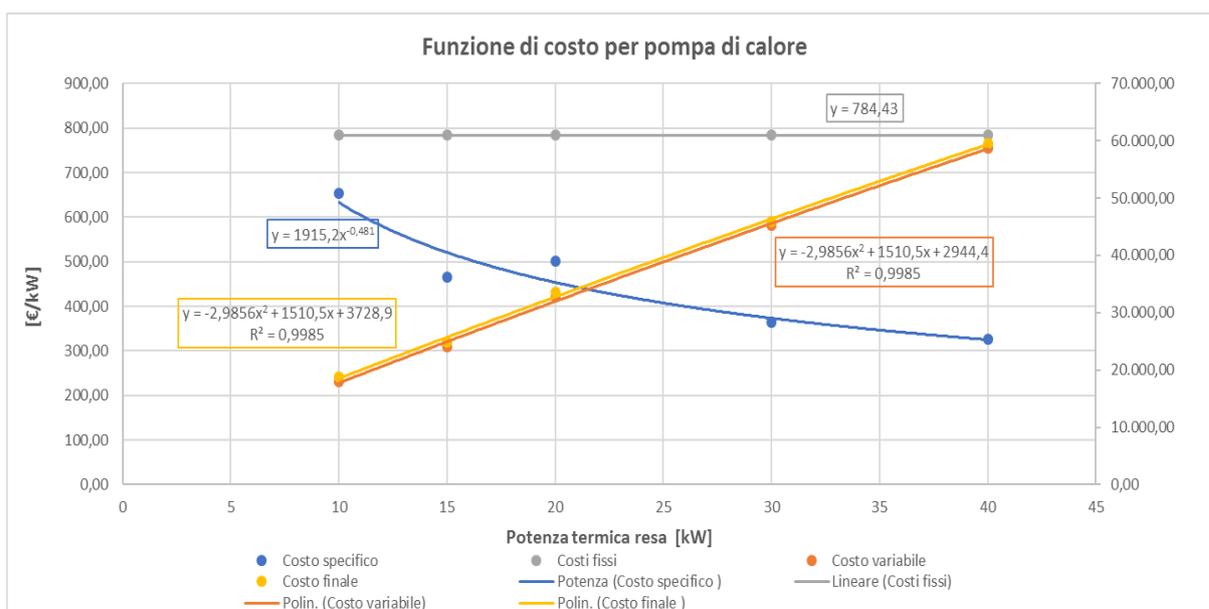


Figura 76 – grafico che mostra la funzione di costo (in giallo) per la pompa di calore geotermica

Combinando infine l'equazione (36) con l'equazione che rappresenta la funzione di costo per il pavimento radiante (in funzione delle diverse configurazioni possibili definite nel capitolo "Funzione di costo di investimento per caldaia a biomasse"), si è ottenuta la seguente espressione finale per la funzione di costo dell'impianto geotermico:

$$y_{CF} = -2,9856 \cdot x_1^2 + 1510,5 \cdot x_1 + 3728,9 + 6365 \cdot x_2^{-0,38} \quad [\text{€}] \quad (32)$$

dove  $y_{CF}$  rappresenta il costo di investimento dell'impianto espresso in euro,  $x_1$  la potenza termica della pompa di calore geotermica espressa in kW, e  $x_2$  l'interasse di posa delle serpentine radianti, espresso in metri.

## 7 Procedura operativa in TRNSYS

Da un punto di vista legato alla progettazione di nuovi edifici, come sottolineato in apertura del primo capitolo (“Edifici nZEB, panorama normativo attuale”), lo standard costruttivo che nel giro di pochi anni diverrà il riferimento nella pressoché totalità dei paesi dell’Unione Europea, è lo nZEB (Nearly Zero Energy Building). Un cambiamento che comporta un radicale mutamento nell’approccio alla progettazione: in effetti, si rende necessaria l’adozione di una metodologia di lavoro “integrata”. In altri termini, il design dell’involucro edilizio (e di tutti i componenti che ne fanno parte) deve essere sviluppato in armonia e contemporaneamente agli impianti di climatizzazione, che devono essere fortemente orientati allo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili. Inoltre i requisiti normativi da soddisfare impongono l’utilizzo di strumenti e tecniche di progettazione che operino in regime dinamico, quali per l’appunto, TRNSYS, il software di cui si è fatto uso, il cui funzionamento è approfondito nel capitolo dedicato (“TRNSYS/STRNSYS”).

In quest’ottica si inserisce quindi il lavoro oggetto della presente trattazione: a partire infatti da un modello già esistente dell’edificio (realizzato in TRNSYS) di cui tuttavia è stata curata prevalentemente la definizione dei parametri edilizi, si è cercato di implementare un impianto di climatizzazione con integrazione delle fonti energetiche rinnovabili, secondo la logica e le modalità di funzionamento riportate nel capitolo “Descrizione del caso studio”. In seguito è stato possibile condurre simulazioni dinamiche circa il corretto funzionamento dell’impianto e il comportamento energetico dell’abitazione. Il modello così creato costituisce inoltre la base per il successivo processo di ottimizzazione che permetterà di trovare (date una serie di condizioni al contorno e secondo range di variazione dei parametri definiti) la configurazione edificio-impianto che minimizza la funzione obiettivo, ovvero la *global-cost function*.

Mentre il processo di ottimizzazione è oggetto del capitolo successivo, nel corso delle pagine seguenti si intendono descrivere le modalità che hanno permesso di implementare il modello dell’impianto di climatizzazione nel file TRNSYS di partenza.

## 7.1 Modellazione dell'edificio

All'interno del software l'edificio è stato modellato in maniera dettagliata, non solo in relazione agli ambienti interni, ma anche per quel che riguarda le caratteristiche costruttive dell'involucro esterno e le modalità di occupazione.

In effetti, grazie alle potenzialità offerte dal software, è stato possibile suddividere l'edificio nei singoli ambienti (ciascuno dei quali viene considerato come una singola zona termica) che risultano essere:

- un garage situato al piano terra (locale non climatizzato);
- la lavanderia situata al piano terreno (locale climatizzato);
- un salone-piano principale ubicato al piano terra (ambiente climatizzato);
- un bagno situato al piano terra (locale climatizzato);
- una camera situata al piano terra (locale climatizzato);
- due camere situate al primo piano (entrambe climatizzate);
- un soppalco (ambiente climatizzato);
- un bagno di servizio situato al primo piano (locale climatizzato);
- un spogliatoio situato al piano terra (locale non climatizzato);

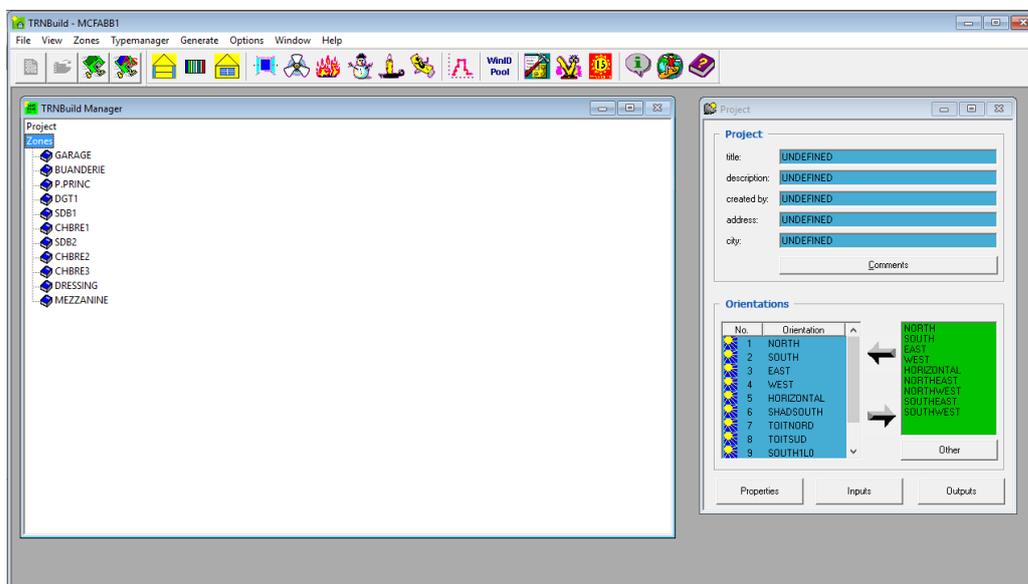


Figura 77 – elenco degli ambienti interni modellati tramite il software

Per ognuno di questi ambienti sono stati definiti una serie di parametri (di cui si riporta un breve elenco, a titolo esemplificativo e non esaustivo), tra cui: l'orientazione, il volume, la superficie, l'eventuale presenza e tipologia di aperture, e le caratteristiche

costruttive (stratigrafia) dei muri, dei pavimenti e degli ambienti confinanti, nonché una serie di altre informazioni relative alla tipologia di impianto di riscaldamento/raffrescamento, infiltrazioni d'aria, apporti interni e condizioni igrometriche dell'aria ambiente. L'immagine sottostante mostra per l'appunto la schermata dedicata all'inserimento dei parametri appena elencati.

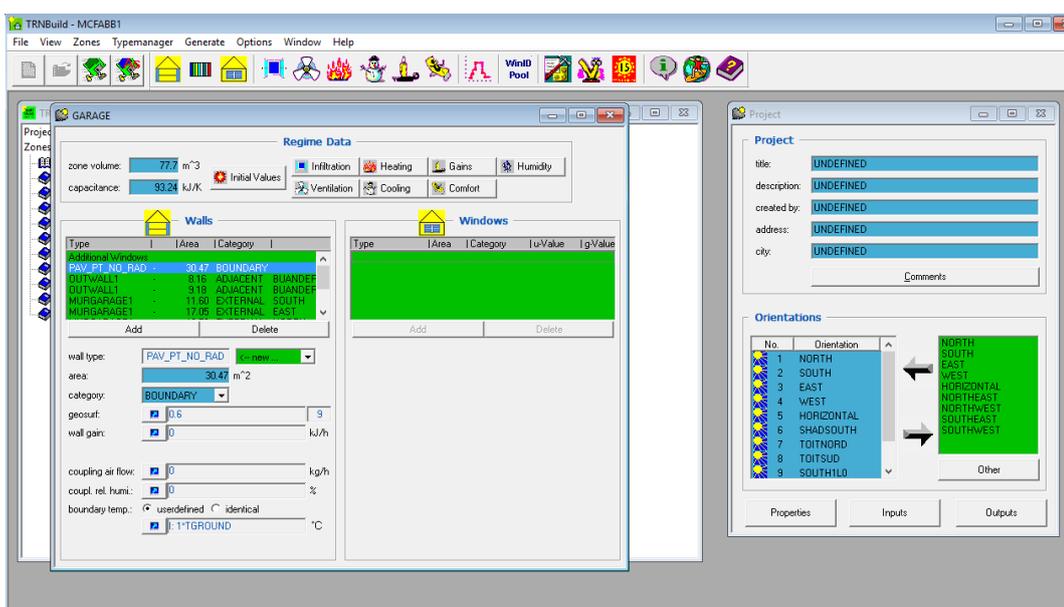


Figura 78 – schermata del software per la modellazione di dettaglio dei singoli ambienti

Il software dispone inoltre al suo interno di una ampia libreria contenente le caratteristiche fisiche dei principali materiali da costruzione, particolarità che permette di orientarsi verso una simulazione del “comportamento energetico dell’edificio” quanto più realistica possibile. Un simile grado di approfondimento è risultato infatti essenziale come base per la successiva integrazione degli impianti di climatizzazione che sfruttano le energie rinnovabili, argomento principale della presente trattazione. Dal momento che le modalità con cui si è pervenuti alla costruzione del modello dell’abitazione da inserire in TRNSYS esulano dal lavoro di ricerca di cui si intende rendere conto tramite la stesura del presente documento (perché focalizzato su un altro obiettivo, ovvero l’integrazione impiantistica all’interno del modello esistente), ci si limita a sottolineare come quest’ultimo sia il frutto della interconnessione tra diversi *types*, ovvero schematizzazioni di componenti e apparati, il cui comportamento è regolato da opportuni modelli matematici. Ciascun *type* è contraddistinto da una serie di parametri che servono a definirlo, e una serie di dati di input, entrambi da inserire manualmente. Il software quindi, in base ai modelli matematici e fisici implementati,

restituisce dei valori di output che possono costituire dati di un input per un altro *type*. Sostanzialmente è in questo modo che è avvenuta la creazione del modello di cui si allega, a scopo chiarificatore, un'immagine.

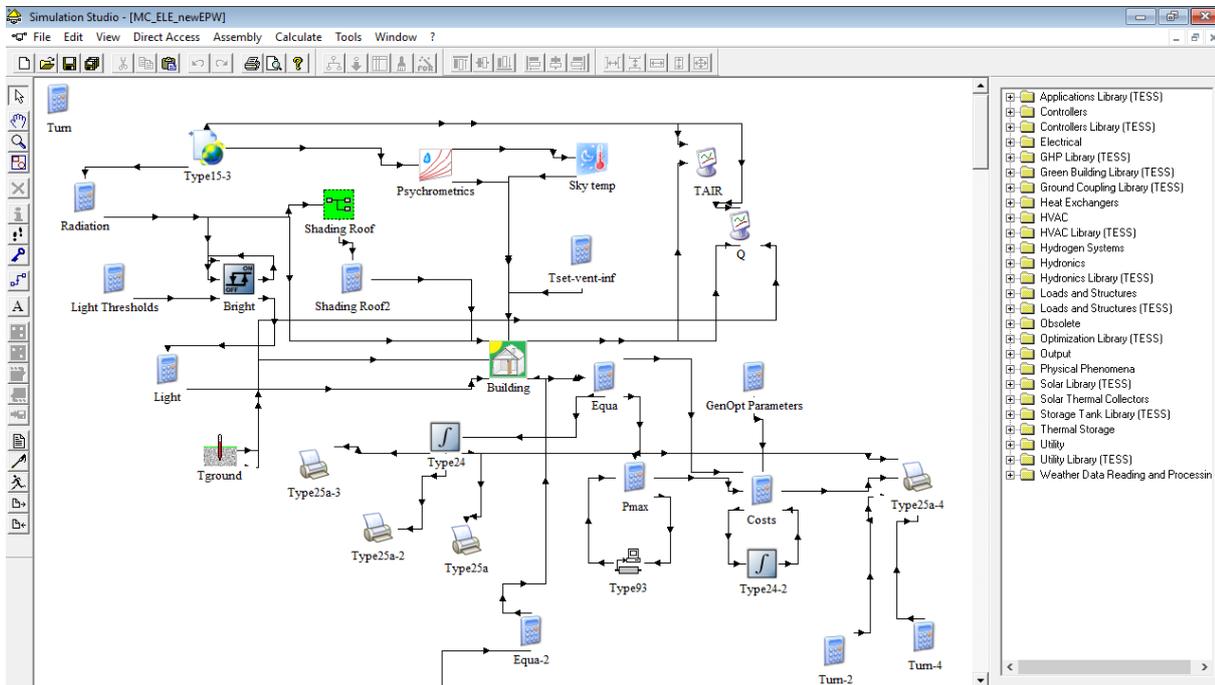


Figura 79 – l'immagine mostra il modello dell'edificio (caso studio) realizzato in TRNSYS; è possibile distinguere i vari types (icone quadrate) e i collegamenti tra di essi (linee scure)

Molto importante risulta infine la caratterizzazione climatica del modello; tramite un apposito *type* è infatti possibile procedere alla definizione dei parametri meteorologici del sito in cui sorge l'edificio: il software elabora dati climatici quali la temperatura dell'aria, la pressione atmosferica, la direzione e velocità del vento, 'umidità relativa dell'aria, l'irradianza solare, la radiazione totale che giunge sul piano orizzontale o su una superficie inclinata e molto altro ancora. Il tratto distintivo di TRNSYS è che permette una elaborazione di questi dati estremamente flessibile: questi possono essere riferiti su base oraria, giornaliera, o anche intervalli di minuti. È evidente quindi la possibilità che ne deriva di poter condurre una simulazione dinamica estremamente accurata.

A proposito del file (*type*) climatico è necessario sottolineare come il modello di partenza, ovvero la base su cui si è lavorato per l'integrazione impiantistica, avesse la caratterizzazione meteorologica della località in cui si trova effettivamente l'abitazione, ovvero Amberieu-en-Bugey. Senza togliere nulla alla validità della trattazione, tenendo

conto che le voci di costo per le valutazioni finanziarie sono state riferite al contesto italiano, si è deciso, di conseguenza, di utilizzare il file climatico della città di Torino.

Ci si appresta ora ad analizzare l'impianto di climatizzazione, di cui si ribadiscono brevemente i componenti principali:

- collettori solari e relativo circuito idraulico;
- serbatoio di accumulo inerziale, con doppio scambiatore di calore interno;
- pompa di calore/caldaia a integrazione;

## **7.2 Modellazione dell'impianto solare termico**

Per quanto riguarda la modellazione dell'impianto solare termico, è stato necessario procedere all'inserimento e alla successiva connessione (all'interno del software utilizzato) di tutti gli elementi che lo costituiscono, ovvero: pannelli solari termici, serbatoio di accumulo, circolatore idraulico ed infine le tubazioni isolate di raccordo all'accumulo.

### **7.2.1 Modellazione dei collettori solari termici**

Entrando più nel dettaglio, nel caso dei pannelli vetrati piani si è fatto riferimento al *type 1b*, schematizzazione del collettore già presente nella libreria del programma, che richiede la definizione di una serie di parametri caratteristici, e di una serie di dati di input, come mostrato dall'immagine che segue. Innanzi tutto è opportuno sottolineare che il type selezionato assume che l'efficienza del collettore nei confronti del rapporto tra la differenza di temperatura tra il fluido termovettore e l'ambiente, e la radiazione solare, possa essere modellata con una equazione di secondo grado. Detto ciò, il programma richiede l'inserimento da parte dell'utente dei seguenti parametri:

1. l'area complessiva dei collettori;
2. il calore specifico del fluido termovettore; a tal proposito si è assunto come valore di riferimento quello di una soluzione di acqua-glicole (pari a 3,584

$\text{kJ/kgK}$ , in base alla documentazione tecnica reperita [20]) con una concentrazione di quest'ultimo pari al 35%;

- per i rimanenti parametri, relativi all'efficienza, sono stati assunti come valori di riferimento quelli indicati sulla documentazione tecnica reperita (in allegato al documento). E tuttavia, risulta doveroso fare una precisazione: poiché si è scelto di considerare sia pannelli vetrati piani che a tubi sottovuoto (in virtù del successivo processo di ottimizzazione che permette di valutare l'alternativa migliore), è stato necessario includere anche i parametri di efficienza della seconda tipologia (anche questi desunti dalla documentazione tecnica allegata);

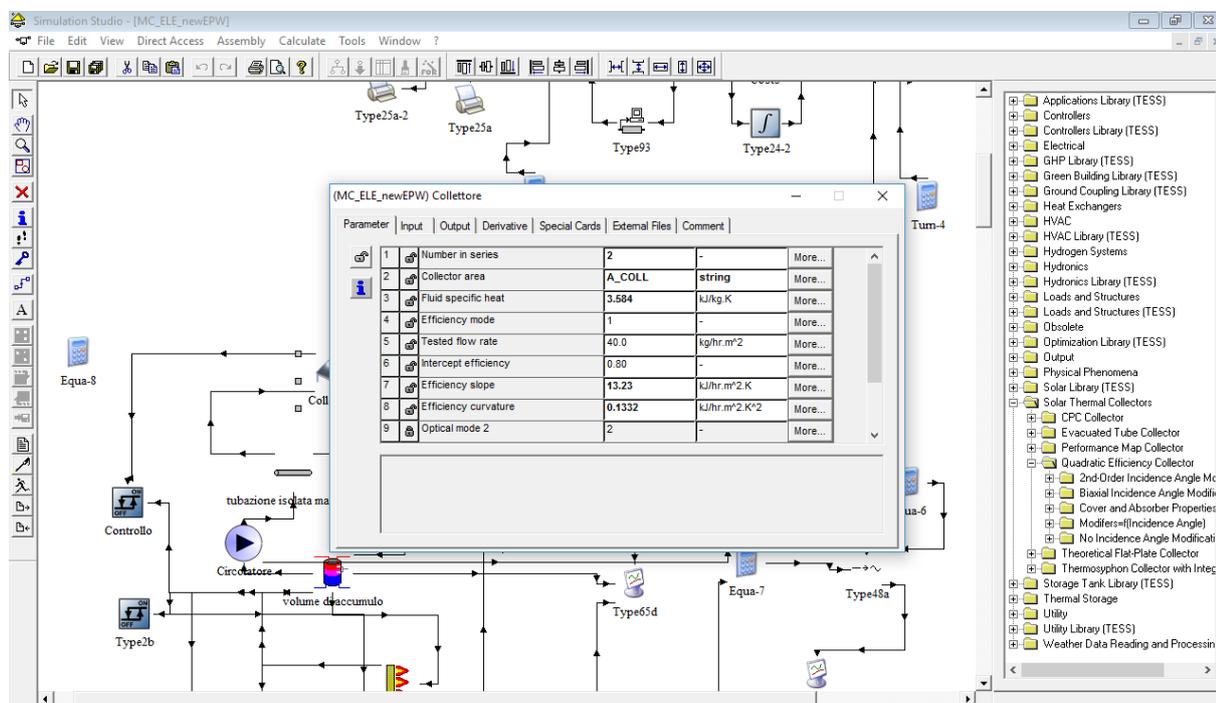


Figura 80 – schermata per l'inserimento dei parametri caratteristici nel caso dei collettori solari

Per completare l'assegnazione dei parametri di input, tra cui figurano la temperatura ambiente, la radiazione solare incidente, l'angolo di incidenza, l'inclinazione dei collettori ecc., elementi che dipendono in primo luogo dall'ubicazione geografica dell'edificio, è stato necessario collegare opportunamente il *type 1b* (che schematizza i pannelli solari) al *type* contenente il file climatico, ovvero il *type 109*. Quest'ultimo, contiene una serie di dati su base oraria relativamente a radiazione solare e altri elementi meteorologici, registrati nel corso di un anno e mediati su un intervallo di tempo di alcune decine di anni. Ovviamente, in linea con quanto già affermato nel

capitolo “Descrizione del caso studio”, è stato utilizzato il file climatico relativo alla città di Torino, opportunamente processato dal programma.

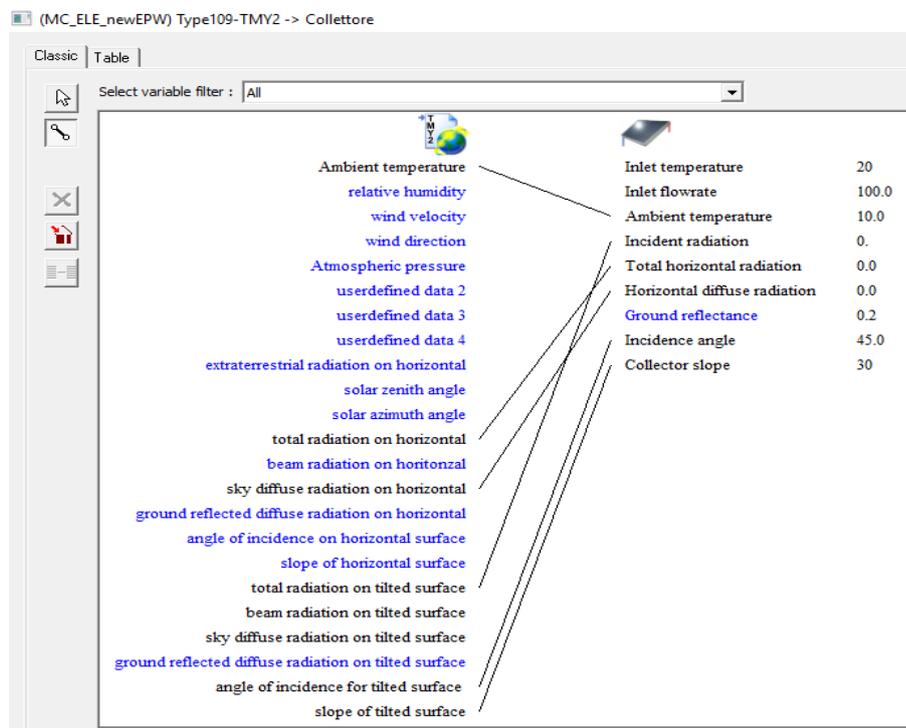


Figura 81 – collegamento tra il type che rappresenta i pannelli fotovoltaici e il file climatico

L’immagine soprastante mostra il collegamento tra il file climatico, e il *type* rappresentante i pannelli solari termici; il collegamento è stato effettuato secondo un preciso schema: il *type 109* (che processa i dati climatici), una volta impostata la località geografica di riferimento, restituisce come dati di output proprio i parametri necessari a definire le proprietà e il comportamento dei collettori. Ecco quindi che ciascun output del file climatico diventa il corrispondente input per il *type* dei collettori, secondo le modalità di collegamento appena descritte.

Dopo aver caratterizzato correttamente i pannelli solari termici (sia in termini di parametri definiti dall’utente, sia in relazione al file climatico) è stato possibile procedere con la modellazione dei rimanenti componenti del circuito solare, ovvero il bollitore bi-valente/serbatoio di accumulo inerziale, pompa di circolazione, organismi di controllo, e tubazioni isolate di collegamento tra i vari elementi, e generatore di calore ausiliario a integrazione.

La schematizzazione della pompa di circolazione è avvenuta per mezzo del *type 3b*, (da ricercare sotto la voce “Hydronics” della libreria di TRNSYS) che simula il

comportamento di una pompa a velocità invariabile. Anche in questo caso è stato necessario definire dapprima una serie di parametri caratterizzanti il *type* stesso, ed in seguito una serie di dati di input oggetto delle elaborazioni del programma. Particolarmente importante è stata l'assegnazione di un valore al parametro relativo alla portata della pompa, ovvero il *maximum flow rate*. In base alla letteratura tecnica consultata, è stata trovata una correlazione tra la superficie installata di collettori solari termici e la portata del fluido termovettore che deve circolare al suo interno. Poiché questa dovrebbe oscillare tra i 30 e i 40 l/h·m<sup>2</sup> (di superficie), 35 l/h·m<sup>2</sup> è stato assunto come valore di riferimento [21]. La portata, così determinata, è stata inserita come parametro caratteristico e al contempo input del *type 3b*. Ciò ha permesso di connettere correttamente la pompa con i pannelli solari: infatti il parametro di output relativo alla portata, tramite collegamento, è stato configurato come un parametro di input per il *type* che rappresenta i collettori solari.

Inutile ribadire che il calore specifico del fluido termovettore circolante è il medesimo di quello definito per i pannelli solari. Il *type* selezionato per la modellazione del circolatore solare dispone di un input che funge da segnale di controllo, ovvero il *control signal*, che può assumere unicamente due valori: 1 (pompa accesa) oppure 0 (pompa spenta). Sulla base del principio che regola l'effettivo funzionamento di un circolatore solare, è stato assegnato un valore al *control signal* dipendente dalla differenza di temperatura tra il fluido all'uscita del collettore e la temperatura del serbatoio di accumulo nella zona inferiore; questi costituiscono, di fatto, due input per il segnale di controllo, e come tali, vengono aggiornati e ricalcolati ad ogni successivo time-step del periodo di calcolo (in maniera quindi automatica e dinamica). In altri termini, il controllo assume il valore 1, ogniqualvolta la differenza di temperatura è maggiore o uguale a 7 gradi.

Nell'intento di realizzare un modello dell'impianto solare quanto più realistico possibile, si è scelto di procedere anche con la modellazione delle tubazioni di collegamento tra i collettori solari e il serbatoio di accumulo. A tal fine si è fatto uso del *type 31* che riproduce proprio questo elemento. I parametri caratteristici sono stati desunti dalle schede tecniche dei produttori (consultabili alla sezione "Documentazione tecnica di supporto"), e inseriti quindi manualmente. Il *type 31* richiede la definizione della lunghezza delle tubazioni e della temperatura ambiente per il calcolo delle dispersioni termiche. Questi parametri sono stati definiti a seguito di una ipotetica collocazione del serbatoio di accumulo nel sottotetto dell'abitazione. In particolar modo, la temperatura

ambiente, output del *type 109*, costituisce di fatto un input proprio per il *type 31*. La portata di fluido circolante nelle tubazioni è invece un altro degli input da caratterizzare: poiché questa deve essere la medesima in ogni organo idraulico che attraversa (vale a dire collettori solari e pompa di circolazione), è stata determinata collegando l'output opportuno del *type 3b* (ovvero *Outlet flow rate*) al corrispondente input del *type 31* (*Inlet flow rate*).

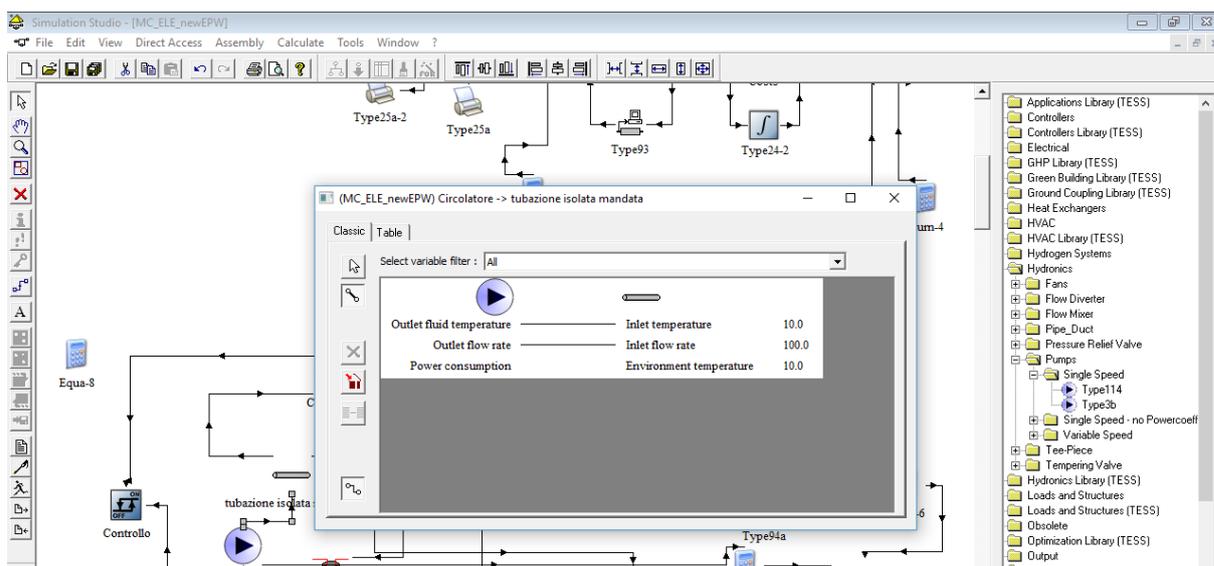


Figura 82 – parametri di connessione tra il *type 3b* e il *type 31*

## 7.2.2 Modellazione del serbatoio di accumulo

L'ultimo componente dell'impianto solare termico ad essere stato modellato è stato il serbatoio di accumulo inerziale. In base alla modalità di funzionamento dell'impianto di riscaldamento, opportunamente descritta nel capitolo dedicato ("Impianto di riscaldamento"), è stato necessario orientarsi verso un modello di serbatoio dotato di tre scambiatori interni. Fortunatamente, la libreria di TRNSYS dispone di un numero piuttosto elevato di *types* che modellano l'accumulo: dunque, si è scelto di utilizzare il *type 60d* che ben schematizza il componente in esame.

Tutti i parametri tecnici di configurazione del *type*, quali ad esempio il posizionamento degli scambiatori interni, l'altezza del serbatoio stesso, la tipologia di fluido contenuta ecc, derivano dai valori riportati nella documentazione di supporto di cui si è fatto uso.

Tra tutti questi, è stato particolarmente importante assegnare il corretto valore alla capacità e alla superficie complessiva degli scambiatori di calore interni. Questo perché in primo luogo il volume di accumulo dipende (sulla base di quanto detto nel paragrafo “Definizione delle variabili di ottimizzazione per gli impianti”) dalla superficie dei pannelli solari termici installata, che è tuttavia un parametro di ottimizzazione: come tale, è dunque soggetto all’attribuzione di un valore diverso (seppur contenuto entro i limiti definiti) per ogni ciclo di ottimizzazione intrapreso. Ecco dunque spiegata la necessità di poter variare di conseguenza il volume del serbatoio.

Operativamente questa necessità è stata risolta assegnando al parametro *tank volume* anziché un valore costante una “stringa”, come mostra l’immagine successiva.

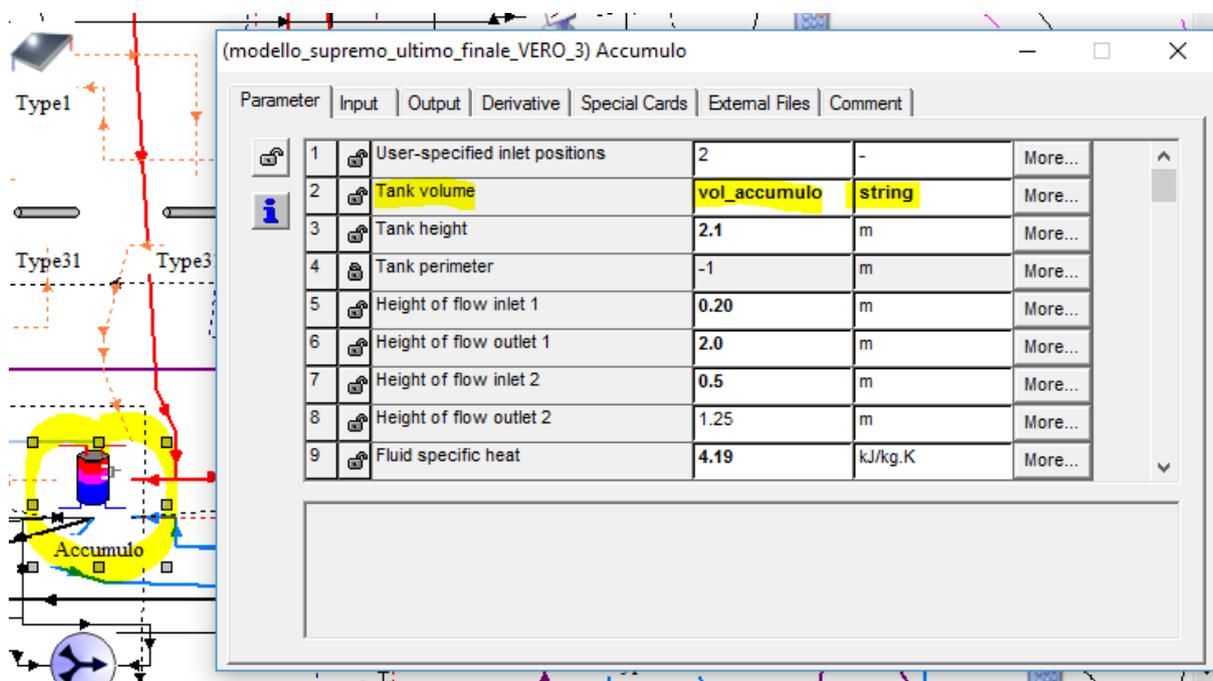


Figura 83 – definizione del parametro *tank volume* per il type 60d che schematizza il funzionamento di un serbatoio di accumulo

In questo modo, il programma assegna al parametro corrispondente il contenuto della stringa, nello specifico *vol\_accumulo*, che è definita tramite un’espressione che mette in correlazione la superficie dei pannelli (si ribadisce, parametro di ottimizzazione) con il volume richiesto. Ciò avviene in realtà per mezzo di un parametro intermedio, ovvero il *rapp\_litri\_sup\_pann* (rapporto superficie – litri di accumulo) anch’esso una delle variabili di ottimizzazione, per le ragioni esposte nel paragrafo “Definizione delle variabili di ottimizzazione per gli impianti”.

Si è detto che l'altro parametro che ha presentato un certo grado di complessità nella definizione è stata la superficie dei singoli scambiatori di calore. Questo perché quest'ultima deve essere relazionata al volume di accumulo. Tale collegamento è stato effettuato sulla base della documentazione tecnica reperita: per il serbatoio selezionato infatti, al di sotto della capacità di 1440 litri è prevista una determinata area per ognuno degli scambiatori; area che raddoppia non appena il volume supera i 1440 litri. Operativamente, questa condizione è stata implementata in TRNSYS facendo ricorso nuovamente ad una *stringa* il cui contenuto è dipendente dalla capacità di accumulo, e dunque varia con esso.

Infine, per garantire un corretto funzionamento del *type*, è stato fondamentale definire gli input in merito alle portate e temperature dei fluidi in ingresso ai differenti scambiatori. Ciò detto è essenziale sottolineare quanto segue:

- lo scambiatore inferiore è riservato al circuito solare, e la portata e temperatura del fluido in ingresso sono definite come output del *type* rappresentante i pannelli solari;
- lo scambiatore intermedio è dedicato invece al circuito di riscaldamento, o meglio alla fonte di calore integrativa (caldaia o pompa di calore) e, anche in questo caso, temperatura e portata sono frutto degli output corrispondenti dei *type* che modellano entrambi i generatori di energia termica;
- lo scambiatore superiore infine è quello che permette di collegare in serie all'accumulo di dimensioni maggiori, il serbatoio riservato all'acqua calda sanitaria. In questo caso, la portata del fluido che circola all'interno dello scambiatore assume due differenti valori, a seconda che ci si trovi nella stagione di raffrescamento o riscaldamento. Infatti questa è pari a:
  1. 50 kg/h in regime di riscaldamento;
  2. pari alla portata del circuito solare, al di fuori della stagione di riscaldamento.

La temperatura in ingresso allo scambiatore risulta determinata in seguito al collegamento tra i due serbatoi.

Infine, tra gli input da definire, non si può certo tralasciare il *flowrate at outlet 1*, ovvero la portata di fluido che fuoriesce dall'accumulo. Questa, sulla base dello schema di impianto di riscaldamento (Figura 58) coincide con la portata che deve essere mandata in circolo nel terminale di emissione, rappresentato dal pavimento radiante. Il calcolo di tale portata avviene in maniera automatica, requisito imprescindibile per una

simulazione energetica dinamica, con le modalità descritte nel capitolo dedicato (“Simulazione per l’ottimizzazi”). Il *typ60d* annovera, tra gli input, anche il *flowrate at inlet 1*, ovvero la portata che ritorna al volume di accumulo, definita tramite un opportuno input, la quale deve essere necessariamente uguale a quella in uscita; poiché TRNSYS esegue, in maniera automatica, un bilancio di massa tra quella in uscita e quella in ingresso, non è stato necessario specificare alcun valore per la portata in ingresso. Figura 58 – schema dell’impianto di riscaldamento che sfrutta l’energia solare e costituito da: pannelli solari termici, bollitore e una caldaia o pompa di calore a integrazione, e serbatoio di ACS connesso in serie

### 7.3 Modellazione dell’impianto fotovoltaico

Lo schema impiantistico previsto ha richiesto la modellazione anche dell’impianto fotovoltaico. In considerazione della tipologia di edificio oggetto del caso studio e della sua locazione (Torino) si è deciso di implementare un impianto connesso in rete. Di seguito si riepilogano brevemente i principali componenti presi in considerazione:

1. pannelli fotovoltaici di diversa tipologia;
2. inverter per la conversione della corrente elettrica prodotta, da continua ad alternata;

Con riferimento al primo punto, si è ritenuto conveniente considerare diversi tipi di pannello fotovoltaico al fine di poter disporre di un ventaglio di possibili soluzioni più ampio e variegato nella successiva fase di ottimizzazione, da cui derivare la configurazione ottimale. Le tipologie di pannelli prese in esame sono le medesime elencate e descritte nei paragrafi dedicati (“Tipologia di moduli fotovoltaici”) e dunque: silicio mono e poli-cristallino, e amorfo; per ognuna di queste si è scelto un modello di riferimento, come peraltro già dichiarato nell’analisi delle funzioni di costo di investimento.

Il type utilizzato per modellare i pannelli fotovoltaici è stato il *94a* che impiega equazioni che fanno riferimento a un modello empirico equivalente di circuito per predire le caratteristiche voltaggio-corrente di un singolo modulo [22].

Volendo esaminare dapprima la caratterizzazione dei parametri del *type94a*, è importante ribadire quanto scritto in apertura del paragrafo: la tipologia di pannello è uno dei parametri di ottimizzazione. Ciò significa che i parametri del type che sono relativi alle caratteristiche prestazionali, non possono essere definiti tramite un “input semplice”. Questo perché il software che si occupa della fase di ottimizzazione e che dunque calcola la funzione di costo-globale assegnando di volta in volta un valore differente (ma contenuto all’interno dell’intervallo definito) alle variabili di ottimizzazione (tra cui figura, per l’appunto, la tipologia di pannello fotovoltaico), deve avere la possibilità di intervenire direttamente sui parametri prestazionali del type, facendoli variare.

Operativamente questa necessità si traduce nell’assegnazione ai suddetti parametri di una stringa piuttosto che di un numero. La stringa contiene ovviamente un rimando ad una espressione che consente di definire le caratteristiche prestazionali dei pannelli, in funzione della loro tipologia.

Brevemente i parametri che descrivono la prestazione dei pannelli risultano essere:

1. *module short-circuit current at reference conditions*, ovvero il valore della corrente di cortocircuito nella condizioni di riferimento;
2. *module open-circuit voltage at reference conditions*, ovvero il valore della tensione in condizioni di riferimento e con circuito aperto;
3. *module voltage at max power point and reference conditions*, ovvero il valore della tensione nelle condizioni di MPP (max-power-point);
4. *module current at max power point and reference conditions*, ovvero il valore della corrente nelle condizioni di MPP (max-power-point);

Tra i parametri da definire per il *type94a*, è necessario approfondirne ancora qualcuno. Primo fra tutti, l’area del singolo modulo fotovoltaico, *Module area*. Questa, per cercare di uniformare i dati raccolti e semplificare la trattazione, è stata impostata, per tutte le tipologie di pannelli ad un valore giudicato rappresentativo e pari a 1,63 m<sup>2</sup>. Ragionamenti analoghi hanno portato all’assegnazione di un valore di riferimento per quanto riguarda il numero di celle che compongono il modulo fotovoltaico, che è stato assunto pari a 60.

Infine, resta da definire uno dei parametri forse più importanti, ovvero il numero di moduli connessi in serie, che risulta essere un parametro di ottimizzazione e come tale, soggetto a variazioni. Ecco quindi che, ancora una volta, è stato obbligatorio definire questo parametro per mezzo di una stringa (*num\_moduli\_pann\_FV*) contenete

un'espressione che permette di variare il numero di moduli. L'immagine sottostante mostra proprio la schermata di assegnazione dei parametri del *type94a*.

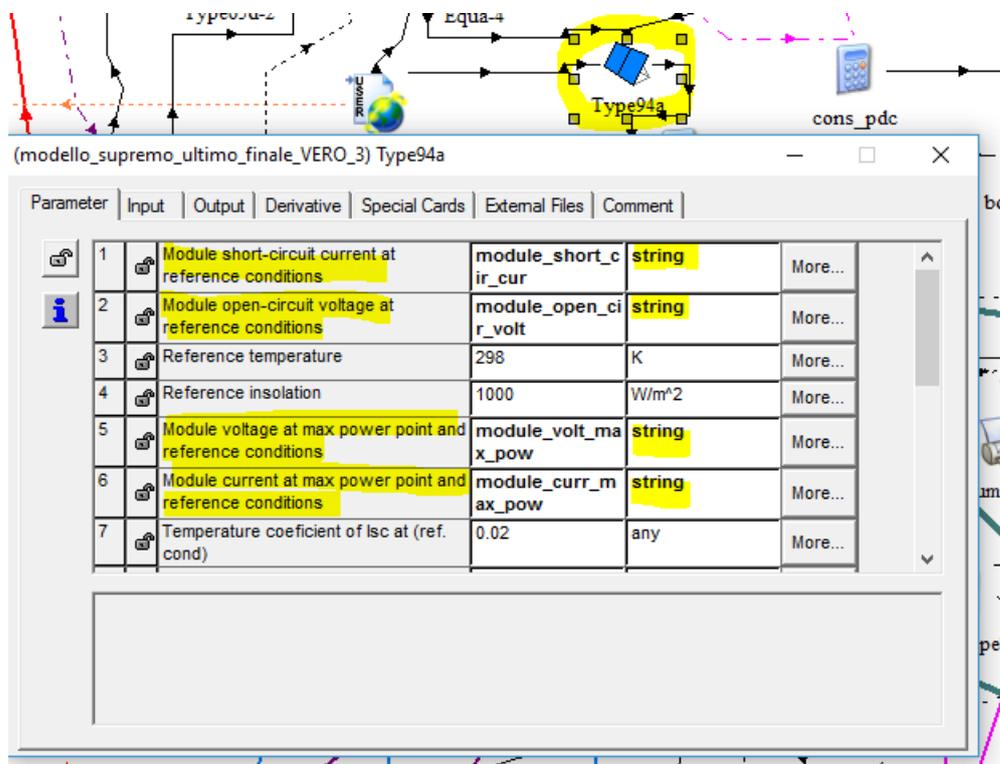


Figura 84 – schermata di assegnazione dei parametri caratteristici del *type94a*, con riferimento a quelli prestazionali

Il *type94a* richiede inoltre la definizione di una serie di input che riguardano, in buona sostanza, le condizioni in cui opereranno i pannelli. Tra i più importanti e dunque meritevole di un approfondimento, vi è senz'altro l'*array slope*, vale a dire l'inclinazione della batteria di pannelli fotovoltaici; anche questo input risulta essere in realtà un parametro di ottimizzazione e come tale, in base alla consueta procedura, è stato definito tramite una apposita stringa. Il *load voltage* è stato impostato invece a 220 V, poiché tale è il valore consueto per le apparecchiature domestiche.

In conclusione, gli input legati alla radiazione solare incidente, la temperatura ambiente, la radiazione diffusa ecc. sono stati determinati collegando in maniera corretta questi ultimi agli output del *type109* (file climatico) come mostrato nell'immagine seguente.

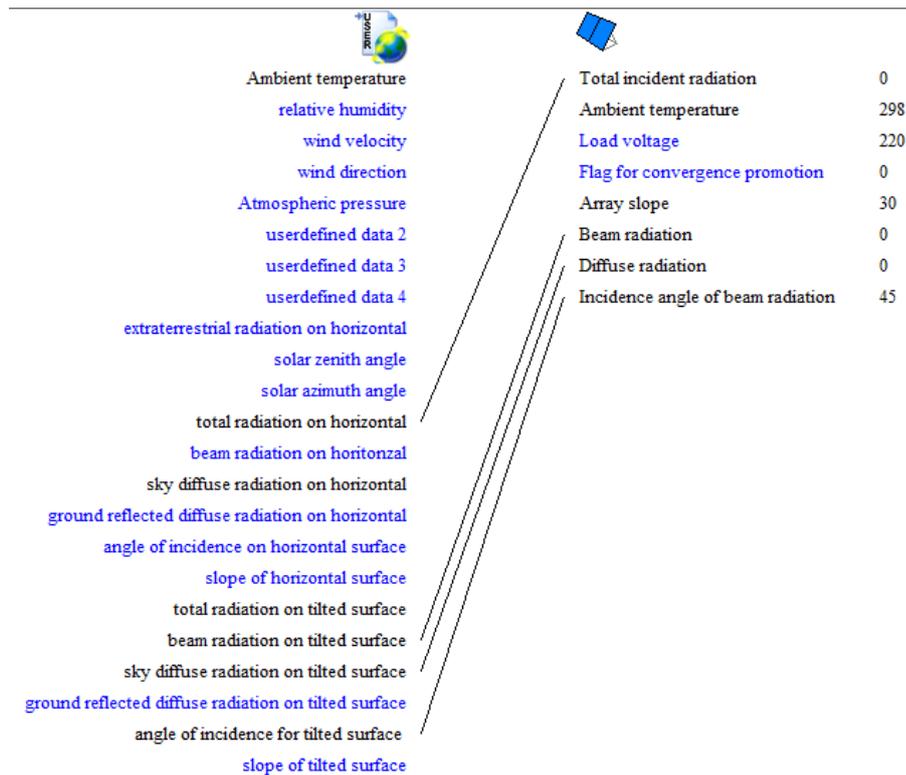


Figura 85 – collegamento tra il type109 e il type94a

In apertura del paragrafo si è scritto che l'altro componente che è stato necessario modellare è l'inverter che ha la funzione di convertire la corrente continua prodotta dai pannelli fotovoltaici in corrente alternata utilizzabile dalle apparecchiature domestiche. Per simulare quindi l'azione di questo componente si è fatto uso del *type48a*, specificamente rivolto ad impianti connessi in rete. Il type, richiede l'inserimento di in solo parametro di caratterizzazione: l'efficienza che, sulla base della documentazione tecnica consultata, è stata assunta pari al 90%.

Gli input da specificare sono invece solamente due:

1. *input power*, ovvero l'energia fornita dalla batteria di pannelli fotovoltaici; questa è stata determinata connettendo l'output corrispondente del type94a (array power);
2. *load power*, ovvero la potenza richiesta dal carico; poiché si intende sfruttare al massimo grado l'impianto fotovoltaico, questa equivale, sostanzialmente, al consumo di energia elettrica di tutte le apparecchiature modellate, di cui si fornisce una breve lista:
  - circolatore solare;
  - pompe di circolazione dell'impianto termico;
  - caldaia e/o pompa di calore;

- resistenza elettrica per riscaldamento dell'ACS;

il consumo di energia elettrica di tutti questi elementi è stato calcolato all'interno di TRNSYS facendo ricorso ad un'equazione in grado di restituirlo come output (ad ogni simulazione). Output che diventa quindi il dato di input per il parametro *load power*.

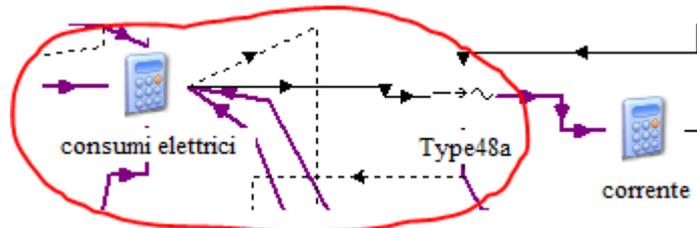


Figura 86- collegamento tra il type che calcola i consumi elettrici e il type che modella il funzionamento dell'inverter (type48a) all'interno di TRNSYS

Particolarmente utili si sono rivelati gli output del *type48a*:

1. *power in*, ovvero la quantità di energia prodotta dai pannelli fotovoltaici;
2. *power out*, ovvero la quota di energia prodotta e direttamente autoconsumata;
3. *excess power*, ovvero la quantità di energia venduta o acquistata (in funzione del segno: l'energia è positiva quando acquistata, negativa in caso contrario);

Una simile strutturazione degli output ha permesso infatti calcolare in maniera rapida, integrando gli output elencati sopra sulla durata di un anno, ovvero 8760 ore, la quantità di energia prelevata dalla rete, quella consumata, e quella reimpressa. Avendo determinato in una fase precedente del lavoro ("Costi annuali") le tariffe energetiche applicate, è stato quindi possibile calcolare la spesa totale per il consumo di energia elettrica. Questa è stata ricavata a partire dal corrispettivo dovuto (calcolato come prodotto tra l'energia prelevata e la tariffa applicata) da cui è stato scontato il ricavo dovuto alla vendita (calcolato invece come prodotto tra l'energia reimpressa nella rete e il corrispondente prezzo di vendita).

## 7.4 Modellazione della caldaia alimentata a biomasse

La presenza di un generatore di energia termica a integrazione dell'impianto solare ha reso necessaria la modellazione in TRNSYS della caldaia alimentata a biomasse (una delle due possibili alternative secondo quanto riportato nel paragrafo "Impianto di riscaldamento"). La scelta è ricaduta sul *type659* che simula il comportamento di una generica caldaia, e su cui però è doveroso esporre la seguente considerazione: la procedura di automatizzazione del processo implementata nel software, permette il calcolo automatico dei fabbisogni energetici dell'edificio (che variano a seconda delle configurazioni adottate nel corso del processo di ottimizzazione) e anche della portata che deve circolare nei terminali impiantistici per soddisfare la richiesta energetica (in funzione di una temperatura di mandata e ritorno considerate fisse). Sarebbe dunque lecito aspettarsi che la potenza nominale del generatore di energia termica, nello specifico la caldaia, fosse dipendente dal carico termico di progetto; l'intenzione era infatti quella di implementare in TRNSYS questo legame di dipendenza. Dunque, per ragioni connesse al processo di ottimizzazione, al parametro *rated capacity* del *type659* è stata assegnata, in un primo momento, una stringa il cui contenuto era il carico termico di progetto calcolato (ovviamente in regime invernale). Tuttavia, al lancio di una prima simulazione il software ha restituito un errore imputabile proprio al parametro definito con la procedura appena descritta. La ragione, probabilmente, risiede nel fatto che il *type659* non "accetta" un input che risulta essere, a tutti gli effetti, dinamico. Alla luce di queste considerazioni, al parametro *rated capacity* è stato assegnato un valore costante di 36 000 kJ/h, pari a 10 kW, una quantità di energia ritenuta sufficiente a coprire il fabbisogno termico dell'edificio anche nelle configurazioni meno prestanti dal punto di vista energetico.

Detto ciò è stato necessario definire gli input richiesti dal type, tra cui figurano:

1. *set-point temperature*, ovvero la temperatura di set-point per il fluido in ingresso alla caldaia; in ragione della presenza di un pavimento radiante che opera con temperature medio-basse (35°), questa temperatura è stata imposta uguale a 40°;
2. *boiler efficiency*, ovvero l'efficienza della caldaia. Sulla base della documentazione tecnica consultata (e allegata) questa è stata posta pari al 90%;
3. *control signal*, ovvero il segnale di controllo per l'accensione, posto uguale a 1; in realtà l'accensione è regolata da una serie di altri controlli più complessi, la

cui trattazione verrà approfondita nel paragrafo dedicato (“Logiche di controllo e sistemi di regolazione”) *inlet flowrate*, ovvero la portata di fluido in ingresso alla caldaia. Ora poiché la caldaia svolge una funzione integrativa, questa portata non deve necessariamente essere pari alla portata di progetto; e inoltre dipende anche dalla temperatura a cui si intende riscaldare l’acqua che sarà inviata al serbatoio di accumulo. Essendo questa pari a 40°, si è deciso di imporre la portata del fluido a 3000 kg/h;

4. *inlet fluid temperature*, ovvero la temperatura del fluido in ingresso; questa è pari alla temperatura del fluido all’uscita dallo scambiatore intermedio contenuto all’interno del serbatoio di accumulo. Dunque è stato sufficiente connettere correttamente input e output tra il *type60d* e il *type659* per assegnare a questo parametro il giusto valore;

Tra gli output di questo componente è senz’altro degno di nota, uno in particolare, e più precisamente, *theating rate* che rappresenta il consumo energetico della caldaia. In altre parole, la spesa energetica che deve essere sostenuta, affinché il generatore possa riscaldare la portata di fluido in ingresso, a 40°. Tramite il *type 24-4* è stato possibile integrare questo output per la durata in ore corrispondente ad un anno (un ciclo completo di simulazione) ottenendo quindi la spesa energetica annuale ascrivibile al riscaldamento. Da questa, conoscendo il potere calorifico del pellet (ricavato dalla documentazione tecnica consultata), è stato possibile risalire sia al consumo complessivo di combustibile (il consumo di pellet, espresso in kg), sia alla spesa corrispondente, avendone dapprima determinato il prezzo di acquisto.

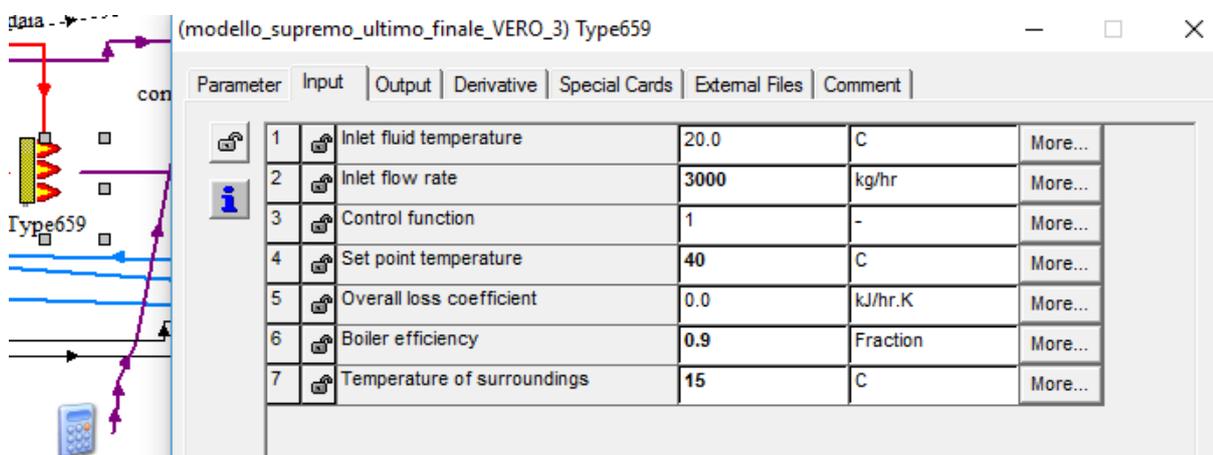


Figura 87 – type659 e parametri caratteristici

## 7.5 Modellazione della pompa di calore geotermica

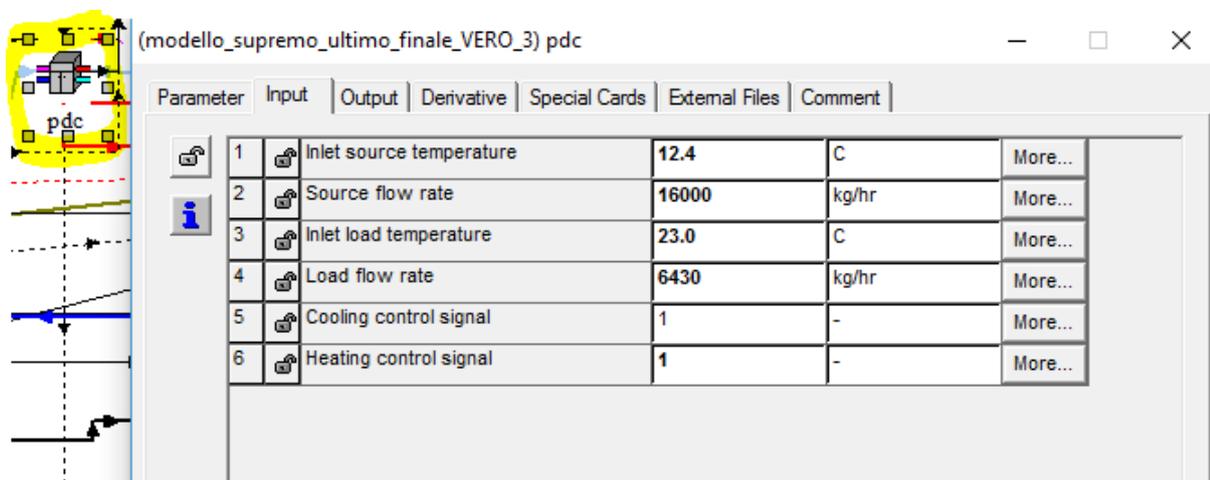
Oltre alla caldaia alimentata a biomasse è stato necessario modellare anche una pompa di calore geotermica. Ma poiché questa prevede la presenza di uno scambiatore interrato, in realtà la procedura ha richiesto la modellazione di due distinti types, in seguito opportunamente connessi.

In considerazione della tipologia di impianto ideata (“Impianto di riscaldamento”), è evidente che l’unica tipologia di pompa di calore accettabile risulta essere del tipo acqua-acqua (soluzione di acqua glicolata in realtà). Inoltre, è bene soffermarsi su una considerazione importante: la pompa di calore deve essere modellata come reversibile (in quanto la tipologia di riscaldamento 2, prevede questa configurazione – vedi a pagina 88) e deve essere dimensionata sulla base del carico estivo, in quanto questo risulta ben più gravoso di quello invernale (situazione comune a tutti gli edifici termicamente ben isolati). Ma poiché nella tipologia impiantistica “2”, questa funziona anche in regime invernale, è stato necessario adottare un controllo che permettesse di esprimere la portata di fluido termovettore (sia quello diretto al carico, che quello diretto alla sorgente) in funzione della stagione di riferimento (la logica alla base di questo controllo e degli altri che interessano comunque la pompa di calore verrà approfondita nel paragrafo dedicato - Logiche di controllo e sistemi di regolazione). Lo stesso dicasi delle temperature del fluido in ingresso e dei segnali di controllo per l’accensione. Per cui è stato indispensabile estendere il medesimo ragionamento anche a questi *input*.

In definitiva, i parametri di input (con i rispettivi valori) del *type668* soggetti alla logica di controllo descritta nelle righe precedenti risultano essere:

1. *source flow-rate*, ovvero la portata di fluido termovettore scambiata con lo scambiatore interrato. Questa è stata impostata a 16000 kg/h, in realtà sia nella stagione estiva che in quella invernale. Un valore così alto è stato determinato in regime estivo, in modo da contenere entro limiti accettabili la temperatura del fluido in ingresso allo scambiatore interrato;
2. *load flow-rate*, ovvero la portata di fluido termovettore scambiata con il serbatoio di accumulo durante il periodo di riscaldamento, e immessa invece direttamente nel pavimento radiante durante il periodo di raffrescamento. Questo input, considerato che deve assumere valori differenti, è soggetto alla logica di controllo descritta in apertura di paragrafo. In sostanza, la portata assume i seguenti valori:

- durante il periodo di raffrescamento è pari alla portata di progetto (relativa, ovviamente, al caso estivo) calcolata automaticamente all'interno di TRNSYS e connessa direttamente a questo input;
  - durante il periodo di riscaldamento è stata imposta pari a 800 kg/h sulla base di considerazioni del tutto analoghe a quelle che sono state fatte nel caso della caldaia a biomasse (riportate a pagina 162). In questo caso il valore è minore per effetto delle maggiori temperature di esercizio della pompa (in realtà si tratta di una limitazione del type che verrà approfondita nelle righe successive);
3. *cooling control signal e heating control signal*, ovvero il segnale di controllo per l'accensione della pompa per riscaldamento/raffrescamento. Entrambi sono stati posti uguali a 1, sulla base di una logica di controllo che verrà descritta nel paragrafo dedicato ("Logiche di controllo e sistemi di regolazione");
  4. *inlet load temperature e inlet source temperature*, ovvero la temperatura della portata in ingresso alla pompa, rispettivamente lato "carico-sorgente di calore". Queste sono state determinate connettendo gli output opportuni del serbatoio di accumulo e dello scambiatore interrato (che diventano, ovviamente, input per il *type668*).



Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
1	Inlet source temperature	12.4	C	More...		
2	Source flow rate	16000	kg/hr	More...		
3	Inlet load temperature	23.0	C	More...		
4	Load flow rate	6430	kg/hr	More...		
5	Cooling control signal	1	-	More...		
6	Heating control signal	1	-	More...		

Figura 88 – type668 e relativi input

Un importante limite del type utilizzato cui non si è riusciti, di fatto, a porre rimedio, è legato al controllo della temperatura di uscita del fluido termovettore, lato "carico termico". In effetti, la strutturazione del componente non permette in alcun modo di regolare questo importante parametro. La temperatura viene determinata in maniera automatica facendo riferimento a due differenti file esterni al programma e contenenti

i dati di prestazione della pompa, in regime di riscaldamento in un caso e in regime di raffrescamento nell'altro, calcolati a partire da un numero di possibili temperature del fluido termovettore in ingresso alla pompa, definito dall'utente.

A titolo esemplificativo si riporta il file cui si è fatto affidamento per le prestazioni della pompa nel caso di raffrescamento. I valori sono stati ripresi dalla documentazione tecnica consultata e allegata.

Load Temp (°C)	Source Temp (°C)	! Total Cooling(kW) and Power(kW) at
13	16	18 23 ! Values of Entering Load Temperatures in Degrees Celsius
30	35	40 ! Values of Entering Source Temperatures in Degrees Celsius
33.3	4.5	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 30/13
38.2	4.6	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 30/16
38.3	4.6	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 30/18
43.7	4.7	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 30/23
31.7	5.0	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 35/13
34.6	5.1	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 35/16
36.6	5.1	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 35/18
41.8	5.2	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 35/23
30	5.60	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 40/13
32.8	5.60	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 40/16
34.7	5.7	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 40/18
39.8	5.7	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 40/23
28.2	6.2	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 45/13
30.8	6.2	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 45/16
32.7	6.3	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 45/18
37.5	6.4	!Total Cooling(kW)and Power(kW) at 45/23

Figura 89 – dati di prestazione per la pompa di calore geotermica, in regime di raffrescamento

Si è ritenuto ragionevole fare riferimento ad una pompa di calore con potenza frigorifera massima prossima ai 40 kW, in quanto tale valore si pone come il limite superiore sulla base dei fabbisogni determinati durante la fase di dimensionamento degli impianti (si ribadisce che si tratta di una fase completamente automatica che precede la simulazione “vera e propria”, e che verrà approfondita nel paragrafo dedicato - Simulazione per l’ottimizzazi).

Non resta a questo punto che descrivere il type utilizzato per modellare e simulare il comportamento di una sonda geotermica verticale (l’unica tipologia considerata). In questo caso, a differenza di quanto accaduto nel caso della pompa di calore, la ricerca è stata facilitata dalla notevole varietà di types già presenti di default nella libreria di TRNSYS. Ad ogni modo, la scelta è ricaduta sul *type557*, che presenta una discreta quantità di parametri da definire.

La quasi totalità di questi è stata assegnata in base ai valori suggeriti dalla letteratura tecnica consultata [19]- [23]; il valore dei restanti parametri è stato determinato come

conseguenza del dimensionamento della pompa di calore. Tra questi spicca senz'altro la *borehole depth*, ovvero la profondità dei pozzi contenenti le sonde verticali. Questa, come è stato appena scritto, viene calcolata a partire dalla massima potenza della pompa di calore (che dipende, in maniera ovvia, dal fabbisogno termico dell'edificio), secondo la relazione ben definita a pagina 142, e che permette di correlare quest'ultima alla lunghezza totale richiesta alla sonda verticale. Tale parametro è stato quindi definito per mezzo di una stringa, contenente l'espressione di correlazione tra gli elementi appena citati, come mostra l'immagine sottostante.

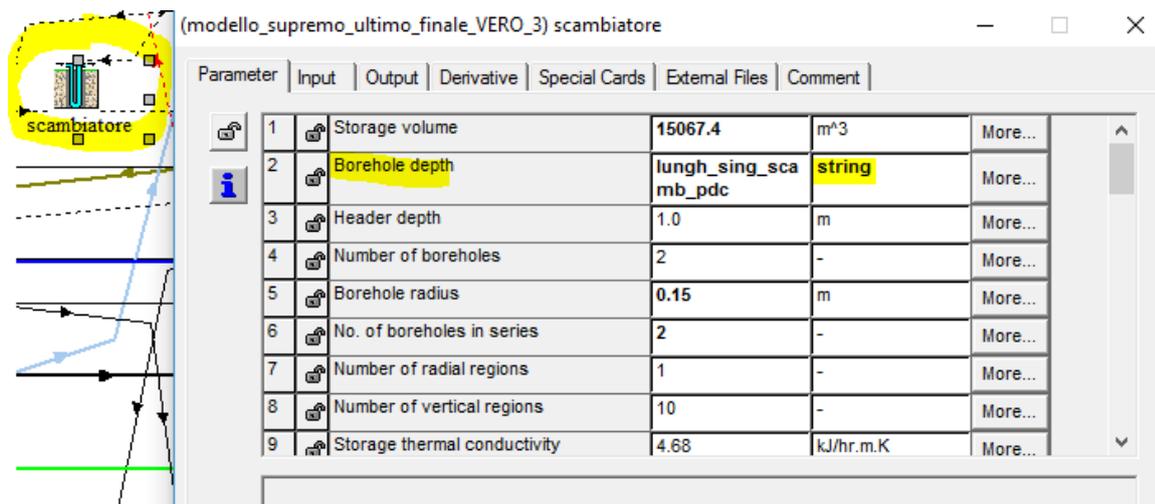


Figura 90 – type557 e schermata di definizione dei parametri

Molto importante è stata anche l'attribuzione dei corretti valori agli input del type. In particolare all'*inlet fluid temperature*, ovvero la temperatura del fluido in ingresso alla sonda, è stato connesso l'output corrispondente del *type668*, e lo stesso è stato fatto nel caso dell'*inlet flowrate*, la portata del fluido in ingresso allo scambiatore interrato (facendo riferimento però, in questo caso, alle portate, e non più alle temperature). Infine il type, sempre tra gli input, richiede la definizione delle condizioni ambientali operative; pertanto è stato sufficiente connettere gli output adeguati del *type109*, contenente i dati climatici della località di riferimento per la simulazione.

## 7.6 Modellazione del serbatoio di accumulo dell'ACS

Sino ad ora non è ancora stata trattata la modellazione del serbatoio riservato allo stoccaggio e produzione dell'acqua calda sanitaria, che pure è un componente importante dell'impianto.

Il punto di partenza, in questo caso, è stato rappresentato dal calcolo del fabbisogno di ACS giornaliero; poiché l'edificio nella realtà è abitato da cinque persone, la domanda che ne consegue è stata quantificata in 250 litri da disporre alla temperatura di 45°. Tuttavia, a seguito di una breve indagine di mercato, considerata la difficoltà nel trovare una documentazione tecnica di supporto per la capacità calcolata sopra, si è scelto di impostare il volume del serbatoio a 300 litri. Altrettanto importante è risultata la definizione del profilo di prelievo da parte dell'utenza, considerato costante per tutta la durata della simulazione, che è così articolato:

- dalle ore 6.00 alle ore 9.00 si registra un prelievo di 25 kg/h;
- dalle ore 13.00 alle ore 14.00 si registra, nuovamente un prelievo di 25 kg/h;
- infine dalle ore 18.00 alle ore 21.00 si registra un prelievo di 50 kg/h;

La modellazione del serbatoio di accumulo è avvenuta per mezzo del *type60d*, ovvero lo stesso utilizzato per simulare il comportamento del puffer dell'impianto di riscaldamento. Nonostante il *type* sia il medesimo, vi sono però alcune importanti differenze. In primo luogo, la capacità del serbatoio è costante, in quanto non è stata considerata un parametro di ottimizzazione, poiché la domanda di ACS è costante e non può quindi subire alcuna modifica. In secondo luogo, un'altra importante differenza è rappresentata dalla presenza, in questo caso, di un elemento di riscaldamento ausiliare (nella fattispecie una resistenza elettrica) avente funzione di integrazione per fornire, al momento della richiesta, l'acqua alla temperatura di 45°. La necessità di un elemento integrativo è legata al fatto che attraverso lo scambiatore interno viene fatta circolare, al momento della richiesta di acqua, una determinata portata tra il puffer e il serbatoio stesso di ACS. Poiché all'interno dell'accumulo di volume maggiore la temperatura media è certamente inferiore ai 45° (dal momento che la mandata dell'impianto è stata impostata a 35 gradi), è dunque spiegata la presenza della resistenza elettrica (e della logica che ne governa l'accensione). Peraltro, al fine di sfruttare al massimo il contributo dei pannelli solari termici, la portata che viene movimentata attraverso lo scambiatore interno può assumere differenti valori:

- durante la fase di riscaldamento, per limitare la sottrazione di energia termica dal puffer, questa è limitata a 50 kg/h;
- durante il resto dell'anno, quando cioè l'impianto termico non è in funzione e dunque non vi sono prelievi dall'accumulo maggiore, la portata è uguale a quella del circuito dell'impianto solare;

Infine, resta da specificare la potenza della resistenza elettrica, ovvero il parametro *maximum heating rate of element 1*. Anche questa volta, non trattandosi di un parametro oggetto del successivo processo di ottimizzazione, il suo valore è stato inserito "manualmente" ed è pari a 7200 kJ/h, equivalenti a 2 kW.

Per quanto riguarda invece la *set point temperature for element 1*, ovvero sia la temperatura di set-point a cui deve riscaldare l'acqua l'elemento 1, che altro non è che la resistenza elettrica, questa è stata ovviamente impostata a 45°. In conclusione, i rimanenti parametri sono stati definiti assegnando i valori ripresi dalla documentazione tecnica consultata e allegata.

Nel caso dei parametri di input, fatto salvo quanto già detto a proposito della portata movimentata attraverso lo scambiatore interno, resta da ribadire che il *flow rate at outlet 1* coincide con il profilo temporale di richiesta dell'acqua calda, e che la *temperature at inlet 1* è la temperatura dell'acqua in ingresso dall'acquedotto, impostata a 12,4° (media annuale della temperatura dell'aria a Torino), sulla base delle disposizioni vigenti.

Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
1	User-specified inlet positions	2	-	More...		
2	Tank volume	0.30	m <sup>3</sup>	More...		
3	Tank height	1.68	m	More...		
4	Tank perimeter	-1	m	More...		
5	Height of flow inlet 1	0.155	m	More...		
6	Height of flow outlet 1	1.45	m	More...		
7	Not used (inlet 2)	-1	-	More...		
8	Not used (outlet 2)	-1	-	More...		
9	Fluid specific heat	4.190	kJ/kg.K	More...		

Figura 91 – schermata di assegnazione dei parametri del type60d, utilizzato per simulare il serbatoio di ACS

## 7.7 Modellazione del pavimento radiante

Dopo aver passato in rassegna la modellazione dei generatori di calore integrativi al circuito solare, ovvero la caldaia alimentata a biomasse e la pompa di calore (declinata nelle differenti versioni), e di tutti gli altri principali componenti degli impianti, non resta che approfondire la procedura che ha permesso di implementare il pavimento radiante (quale terminale di emissione) all'interno del modello di edificio e di interfacciarlo correttamente con il sistema di impianti già modellato. In primo luogo è stato essenziale definire una stratigrafia coerente con la tipologia di impianto da integrare. Al riguardo, essendo presenti anche zone non riscaldate all'interno dell'abitazione sono state definite due possibili stratigrafie per il solaio; la soluzione destinata ad accogliere il pavimento radiante si sviluppa nei seguenti elementi costitutivi:

1. strato di finitura superiore, dello spessore di 2 cm realizzato in parquet di pino;
2. massetto per pavimento radiante dello spessore di 7 cm, con serpentina annegata;
3. strato di isolante termico;
4. soletta in calcestruzzo;

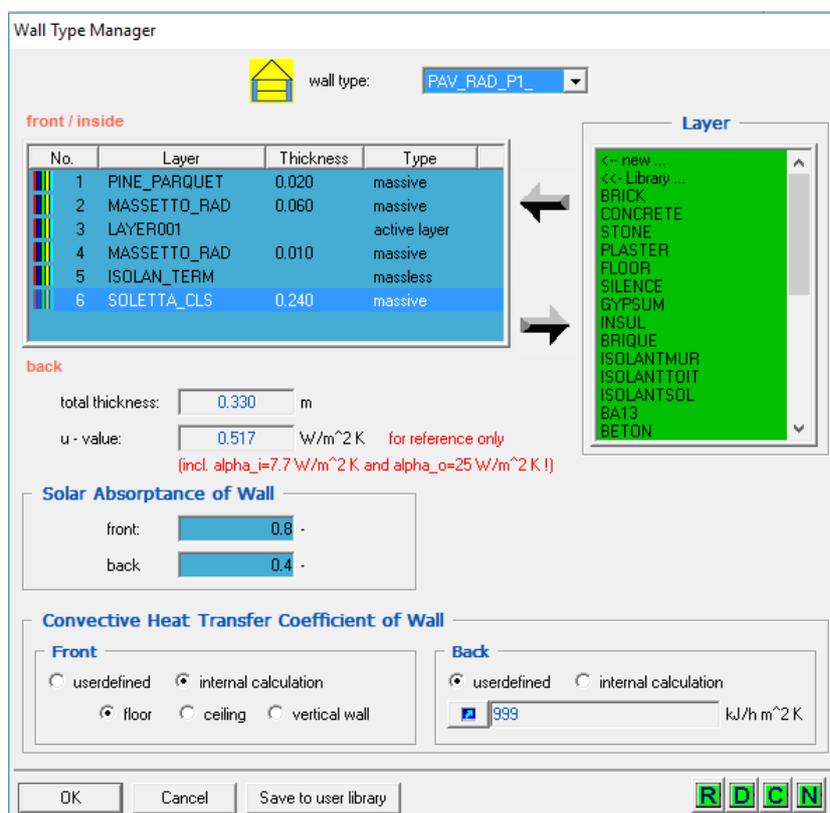


Figura 92 – finestra di dialogo del software da cui è possibile gestire la stratigrafia (è possibile riconoscere gli strati menzionati alla pagina precedente)

Nel caso di ambiente non riscaldato invece, la stratigrafia di riferimento per il solaio si sviluppa come segue:

1. strato di finitura superiore, dello spessore di 2 cm, realizzato in ceramica;
2. massetto in calcestruzzo alleggerito dello spessore di 7 cm;
3. soletta portante in calcestruzzo;
4. strato di isolante termico atto a simulare la presenza del terreno.

La procedura che è necessario seguire per definire la stratigrafia di un solaio, è relativamente semplice; occorre innanzi tutto selezionare il tipo di muro di cui si vuole definire la stratigrafia, ed in seguito è possibile aggiungere o eliminare i vari strati, assegnando lo spessore e specificando, laddove richiesto, le proprietà fisiche dei materiali. I valori di trasmittanza e conducibilità termica, allorché non presenti nella libreria di TRNSYS, sono stati inseriti manualmente facendo riferimento a quanto rinvenuto nella documentazione tecnica allegata. Resta da chiarire la presenza dell'*active layer* nell'immagine riportata nella pagina precedente: esso rappresenta, in buona sostanza, la schematizzazione delle serpentine radianti, e il suo inserimento è essenziale per poter modellare il pavimento radiante. L'introduzione di uno *strato attivo* comporta l'assegnazione di alcuni parametri che specificano le proprietà del materiale costituente le serpentine radianti e del fluido che vi circola all'interno (nel caso specifico, acqua). Anche in questo caso i valori da assegnare sono stati ricavati dalla documentazione tecnica consultata (e allegata in un'apposita sezione del presente documento).

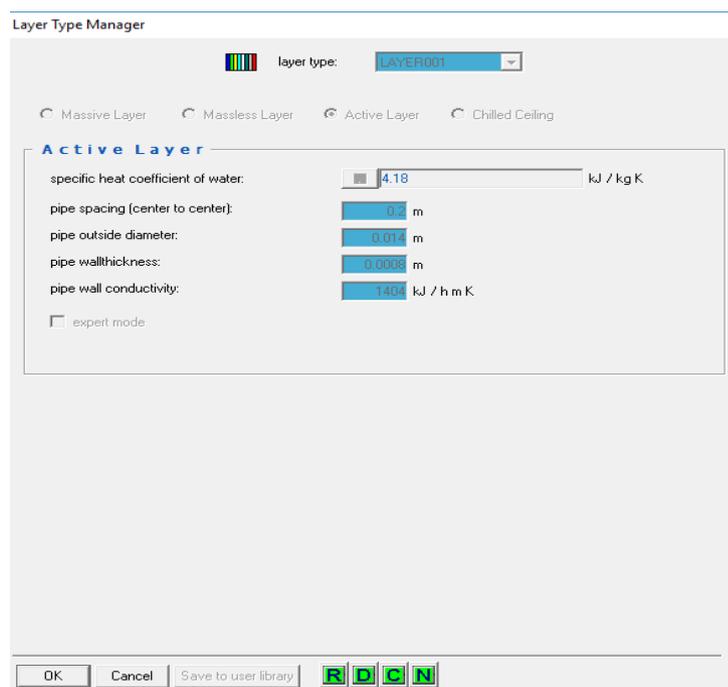


Figura 93 – schermata del programma tramite cui è possibile specificare le proprietà dell'active layer

Una volta inserito l'*active layer* in tutte le zone riscaldate è stato essenziale specificare altri due fattori:

1. la temperatura di ingresso del fluido termovettore;
2. la portata del fluido in ingresso nella singola zona termica;

Per poter specificare però l'ultimo dei due punti elencati è necessario conoscere la portata che circolerà in ogni ambiente, determinata con una procedura automatica che sarà illustrata in un paragrafo dedicato ("Simulazione per l'ottimizzazi"). In merito al primo punto invece, si può affermare sin da subito che questa sarà pari a 35°, poiché tale è stata definita la temperatura di mandata.

Definition Active Layer - LAYER001 (surface: 48)

inlet temperatur:  °C

number of fluid loops:  -

inlet mass flow rate:  kg / h

gain:  kJ / h

**Min. Inlet Mass Flowrate**

	specific value	absolute value
min.desired inlet mass flowrate (>0):	<input type="text" value="7.39"/> kg / h m <sup>2</sup>	<input type="text" value="26.68"/> kg / h
min.allowed inlet mass flowrate (>0):	<input type="text" value="4.98"/> kg / h m <sup>2</sup>	<input type="text" value="17.98"/> kg / h

**Autosegmentation**

DO  UNDO

sum of all segment areas:  m<sup>2</sup>

show calculation

surface no. of segments:

OK Cancel

contributed by **EMPA** 

Figura 94 – finestra di dialogo del programma tramite cui è possibile inserire il valore della portata e della temperatura del fluido termovettore per ogni zona riscaldata

In definitiva dunque è stato possibile specificare la portata di fluido circolante in ogni zona termica, opportunamente definita come input all'interno del *type 56*. L'immagine allegata sopra permette di avere un riscontro grafico di quanto si è detto finora.

## 7.8 Logiche di controllo e sistemi di regolazione

Dopo aver approfondito la modellazione dei terminali impiantistici ed illustrato brevemente quanto era già stato fatto per l'edificio (modello proveniente, lo si ribadisce, da un precedente studio [15]), è essenziale soffermarsi sulle logiche di controllo implementate al fine di garantire un corretto funzionamento, seppur simulato, degli impianti.

### 7.8.1 Controllo della temperatura negli ambienti

Si intende quindi cominciare la trattazione illustrando le modalità di controllo della temperatura all'interno degli ambienti. Come noto, lo spegnimento degli impianti è subordinato al raggiungimento, in ogni zona termica, della temperatura di set point.

In regime di riscaldamento questa è stata impostata a 20° per tutti gli ambienti riscaldati, ad eccezione del mezzanino e della sala al piano terreno, dove, per effetto delle ampie superfici vetrate si è preferito abbassare la temperatura di set-point a 19°.

In regime di raffrescamento invece, la temperatura di set-point è stata assunta pari a 26° per tutti gli ambienti climatizzati.

In base a quanto è appena stato detto, si intuisce sin da subito la necessità di poter aver un controllo sulle singole zone termiche. Tuttavia, poiché la modellazione degli impianti è avvenuta al di fuori del *type56*, ovvero del type che riguarda l'edificio, non è stato possibile adottare una regolazione della temperatura, per così dire, "interna". Fortunatamente però, lo stesso type permette di ottenere la temperatura di ogni ambiente modellato direttamente come output. Sfruttando poi la versatilità delle *Equations* (type configurabili direttamente dall'utente) si è potuto creare un vero e proprio termostato, di cui si illustra brevemente il funzionamento.

Si è detto che l'impianto deve rimanere acceso fin tanto che in ogni zona termica è stata raggiunta la temperatura di set point.

Operativamente, per garantire questa condizione, si è ideato un controllo, sfruttando il type delle equazioni, che legge la temperatura di ogni stanza in ingresso (come input) e restituisce "1" quando questa è minore di quella di set-point, "0" in caso contrario.

Il controllo restituisce un numero di output pari al numero di temperature lette, nella fattispecie 7, poiché 7 sono le stanze dell'edificio riscaldate o raffrescate. Volendo implementare la condizione secondo cui l'impianto rimane acceso fin quando ogni

zona ha raggiunto le condizioni di set-point, è stato necessario creare un ulteriore controllo, basato sulla lettura del valore della somma degli output precedenti. Quando infatti si verifica la condizione appena descritta, la somma assume un valore pari a 0. Quanto esposto ha validità nel caso di funzionamento degli impianti in regime di riscaldamento. Il principio di funzionamento alla base del “termostato estivo” è il medesimo, con ovviamente le dovute differenze imposte dalle diverse condizioni di operatività dell’impianto.

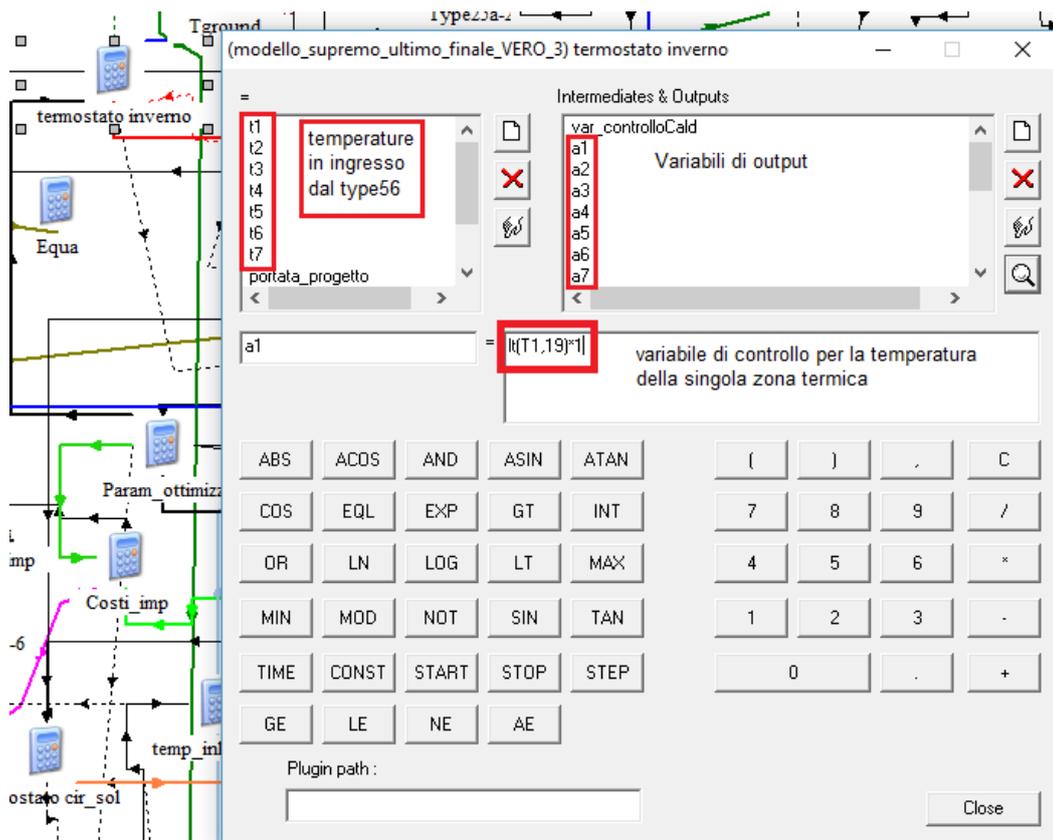


Figura 95 – schermata che illustra il funzionamento del type che simula l’azione di un termostato

L’immagine riportata sopra esprime graficamente quanto è stato detto sinora: t1,t2,...t7 rappresentano gli input di temperatura che giungono dal type56; a1,a2...a7 rappresentano invece le variabili di output che possono assumere il valore “1” o “0” in funzione del confronto con la temperatura di set-point.

Questa modalità di funzionamento del “termostato”, ha permesso inoltre di attuare una strategia di controllo per la singola zona termica. In effetti è stato sufficiente moltiplicare il valore della portata di fluido termovettore in ingresso al pavimento radiante di una stanza per il corrispondente coefficiente “a”, per ottenere una regolazione indipendente, proprio sulla medesima stanza.

## 7.8.2 Logica che regola il funzionamento dell'impianto solare

Si intende esaminare ora la logica di funzionamento dell'impianto solare termico. Innanzi tutto è opportuno chiarire che quest'ultimo viene fatto funzionare sempre, indipendentemente dal fatto che ci si trovi nella stagione di raffrescamento o riscaldamento.

Ciò detto, il funzionamento dell'impianto viene di fatto regolato attraverso il circolatore, modellato come un qualunque pompa di circolazione. Come tale dunque, l'accensione risulta controllata da un *control signal* che restituisce il valore di "1" (sistema in funzionamento) quando si verificano, contemporaneamente, le seguenti condizioni:

1. la differenza di temperatura tra quella registrata all'uscita dei collettori e quella misurata nella parte inferiore dell'accumulo, è superiore o uguale a 5°. Entrambe le temperature vengono configurate come input per il type che gestisce il segnale di controllo;
2. la temperatura media del serbatoio non eccede i 100°. Anche in questo caso la temperatura assume il ruolo di input per il type che gestisce il segnale di controllo;

Operativamente questa condizione è stata implementata attraverso un controllo, realizzato tramite il type *equation*, che restituisce il valore "1" allorchè si verificano entrambe le condizioni esposte sopra e che moltiplica il segnale di controllo del circolatore, impostato di default a "1".

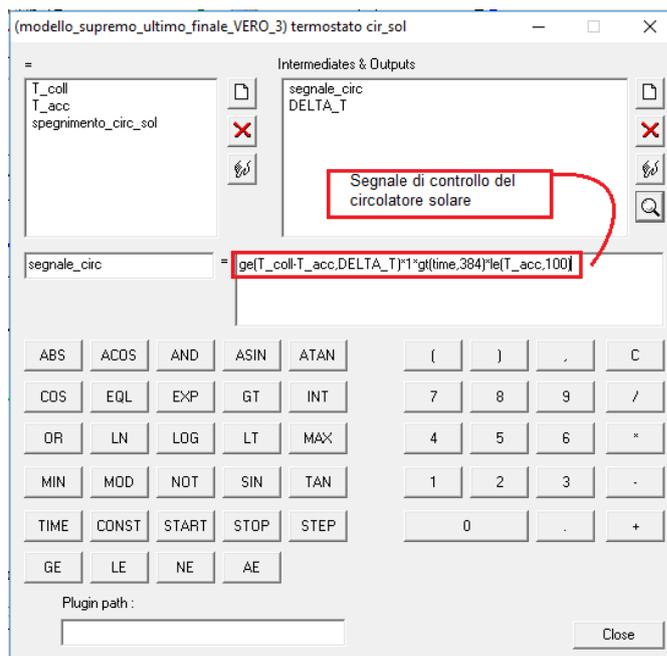


Figura 96 – schermata che illustra la sintassi del segnale di controllo per l'accensione dell'impianto solare termico

### 7.8.3 Logica che regola l'accensione dell'impianto termico

Dopo aver descritto la modellazione dell'impianto termico in TRNSYS, è doveroso illustrare anche il sistema di controllo che ne gestisce il funzionamento. In particolare si intende esaminare dapprima le condizioni che determinano l'accensione dell'impianto termico in regime di riscaldamento, il cui funzionamento è stato già trattato in un paragrafo dedicato ("Impianto di riscaldamento").

Sostanzialmente l'impianto, indipendentemente dal generatore di energia termica utilizzato, deve essere in funzione se si verificano le seguenti condizioni:

1. la temperatura di mandata dell'impianto risulta inferiore a 35°, nel momento in cui il termostato richiede l'accensione dell'impianto, poiché in almeno una delle zone termiche controllate non si raggiungono le condizioni di set-point;
2. durante la simulazione si ricade all'interno della stagione di riscaldamento, identificata con la finestra temporale convenzionale che va dal 15 Ottobre al 15 Aprile;

Il secondo punto ha reso necessaria la definizione della stagione di riscaldamento in TRNSYS. Ciò è avvenuto per mezzo, ancora una volta, di un controllo ideato grazie al type *equation*. Operazione preliminare alla definizione di tale controllo è stata tuttavia l'individuazione dei limiti temporali corrispondenti alla stagione di riscaldamento, giacché le prime 384 ore della simulazione sono impiegate dalla procedura automatica per determinare il dimensionamento degli impianti (maggiori informazioni al riguardo sono contenute nel paragrafo "Simulazione per l'ottimizzazi").

Dunque gli intervalli di tempo da considerare sono i seguenti:

- dall'ora 385 all'ora 2904, corrispondenti al periodo compreso tra l'1 Gennaio e il 15 Aprile;
- dall'ora 7224 all'ora 9144, corrispondenti al periodo compreso tra il 15 Ottobre e il 31 Dicembre;

Detto ciò è stato possibile definire, tramite la sintassi imposta dal software, il controllo relativo alla stagione di riscaldamento, il quale restituisce un valore pari a "1" se l'ora in cui avviene la simulazione ricade nell'intervallo appena descritto.

Anche il primo punto ha richiesto la creazione di un controllo-ad hoc, in cui le variabili di ingresso (e dunque gli input in ingresso al consueto type *equation* cui si è fatto ricorso per implementare la condizione richiesta), sono state:

1. la temperatura del fluido contenuto all'interno del serbatoio di riscaldamento, in prossimità dell'*outlet 1* ovvero la mandata dell'impianto;
2. la temperatura di mandata dell'impianto, assunta costante e pari a 35°;
3. il risultato della "somma" calcolata dal type che simula il funzionamento del termostato. Tale somma viene calcolata a partire dal valore restituito in base alla temperatura letta in ingresso. Per ogni zona termica questo controllo restituisce un valore "1" quando la temperatura è inferiore a quella di set-point. Se quindi la variabile "somma" assume un valore maggiore o uguale a 1, significa che vi è almeno una zona in cui non è raggiunta la condizione di set point;

Una volta acquisite queste variabili in ingresso quindi, il controllo restituisce un valore pari a "1" quando la temperatura del fluido in uscita dal serbatoio è minore di 35° nel momento in cui una qualsiasi delle zone termiche necessita di riscaldamento.

Poiché l'impianto si deve accendere quando si verificano entrambe le condizioni espresse in apertura del presente paragrafo, ne consegue che il segnale di controllo "finale", che viene poi moltiplicato per il *contro signal* del type della pompa di calore e della caldaia, non può che derivare dalla moltiplicazione (dal momento che quest'operazione matematica è la traduzione della condizione di contemporaneità nel linguaggio adottato dal software) dei due differenti segnali di controllo.



Figura 97 – definizione di una parte della sintassi del controllo che regola l'accensione della caldaia o pdc, effettuando dapprima un controllo preliminare sull'ora della simulazione e sulla temperatura della mandata dell'impianto

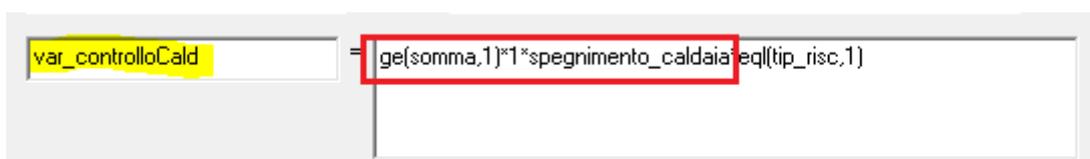


Figura 98- definizione della rimanente parte della sintassi di controllo che regola l'accensione della caldaia o pompa di calore, effettuando dapprima un controllo sulle temperature dei vari ambienti riscaldati

La logica di controllo fin qui illustrata è relativa al caso del riscaldamento, in quanto comanda l'accensione dei generatori di energia termica modellati; tuttavia, è stato necessario implementare una logica del tutto simile, anche nel caso del raffrescamento durante la stagione estiva.

In questo caso però vi sono alcune differenze: in primo luogo il segnale di controllo va a moltiplicare il *control signal* di un unico terminale di impianto, ovvero la pompa di calore. In secondo luogo vanno modificati i limiti temporali entro cui deve operare il controllo. Infatti l'intervallo di operatività dell'impianto si riduce ad uno soltanto: dall'ora 3504 all'ora 6384, corrispondenti al periodo di tempo compreso tra il 10 Maggio e il 10 Settembre.

#### **7.8.4 Sistema di regolazione della temperatura di mandata**

Il sistema di regolazione della temperatura di mandata è stato probabilmente uno dei più importanti controlli che è stato necessario implementare nel modello degli impianti-edificio realizzato in TRNSYS. Innanzi tutto, le considerazioni che verranno esposte di seguito si applicano all'impianto termico di riscaldamento, poiché nel caso del raffrescamento si utilizza una procedura più semplice e diretta, in quanto controllabile direttamente dal *type* della pompa di calore.

È già stato detto che la temperatura di mandata dell'impianto è stata fissata a 35° e che, qualora questa non sia raggiunta nel momento di necessità, è previsto l'intervento del generatore termico avente funzione di integrazione. Ma ancora nulla si è detto del caso in cui la temperatura di mandata sia superiore a 35°. In questo caso infatti, poiché si intende mantenere tale temperatura costante, si rende necessaria l'adozione di una valvola miscelatrice o a tre vie, per ridurre la temperatura e riportarla al valore desiderato. Il funzionamento di un simile componente è relativamente semplice: una sonda registra la temperatura del fluido termovettore in ingresso alla valvola stessa, e quando questa è superiore ad un valore predefinito, nel caso specifico, 35°, apre la via che mette in collegamento la valvola con la portata di ritorno dall'impianto (che è

ovviamente ad una temperatura inferiore, nella fattispecie 30°). In questo modo quindi viene fatta fluire una quota della portata di ritorno sufficiente ad abbassare la temperatura fino al valore desiderato.

In base a questa sintetica descrizione del funzionamento, è evidente che è stato necessario modellare diversi componenti con i relativi controlli per simulare l'azione della valvola miscelatrice. In effetti la procedura ha richiesto l'adozione e modellazione dei seguenti *types*:

1. *type11h* che simula il funzionamento della valvola miscelatrice;
2. *type742* che simula il comportamento della pompa di circolazione a valle della valvola miscelatrice;
3. un *type* di controllo avente la funzione di determinare la portata di "miscelazione", sulla base della temperatura della portata in uscita dal serbatoio di accumulo e quella di ritorno dagli impianti, e di regola di conseguenza l'accensione della pompa di circolazione;

Il calcolo della portata di ricircolo è avvenuto sulla base delle considerazioni espone nella letteratura tecnica consultata, che permettono di ricavare quest'ultima con un semplice bilancio delle potenze termiche in "gioco" a monte e a valle della valvola miscelatrice [24]. Il calcolo è avvenuto all'interno del *type* di tipo "equation", rinominato *regolazione\_impianto*, tramite cui è stata effettuata l'azione di regolazione e controllo. Per poter implementare la procedura in TRNSYS è stato però necessario specificare i seguenti input in ingresso al *type* *regolazione\_impianto*:

1. la temperatura di mandata dell'impianto;
2. la temperatura di ritorno dall'impianto, calcolata come media ponderata delle temperature di uscita di ogni zona termica moltiplicate per le rispettive portate;
3. la portata di progetto, determinata con la procedura automatica di cui si parla nel paragrafo dedicato ("Simulazione per l'ottimizzazi");
4. la portata in ingresso al serbatoio di accumulo, calcolata secondo le indicazioni fornite dal manuale consultato [24];
5. la portata di ricircolo determinata come la differenza tra la portata calcolata al punto 3, e quella al punto 4;
6. un segnale di controllo per regolare l'accensione della pompa di circolazione a valle della valvola miscelatrice e che tiene conto dell'effettiva temperatura di ingresso del fluido termovettore nella valvola miscelatrice, ed è, in ogni caso,

collegato all'accensione del generatore di energia termica integrativo, che a sua volta è regolata dalle condizioni espresse a pagina 176;

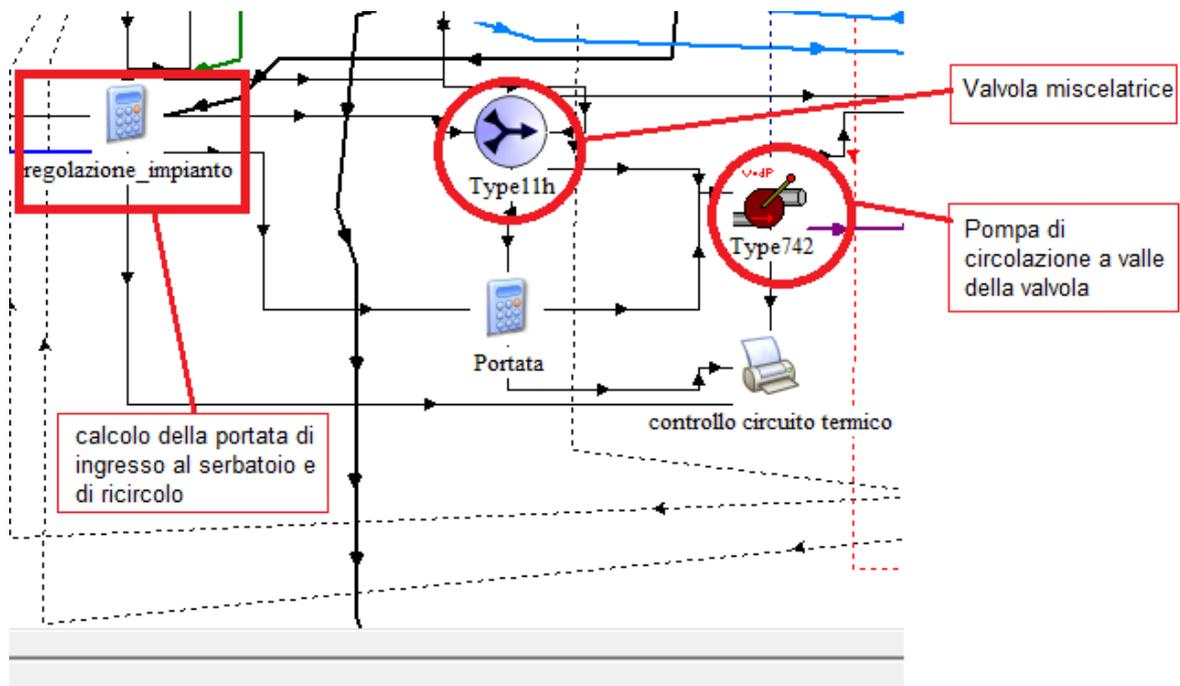


Figura 99 – porzione del modello in cui sono evidenziati i types utilizzati per simulare il funzionamento e l'azione di regolazione di una valvola di miscelazione

In questo modo è stato quindi possibile modellare in maniera efficace un componente in grado di replicare la funzione di una valvola miscelatrice. Il sistema di regolazione inoltre, per come è stato ideato, simula il reale comportamento di un impianto: la pompa di circolazione a valle della valvola a tre vie, riceve il segnale di circolazione quando in almeno una delle stanze riscaldate non sono raggiunte le condizioni di set-point, ma si attiva soltanto quando la temperatura in uscita dalla valvola miscelatrice è pari a 35°, e ci si trova nella stagione di riscaldamento.

## 7.9 Simulazione per l'ottimizzazione

Nei paragrafi successivi si intende approfondire la trattazione delle più importanti operazioni che è stato necessario eseguire prima di poter avviare il processo di ottimizzazione.

### 7.9.1 Procedura per il calcolo automatico del fabbisogno di energia termica dell'edificio

Più volte nel corso della trattazione si è fatto cenno ad una procedura automatica che permette di dimensionare correttamente gli impianti. Prima di descriverla occorre però sottolineare le ragioni che ne determinano la necessità: si è detto che l'obiettivo del processo di ottimizzazione è la ricerca del set numerico delle variabili di ottimizzazione che minimizzano la funzione obiettivo, nello specifico la funzione di costo globale (definita nel capitolo "Valutazioni finanziarie"). Ciò significa che il software incaricato di eseguire materialmente la fase di ottimizzazione andrà ad assegnare a ciascuna delle variabili scelte, di volta in volta, un valore diverso tra quelli che rientrano nell'intervallo di variazione associato. Tra queste variabili ve ne sono alcune che riguardano l'edificio (secondo quanto previsto dal metodo EBEH, descritto nel capitolo "Metodologia di ottimizzazione integrata") e che dunque ne modificano in maniera più o meno diretta il fabbisogno di energia termica (basti pensare alla conseguenza che può avere la variazione dello spessore di isolate termico sulla potenza termica di progetto). Poiché la procedura tramite cui viene assegnato il valore alle variabili di ottimizzazione è del tutto automatica, parimenti deve risultare automatica la procedura tramite cui vengono dimensionati gli impianti: dimensionamento che deve avvenire, sia per il carico termico di progetto invernale che estivo.

Come prima cosa è stato necessario definire le modalità con cui calcolare il carico termico. La procedura è relativamente semplice e può essere eseguita internamente a TRNSYS. Il programma permette infatti di calcolare la potenza richiesta per mantenere determinate condizioni all'interno dei locali riscaldati o raffrescati (che altro non è che il carico termico di progetto). È sufficiente attivare, nell'interfaccia dedicata di TRNBuild (type56), per ognuno di questi locali un sistema di *heating* e *cooling* fittizio (di potenza pressoché infinita) e una temperatura di set-point: 20 gradi per la modalità di *heating*, 26 per quella di *cooling*. Eseguendo questa operazione è possibile ottenere

come output, sempre dal *type56*, la potenza termica necessaria a garantire le condizioni stabilite, che risulterà essere il punto di partenza per il successivo calcolo della portata circolante negli impianti modellati.

Ovviamente in questa fase di pre-dimensionamento è necessario escludere tutti gli impianti modellati precedentemente.

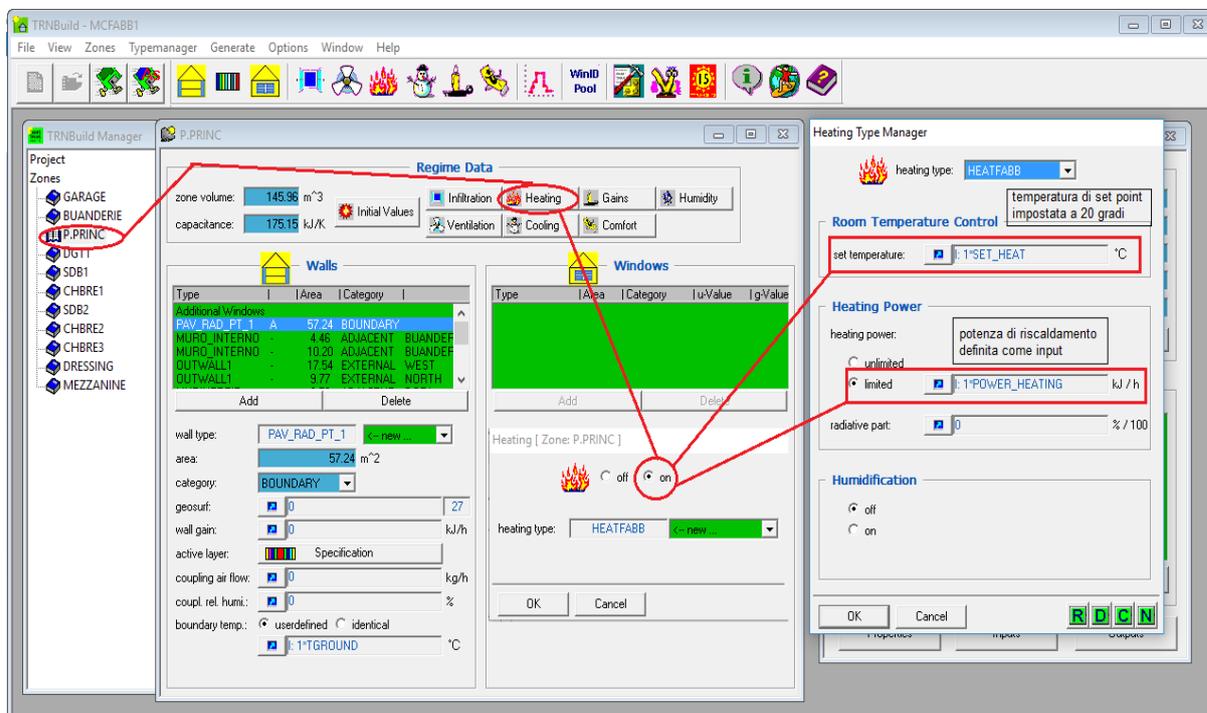


Figura 100 - raffigurazione della procedura che ha permesso di calcolare, stanza per stanza le dispersioni termiche e dunque il carico termico di progetto in regime invernale

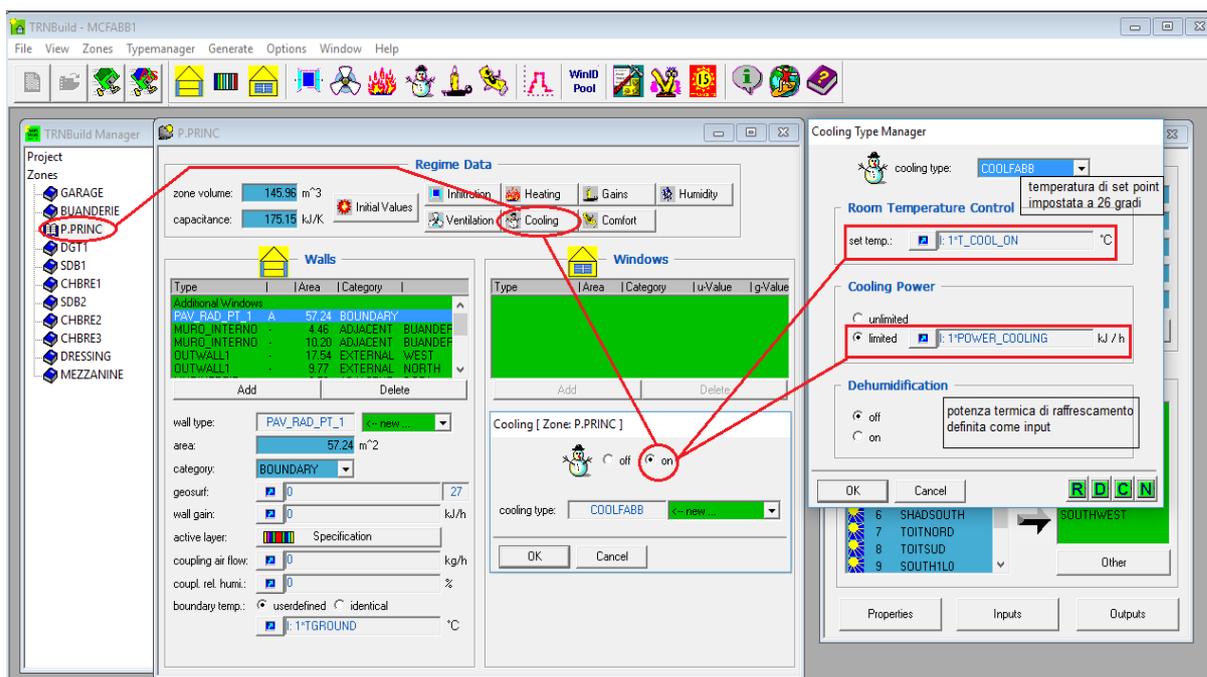


Figura 101 - raffigurazione della procedura che ha permesso di calcolare, stanza per stanza le dispersioni termiche e dunque il carico termico di progetto in regime estivo



L'immagine riportata nella pagina precedente, mostra la sintassi con cui è stato compilato il file climatico. In effetti TRNSYS dispone, al suo interno, di differenti types in grado di leggere e processare un file climatico. Ma poiché, per le ragioni esposte in apertura del paragrafo, ci si è trovati nella necessità di "alterare" il file climatico di riferimento, è stato necessario servirsi del *type109*, un "lettore" di dati climatici modificabile dall'utente. Ovviamente l'inserimento dei dati climatici segue uno schema ben preciso che deve essere rispettato in fase di compilazione [22].

Si è dunque descritta la procedura che ha portato alla creazione del file climatico utile per poter procedere al calcolo automatico della potenza di progetto invernale ed estiva. A questo punto però è subentrata una considerazione di carattere pratico: se si fossero utilizzati due file climatici distinti, uno per il dimensionamento degli impianti e uno per la simulazione del comportamento energetico del sistema edificio-impianti (della durata di 8760 ore, pari a un anno), i tempi richiesti per una simulazione completa si sarebbero allungati notevolmente e inoltre, elemento ben più grave, la procedura non avrebbe potuto essere completamente automatica (o meglio, la sua automatizzazione avrebbe richiesto un procedimento alquanto laborioso, aumentando, peraltro la probabilità di commettere degli errori). Ecco che dunque ci si è orientati verso la soluzione ritenuta migliore: l'aggiunta al file climatico fornito dalla Docenza, dei 6 giorni di progetto invernali e dei 10 estivi. Per creare un file unico però è stato necessario convertire il formato del file climatico di partenza (quello fornito dalla Docenza e relativo alla città di Torino) nel formato utilizzato dal *type109*, chiaramente raffigurato nell'immagine riportata nella pagina precedente.

Infine è stato necessario creare una serie di controlli che agiscono sul segnale di accensione degli impianti, affinché questa fosse posticipata di 384 ore, che corrispondono ai 16 giorni di progetto con cui gli impianti vengono dimensionati. Materialmente questo risultato è stato ottenuto moltiplicando tutti i controlli degli impianti per un nuovo controllo, definito tramite un *type equation*, che restituisce il valore "1" solo dopo che il tempo trascorso dall'inizio della simulazione ha superato le 384 ore. Analogamente è stato necessario ideare un controllo che imponesse l'accensione degli impianti con potenza quasi illimitata e creati con lo solo scopo di determinare in maniera automatica il fabbisogno di energia termica dell'edificio, solo entro le prime 384 ore. Una logica di funzionamento esattamente opposta a quella che regola l'accensione degli impianti "al di fuori" del *type56* (l'edificio).

### 7.9.3 Procedura per il calcolo automatico della portata di progetto

Una volta costruito il file climatico ad-hoc (con le prime 384 ore contenenti le condizioni climatiche di progetto estive e invernali, e le rimanenti 8760 ore con le condizioni climatiche caratteristiche della città di Torino) e implementata una procedura automatica per il calcolo del fabbisogno di energia termica dell'edificio, è stato possibile inserire nel modello il procedimento per il calcolo della portata. In merito a quest'ultima, sono state seguite le indicazioni riscontrate in letteratura, e in particolar modo il metodo di calcolo proposto da Doninelli [25], di cui si riporta la formula applicata:

$$Q = S \cdot \Delta t \cdot B \cdot F_p \cdot F_l \cdot F_m \cdot F_D \quad (33)$$

dove:

- $Q$  è il flusso di calore emesso verso l'alto dal pannello, espresso in W;
- $S$  è la superficie coperta dal pannello, espressa in m<sup>2</sup>;
- $\Delta t$  è la media logaritmica tra la temperatura ambiente e la temperatura del fluido, espressa in °C;
- $B$  è il fattore relativo alle caratteristiche del tubo, espresso in W/m<sup>2</sup>K;
- $F_p$  è il fattore relativo alla resistenza termica del pavimento, adimensionale;
- $F_l$  è il fattore relativo all'interasse dei tubi, adimensionale;
- $F_m$  è il fattore relativo al massetto sopra i tubi, adimensionale;
- $F_D$  è il fattore adimensionale relativo al diametro esterno del tubo;

In questo modo, per ogni zona termica è stato calcolato il flusso di calore emesso verso l'alto dal pavimento radiante ( $Q$ ), che poi è stato confrontato con le dispersioni della medesima zona, e imposto uguale a quest'ultime laddove inferiore. Ovviamente tutti i parametri che compaiono nella formula sono stati calcolati sulla base della documentazione tecnica consultata e allegata, e le indicazioni contenute nel manuale di riferimento [25]. La formula applicata per il calcolo della portata (per ogni zona) è la seguente [25]:

$$G = \frac{Q}{(t_e - t_u)} \cdot \left[ 1 + \frac{\frac{1}{\alpha} + R_p + \frac{S_m}{\lambda_m}}{R_s} + \frac{S \cdot (t_a - t_s)}{Q \cdot R_s} \right] \quad (34)$$

dove:

- $\alpha$  è un coefficiente pari a  $10,8 \text{ W/m}^2\text{K}$ ;
- $G$  è la portata del pannello espressa in  $\text{l/h}$ ;
- $t_e$  è la temperatura del fluido termovettore in ingresso al pannello, espressa in  $^\circ\text{C}$ ;
- $t_u$  è la temperatura del fluido termovettore in uscita dal pannello, espressa in  $^\circ\text{C}$ ;
- $R_p$  è la resistenza termica del pavimento espressa in  $\text{m}^2\text{K/W}$ ;
- $R_s$  è la resistenza termica sotto al pannello, espressa in  $\text{m}^2\text{K/W}$ ;
- $s_m$  è lo spessore del massetto radiante, espresso in metri (informazioni più dettagliate sulla stratigrafia sono riportate a pagina 169);
- $\lambda_m$  è la conducibilità termica del massetto, espressa in  $\text{W/mK}$ , il cui valore è stato ricavato dalla documentazione tecnica consultata e allegata;
- $S$  è la superficie del pannello espressa in  $\text{m}^2$ ;
- $t_a$  è la temperatura dell'ambiente espressa in  $^\circ\text{C}$ ;
- $t_s$  è la temperatura del locale o del terreno sottostante, espressa in  $^\circ\text{C}$ ;
- $Q$  è il flusso di calore verso l'alto emesso dal pannello, espresso in  $\text{W}$ ;

Avendo quindi ricavato la portata per ogni zona termica, è stato possibile definire la portata totale di progetto, sia nel caso estivo che quello invernale, essendo questa pari alla somma dei contributi di ogni ambiente.

In base a quanto si è detto sinora la portata di progetto è stata calcolata a partire dal fabbisogno termico dell'edificio, determinato in funzione della configurazione del medesimo e delle condizioni climatiche esterne. Per favorire un "assestamento" dei risultati, come dichiarato nel paragrafo 7.9.2, sono stati considerati 6 giorni di progetto nel caso invernale e 10 nel caso estivo. In particolar modo il valore del fabbisogno termico è stato riferito alle ultime 24 ore del periodo di calcolo, ovvero rispettivamente il sesto e sedicesimo giorno (come ben raffigurato nell'immagine...).

Per garantire un corretto funzionamento del modello è sorta la necessità di implementare la condizione appena descritta all'interno del modello creato per la simulazione termo-energetica in TRNSYS. La condizione da imporre è stata quella di "selezionare" il valore massimo delle ultime 24 ore del periodo di "pre-dimensionamento".

Pertanto è stato indispensabile creare un apposito controllo, all'interno del type *equation* denominato *Q\_zones* (che riceve come dati di input la potenza termica

necessaria a garantire le condizioni di comfort in ogni ambiente) che svolgesse proprio questa funzione. In realtà, per garantire una maggiore governabilità dell'intero processo e/o apportare eventuali modifiche, sono stati creati due controlli: il primo per circoscrivere i valori selezionabili alle ultime 24 ore dei periodi di calcolo, ed il secondo per individuare, tra questi il valore massimo. Considerata la natura del software impiegato, per poter ricercare il valore massimo tra una serie di dati è stato fondamentale servirsi del *type93* che permette di memorizzare temporaneamente fino a 10 input.

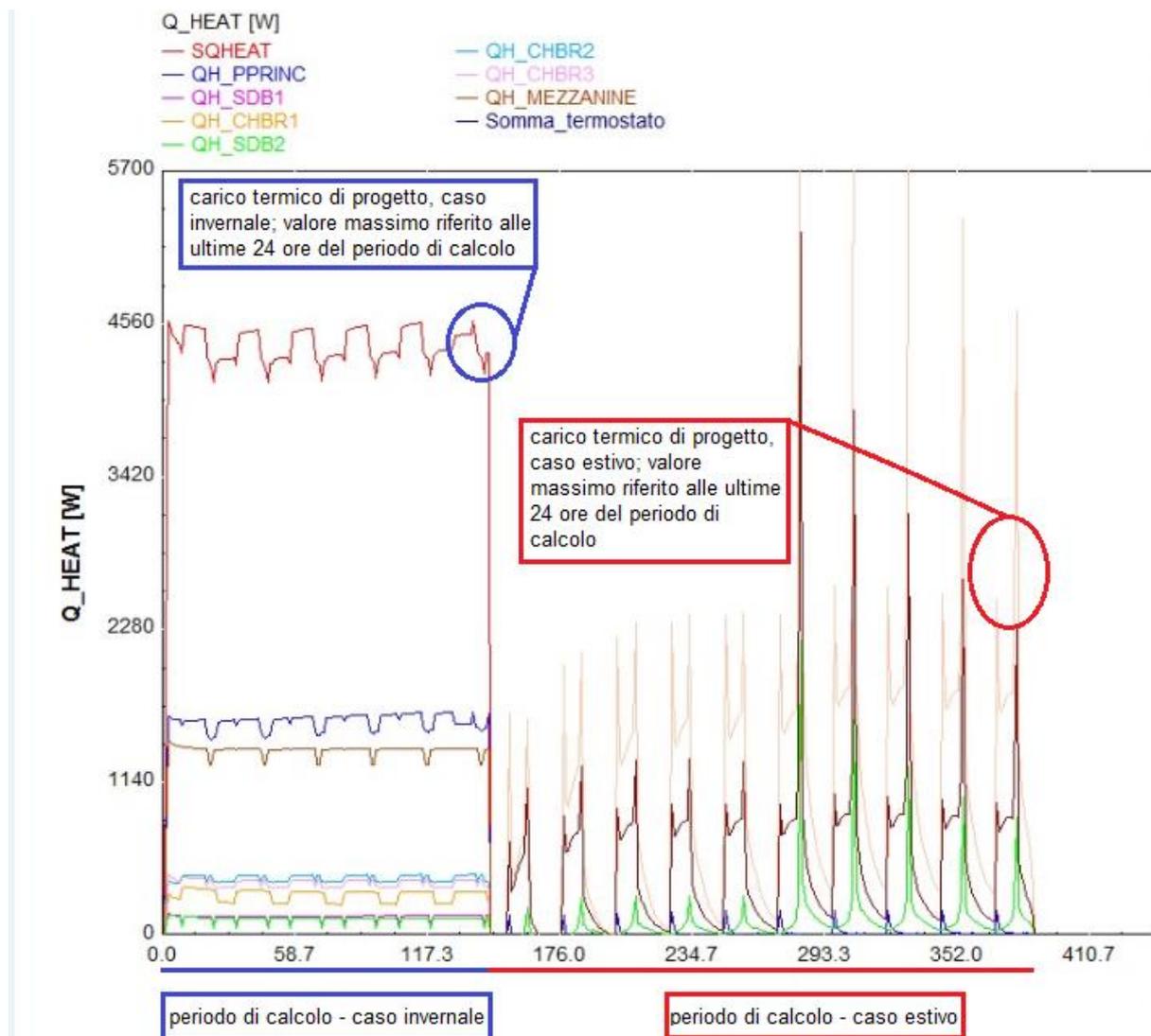


Figura 103 – grafico che illustra la procedura seguita per determinare il carico di progetto dell'edificio nel caso estivo e invernale

#### 7.9.4 Definizione dei parametri di ottimizzazione in TRNSYS

Nei paragrafi “5.2,5.3 e 5.4” sono state definite le variabili di ottimizzazione, sia dell’edificio che degli impianti, con i rispettivi intervalli di variazione. Per poter garantire un corretto funzionamento dell’intero processo è stato necessario definire le variabili di ottimizzazione direttamente in TRNSYS. Questo passaggio è fondamentale affinché GenOpt, il software che esegue materialmente i calcoli per la valutazione della funzione obiettivo, abbia la possibilità di assegnare direttamente in TRNSYS i valori alle variabili di ottimizzazione da cui dipende il risultato finale della funzione di costo globale.

Uno dei requisiti fondamentali di GenOpt è il fatto che la funzione di costo venga calcolata direttamente dal software di simulazione utilizzato, come ribadito nel paragrafo dedicato al funzionamento del programma, “GenOpt”. Di seguito si riportano brevemente le tabelle contenente le variabili di ottimizzazione usate:

Tabella 56 – variabili di ottimizzazione degli impianti

<u>Parametri di ottimizzazione</u>	Unità di misura	<u>Range di variazione</u>			
		MIN	MAX	STEP	TYPE
numero pannelli solari	[num]	1	14	7	SET
inclinazione	[°]	18	45	18-30-45	SET
rapporto tra volume di accumulo e sup. installata di pannelli	[l/m <sup>2</sup> ]	50	100	1	SET
tipologia pannello solare termico	-	1	2	-	SET
tipologia pannello fotovoltaico	-	1	3		SET
numero pannelli FV	[num]	2	18	9	SET
tipologia di riscaldamento	[num]	1	2	-	SET

Tabella 57 – variabili di ottimizzazione dell'edificio

Parametri di ottimizzazione	Unità di misura	Range di variazione			
		MIN	MAX	STEP	TYPE
Resistenza termica isolamento involucro verticale esterno	[m <sup>2</sup> ·Kh/jK]	0.25	5	10	SET
Resistenza termica isolamento solaio di copertura	[m <sup>2</sup> ·Kh/jK]	0.25	5	10	SET
Resistenza termica isolamento solaio contro terra	[m <sup>2</sup> ·Kh/jK]	0.25	5	10	SET
Tipologia finestre	-	1	3	3	SET
Tipologia lucernaio	-	4	4	1	SET
Spessore della muratura	[m]	0.1	0.4	2	SET
Ampiezza finestra piano terra (esposizione a sud, h=2.15 m)	[m]	2.2	7.8	39	SET
Ampiezza finestra piano primo (esposizione a sud, h=0.80 m)	[m]	0.2	7.8	39	SET
Altezza lucernaio (larghezza=2.28 m)	[m]	0	4.72	8	SET

In base a quanto appena esposto, risulta evidente che il primo passo nella definizione della funzione di costo globale in TRNSYS, consiste nell'implementazione di queste variabili all'interno del modello creato. Il loro valore influenza infatti sia il comportamento dell'edificio che quello degli impianti, ed è quindi fondamentale trovare il modo di collegare ciascuna variabile al corrispondente parametro dell'elemento modellato; in altri termini bisogna stabilire una connessione tra *type* e variabile di ottimizzazione.

Per come è strutturato il programma di simulazione, ovvero TRNSYS, la soluzione più rapida ed efficace consiste nell'effettuare questo collegamento tramite una *stringa*. Questa, che è una riga di testo di lunghezza variabile (entro i limiti gestiti dal programma), deve coincidere con il nome assegnato alla variabile di ottimizzazione. In questo modo si genera un rimando diretto al contenuto della variabile "indicizzata" tramite la stringa.

Dal punto un punto di vista pratico dunque, il primo passo da affrontare è stato la creazione di un *type equation* (che permette all'utente di definire liberamente una serie

di possibili input e output) che racchiudesse le variabili di ottimizzazione degli impianti e dell'edificio.

Di seguito, a titolo esemplificativo, è riportata la codifica utilizzata, in relazione alle variabili degli impianti (poiché non è stata fatta alcuna modifica, se non l'aggiunta del parametro relativo allo spessore del muro, alle variabili dell'edificio già configurate per un precedente studio [15]).

1. numero di pannelli solari: *num\_coll\_sol\_t*;
2. inclinazione dei pannelli solari termici: *slope\_pann\_sol\_t*;
3. numero di pannelli fotovoltaici: *num\_moduli\_pann\_FV*;
4. tipologia pannello solare termico: *tipologia\_pann\_sol\_t*;
5. tipologia pannello fotovoltaico: *tipo\_pann\_FV*;
6. inclinazione dei pannelli fotovoltaici: *slope\_pann\_FV*;
7. rapporto tra volume di accumulo e superficie di pannelli installata: *rapp\_litri\_sup\_pan*;
8. tipologia di riscaldamento: *tipo\_riscaldamento*;

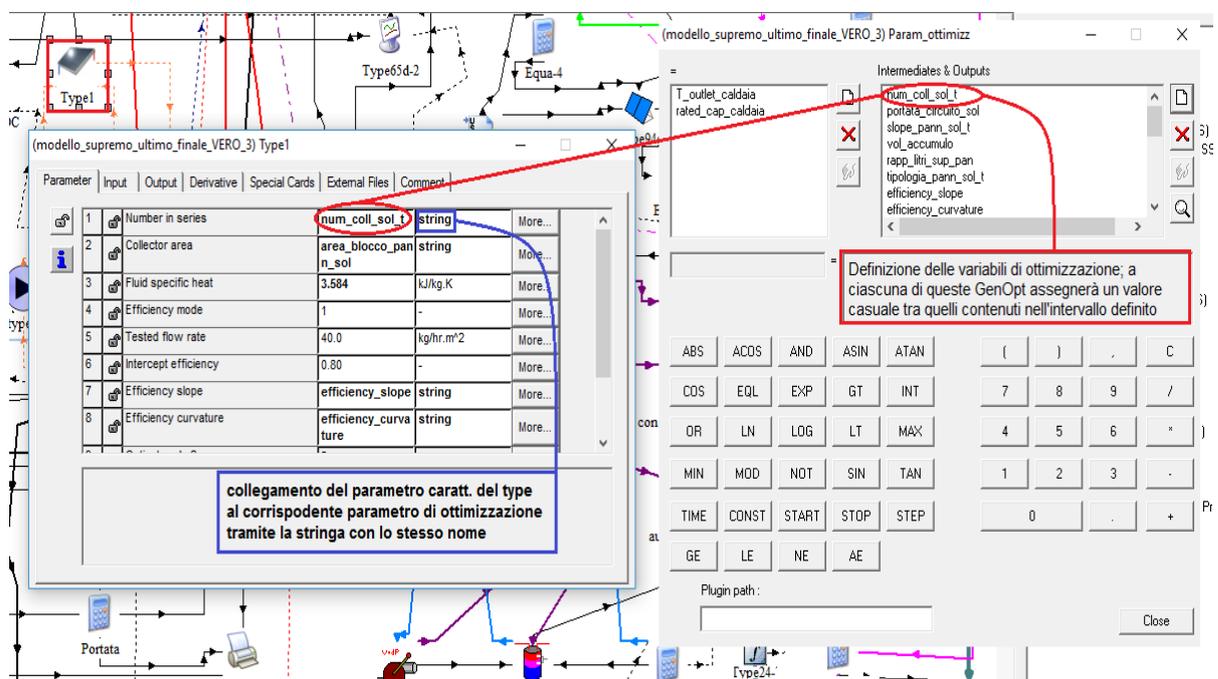


Tabella 58 – schermata che mostra il procedimento utilizzato per collegare ciascun type alla rispettiva variabile di ottimizzazione

### 7.9.5 Global cost function in TRNSYS

Una delle caratteristiche del software di ottimizzazione GenOpt (approfondita nel paragrafo dedicato, “GenOpt”) è la necessità che la funzione di costo globale da minimizzare deve essere calcolata direttamente all’interno di TRNSYS. Nel paragrafo precedente si è illustrato il procedimento che ha permesso di implementare le variabili di ottimizzazione, all’interno del modello creato in TRNSYS. Il passaggio successivo è stato quello di inserire l’equazione della funzione di costo globale all’interno del programma di simulazione. Questa, in base alla definizione matematica (vedi capitolo-Valutazioni finanziarie) risulta essere funzione dei seguenti parametri:

1. Costi di investimento;
2. Costi di sostituzione;
3. Costi di manutenzione;
4. Costi legati alla fornitura energetica;
5. Valore residuo finale al termine del periodo di calcolo, che, nel caso specifico è stato assunto pari a 30 anni;

Gli elementi appena elencati devono essere valutati sia per l’edificio che per gli impianti, e dunque il valore finale di ciascuno di essi deriverà dalla somma di entrambi i contributi. A questo punto è inoltre chiaro che, ad eccezione dei costi dovuti alla fornitura energetica, costi di sostituzione e costi di manutenzione sono funzione dei costi di investimento (secondo i legami approfonditi ai paragrafi 6.1-6.2) che dipendono, in base alla logica che si è perseguita, dalle variabili di ottimizzazione. In effetti anche i costi energetici, pur non essendo correlati in maniera diretta ai costi di investimento, dipendono comunque dalle variabili di ottimizzazione, poiché a differenti configurazioni edilizie e/o impiantistiche spettano consumi energetici differenti.

Il primo passo è stato dunque l’implementazione delle funzioni di costo calcolate (vedi capitolo “Determinazione delle funzioni di costo di investimento”) all’interno del modello di simulazione. Come sempre ciò è avvenuto tramite la creazione di un apposito type del tipo *equation*, in cui gli input sono rappresentati proprio dalle variabili di ottimizzazione. Ad ogni input in ingresso è stato associato il corrispondente output, rappresentato dalla rispettiva funzione di costo.

A titolo esemplificativo, e per favorire una migliore comprensione di quanto appena descritto, si riporta di seguito un’immagine relativa alla funzione di costo di investimento per i pannelli solari termici.

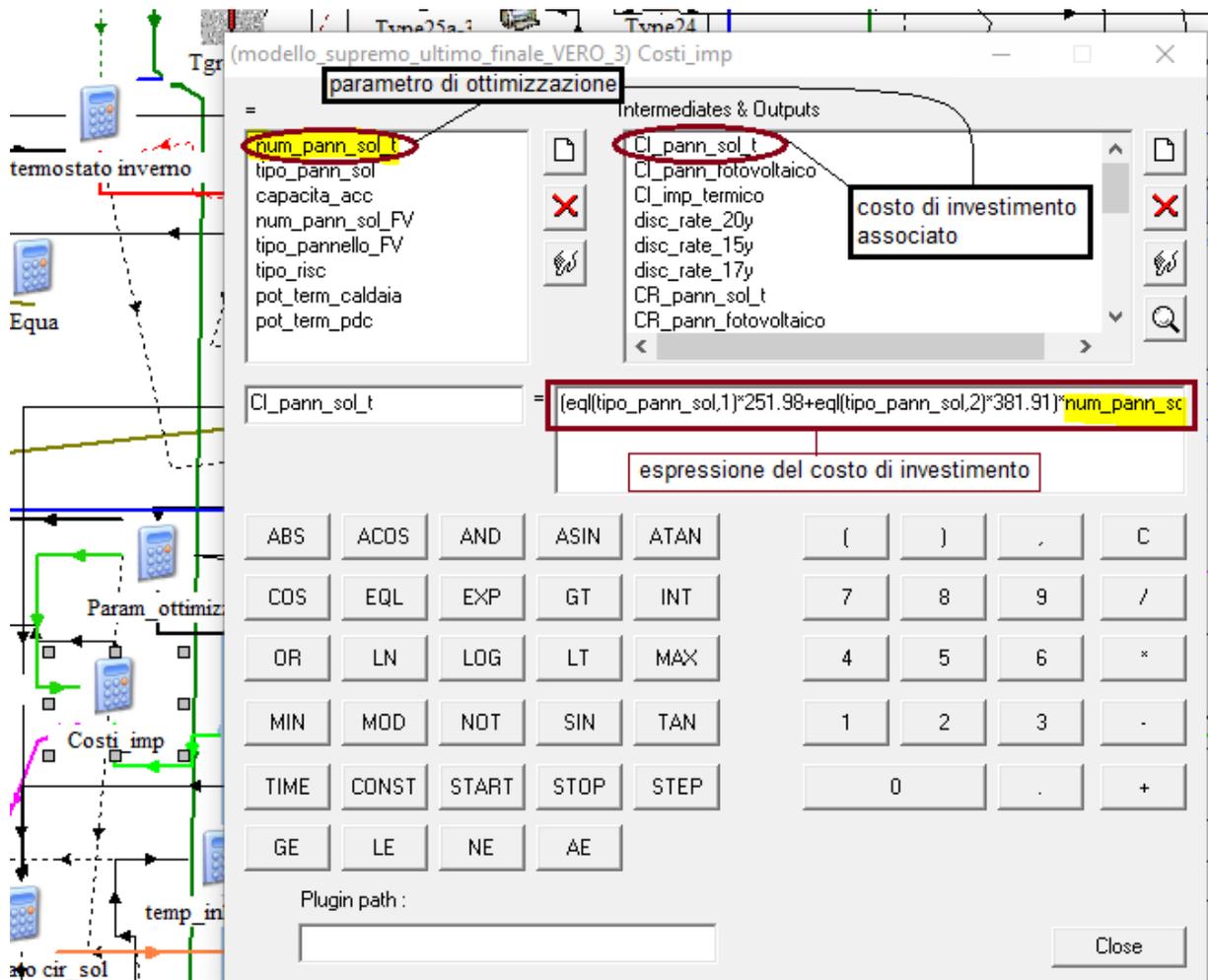


Figura 104 – attribuzione della funzione di costo corrispondente ad uno dei parametri di ottimizzazione in TRNSYS

Applicando il medesimo procedimento a tutte le variabili di costo è stato possibile determinare il costo di investimento totale, comprensivo dunque sia dei costi relativi agli impianti che all'edificio. Da questo sono poi stati calcolati i costi di sostituzione, di manutenzione e il valore residuo dei componenti impiantistici al termine del periodo di calcolo. Infine, una volta calcolati anche i costi dovuti per la fornitura di energia (secondo la metodologia illustrata nel capitolo "Costi annuali") si è giunti all'espressione finale della funzione di costo globale, sulla base della sua definizione matematica. Di seguito si riporta l'immagine che è di fatto la rappresentazione grafica di quanto appena descritto. Per una maggiore facilità di interpretazione dei dati si è scelto di creare un apposito type, del tipo *equation*, dedicato quindi alla funzione di costo da calcolare all'interno di TRNSYS, i cui parametri di input sono, ovviamente, quelli elencati a pag.190.

(modello\_supremo\_ultimo\_finale\_VERO\_3) costi\_totali

=

- costo\_per\_en\_elettrica
- costo\_per\_risc\_pellet
- CI\_TOT\_edificio
- CI\_tot\_impianti
- CR\_tot\_impianti
- CM\_tot\_impianti
- Final\_value\_imp\_termico
- final\_value\_p\_sol
- final\_value\_p\_fv

Intermediates & Outputs

- TOT\_costo\_energia
- Tot\_costo\_impianti
- Tot\_costo\_edificio
- Global\_cost
- CI\_TOT\_EDIFICIO\_
- CI\_TOT\_IMPANTI\_
- CR\_TOT\_IMPANTI\_
- CM\_TOT\_IMPANTI\_

costo energ. totale

costo totale per impianti ed edificio

Costo di inv. TOTALE

costi totali per manut. e sostituzione per imp.

Global\_cost = Tot\_costo\_impianti+Tot\_costo\_edificio-Final\_value\_imp\_termico-final\_val

**Espressione della funzione di costo globale in TRNSYS**

ABS	ACOS	AND	ASIN	ATAN	(	)	.	C
COS	EQL	EXP	GT	INT	7	8	9	/
OR	LN	LOG	LT	MAX	4	5	6	*
MIN	MOD	NOT	SIN	TAN	1	2	3	-
TIME	CONST	START	STOP	STEP	0	.	+	
GE	LE	NE	AE					

Plugin path :

Close

Figura 105 – espressione finale della funzione di costo globale in TRNSYS

## 8 Processo di ottimizzazione

Come già evidenziato GenOpt è un programma di ottimizzazione che minimizza la funzione di costo calcolata da un qualunque programma di simulazione esterno che legga i dati di input e stampi i dati di output tramite un file di testo. A differenza di molti altri programmi TRNSYS dispone di un'interfaccia dedicata per GenOpt: TRNOPT. Ciò nonostante un importante limite di questa *feature* è rappresentato dall'impossibilità di modificare direttamente i parametri dell'edificio che sono contenuti all'interno del file BUI creato dall'interfaccia dedicata di TRNSYS, TRNBuild. Dal momento però che tutte le variabili che riguardano la costruzione dell'edificio sono localizzate e definite all'interno del file ".bui", ne consegue l'impossibilità di poter sfruttare TRNOPT. Ecco quindi che è scaturita la necessità di creare un collegamento diretto tra GenOpt e TRNSYS.

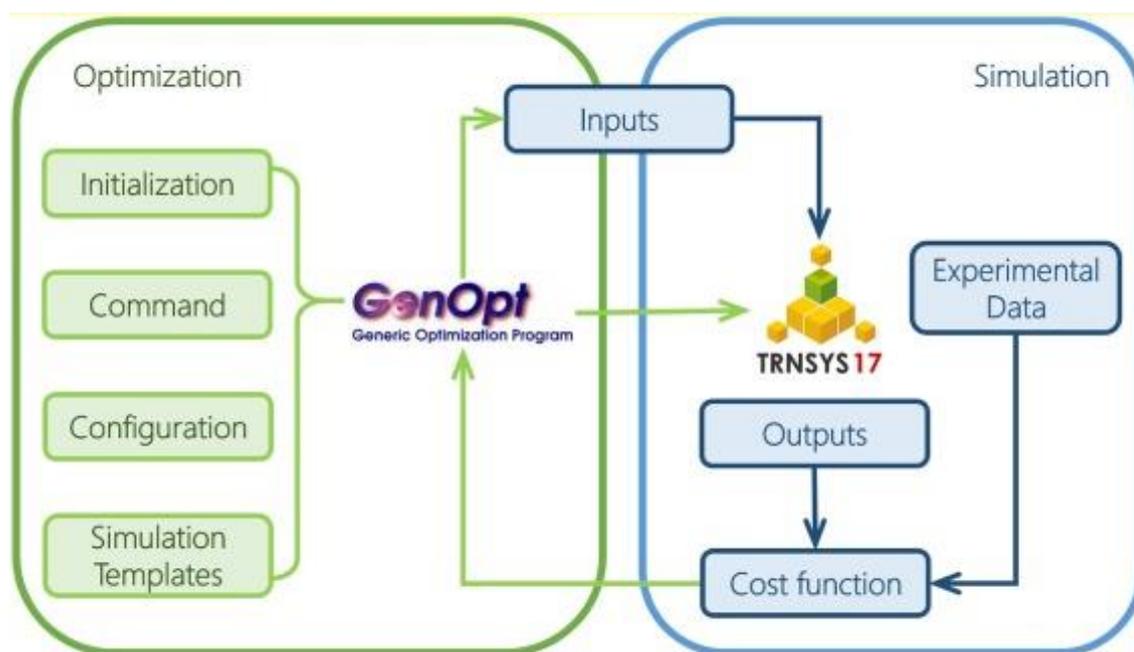


Figura 106 – accoppiamento tra TRNSYS e GenOpt e schematizzazione del processo di ottimizzazione con algoritmo genetico

L'immagine riportata sopra rappresenta graficamente l'accoppiamento tra TRNSYS e GenOpt e alcune delle fasi salienti del processo di ottimizzazione. Ampio spazio è stato riservato al funzionamento di TRNSYS nei capitoli precedenti, e dunque è opportuno approfondire alcuni aspetti del funzionamento di GenOpt. Sinteticamente, e sempre

con riferimento all'immagine soprastante, si intuisce che le azioni fondamentali eseguite dal software di ottimizzazione sono:

1. *Simulation templates*: sostituzione dei valori con le variabili parametriche nel file .bui (elementi dell'edificio) e .dck (impianti e funzione di costo) di TRNSYS;
2. *Initialization*: specificazione della locazione dei file (input, output files log files, locazione dei parametri di limitazione della funzione obiettivo);
3. *Command*: specificazione del nome dei parametri e dei types, valori iniziali, limiti superiore e inferiore, algoritmo di ottimizzazione;
4. *Configuration*: configurazione del programma di simulazione, con riferimento agli indicatori di errore e comando di avvio.

## 8.1 Editing dei file di template deck (.dck) e dell'edificio (.bui)

Il primo passo per una corretta esecuzione del processo di ottimizzazione consiste nel definire le modalità di interfacciamento tra GenOpt e TRNSYS. Questa fase, di fondamentale importanza, avviene, in primo luogo, preparando il modello creato in TRNSYS: occorre infatti predisporre la stampa degli output di interesse, primo fra tutti la funzione di costo globale (che deve risultare la prima variabile stampata), tramite un opportuno *type25*. In aggiunta, tutte le variabili di ottimizzazione devono essere raggruppate insieme: nel caso specifico è stato creato un type di tipo *equation* per le variabili relative agli impianti, ed uno per quelle relative all'edificio.

Dopodiché è stato necessario assegnare a ciascuna delle variabili di ottimizzazione un valore "fittizio": in altri termini, bisogna indicare a GenOpt che a ciascuna di esse deve assegnare un valore casuale (determinato dall'algoritmo di ottimizzazione scelto) che ricade entro i limiti dell'intervallo di variazione precedentemente definito. Operativamente questa procedura può essere eseguita andando a sostituire, all'interno del file ".deck" generato da TRNSYS, al valore numerico delle variabili, il nome corrispondente. I nomi possono essere assegnati direttamente dall'utente, secondo una sintassi predefinita: *%nome della variabile di ottimizzazione%*.

Le immagini che seguono mostrano proprio la fase di assegnazione appena descritta.

```

* EQUATIONS "Param_ottimizz"
*
EQUATIONS 21
num_coll_sol_t = %num_coll_sol_t%
portata_circuito_sol = num_coll_sol_t*2.09*35
slope_pann_sol_t = %slope_pann_sol_t%
vol_accumulo = eql(rapp_litri_sup_pan,1)*(50*num_coll_sol_t*2.09)/1000+eql(rapp_litri_sup_pan,2)*(75*num_coll_sol_t
rapp_litri_sup_pan = %rapp_litri_sup_pan%
tipologia_pann_sol_t = %tipologia_pann_sol_t%
efficiency_slope = eql(tipologia_pann_sol_t,1)*1*13.23+eql(tipologia_pann_sol_t,2)*1*5.48
efficiency_curvature = eql(tipologia_pann_sol_t,1)*1*0.1332+eql(tipologia_pann_sol_t,2)*1*0.0252
slope_pann_FV = %slope_pann_FV%
tipo_pann_FV = %tipo_pann_FV%
module_short_cir_cur = eql(tipo_pann_FV,1)*1*5.60+eql(tipo_pann_FV,2)*1*8.52+eql(tipo_pann_FV,3)*1*6.4
module_open_cir_volt = eql(tipo_pann_FV,1)*1*22.72+eql(tipo_pann_FV,2)*1*37.78+eql(tipo_pann_FV,3)*1*22.8
module_volt_max_pow = eql(tipo_pann_FV,1)*1*18.97+eql(tipo_pann_FV,2)*1*30.30+eql(tipo_pann_FV,3)*1*16.8
module_curr_max_pow = eql(tipo_pann_FV,1)*1*5.25+eql(tipo_pann_FV,2)*1*8+eql(tipo_pann_FV,3)*5.12
num_moduli_pann_FV = %num_moduli_pann_FV%
rated_cap_boiler = 36000
tipo_riscaldamento = %tipo_riscaldamento%
superficie_scamb_1 = le(vol_accumulo,1440)*3+gt(vol_accumulo,1440)*6
superficie_scamb_2 = le(vol_accumulo,1440)*3+gt(vol_accumulo,1440)*6
superficie_scamb_3 = le(vol_accumulo,1440)*1.5+gt(vol_accumulo,1440)*3
area_blocco_pann_sol = num_coll_sol_t*2.09
*$UNIT_NAME Param_ottimizz
*$LAYER Main
*$POSITION 153 712

```

type che racchiude tutte le variabili di ottimizzazione relative agli impianti

parametro di ottimizzazione e relativa attribuzione di un valore fittizio, entro l'intervallo di variazione precedentemente definito

Figura 107 – fase di editing del file di template (.dck) generato da TRNSYS prima del lancio della procedura di ottimizzazione; variabili di ottimizzazione relative agli impianti

```

* EQUATIONS "Building Parameters"
*
EQUATIONS 24
InsulationOutwall = %ResOutwall%
InsulationRoof = %ResRoof%
InsulationSlab = %ResSlab%
PPWindowWidth = %bpb%
MWindowWidth = %bmb%
hVELUX = %HV%
OverhangProjection = 1
OverhangHeight = 1
OverhangGap = 1
APPWindow = %AWPP%
AMWindow = %AWM%
AWindowRoof = %AWR%
AwallPP = %AMPP%
ARoof = %AR%
AwallM = %AMM%
e1PPOverhangWidth = %e1PP%
e1MOverhangWidth = %e1M%
EpMurInertie = %MI%
WindowTypeS = %WTS%
WindowTypeR = %WTR%
WindowType = %WT%
AWindowSouth = APPWindow+AMWindow
AOutwallSouth = AwallPP+AwallM
Spessore_muro = %WallThickness%
*$UNIT_NAME Building Parameters
*$LAYER Main
*$POSITION 1051 456

```

type che racchiude tutte le variabili di ottimizzazione relative all'edificio

parametro di ottimizzazione e relativa attribuzione di un parametro fittizio che ricade nell'intervallo di variazione precedentemente definito

Figura 108 - fase di editing del file di template (.dck) generato da TRNSYS prima del lancio della procedura di ottimizzazione; variabili di ottimizzazione relative all'edificio

Un'ulteriore operazione da compiere prima di poter considerare la fase di editing conclusa, consiste nel sostituire al valore numerico delle variabili dipendenti da quelle

di ottimizzazione il nome utilizzato da GenOpt, seguendo la sintassi mostrata nelle immagini sopra.

La procedura seguita per l'editing del file del file-template dell'edificio (.bui) è del tutto simile a quella relativa al file deck (.dck). Infatti i valori delle variabili scelte per l'ottimizzazione devono essere sostituiti con il nome corrispondente associato a GenOpt.

```
*-----  
*  L a y e r s  
*-----  
LAYER BRICK  
CONDUCTIVITY= 3.2 : CAPACITY= 1 : DENSITY= 1800  
LAYER CONCRETE  
CONDUCTIVITY= 7.56 : CAPACITY= 0.8 : DENSITY= 2400  
LAYER STONE  
CONDUCTIVITY= 5 : CAPACITY= 1 : DENSITY= 2000  
LAYER PLASTER  
CONDUCTIVITY= 5 : CAPACITY= 1 : DENSITY= 2000  
LAYER FLOOR  
CONDUCTIVITY= 0.252 : CAPACITY= 1 : DENSITY= 800  
LAYER SILENCE  
CONDUCTIVITY= 0.18 : CAPACITY= 1.44 : DENSITY= 80  
LAYER GYPSUM  
CONDUCTIVITY= 0.756 : CAPACITY= 1 : DENSITY= 1200  
LAYER INSUL  
CONDUCTIVITY= 0.144 : CAPACITY= 0.8 : DENSITY= 40  
LAYER BRIQUE  
RESISTANCE= %ResWThickness%  
LAYER ISOLANTMUR  
RESISTANCE= %ResOutwall%  
LAYER ISOLANTTOIT  
RESISTANCE= %ResRoof%  
LAYER ISOLANTSOL  
RESISTANCE= %ResSlab%
```

Figura 109 – esempio di editing di una delle variabili all'interno del file di template dell'edificio (.bui): resistenza termica dello strato di isolamento del muro

## 8.2 Creazione del file di comando di GenOpt per l'ottimizzazione

Nel paragrafo 8.1 è stata descritta la procedura che ha permesso di editare i file di template di TRNSYS in maniera tale da poter avviare il processo di ottimizzazione. In effetti GenOpt deve avere la facoltà di assegnare i valori alle variabili di ottimizzazione direttamente all'interno del programma di simulazione (come mostrato in Figura 106) : per questo motivo è stato fondamentale curare l'interfaccia tra i due software, secondo le modalità descritte in precedenza.

Si è detto in particolar modo che, tramite la sintassi riportata a pag. 194 e sulla base della scelta dell'algorithmo di ottimizzazione, GenOpt è in grado di assegnare un valore

casuale ai parametri scelti per l'ottimizzazione. Inoltre è stato più volte ribadito il fatto che tali valori devono essere contenuti all'interno dell'intervallo di variazione precedentemente identificato (vedi Tabella 10 e Tabella 11).

Il passaggio finale è dunque la creazione di un file di "comando" che indichi a GenOpt quale parametri devono essere ottimizzati e quale algoritmo deve essere impiegato. Ciò avviene tramite la compilazione di un file di testo secondo la modalità mostrata nell'immagine sottostante. Ovviamente il file di testo deve contenere tutte le variabili di ottimizzazione scelte.

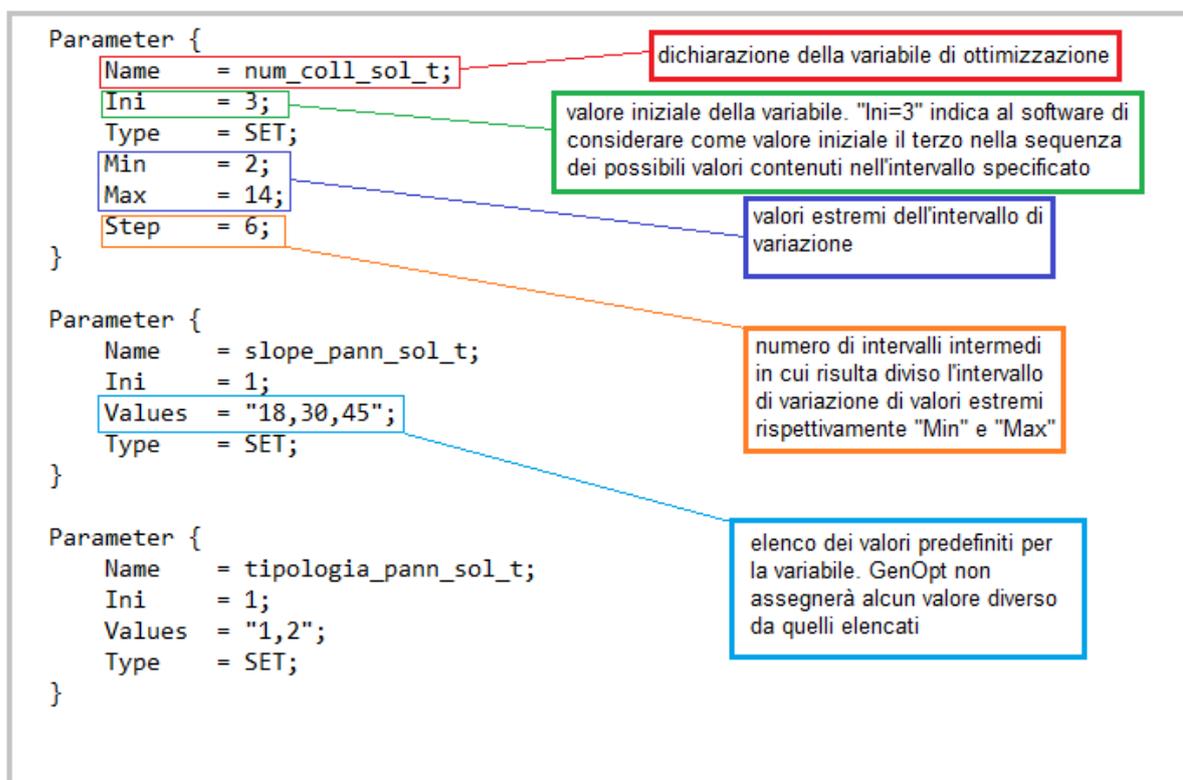


Figura 110 – definizione dei parametri di ottimizzazione con relativo intervallo di variazione in GenOpt

Con riferimento all'immagine riportata sopra, è opportuno specificare il significato del termine "Type" riferito a ciascun parametro: esso sta a indicare la natura della variabile considerata. In particolare la scritta "SET" esprime il fatto che la variabile è di tipo discreto. Considerando la natura del problema che si intende affrontare, e in virtù delle riflessioni riportate a pagina 40, ad ogni parametro di ottimizzazione è stato assegnato un *Type* di tipo *SET*.

Sempre dall'osservazione dell'immagine si può constatare come per alcune variabili l'intervallo di variazione sia definito senza la presenza di un valore limite inferiore, "Min", o superiore, "Max", bensì con un parametro denominato "Values".

Questo perché, per quella variabile, è prevista l'assegnazione soltanto di determinati valori, definiti precedentemente e che compaiono proprio a fianco della scritta "Values".

In aggiunta alla dichiarazione di tutte le variabili di ottimizzazione secondo le modalità raffigurate, è opportuno, sempre all'interno del medesimo file di testo, definire alcuni parametri di settaggio relativi all'ottimizzazione [5] che comprendano anche la dichiarazione dell'algoritmo da utilizzare, la quale deve essere corredata dai valori caratteristici che ne definiscono il funzionamento. Sulla base di quanto esposto nel paragrafo "Algoritmo di ottimizzazione", si è fatto uso del *Particle Swarm Optimization Algorithm (PSO)*. I parametri assegnati sono stati derivati da quelli utilizzati per un precedente studio [15], poiché ritenuti adattabili.

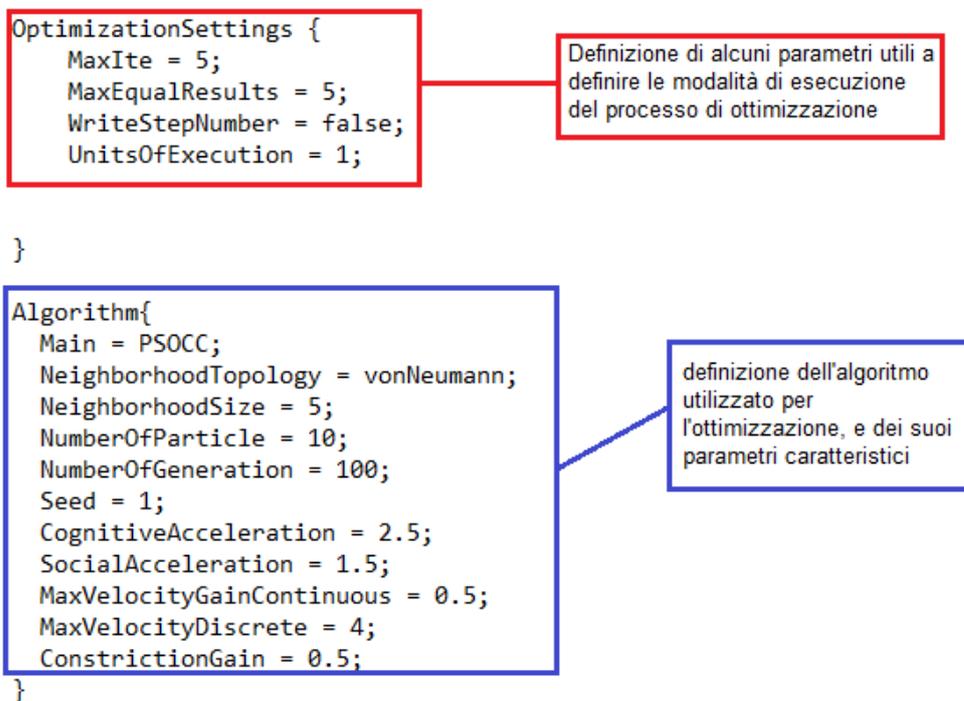


Figura 111 – definizione dei parametri di settaggio per l'ottimizzazione e dell'algoritmo scelto all'intero del file di testo di comando per GenOpt

## 9 Risultati dell'ottimizzazione

Dopo aver eseguito tutte le operazioni descritte nei capitoli precedenti, è stato finalmente possibile avviare il processo di ottimizzazione.

### 9.1 Analisi dei valori estremi di alcune delle variabili di ottimizzazione

Tuttavia, per testare la validità del modello e per verificare l'attendibilità dei risultati, si è ritenuto opportuno eseguire un'ottimizzazione preliminare, di tipo parametrico.

Con il termine "parametrico" si intende una particolare modalità di assegnazione dei valori alle variabili di ottimizzazione: nel caso specifico il software ha assegnato a un parametro alla volta il valore massimo e minimo (sulla base di quelli specificati all'interno del file di comando di GenOpt), lasciando tutti gli altri costanti.

Come sottolineato nel paragrafo dedicato "GenOpt", affinché la procedura di ottimizzazione vada a buon fine è necessario che la funzione di costo globale venga definita direttamente in TRNSYS. In aggiunta, oltre alla funzione obiettivo che deve essere il primo degli output analizzati da GenOpt, è raccomandabile includere nell'analisi una serie di altri dati che possono fornire utili informazioni circa il funzionamento degli impianti, ad esempio, che competono ad un determinato valore di costo globale.

Nel caso in esame, oltre al *Global Cost*, per le motivazioni appena esposte, si è scelto di includere, tra gli output:

1. *L'energia elettrica acquistata*, ovvero l'ammontare complessivo (e dunque su base annua) di energia prelevata dalla rete, comprensivo dei consumi degli ausiliari, della pompa di calore ecc;
2. *L'energia elettrica venduta*, ovvero la quantità di energia elettrica in surplus reimpressa in rete;
3. *L'autoconsumo*, ovvero la quantità di energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici e direttamente consumata;
4. *La frazione di copertura solare*, ovvero la quota di energia ceduta dal circuito solare al puffer riservato al riscaldamento;

5. *L'energia per il riscaldamento*, ovvero la domanda complessiva dell'energia termica richiesta dall'edificio, nel caso in cui la tipologia di riscaldamento preveda la presenza di una caldaia a biomasse;
6. *Consumo di pellet*, ovvero il consumo totale, espresso in kg del combustibile solido;
7. *Energia elettrica pompa di calore estate/inverno*, ovvero l'ammontare complessivo di energia elettrica consumata dalla pompa di calore in regime rispettivamente di raffrescamento e riscaldamento;
8. *Energia elettrica per riscaldamento dell'acs*, ovvero l'energia elettrica richiesta per il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria;

Di seguito, a titolo esemplificativo, si riporta la tabella con i dati relativi ai casi "estremi" in relazione alla tipologia di riscaldamento che prevede la presenza della caldaia a biomasse solide. In particolar modo questa contiene i valori assunti da alcune delle grandezze elencate sopra, riferiti a determinate condizioni di esercizio. Come dichiarato in apertura del paragrafo sono state fatte variare, una per volta, le seguenti variabili:

- *Numero di pannelli solari termici*: dapprima il valore minimo e poi il massimo;
- *Tipologia di pannelli solari termici*: sono state considerate entrambe le tipologie di pannelli modellate;
- *Il rapporto tra la superficie di pannelli solari installata e il corrispondente volume di accumulo*: dapprima il valore minimo e poi il massimo;
- *Numero di pannelli fotovoltaici*: dapprima il valore minimo e poi il massimo;
- *Tipologia di pannelli fotovoltaici*: sono state considerate entrambe le tipologie di pannelli modellate;

In buona sostanza questo studio preliminare all'ottimizzazione "complessiva", ha permesso di evidenziare l'influenza della variazione degli elementi di cui sopra (secondo le modalità elencate) sul valore assunto dalle grandezze considerate che sono quelle riportate nell'elenco numerato alla pagina precedente.

Tabella 59 – valutazione dell'effetto della variazione di alcune variabili di ottimizzazione sulle grandezze considerate; caso “estremo” e riferito ai pannelli solari termici

Tipologia pannelli	Num. Pannelli_sol	Rapporto litri/sup. pann	Global_Cost [€]	Variaz. % rispetto alla tipologia pann. 1→2	Variaz. %, rispetto al rapp. litri/sup. pann 1→3	Fraz_copertura_sol_risc [%]	Variaz. % rispetto alla tipologia pann. 1→2	Variaz. %, rispetto al rapp. litri/sup. pann 1→3
1	2	1	178'478.38	0.09%	0.39%	3.996689822	161.56%	0.43%
1	14	1	188'240.43	2.11%	3.45%	14.05284807	143.45%	-1.18%
2	2	1	178'638.95			10.45389595		
2	14	1	192'202.89			34.21170862		
1	2	3	179'166.96	0.01%	0.3%	4.013793299	155.94%	-1.7%
1	14	3	194'728.39	2.01%	3.4%	13.88675987	145.68%	-0.3%
2	2	3	179'192.18			10.27309407		
2	14	3	198'649.45			34.11682494		
Tipologia pannelli	Num. Pannelli_sol	Rapporto litri/sup. pann	EnRisc_caldaia [kWh]	Variaz. % rispetto alla tipologia pann. 1→2	Variaz. %, rispetto al rapp. litri/sup. pann 1→3	Consumo_pellet [kg]	Variaz. % rispetto alla tipologia pann. 1→2	Variaz. %, rispetto al rapp. litri/sup. pann 1→3
1	2	1	10311.63086	-1.89%	-2.67%	2048.125146	-1.25%	2.75%
1	14	1	9602.308567	-6.85%	-3.95%	1882.230408	-7.43%	4.11%
2	2	1	10116.60458			2022.6095		
2	14	1	8944.856751			1742.352106		
1	2	3	10035.81322	-1.25%	-2.0%	2104.414461	-1.89%	2.1%
1	14	3	9222.929	-7.43%	-4.6%	1959.65481	-6.85%	4.8%
2	2	3	9910.786552			2064.613179		
2	14	3	8537.525318			1825.48097		
Tipologia pannelli	Num. Pannelli_sol	Rapporto litri/sup. pann	En_el per ACS [kWh]	Variaz. % rispetto alla tipologia pann. 1→2	Variaz. %, rispetto al rapp. litri/sup. pann 1→3			
1	2	1	3039.707363	-17.07%	4.59%			
1	14	1	2418.446271	-14.87%	5.62%			
2	2	1	2520.715657					
2	14	1	2058.804321					
1	2	3	3179.147435	-18.37%	2.95%			
1	14	3	2554.467572	-17.34%	2.56%			
2	2	3	2595.071737					
2	14	3	2111.599615					

I diversi colori aiuteranno il lettore nell'interpretazione della tabella riportata. Tuttavia, è essenziale specificare quanto segue: nelle colonne in cui compare il simbolo “tipologia pann 1→2” e “rapp. litri/sup. 1→3” ci si riferisce alla variazione provocata nella grandezza valuta rispettivamente dalla tipologia di pannelli “2” rispetto alla “1”. E lo stesso dicasi nel caso del “rapporto tra la superficie di pannelli solari termici installata e il corrispondente volume di accumulo”.

Le medesime considerazioni sono da ritenersi valide per la lettura della tabella allegata alla pagina successiva, in cui le variabili di influenza sono, questa volta, il numero di pannelli fotovoltaici e la loro tipologia.

Tabella 60 - valutazione dell'effetto della variazione di alcune variabili di ottimizzazione sulle grandezze considerate; caso "estremo" e riferito ai pannelli fotovoltaici

Tipo pann_FV	Tot. En. Acquistata [kWh]	Confronto tra tipologia	Variazione %	Tot. En. Vendita [kWh]	Confronto tra tipologia	Variazione %
1	7516.739687	1→2	2.84%	913.9318912	1→2	-16.07%
1	7358.569952	1→2	2.88%	936.3914214	1→2	-15.83%
1	7401.908238	1→2	2.85%	942.1444575	1→2	-15.83%
1	7272.122577	1→2	2.90%	957.3221573	1→2	-15.59%
1	7535.977779	1→2	2.84%	910.2160743	1→2	-16.06%
1	7399.697272	1→2	2.86%	922.8449018	1→2	-16.09%
1	7400.764933	1→2	2.85%	938.8146874	1→2	-15.87%
1	7295.141714	1→2	2.89%	949.7285899	1→2	-15.72%
2	7730.041633	1→3	15.54%	767.1042637	1→3	-74.63%
2	7570.433307	1→3	15.76%	788.1264103	1→3	-73.74%
2	7612.866651	1→3	15.65%	792.9745046	1→3	-73.44%
2	7482.99287	1→3	15.84%	808.0623814	1→3	-73.00%
2	7749.946614	1→3	15.55%	764.0558508	1→3	-74.58%
2	7611.343921	1→3	15.75%	774.362771	1→3	-74.24%
2	7611.922844	1→3	15.65%	789.8442328	1→3	-73.73%
2	7505.973128	1→3	15.82%	800.4312248	1→3	-73.36%
3	8685.13896	2→3	12.36%	231.9030923	2→3	-69.77%
3	8518.524022	2→3	12.52%	245.9178564	2→3	-68.80%
3	8560.437319	2→3	12.45%	250.2459037	2→3	-68.44%
3	8423.717502	2→3	12.57%	258.4894023	2→3	-68.01%
3	8707.591083	2→3	12.36%	231.4020086	2→3	-69.71%
3	8564.996558	2→3	12.53%	237.7164994	2→3	-69.30%
3	8559.010408	2→3	12.44%	246.6324735	2→3	-68.77%
3	8448.882837	2→3	12.56%	253.0421638	2→3	-68.39%
Tipo pann_FV	Tot. Autoconsumo [kWh]	Confronto tra tipologia	Variazione %	Global Cost [€]	Confronto tra tipologia	Variazione %
1	1757.558375	1→2	-12.14%	189'673.90	1→2	-5.11%
1	1735.098907	1→2	-12.21%	199'487.07	1→2	-4.86%
1	1729.34587	1→2	-12.20%	189'898.70	1→2	-5.10%
1	1714.168171	1→2	-12.30%	203'497.17	1→2	-4.76%
1	1761.273551	1→2	-12.15%	190'354.03	1→2	-5.09%
1	1748.645426	1→2	-12.10%	205'944.19	1→2	-4.70%
1	1732.675641	1→2	-12.19%	190'444.35	1→2	-5.09%
1	1721.761738	1→2	-12.25%	209'926.44	1→2	-4.62%
2	1544.256429	1→3	-66.48%	179'990.56	1→3	-3.27%
2	1523.235552	1→3	-66.85%	189'800.46	1→3	-3.11%
2	1518.387457	1→3	-66.99%	180'210.03	1→3	-3.27%
2	1503.297878	1→3	-67.18%	193'808.31	1→3	-3.06%
2	1547.304717	1→3	-66.52%	180'672.22	1→3	-3.25%
2	1536.998777	1→3	-66.64%	196'257.09	1→3	-3.01%
2	1521.517729	1→3	-66.85%	180'756.13	1→3	-3.26%
2	1510.930323	1→3	-67.01%	200'237.48	1→3	-2.97%
3	589.1591028	2→3	-61.85%	183'479.88	2→3	1.94%
3	575.1448367	2→3	-62.24%	193'273.83	2→3	1.83%
3	570.8167894	2→3	-62.41%	183'682.22	2→3	1.93%
3	562.5732461	2→3	-62.58%	197'264.91	2→3	1.78%
3	589.6602478	2→3	-61.89%	184'167.34	2→3	1.93%
3	583.3461393	2→3	-62.05%	199'743.12	2→3	1.78%
3	574.4301653	2→3	-62.25%	184'227.22	2→3	1.92%
3	568.0206143	2→3	-62.41%	203'699.06	2→3	1.73%

## 9.2 Studio parametrico

In aggiunta alla valutazione dei casi “estremi” (vedi paragrafo precedente), è stato condotto uno studio parametrico per approfondire l’influenza della variazione di alcune delle variabili più rappresentative degli impianti, sulle grandezze considerate, prima fra tutte il *Global Cost* poiché l’ottimizzazione è incentrata proprio sulla ricerca del suo valore minimo.

Come già affermato nel capitolo dedicato (“Processo di ottimizzazione”) la procedura seguita che prevede l’accoppiamento di TRNSYS con il software di ottimizzazione GenOpt, (tramite cui è possibile impostare i parametri e i vincoli alla base dello studio parametrico) ha permesso di eseguire rapidamente e simultaneamente più simulazioni. L’ottimizzazione di tipo “parametrico” consiste nell’attribuzione di un diverso valore, tra quelli contenuti nell’intervallo di variazione precedentemente definito, ad un parametro per volta. In questo modo infatti è possibile quantificare l’influenza della variazione di quel parametro sui rimanenti.

Le variabili oggetto di questo studio parametrico sono riportate nell’elenco successivo:

- Numero di collettori solari;
- Inclinazione dei collettori solari;
- Rapporto tra il volume d’accumulo e la superficie di pannelli solari installata;
- Il numero di pannelli fotovoltaici;
- La tipologia di pannelli fotovoltaici;

Per ciascuna di queste l’intervallo di variazione coincide con quello definito nel paragrafo 5.3, e riportato nella tabella successiva. In aggiunta è opportuno sottolineare che tutti i valori ivi contenuti sono stati considerati.

Resta infine da chiarire quale sia la configurazione di “riferimento” rispetto alla quale riportare gli eventuali benefici, riferiti in primo luogo ai costi. Questa dipende dal valore iniziale assegnato dal software di ottimizzazione (GenOpt). Dal punto di vista pratico è dunque rappresentata dall’insieme dei valori che ciascuna variabile assume prima e dopo la variazione (poiché la procedura parametrica fa variare unicamente un parametro alla volta, ne consegue che tutti gli altri rimangono costanti).

Tabella 61 – variabili di ottimizzazione e relativo intervallo di variazione

Parametri di ottimizzazione	Unità di misura	Range di variazione			
		MIN	MAX	STEP	TYPE
numero pannelli solari	[num]	1	14	7	SET
inclinazione	[°]	18	45	18-30-45	SET
rapporto tra volume di accumulo e sup. installata di pannelli	[l/m <sup>2</sup> ]	50	100	3	SET
tipologia pannello solare termico	-	1	2	2	SET
tipologia pannello fotovoltaico	-	1	3	3	SET
numero pannelli FV	[num]	2	18	9	SET
tipologia di riscaldamento	[num]	1	2	2	SET

Di seguito si riporta invece la tabella contenente la configurazione standard, a livello impiantistico, rispetto a cui sono stati valutati gli effetti della variazione delle variabili sopra elencate.

Tabella 62 – configurazione impiantistica di riferimento per l'ottimizzazione parametrica

Configurazione impiantistica di riferimento							
numero di collettori solari	inclinazione dei collettori	tipologia di collettore solare	rapporto tra sup. solare e volume	inclinazione dei pannelli FV	tipologia di pannello FV	numero di pannelli FV	tipologia di riscaldamento
num_coll_sol_t	slope_pann_sol_t	tipologia_pann_sol_t	rapp_litri_sup_pann	slope_pann_FV	tipo_pann_FV	num_moduli_pann_FV	tipo_riscaldamento
2	30	1	1	18	2	8	2

Nello studio di tipo parametrico intrapreso, si è scelto di concentrare l'analisi a livello degli impianti, con particolare riferimento all'impianto solare termico e fotovoltaico e a tutte le grandezze direttamente o indirettamente collegate. Da questa affermazione deriva un'implicita assunzione: in tutte le valutazioni effettuate l'edificio deve assumere la medesima configurazione (altrimenti non sarebbe possibile quantificare l'influenza della variazione delle variabili relative agli impianti).

Alla luce di quanto esposto, si riporta di seguito la tabella contenente i dati corrispondenti alla configurazione "standard" dell'edificio.

Tabella 63 -configurazione di riferimento per l'edificio

<b>Configurazione di riferimento per l'edificio</b>							
<i>resistenza termica dell'isolante - copertura</i>	<i>resistenza termica dell'isolante - solaio</i>	<i>resistenza termica dell'isolante - muro esterno</i>	<i>spessore del muro esterno</i>				
<b>ResRoof</b> [m <sup>2</sup> K/W]	<b>ResSlab</b> [m <sup>2</sup> K/W]	<b>ResOutwall</b> [m <sup>2</sup> K/W]	<b>WallThickness</b> [m]				
0.75	0.25	0.25	0.1				
<i>parametri relativi ai serramenti ripresi dal modello di edificio già realizzato [5]</i>							
<b>MIn</b>	<b>WT</b>	<b>WTR</b>	<b>WTS</b>	<b>bpp</b>	<b>bm</b>	<b>HV</b>	
0.2	4	3	4	4.6	2.48	0.01	

Avendo definito le configurazioni di riferimento tanto per l'edificio quanto per gli impianti è dunque possibile procedere all'analisi dei risultati dell'ottimizzazione parametrica.

### 9.2.1 Influenza del parametro “numero di collettori solari”

La prima variabile di cui è stata studiata l'influenza è il *numero di collettori solari*. In particolar modo si è cercato di definire la relazione esistente tra la variazione del numero di pannelli solari e l'effetto conseguente sulla funzione obiettivo che, come più volte ribadito, è la funzione di costo globale.

In seguito si è ritenuto opportuno indagare anche l'influenza della medesima variabile sul grado di copertura assicurato dall'impianto solare, nei confronti del fabbisogno energetico dell'edificio per il riscaldamento.

Di seguito è riportato un estratto della tabella contenente i risultati dell'ottimizzazione parametrica su cui sono state effettuate le indagini di cui sopra.

Tabella 64 – estratto della tabella ottenuta dal processo di ottimizzazione parametrica, tramite cui è stata studiata l'influenza della variabile “numero di collettori solari”

Simulation Number	GlobalCost	Fraz_copertura_sol_risc	num_coll_sol_t	slope_pann_sol_t	tipologia_pann_sol_t	rapp_litri_sup_pan	slope_pann_FV	tipo_pann_FV	num_moduli_pann_FV	tipo_riscaldamento
1.00	141514.23	3.11	2.00	30.00	1.00	1.00	18.00	2.00	8.00	2.00
2.00	143186.66	3.27	4.00	30.00	1.00	1.00	18.00	2.00	8.00	2.00
3.00	144890.21	3.76	6.00	30.00	1.00	1.00	18.00	2.00	8.00	2.00
4.00	146638.01	4.70	8.00	30.00	1.00	1.00	18.00	2.00	8.00	2.00
5.00	148425.15	5.52	10.00	30.00	1.00	1.00	18.00	2.00	8.00	2.00
6.00	150322.05	6.34	12.00	30.00	1.00	1.00	18.00	2.00	8.00	2.00
7.00	152310.77	6.92	14.00	30.00	1.00	1.00	18.00	2.00	8.00	2.00

Da una prima analisi dei dati si evince che esiste un legame di proporzionalità pressoché diretta tra il costo globale e il numero di pannelli solari adottati. Ciò risulta ancora più evidente dal grafico sottostante che assume un andamento rettilineo. Con riferimento a quest'ultimo l'origine del riferimento è stata posta in corrispondenza della configurazione di riferimento (vedi Tabella 62).

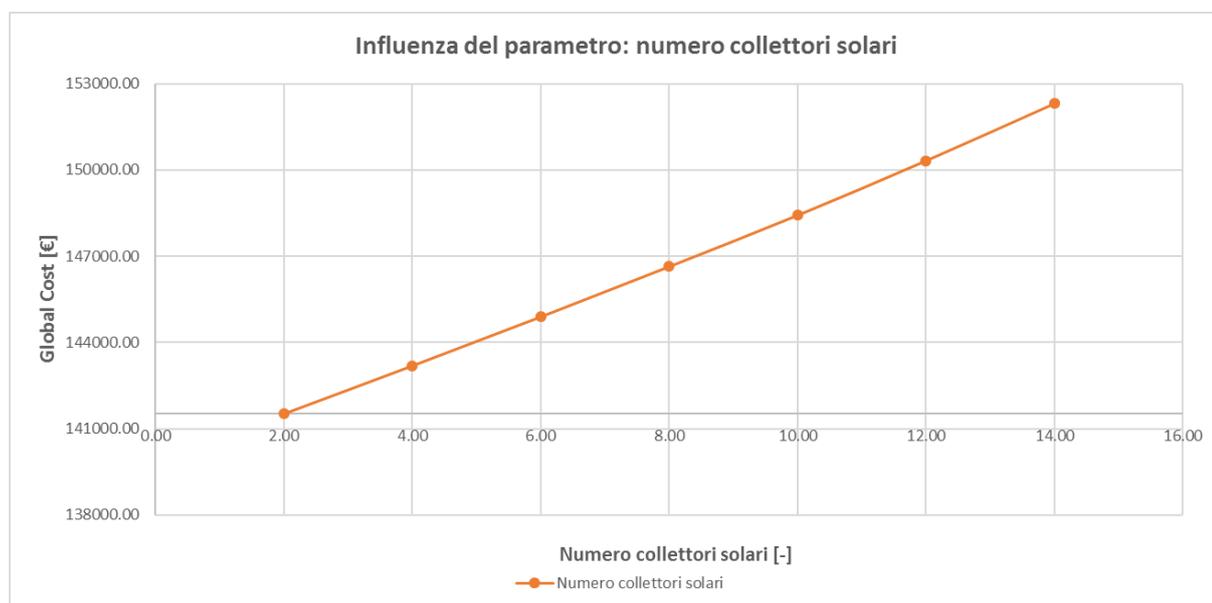


Figura 112 – grafico che mostra la relazione tra il costo globale e il numero di collettori solari

Un andamento decisamente meno rettilineo è stato invece riscontrato nel caso del legame che intercorre tra il numero di collettori solari e la frazione di copertura solare, come mostra il grafico riportato nella pagina successiva. In particolare l'incremento maggiore si registra nel passaggio da 6 a 10 pannelli: in termini percentuali si registra un valore quasi prossimo al 200%. Al di là di questo tratto intermedio la curva che rappresenta il legame tende poi ad appiattirsi, e il tasso di incremento diminuisce di conseguenza.

Anche in questo caso, l'origine del sistema di riferimento è stata posta in corrispondenza della configurazione di riferimento.

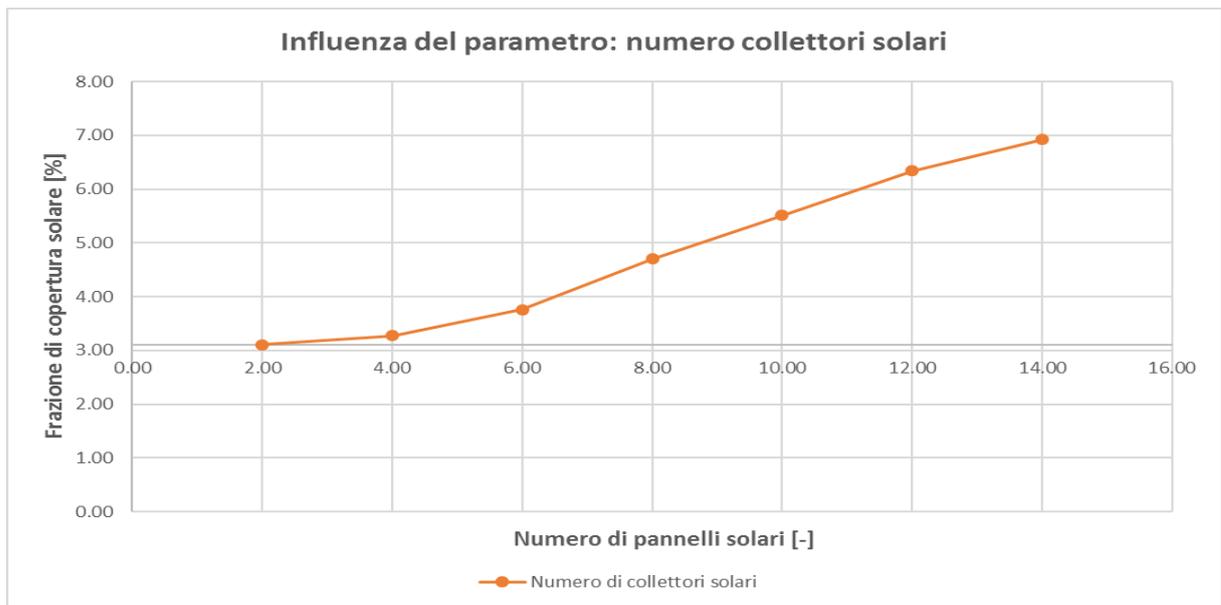


Figura 113 - grafico che mostra la relazione tra la frazione di copertura solare e il numero di collettori solari

### 9.2.2 Influenza del parametro “rapporto litri/superficie di collettori solari”

La seconda variabile di cui è stata studiata l'influenza è il *rapporto tra la superficie installata di collettori e il corrispondente volume di accumulo*. In particolar modo si è cercato di definire la relazione esistente tra la variazione di tale rapporto e la funzione obiettivo, ovvero la funzione di costo globale.

Come facilmente intuibile dal grafico sottostante esiste un legame di proporzionalità diretta tra le due grandezze, sebbene l'influenza della variazione sia alquanto modesta: in termini percentuali, il passaggio dal rapporto di 50 l/m<sup>2</sup> al massimo considerato di 100 l/m<sup>2</sup> incide per appena lo 0,30%; percentuale che si riduce ulteriormente nel caso del valore intermedio di 75 l/m: in questo caso si attesta infatti allo 0,13%.

Percentuali ben più significative si ottengono invece dal confronto del legame che intercorre tra la frazione di copertura solare e il rapporto litri/superficie di collettori solari. In questo caso infatti, il passaggio da un rapporto di 50 l/m<sup>2</sup> a ad uno di 75 l/m<sup>2</sup> provoca una diminuzione della copertura solare quantificabile nel 13% circa. Percentuale che nel caso del massimo rapporto, pari a 100 l/m<sup>2</sup>, aumenta fino al 20%. Di seguito si riportano i grafici a supporto di quanto appena dichiarato.

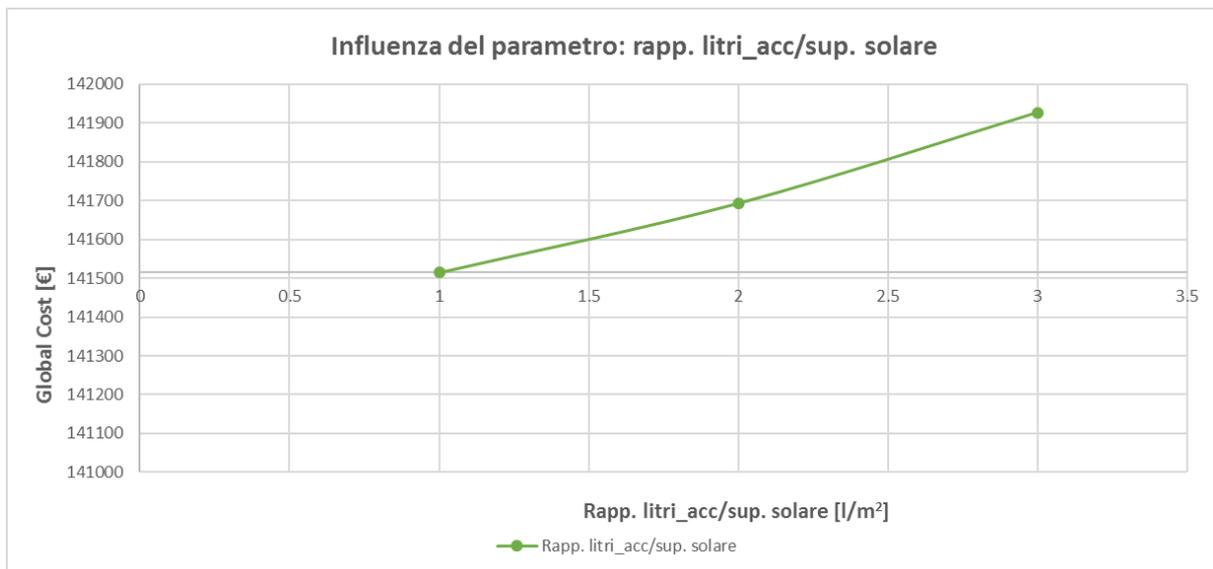


Figura 114 - grafico che mostra la relazione tra il rapporto litri di acc/superficie installata di collettori e il numero di collettori solari

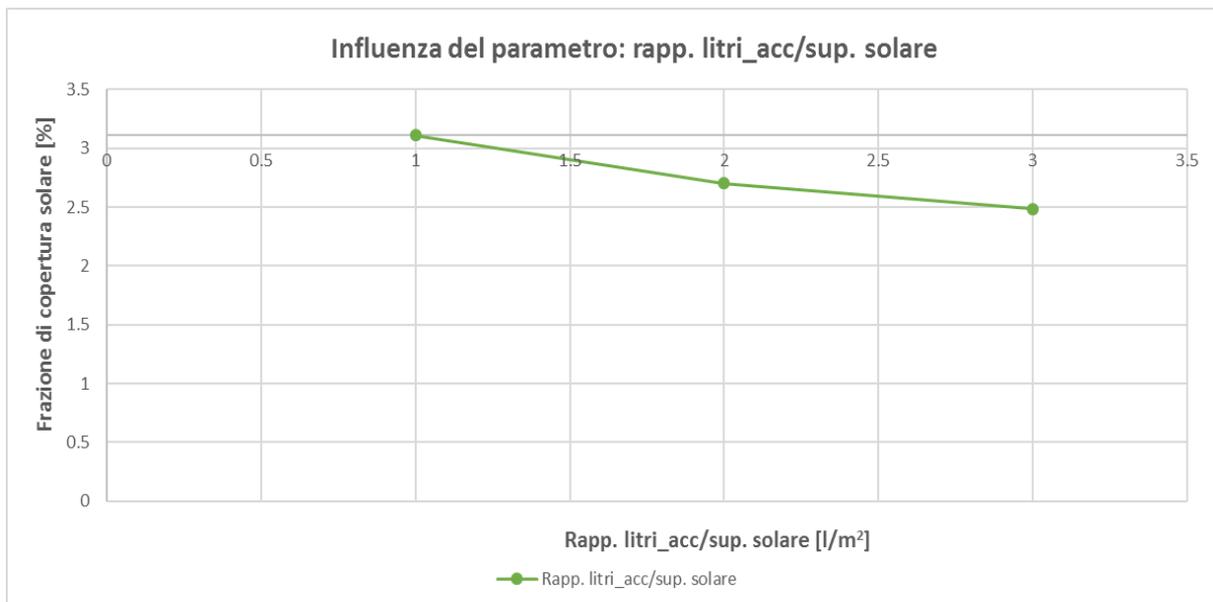


Figura 115 - grafico che mostra la relazione tra il rapporto litri di acc/superficie installata di collettori e frazione di copertura solare

Anche in questi casi l'origine del sistema di riferimento è stata posta in corrispondenza della configurazione di riferimento. Si è tralasciato l'approfondimento dell'influenza della variazione del parametro *inclinazione dei collettori*, in quanto in termini di funzione di costo non vi è alcun cambiamento. Trascurabili risultano infine anche i cambiamenti nella frazione di copertura solare, in quanto inferiori all'1%. Tuttavia è doveroso sottolineare che il valore massimo di resa dell'impianto solare termico è stato ottenuto con una inclinazione di 18° (con pannelli solari di tipologia 1 – pannelli solari termici piani vetrati).

Sino ad ora ci si è concentrati, sostanzialmente, sull'influenza delle variabili dell'impianto solare termico. La trattazione prosegue quindi con l'analisi delle rimanenti variabili relative, questa volta, all'impianto fotovoltaico.

### 9.2.3 Influenza del parametro “numero di pannelli FV”

La terza variabile di cui è stata studiata l'influenza è il *numero di pannelli fotovoltaici*. In particolar modo si è cercato di definire la relazione esistente tra la variazione di tale parametro e la funzione obiettivo, ovvero la funzione di costo globale. In seguito è stata valutata, sempre nelle medesime condizioni, anche l'influenza sull'autoconsumo.

Di seguito si riporta uno stralcio della tabella contenente i risultati dell'ottimizzazione parametrica.

*Tabella 65 - estratto della tabella ottenuta dal processo di ottimizzazione parametrica, tramite cui è stata studiata l'influenza della variabile “numero di pannelli FV”*

Simulation Number	GlobalCost	Autoconsumo_kWh	slope_pann_FV	tipo_pann_FV	num_moduli_pann_FV	tipo_riscaldamento
16.00	144897.36	0.00	18.00	2.00	2.00	2.00
17.00	145865.16	0.00	18.00	2.00	4.00	2.00
18.00	146514.90	107.80	18.00	2.00	6.00	2.00
1.00	141514.23	2087.82	18.00	2.00	8.00	2.00
19.00	142402.47	2112.58	18.00	2.00	10.00	2.00
20.00	143367.86	2113.32	18.00	2.00	12.00	2.00
21.00	144335.45	2113.39	18.00	2.00	14.00	2.00
22.00	145303.21	2113.40	18.00	2.00	16.00	2.00
23.00	146271.01	2113.40	18.00	2.00	18.00	2.00

L'elaborazione grafica dei dati, prima ancora di valutazioni di tipo numerico, ha permesso di evidenziare importanti differenze rispetto al caso dei pannelli solari termici. In effetti è ben evidente il fatto che la curva non ha un andamento rettilineo, se non per alcuni tratti intermedi.

In particolare è interessante osservare come il minimo della funzione di costo globale si raggiunga in corrispondenza del valore intermedio del numero di pannelli, e non di quello inferiore.

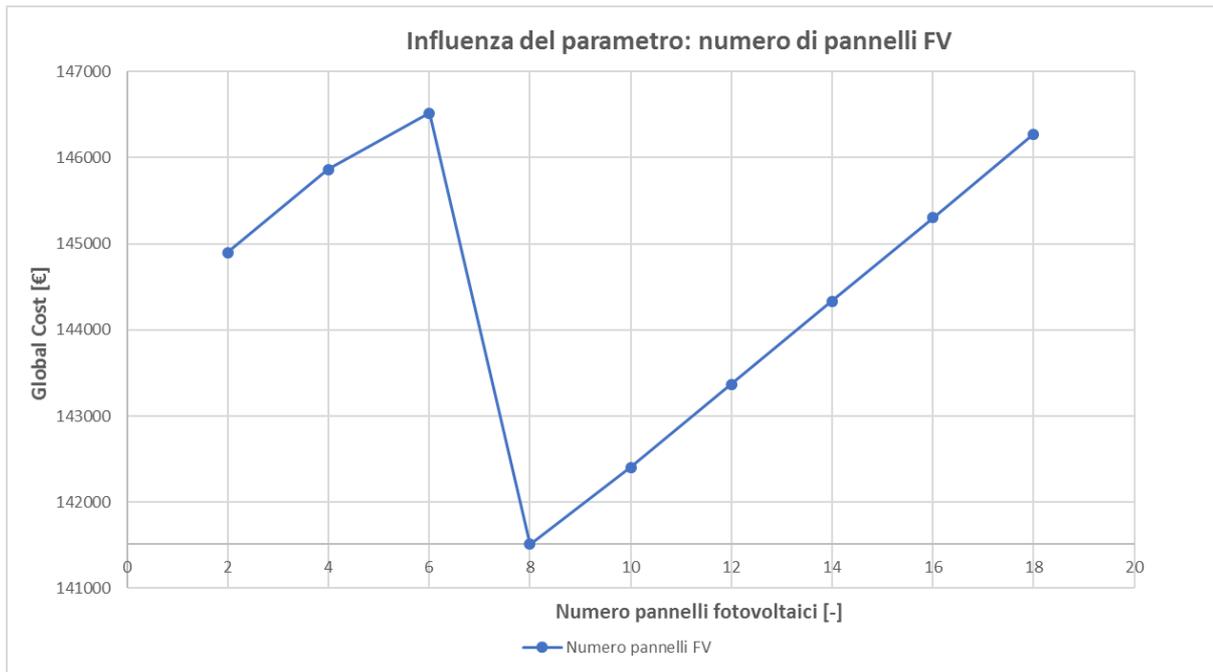


Figura 116 - grafico che mostra la relazione tra il numero di pannelli fotovoltaici e il costo globale

Da un punto di vista grafico si può notare il repentino cambio di pendenza della curva nel passaggio da 6 a 8 pannelli. In realtà, da un punto quantitativo, l'influenza della variazione numerica dei pannelli consiste in una diminuzione di circa il 3,5% del valore della funzione di costo globale. Nel secondo tratto invece, come risulta ben evidente, la curva assume un tratto rettilineo corrispondente ad un legame di proporzionalità quasi diretta tra le due grandezze, sebbene anche in questo caso il tasso di incremento sia, tutto sommato, contenuto (il massimo si attesta attorno al 3,4%).

Particolarmente interessante è risultata inoltre l'analisi della relazione che intercorre tra il numero di pannelli fotovoltaici e l'autoconsumo. Con il termine autoconsumo ci si riferisce, ovviamente, alla quantità di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e direttamente utilizzata. L'analisi dei dati ha permesso di evidenziare il fatto che esiste una soglia "minima": in effetti, al di sotto di 6 pannelli la corrente elettrica generata non copre, nemmeno in minima parte, il fabbisogno del sistema edificio-impianti.

Il grafico allegato alla pagina successiva offre un immediato riscontro di quanto appena dichiarato.

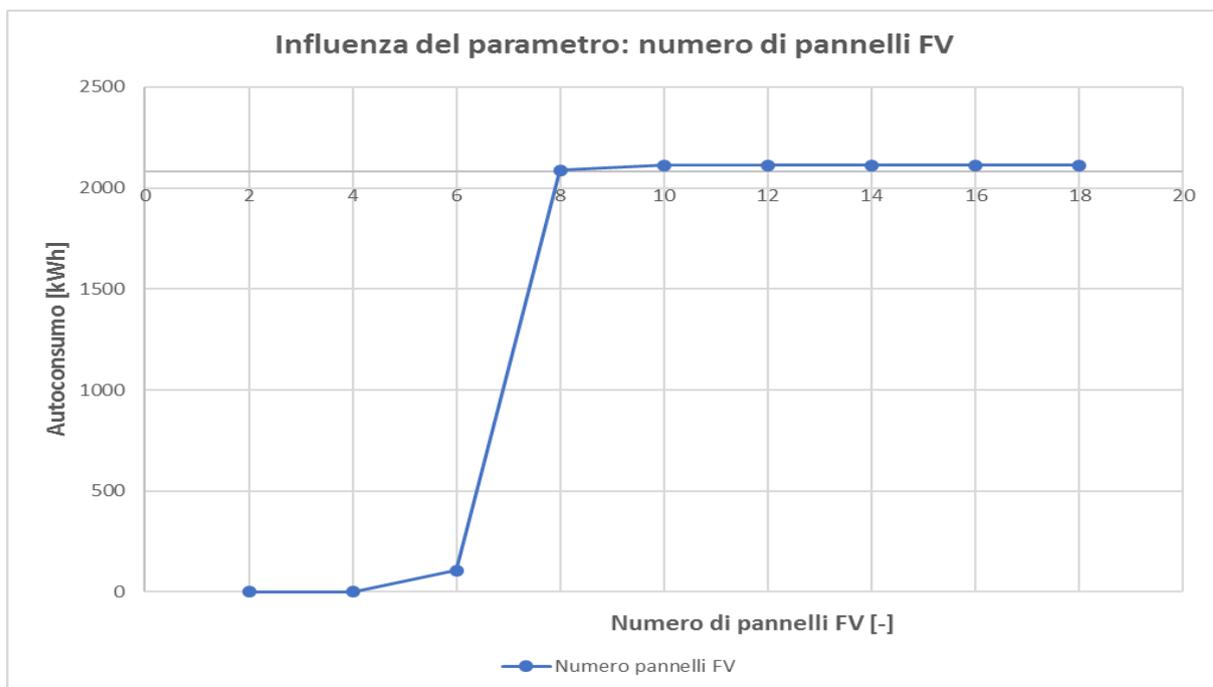


Figura 117 - grafico che mostra la relazione tra il numero di pannelli fotovoltaici e l'autoconsumo

Il grafico riportato sopra evidenzia come, in contrapposizione alla soglia “minima”, dal punto di vista dell'autoconsumo, esiste un valore che rappresenta di fatto un limite superiore: nello specifico infatti, l'incremento del numero di pannelli, oltrepassato il numero di riferimento (ovvero quello di partenza), non provoca un corrispondente aumento nell'autoconsumo; ciò risulta chiaro osservando il tratto finale della curva, che assume un andamento sostanzialmente asintotico. Per un riscontro numerico di quanto appena scritto si rimanda alla consultazione della Tabella 65.

#### 9.2.4 Influenza della variabile “tipologia di pannello FV”

Un'ulteriore variabile di cui si è studiata l'influenza è la *tipologia di pannello fotovoltaico*. Come noto infatti la resa dei pannelli fotovoltaici dipende anche dal materiale di cui sono costituiti (vedi paragrafo 4.2.2). Anche in questo caso dunque si è analizzata la relazione esistente tra questa variabile e altre due grandezze: dapprima la funzione di costo globale e in seguito l'autoconsumo.

Di seguito si riporta la tabella contenente un estratto dei risultati derivanti dall'ottimizzazione parametrica, e su cui sono state condotte le valutazioni che seguono.

Tabella 66 - estratto della tabella ottenuta dal processo di ottimizzazione parametrica, tramite cui è stata studiata l'influenza della variabile "numero di pannelli FV"

Simulation Number	GlobalCost	Autoconsumo_kWh	slope_pann_FV	tipo_pann_FV	num_moduli_pann_FV	tipo_riscaldamento
14.00	145213.81	2381.25	18.00	1.00	8.00	2.00
1.00	141514.23	2087.82	18.00	2.00	8.00	2.00
15.00	145616.68	776.99	18.00	3.00	8.00	2.00

I dati ottenuti, soprattutto in relazione alla funzione di costo globale, sono risultati leggermente differenti rispetto alle possibili aspettative. Ha sorpreso infatti constatare come alla tipologia "3", caratterizzata da un costo di investimento leggermente inferiore rispetto alla tipologia di pannello "2", compete un valore di costo globale "decisamente" superiore: a fronte di una differenza del costo di investimento di appena lo 0,3%, la corrispondente variazione sul costo globale è di un ordine di grandezza superiore, in quanto si attesta attorno al 3%. Un incremento del tutto simile a quello che si registra nel raffronto tra la tipologia di pannelli in silicio policristallino (configurazione di riferimento) e quella in silicio monocristallino (tipologia "1"). Di seguito si riporta il grafico corrispondente.

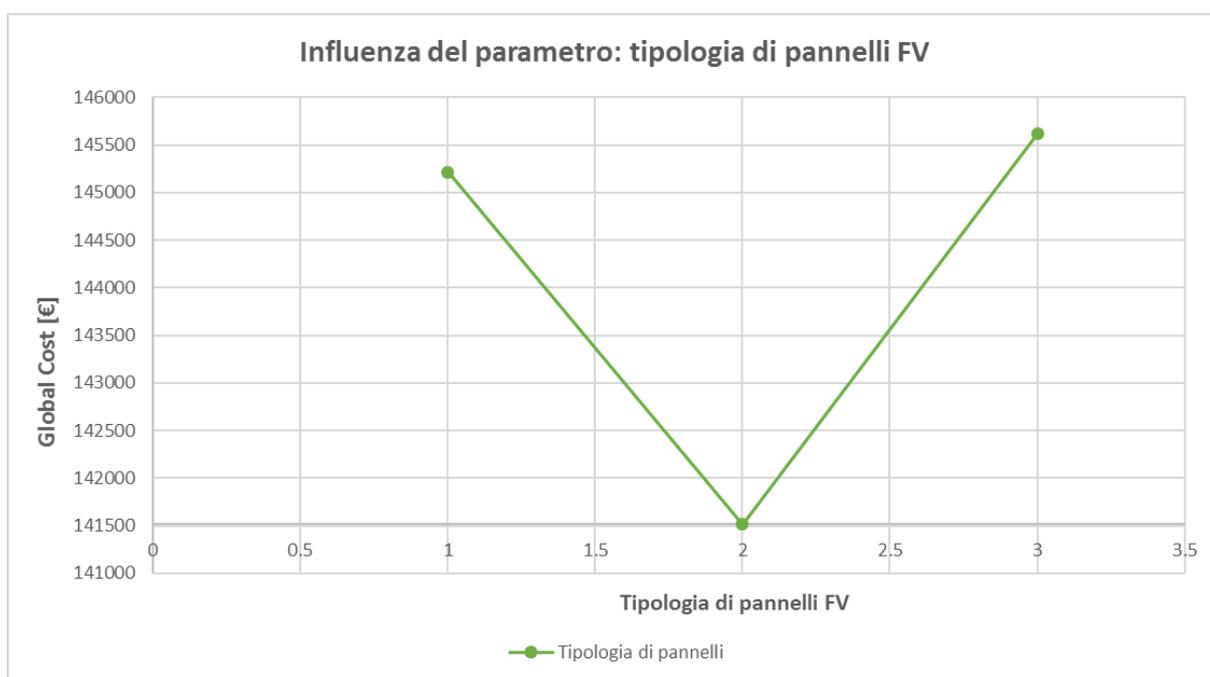


Figura 118 - grafico che mostra la relazione tra la tipologia di pannelli fotovoltaici e la funzione di costo globale

Altrettanto interessante è stato valutare l'influenza della variazione della tipologia di pannelli fotovoltaici nei confronti dell'autoconsumo. Come riscontrabile dal grafico allegato alla pagina seguente si registra un importante "gap prestazionale",

specificamente nel passaggio dai pannelli in silicio policristallino a quelli in silicio amorfo, ovvero dalla variabile “tipologia di pannello 2” alla “3”. In termini numerici tale affermazione si traduce in un decremento dell’energia auto-consumata che ammonta addirittura al 62%. Alla luce di queste considerazioni è quindi evidente che la tipologia di pannelli fotovoltaici “3” non sarà di certo inclusa nell’*optimum* finale, in quanto, a fronte di un costo di investimento superiore nei confronti delle altre tipologie (e di riflesso anche un valore maggiore del costo globale), non si ottiene alcun beneficio.

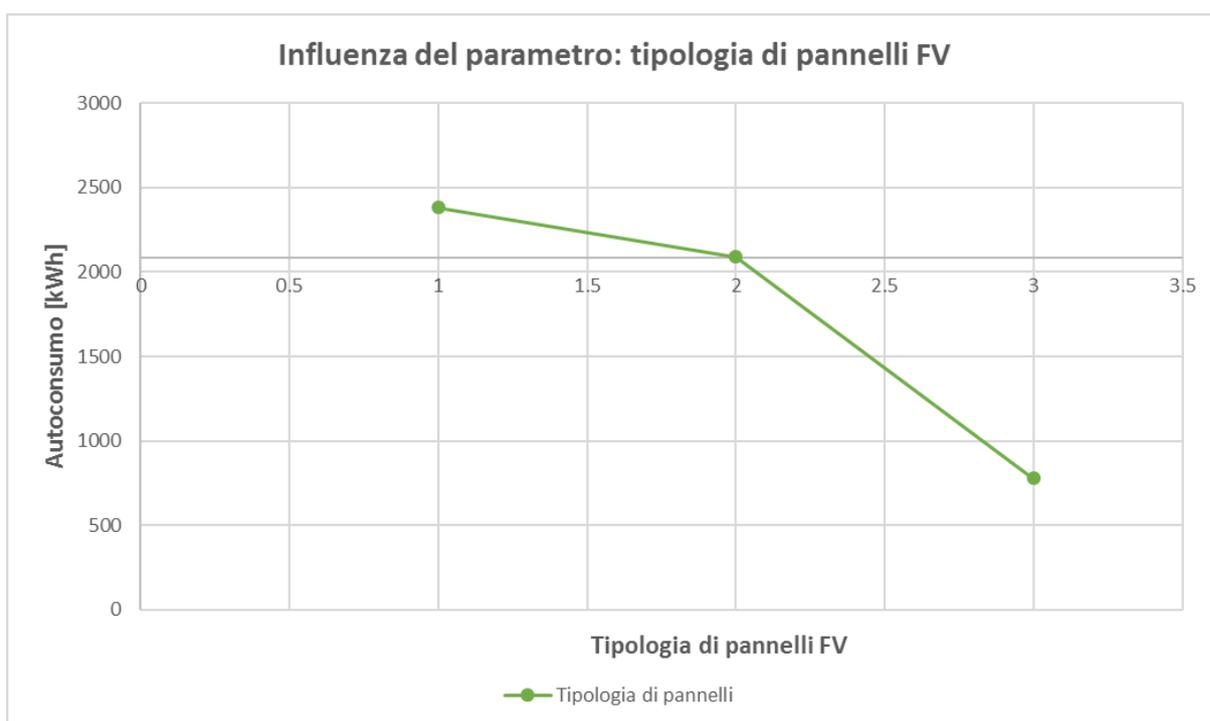


Figura 119 - grafico che illustra l’influenza della variazione della tipologia di pannelli fotovoltaici nei confronti dell’autoconsumo

Anche in questo caso è stata tralasciata l’analisi dell’influenza della variazione dell’inclinazione dei pannelli fotovoltaici nei confronti delle altre grandezze (soprattutto costo globale a autoconsumo), in quanto non provoca alterazioni degne di nota.

### 9.3 Risultati dell'ottimizzazione finanziaria

Prima di esporre e analizzare i risultati ottenuti è conveniente riassumere brevemente i punti fondamentali alla base della metodologia di *cost optimal*:

- La definizione di una configurazione di riferimento dell'edificio e degli impianti è una parte cruciale del processo;
- La definizione di una curva di costo associata a ciascuna delle variabili oggetto dell'ottimizzazione è un altro passo fondamentale, anche in ragione del punto successivo;
- L'*optimum* economico è rappresentato dalla configurazione edificio-impianto caratterizzata dal minor costo;
- A parità di costo è opportuno selezionare la configurazione edificio-impianto caratterizzata dal minor consumo di energia primaria;

Nel paragrafo successivo si riportano i risultati dell'ottimizzazione e le valutazioni che ne sono derivate.

È importante sottolineare però che, aldilà della mera individuazione della configurazione corrispondente al minor costo globale, è opportuno approfondire l'indagine in termini di consumi energetici, e più specificamente in termini di energia primaria. In particolar modo, poiché gli impianti sfruttano fonti energetiche rinnovabili è molto importante definire correttamente i fattori di conversione, poiché la normativa vigente, per ogni vettore energetico, propone due distinti coefficienti, a seconda che il contributo energetico che deriva dalle fonti rinnovabili sia considerato "gratuito" oppure venga regolarmente computato.

Nella pagina seguente è riportata proprio la tabella contenente i fattori di conversione in energia primaria dei principali vettori energetici, in cui sono stati evidenziati gli elementi considerati. In accordo con quanto dichiarato nelle righe precedenti, sono stati contemplati due coefficienti di conversione:

1.  $f_{P,ren}$  che assume un valore nullo quando riferito all'*energia termica da collettori solari, all'energia elettrica prodotta da fotovoltaico, e all'energia termica prelevata dall'ambiente esterno*;
2.  $f_{P,tot}$  che assume un valore pari a "1" nei casi precedenti.

Tabella 67 – fattori di conversione in energia primaria dei vettori energetici

Vettore energetico	$f_{P,nren}$	$f_{P,ren}$	$f_{P,tot}$
Gas naturale <sup>(1)</sup>	1,05	0	1,05
GPL	1,05	0	1,05
Gasolio e Olio combustibile	1,07	0	1,07
Carbone	1,10	0	1,10
Biomasse solide	0,20	0,80	1,00
Biomasse liquide e gassose	0,40	0,60	1,00
Energia elettrica da rete	1,95	0,47	2,42
Teleriscaldamento	1,5	0	1,5
Rifiuti solidi urbani	0,2	0,2	0,4
Teleraffrescamento	0,5	0	0,5
Energia termica da collettori solari	0	1,00	1,00
Energia elettrica prodotta da fotovoltaico, mini-eolico e mini-idraulico <sup>(5)</sup>	0	1,00	1,00
Energia termica dall'ambiente esterno – free cooling	0	1,00	1,00
Energia termica dall'ambiente esterno – pompa di calore	0	1,00	1,00

In base a quanto esposto sino ad ora risulta evidente che in funzione del coefficiente applicato si otterranno diversi consumi energetici in termini di energia primaria.

Questa riflessione ha posto le basi per un'analisi degna di nota: tra tutte le configurazioni valutate al termine del processo di ottimizzazione, è stato interessante indagare l'esistenza di una corrispondenza tra "punti notevoli" (ovvero particolari configurazioni del sistema edificio-impianto, che verranno approfondite nel paragrafo 9.3.2) nonostante l'applicazione di diversi coefficienti in materia energetica.

Questa analisi è stata resa possibile in virtù degli output implementati all'interno del modello creato in TRNSYS. Oltre alla funzione di costo globale, sono stati valutati, tra gli altri (inclusi quelli dell'edificio) anche i seguenti parametri:

- l'ammontare complessivo dell'*energia elettrica acquistata dalla rete*;
- il totale dell'*energia termica prodotta con l'impianto solare*;
- il totale dell'*energia termica fornita tramite il generatore integrativo*;
- l'ammontare complessivo dell'*energia auto-consumata*;

Una volta note le grandezze di cui sopra, applicando dapprima il coefficiente  $f_{P,nren}$  e successivamente quello  $f_{P,tot}$  è stato ricavato il valore di energia primaria richiesto ed in seguito verificata la sussistenza dell'eventuale corrispondenza tra "punti notevoli".

### 9.3.1 *Optimum* nel caso di applicazione del coefficiente $f_{P,nren}$

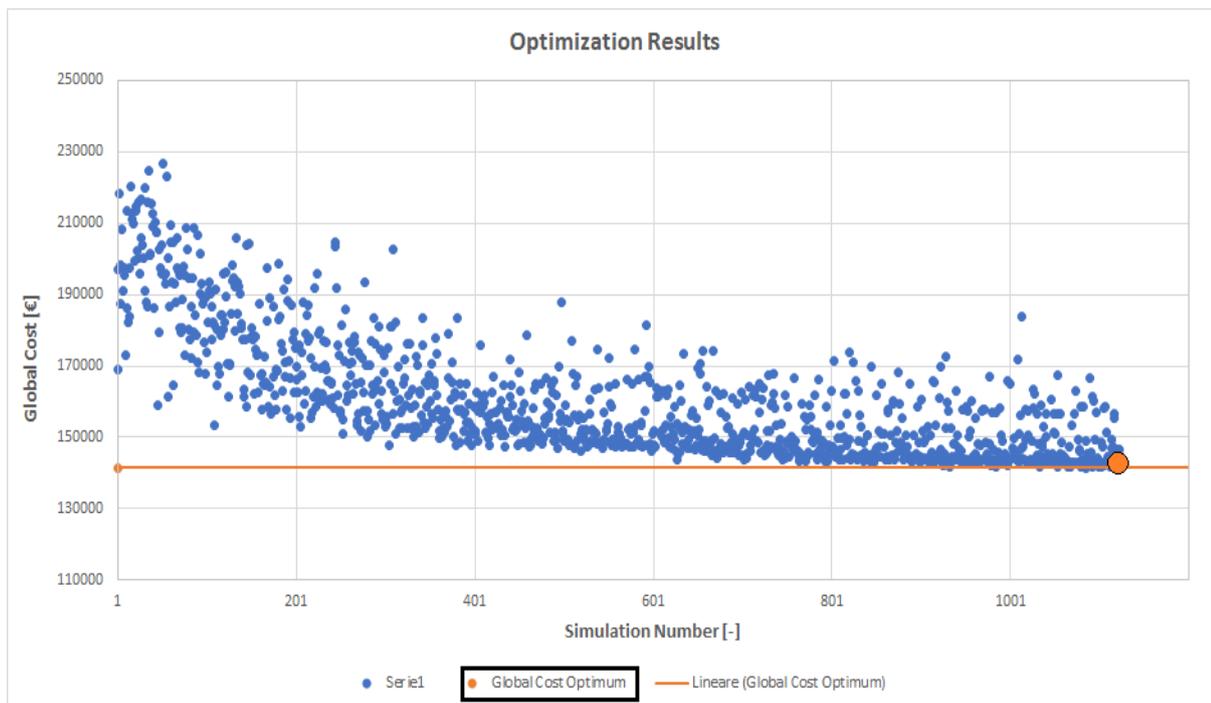


Figura 120 – “nuvola” di punti corrispondenti ai risultati del processo di ottimizzazione

Il grafico riportato in apertura del paragrafo rappresenta il risultato del processo di ottimizzazione. Ogni punto è rappresentativo di un set di valori assegnati alle variabili di ottimizzazione e dunque di una configurazione edificio-impianto, e del conseguente costo globale associato.

Intuitivamente, l'*optimum* tra tutte le simulazioni è il punto caratterizzato dall'ordinata minore, nel grafico soprastante. In termini numerici, alla soluzione ottimale compete un costo globale di **141'473.12 €**.

Tuttavia è senz'altro più interessante, in virtù delle analisi che si intende condurre, ordinare i risultati in considerazione del consumo di energia primaria. Quindi il grafico precedente è stato rielaborato assumendo come variabile sull'asse delle ordinate il costo globale (espresso, questa volta, in €/m<sup>2</sup>), e come variabile sull'asse delle ascisse il consumo di energia primaria (espresso in kWh/m<sup>2</sup>). Tale consumo è stato calcolato utilizzando come coefficiente di conversione dei vettori energetici  $f_{P,nren}$ , tramite cui l'apporto delle fonti rinnovabili non viene di fatto contemplato.

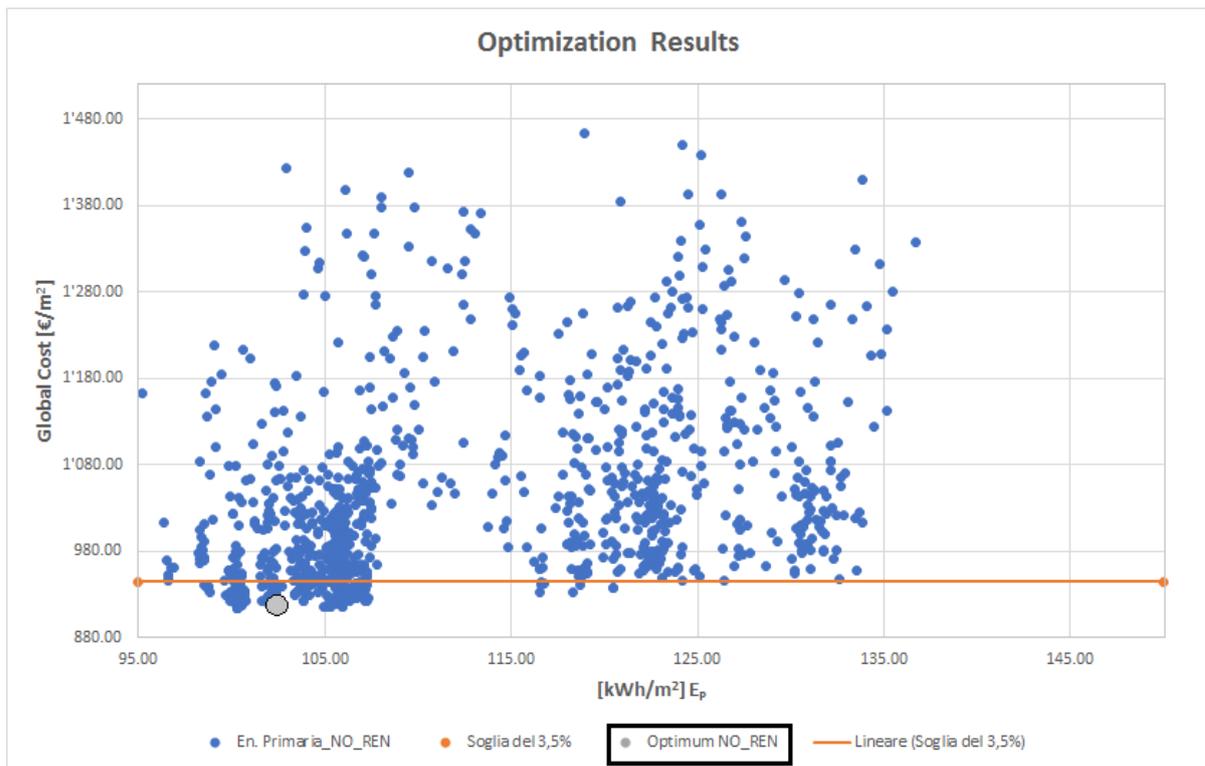


Figura 121 - “nuvola” di punti corrispondenti ai risultati del processo di ottimizzazione; sull’asse delle ascisse è riportato il consumo di energia primaria, su quello delle ordinate il costo globale

Prima di chiarire il significato della retta orizzontale e le ragioni della sua presenza, è doveroso soffermarsi sulla configurazione edificio-impianto corrispondente alla soluzione ottimale. Tramite un’opportuna funzione di Excel è stato possibile individuare, all’interno della mole di dati ricavati, il set di parametri caratteristici associati al valore minimo del costo globale, che vengono riportati di seguito.

Tabella 68 – valore dei più importanti parametri relativi al sistema edificio-impianti nel caso di soluzione ottimale dal punto di vista economico

Global Cost Optimum [€]	Global Cost [€/m2]	Primary EN. Optimum [kWh]	Primary EN. Optimum [kWh/m2]	Fraz_cop_sol optimum [%]	Num_coll_sol_t optimum	Tipo_coll_sol_t optimum
141'473.12	912.73	15865.90	102.36	3.16	2.00	2
slope pann_sol_t [°]	Num_pann_FV optimum	slope pann_FV optimum [°]	Tipo_pann_FV optimum	rapp. litri/sup_pann [l/m2]	tipo_riscaldamento	Autoconsumo_kWh
30	8	45	2	1	2	2087.350212
WallThickness [m]	ResOutwall [m2K/W]	ResSlab [m2K/W]	ResRoof [m2K/W]	HV [m]	bm [m]	bpp [m]
0.1	0.25	0.25	0.75	0.01	3.24	4.6

I dati riportati in tabella pongono senz’altro le basi per alcune importanti osservazioni. Da un punto di vista impiantistico, innanzitutto sorprende il ridotto numero di collettori

solari (soltanto 2, di tipologia “2”, ovvero a tubi sottovuoto) e di conseguenza la moderata frazione di copertura solare, inferiore al 5%. Non rappresenta una sorpresa invece l’inclinazione associata ai collettori che, in questa soluzione ottimale, è pari a 30°. L’*optimum* associato invece al rapporto tra il volume d’accumulo richiesto e la superficie di collettori installata, è stato individuato in 50 l/m<sup>2</sup>.

Per quanto riguarda invece i parametri associati all’impianto fotovoltaico, è interessante osservare come la configurazione ottimale sia rappresentata da un numero tutto sommato moderato di pannelli (8, su un massimo possibile di 18), di tipologia “2” (materiale costituente: silicio policristallino), e con una inclinazione differente rispetto a quella dei collettori solari: 45° invece di 30°.

Con riferimento ai parametri edilizi dell’edificio, ci si è limitati all’analisi dei più importanti. Ebbene, anche in questo caso, i risultati sono, per certi aspetti, sorprendenti. In primo luogo colpisce il valore assunto dal parametro “*HV*” che rappresenta l’altezza della finestra-lucernaio sulla copertura: posto che la sua larghezza era costante (vedi Tabella 11), il valore ottimale dell’altezza è stato individuato in 0,01 m. ciò è un evidente segnale circa l’insostenibilità di una simile superficie vetrata posta sulla copertura.

Per quanto concerne invece le altre superfici vetrate, l’*optimum* corrisponde alle seguenti ampiezze (giacché le altezze erano parametri invariabili):

1. 3,24 m nel caso della finestra al primo piano, con esposizione a sud;
2. 4,6 m nel caso della finestra al piano terra, sempre con esposizione verso sud.

Resta infine da definire l’*optimum* di alcuni importanti parametri costruttivi, ovvero la resistenza termica dell’involucro di copertura, verticale e di partizione orizzontale, e lo spessore della muratura esterna. Nello specifico, i valori ottimali vengono riportati di seguito:

- resistenza termica dello strato di isolamento per l’involucro verticale esterno: 0,25 m<sup>2</sup>K/W;
- resistenza termica dello strato di isolamento per la partizione orizzontale: 0,25 m<sup>2</sup>K/W;
- resistenza termica dello strato di isolamento per la copertura: 0,75 m<sup>2</sup>K/W;
- spessore della muratura esterna: 0,10 m;

L'ultimo parametro degno di nota è, in conclusione, la "tipologia di riscaldamento": alla soluzione considerata ottimale corrisponde il valore "2", ovvero la soluzione impiantistica che prevede l'utilizzo di una pompa di calore geotermica reversibile.

In seguito ad una prima valutazione dei dati ricavati sembrerebbe che la configurazione ottimale del sistema edificio-impianti sia poco incentrata sullo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili e che l'edificio in sé anche, sia poco prestante da un punto di vista della prestazione energetica.

In realtà, non ci si deve sorprendere più di tanto: in un'ottimizzazione di tipo finanziario, la pratica ha dimostrato come sovente venga privilegiata la configurazione corrispondente al minor costo di investimento che raramente coincide con quella energeticamente migliore.

In effetti, osservando attentamente il grafico è possibile trarre una importante considerazione: Il punto rappresentativo dell'*optimum finanziario* non coincide di fatto con la configurazione edificio-impianto cui compete il minor consumo di energia.

Ciò detto risulta interessante analizzare la composizione dei punti che si trovano nell'intorno dell'*optimum*. È infatti possibile che esista una configurazione del sistema edificio-impianto a cui, a fronte di un aumento contenuto del costo (qualche punto percentuale), corrisponde, ad esempio, un consumo di energia minore tale per cui il beneficio che ne deriva compensa la spesa maggiore.

Questa riflessione permette di chiarire la presenza della retta orizzontale nel grafico: essa corrisponde ad una soglia calcolata a partire dal costo globale corrispondente alla soluzione ottimale (che, si ribadisce, è il valore minimo). È necessario infatti limitare l'intervallo entro cui eseguire la ricerca dei punti, cosiddetti "notevoli": per questo motivo si è impostata una soglia pari al 3,5% del costo globale minimo.

### 9.3.2 Punti notevoli che ricadono all'interno della soglia del 3,5% -coeff. $f_{P,nren}$

Il grafico seguente permette di avere una panoramica più chiara dei punti che ricadono all'interno della soglia determinata.

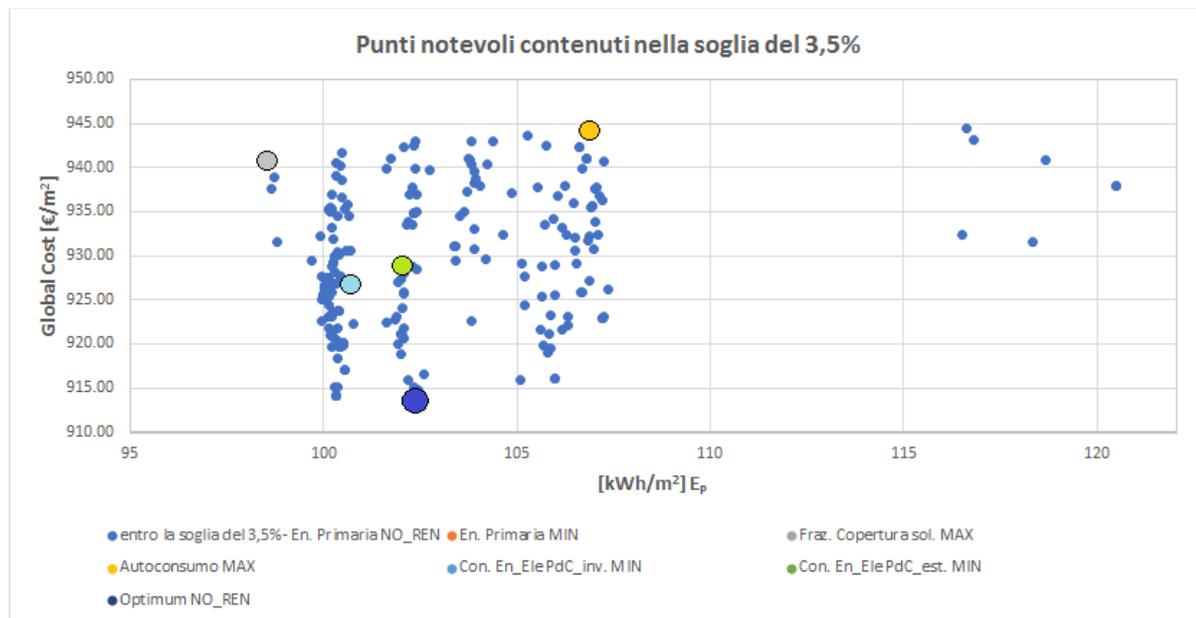


Figura 122 – grafico che rappresenta i punti contenuti all'interno della soglia del 3,5% del costo globale

I punti “notevoli” che sono stati individuati corrispondono alle seguenti configurazioni (come sempre ci si riferisce al sistema edificio-impianto nel suo complesso):

- minimo consumo di energia primaria;
- massima frazione di copertura solare;
- massimo autoconsumo;
- minimo consumo energetico da parte del generatore di energia termica in fase di riscaldamento;
- minimo consumo energetico da parte della pompa di calore in fase di raffrescamento;

Di seguito verranno riportate le tabelle che contengono il set di parametri relativi tanto agli impianti quanto all'edificio sulla base dei criteri di individuazione specificati nell'elenco precedente.

L'utilizzo, per le tabelle, dello stesso colore con cui sono stati identificati i punti notevoli nel grafico faciliterà il lettore nell'individuazione dei medesimi e nello stabilire la corretta corrispondenza.

### 9.3.2.1 Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo di energia primaria – coeff. $f_{P,nren}$

Da una prima valutazione dei dati contenuti nella tabella sottostante, relativa alla configurazione cui corrisponde il minimo consumo di energia primaria, emerge che il beneficio ottenuto è leggermente superiore all'aumento della spesa: dunque la compensazione è in realtà minima. Inoltre vi sono variazioni anche in alcuni degli altri parametri.

Tabella 69 -set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il consumo minimo di energia primaria, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario

	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscaldamento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
Configurazione cui compete il minimo consumo di energia primaria	-3.71%	3.01%	247.87%	-42.13%	2.00	0.00%	2.00	45.00
	Primary En. Minimum	Global_Cost [€/m2]	Fraz_copertura_sol_risc	EnEle_risc_ACS	tipo_riscaldamento	num_moduli_pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	98.56	940.22	11.01	1504.56	2.00	8.00	2.00	45.00
	rapp_litri_sup_pann optimum	tipologia_pann_sol_t optimum	slope_pann_sol_t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1.00	2.00	30.00	100.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%
	rapp_litri_sup_pan	tipologia_pann_sol_t	slope_pann_sol_t	num_coll_sol_t	WallThickness	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
1.00	2.00	45.00	4.00	0.10	0.25	0.50	1.50	

Uno dei dati che più colpisce è senz'altro l'incremento nella frazione di copertura solare, corrispondente ad una percentuale ben superiore al 200%. Ciò è dovuto senz'altro al cambiamento di due parametri dell'impianto solare: il numero dei collettori (che raddoppia) e l'inclinazione che passa dai 30° della soluzione economicamente ottimale ai 45°.

Vi sono infine modifiche anche per quanto riguarda i parametri edilizi: raddoppia infatti il valore della resistenza termica sia nel caso dello strato di isolamento per il solaio contro terra che nel caso del solaio di copertura. Significativo risulta anche il decremento nella quantità di energia necessaria per il riscaldamento dell'ACS che ammonta a più del 40%.

### 9.3.2.2 Configurazione a cui corrisponde la massima copertura solare-coeff. $f_{P,nren}$

In questo caso è possibile constatare come, a fronte di un aumento di poco superiore 3% relativamente al costo globale, si registra un calo, in percentuale leggermente superiore (pari al 3%) dell'energia primaria richiesta. Di una percentuale ben più grande diminuisce inoltre il consumo di energia elettrica per l'acqua calda sanitaria (-40% circa). Vi sono infine altri due elementi degni di nota: in primo luogo è interessante notare come l'incremento della copertura solare (quantificabile in una variazione del 245% circa) sia dovuto in primo luogo ad un aumento del numero di pannelli (che è raddoppiato, mentre la tipologia rimane invariata), e in secondo luogo alla differente inclinazione, che passa dai 30° del caso economicamente ottimale, a 45°.

Per quel che riguarda l'impianto fotovoltaico, come facilmente constatabile, non si assiste a nessun cambiamento (giacché i parametri sono i medesimi in entrambe le configurazioni).

Con riferimento all'edificio, è necessario prendere atto di alcuni cambiamenti: raddoppia infatti il valore della resistenza termica sia nel caso dello strato di isolamento per il solaio contro terra che nel caso del solaio di copertura

Tabella 70 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde la massima copertura solare, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario

Configurazione cui compete la massima fraz. di copertura solare	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscalda mento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
	247.87%	3.01%	-3.71%	-42.13%	2.00	0.00%	2.00	45.00
	Max fraz.cop_sol_ri sc	Global_Cost [€/m2]	En_primaria [kWh/m2]	EnEle_risc_ACS	tipo_riscalda mento	num_moduli_ pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	11.01	940.22	98.56	1504.56	2.00	8.00	2.00	45.00
	rapp_litri_sup_ pann optimum	tipologia_pann_ sol_t optimum	slope_pann_sol_ t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1.00	2.00	30.00	100.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%
	rapp_litri_sup_ pan	tipologia_pann_ sol_t	slope_pann_sol_ t	num_coll_sol_t	WallThicknes s	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
1.00	2.00	45.00	4.00	0.10	0.25	0.50	1.50	

### 9.3.2.3 Configurazione a cui corrisponde il massimo autoconsumo-coeff. $f_{P,nren}$

Tra i punti contenuti all'interno della soglia del 3,5%, ovvero sia tutte quelle configurazioni che sono caratterizzate da un valore di costo globale leggermente superiore rispetto all'*optimum*, si è cercato anche il sistema edificio-impianti a cui corrisponde il maggiore autoconsumo (con il termine "autoconsumo" ci si riferisce all'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e direttamente utilizzata). La tabella riportata di seguito contiene i parametri corrispondenti proprio a tale configurazione.

Tabella 71 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il massimo autoconsumo, e relativa variazione rispetto all'*optimum* finanziario

Configurazione cui compete il massimo autoconsumo	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscaldamento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
	2.71%	3.40%	4.42%	6.44%	2	25.00%	2	45
	Autoconsumo_kWh	Global_Cost [€/m <sup>2</sup> ]	En_primaria [kWh/m <sup>2</sup> ]	EnEle_risc_ACS	tipo_riscaldamento	num_moduli_pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	2144.017447	943.7515186	106.8863846	2767.133073	2	10	2	18
	rapp_litri_sup_pann optimum	tipologia_pann_sol_t optimum	slope_pann_sol_t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1	2	30	0.00%	100.00%	300.00%	200.00%	0.00%
	rapp_litri_sup_pan	tipologia_pann_sol_t	slope_pann_sol_t	num_coll_sol_t	WallThickness	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
2	1	30	2	0.2	1	0.75	0.75	

Con riferimento ai dati contenuti nella tabella, emerge subito, oltre ad un lieve incremento nell'autoconsumo (+3% circa), un aumento del fabbisogno di energia primaria (+4,40%) a fronte di un aumento del costo globale di poco inferiore al 3,5%. In questo caso dunque, i benefici non sembrerebbero tali da giustificare l'aumento dei costi. A livello impiantistico, la ragione dell'aumento di energia prodotta e direttamente consumata va ricercata nella crescita del numero di pannelli (che passano da 8 a 10, mentre rimane inalterata la loro tipologia) e nel cambiamento della loro inclinazione (da 45° a 18°). Risulta singolare invece il cambiamento avvenuto a livello dell'impianto solare termico che potrebbe giustificare l'innalzamento della spesa energetica richiesta per il riscaldamento dell'ACS: infatti mutano la tipologia e il rapporto tra la superficie di pannelli installata e il volume d'accumulo associato (rapporto che passa da 50 l/m<sup>2</sup> a 75 l/m<sup>2</sup>). Da notare anche le modifiche subite dai parametri edilizi: lo spessore della muratura esterna raddoppia mentre triplica il valore della resistenza termica dell'isolante del solaio contro terra, e addirittura quadruplica quello della muratura.

### 9.3.2.4 Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo in regime invernale-coeff. $f_{p,nren}$

Si è ritenuto opportuno identificare anche la configurazione corrispondente al minor consumo di energia termica in regime di riscaldamento (sempre tra quelle che rientrano nella soglia del 3,5% del costo globale minimo). Questa corrisponde al punto “notevole” azzurro nel grafico di Figura 122, e le sue caratteristiche sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 72 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il minimo consumo di energia in regime invernale, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario

Configurazione cui compete il minimo consumo di en. Elettrica PdC_inv	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscaldamento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
	-24.76%	1.50%	-1.63%	-18.61%	2.00	0.00%	2.00	45.00
	EnEle_PdC_inv	Global_Cost [€/m2]	En_primaria [kWh/m2]	EnEle_risc_ACS	tipo_riscaldamento	num_moduli_pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	2'080.45	926.40	100.69	2115.80	2.00	8.00	2.00	45.00
	rapp_litri_sup_pann optimum	tipologia_pann_sol_t optimum	slope_pann_sol_t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1.00	2.00	30.00	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	66.67%
	rapp_litri_sup_pan	tipologia_pann_sol_t	slope_pann_sol_t	num_coll_sol_t	WallThickness	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
3.00	2.00	45.00	2.00	0.10	0.25	0.50	1.25	

L'analisi dei dati contenuti in tabella offre uno spunto per alcune importanti osservazioni. Innanzitutto, a fronte di un aumento del costo globale del 1,5%, si assiste, di contro, ad una consistente diminuzione del fabbisogno di energia termica (in regime di riscaldamento) quantificabile in un 25% circa. Inoltre è interessante notare come vi siano significative variazioni anche all'impianto solare. Infatti, si modifica il rapporto tra il volume di accumulo e la superficie “solare” installata (che passa dai 50 l/m<sup>2</sup> ai 100 l/m<sup>2</sup>), così come l'inclinazione (45° contro i 30° corrispondenti alla soluzione economicamente ottimale). ciò nonostante diminuisce comunque la spesa energetica per l'ACS, che registra un calo di quasi il 20%.

Infine anche i parametri edilizi sono oggetto di cambiamenti, in quanto una diminuzione del fabbisogno energetico in regime di riscaldamento non può prescindere da un incremento prestazionale dell'involucro dell'edificio. E in effetti si assiste ad un incremento del 100% nel caso della resistenza termica della partizione orizzontale a contatto con il terreno e del 70% circa nel caso dello strato di isolamento dell'involucro di copertura.

### 9.3.2.5 Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo in regime estivo-coeff. $f_{P,nren}$

L'ultimo punto "notevole" identificato è quello corrispondente alla configurazione a cui compete il minor consumo energetico nella stagione di raffrescamento. Questa corrisponde al punto colorato di verde nel grafico di Figura 122, e le sue caratteristiche sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 73 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il minimo consumo di energia in regime invernale, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario

	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscaldamento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
Configurazione cui compete il minimo consumo di en. Elettrica PdC_est	-31.11%	1.70%	-0.31%	0.73%	2.00	0.00%	2.00	45.00
	EnEle_PdC_estate	Global_Cost [€/m2]	En_primaria [kWh/m2]	EnEle_risc_ACS	tipo_riscaldamento	num_moduli_pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	1'413.60	928.28	102.04	2618.75	2.00	8.00	2.00	30.00
	rapp_litri_sup_pann optimum	tipologia_pann_sol_t optimum	slope_pann_sol_t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1.00	2.00	30.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
	rapp_litri_sup_pan	tipologia_pann_sol_t	slope_pann_sol_t	num_coll_sol_t	WallThickness	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
2.00	1.00	45.00	2.00	0.10	0.25	0.25	1.50	

Anche in questo caso, a fronte di un aumento tutto sommato contenuto del costo globale (+2% circa), si registra un notevole calo nel consumo richiesto per il raffrescamento estivo, con una percentuale superiore addirittura al 30%. Pressoché inalterato invece il consumo di energia primaria, in quanto cala di appena lo 0,31%. A livello di impianti non vi sono altri cambiamenti degni di nota rispetto all'optimum finanziario a parte l'inclinazione dei pannelli fotovoltaici che passa da 45° a 30°. Modifiche interessano invece l'impianto solare termico, in quanto le variabili ad esso associate risultano oggetto di mutamento: variano infatti la tipologia, l'inclinazione e anche il rapporto tra il volume di accumulo e la superficie installata. Infine risulta interessante notare come, a livello dell'edificio, la resistenza termica dello strato di isolamento dell'involucro di copertura subisca un incremento del 100% (passando di fatto da 0,75 m<sup>2</sup>K/W a 1,5 m<sup>2</sup>K/W).

### 9.3.3 *Optimum* nel caso di applicazione del coefficiente $f_{P,tot}$

La Tabella 67 contiene i fattori di conversione dei vettori energetici in energia primaria. Come è già stato accennato infatti, in funzione del coefficiente applicato si otterranno consumi differenti, a seconda che venga considerato l'apporto delle fonti energetiche rinnovabili, o meno. Si è detto inoltre che è interessante verificare se esiste una corrispondenza tra “punti notevoli omologhi”, nel caso in cui venga applicato, per il calcolo dell'energia primaria, il coefficiente  $f_{P,tot}$  piuttosto che  $f_{P,nren}$ : è questo l'obiettivo che si intende perseguire nei paragrafi successivi.

Da un punto di vista legato all'individuazione della soluzione ottimale nulla cambia, in quanto questo continua ad essere calcolato in funzione del costo globale associato (che è indipendente dalla definizione di energia primaria). Infatti, anche in questo caso l'*optimum* tra tutte le simulazioni continua a rimanere il punto caratterizzato dall'ordinata minore, nel grafico sottostante. In termini numerici, alla soluzione ottimale compete un costo globale di **141'473.12 €**, che risulta il medesimo del caso precedente (quando, per il calcolo dell'energia primaria si era utilizzato il coefficiente  $f_{P,nren}$ ).

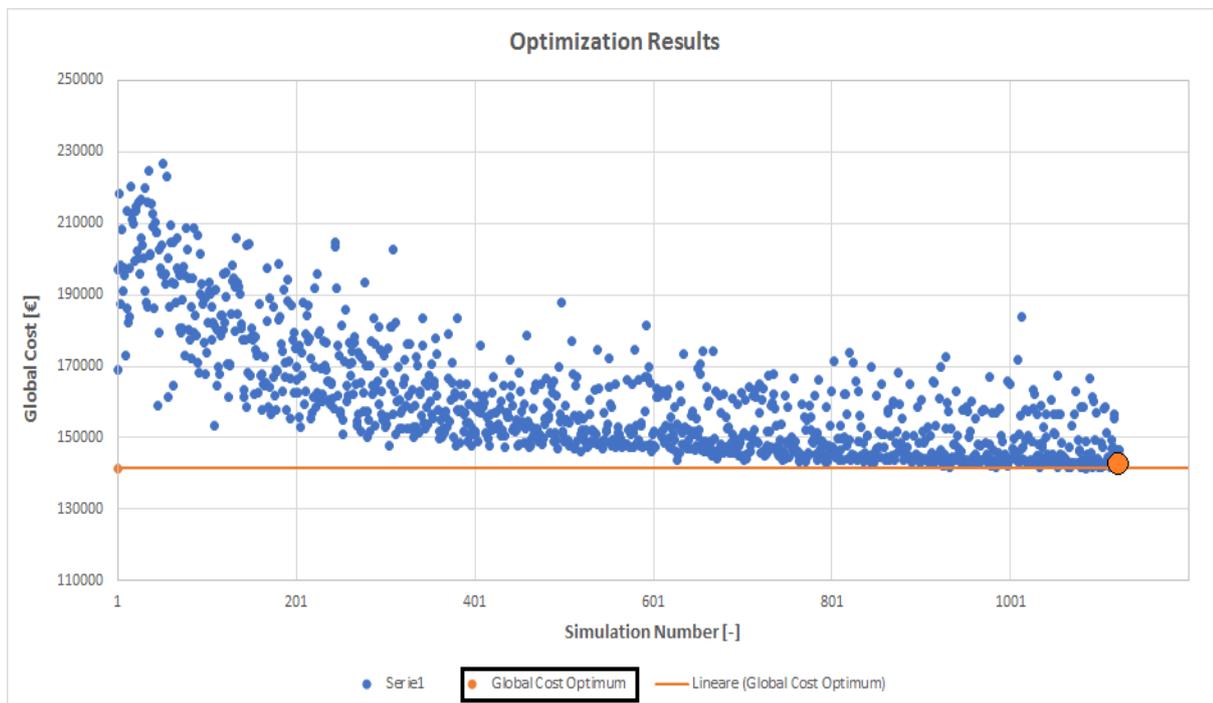


Figura 123 - “nuvola” di punti corrispondenti ai risultati del processo di ottimizzazione

Poiché l'*optimum* non è cambiato (se non in termini di consumo di energia primaria, che è ovviamente aumentato passando da circa 102 kWh/m<sup>2</sup> a 198,5 kWh/m<sup>2</sup>), non sono cambiati nemmeno i parametri ad esso associati, che rimangono quelli riportati

in Tabella 68 (onde evitare di appesantire la trattazione si eviterà di riportare nuovamente i dati; pertanto, in caso di necessità, si invita il lettore a consultare la tabella).

Tuttavia è senz'altro più interessante, in virtù delle analisi che si intende condurre, ordinare i risultati in considerazione del consumo di energia primaria. Quindi il grafico precedente è stato rielaborato assumendo come variabile sull'asse delle ordinate il costo globale (espresso, questa volta, in €/m<sup>2</sup>), e come variabile sull'asse delle ascisse il consumo di energia primaria (espresso in kWh/m<sup>2</sup>). Tale consumo è stato calcolato utilizzando, questa volta, come coefficiente di conversione dei vettori energetici  $f_{P,tot}$ .

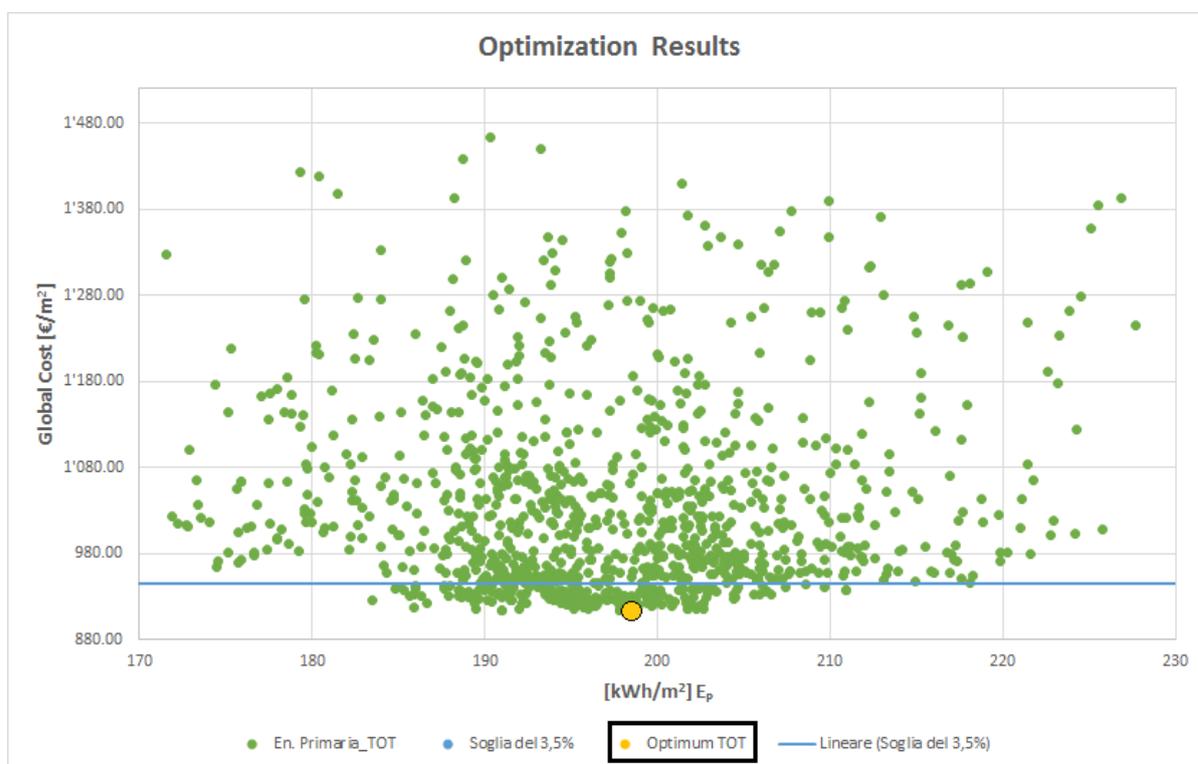


Figura 124 - "vola" di punti corrispondenti ai risultati del processo di ottimizzazione; sull'asse delle ascisse è riportato il consumo di energia primaria, su quello delle ordinate il costo globale

Rispetto al grafico riportato in Figura 123, si nota subito un apparente maggiore raggruppamento dei punti nelle più immediate vicinanze dell'*optimum*, sebbene questi risultino distribuiti su un intervallo della medesima ampiezza. Anche in questo caso, per poter compiere una comparazione in maniera corretta, si è impostata una soglia del 3,5% calcolata sul costo globale minimo e poiché questo è rimasto invariato, invariata risulta, parimenti, la quantità di punti che ricadono all'interno dell'intervallo. Ciò che potrebbe variare invece è la composizione dei punti cosiddetti "notevoli" contenuti entro la soglia. Ovviamente, volendo eseguire un confronto, la definizione di questi non è cambiata (vedi pagina 220).

### 9.3.4 Punti notevoli che ricadono all'interno della soglia del 3,5%-coeff. $f_{P,tot}$

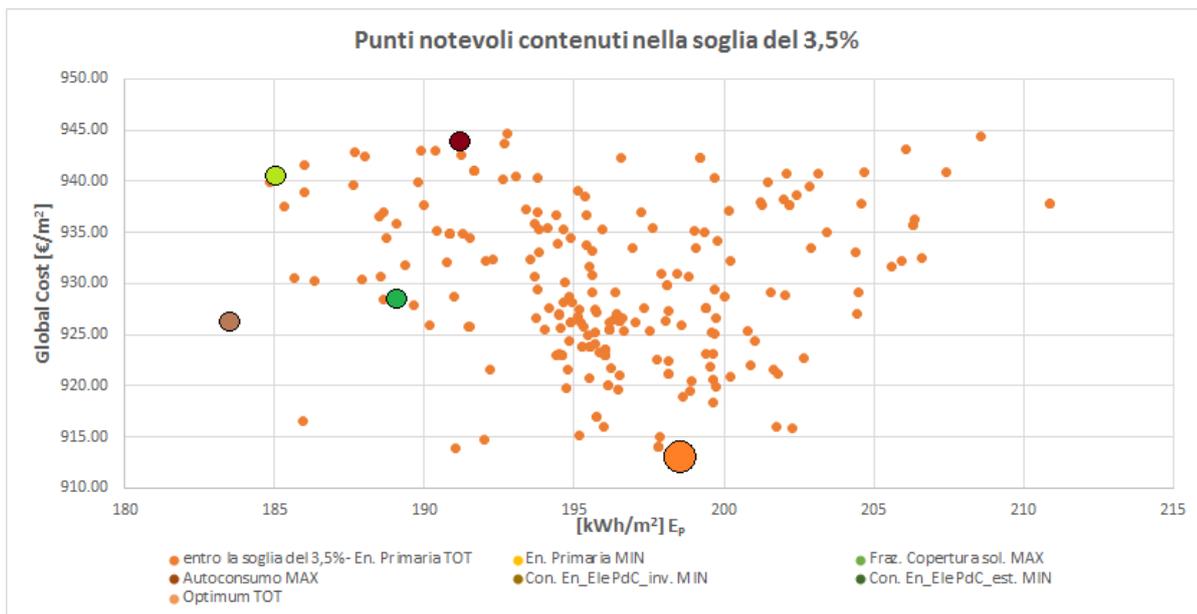


Figura 125 - grafico che rappresenta i punti contenuti all'interno della soglia del 3,5% del costo globale

Nei confronti del grafico rappresentato in Figura 122, relativo ai punti notevoli contenuti all'interno della soglia del 3,5% applicata al costo globale minimo e in cui i consumi di energia primaria sono stati valutati mediante l'applicazione del coefficiente  $f_{P,nren}$ , si può osservare un maggiore raggruppamento dei punti nell'intorno dell'*optimum*. Come sempre, l'uso di colori differenti, unitamente alla legenda, permette di distinguere i diversi punti.

Osservando attentamente il grafico è possibile notare come, in questo caso, il punto corrispondente alla configurazione rappresentativa del "minimo consumo di energia primaria" e quello del "minimo consumo di energia termica in regime di riscaldamento", sono coincidenti. Questa relazione verrà approfondita ulteriormente nell'analisi più dettagliata dei punti notevoli, che segue nelle pagine successive.

### 9.3.4.1 Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo di energia primaria-coeff. $f_{P,tot}$

Tra i punti notevoli che ricadono all'interno della soglia del 3,5% quello identificativo del minor consumo di energia primaria è senz'altro uno dei più interessanti dal punto di vista ingegneristico. Nello specifico, la configurazione corrispondente è riportata nella tabella sottostante.

Tabella 74 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il consumo minimo di energia primaria, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario

Configurazione cui compete il minimo consumo di en. primaria	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscaldamento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
	-7.57%	1.50%	99.48%	-18.61%	2.00	0.00%	2.00	45.00
	Primary En. Minimum	Global_Cost [€/m2]	Fraz_copertura_sol_risc	EnEle_risc_ACS	tipo_riscaldamento	num_moduli_pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	183.4904316	926.4019126	6.310691503	2115.80	2.00	8.00	2.00	45.00
	rapp_litri_sup_pann_optimum	tipologia_pann_sol_t optimum	slope_pann_sol_t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1.00	2.00	30.00	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	66.67%
	rapp_litri_sup_pan	tipologia_pann_sol_t	slope_pann_sol_t	num_coll_sol_t	WallThickness	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
3.00	2.00	45.00	2.00	0.10	0.25	0.50	1.25	

In questo caso è possibile notare importanti differenze rispetto all'*optimum* economico. Innanzi tutto, a fronte di un incremento del costo globale quantificabile in una percentuale di poco inferiore al 2% si assiste ad una diminuzione assai più sostenuta del consumo di energia primaria (inferiore di quasi l'8%). Inoltre questa configurazione si differenzia per le ulteriori caratteristiche, riportate di seguito.

Per quanto riguarda l'impianto solare termico, ad esempio, non varia il numero di collettori, della medesima tipologia, bensì il rapporto tra il volume d'accumulo e la superficie "solare" installata, che si attesta sul valore di 100 l/m<sup>2</sup> (dai 50 l/m<sup>2</sup> della soluzione economicamente ottimale). Per contro però raddoppia quasi la frazione di copertura solare (+ 99,5 %circa), per effetto della differente inclinazione dei collettori che passa da 30° a 45°.

A livello dell'impianto fotovoltaico invece, non vi è alcuna variazione degna di nota. Anche nei parametri dell'edificio si assiste a qualche cambiamento: la resistenza termica dello strato di isolamento del solaio contro terra, così come quella del solaio di copertura hanno un valore sostanzialmente doppio rispetto al caso dell'*optimum* finanziario.

### 9.3.4.2 Configurazione a cui corrisponde la massima copertura solare- coeff. $f_{P,tot}$

In questo caso è possibile constatare come, a fronte di un aumento di poco superiore 3% relativamente al costo globale, si registra un calo, in percentuale leggermente superiore (pari al 3%) dell'energia primaria richiesta. Di una percentuale ben più grande diminuisce inoltre il consumo di energia elettrica per l'acqua calda sanitaria (-40% circa). Vi sono infine altri due elementi degni di nota: in primo luogo è interessante notare come l'incremento della copertura solare (quantificabile in una variazione del 245% circa) sia dovuto in primo luogo ad un aumento del numero di pannelli (che è raddoppiato, mentre la tipologia rimane invariata), e in secondo luogo alla differente inclinazione, che passa dai 30° del caso economicamente ottimale, a 45°.

Per quel che riguarda l'impianto fotovoltaico, come facilmente constatabile, non si assiste a nessun cambiamento (giacché i parametri sono i medesimi in entrambe le configurazioni).

Con riferimento all'edificio, è necessario prendere atto di alcuni cambiamenti: raddoppia infatti il valore della resistenza termica sia nel caso dello strato di isolamento per il solaio contro terra che nel caso del solaio di copertura

Tabella 75 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde la massima copertura solare, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario

Configurazione cui compete la massima fraz. di copertura solare	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscaldamento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
	247.87%	3.01%	-6.79%	-42.13%	2.00	0.00%	2.00	45.00
	Max fraz.cop_sol_risc	Global_Cost [€/m2]	En_primaria [kWh/m2]	EnEle_risc_ACS	tipo_riscaldamento	num_moduli_pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	11.01	940.22	185.04	1504.56	2.00	8.00	2.00	45.00
	rapp_litri_sup_pann_optimum	tipologia_pann_sol_t optimum	slope_pann_sol_t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1.00	2.00	30.00	100.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%
	rapp_litri_sup_pan	tipologia_pann_sol_t	slope_pann_sol_t	num_coll_sol_t	WallThickness	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
1.00	2.00	45.00	4.00	0.10	0.25	0.50	1.50	

### 9.3.4.3 Configurazione a cui corrisponde il massimo autoconsumo-coeff. $f_{P,tot}$

Tra i punti contenuti all'interno della soglia del 3,5%, ovvero sia tutte quelle configurazioni che sono caratterizzate da un valore di costo globale leggermente superiore rispetto all'*optimum*, si è cercato anche il sistema edificio-impianti a cui corrisponde il maggiore autoconsumo (con il termine "autoconsumo" ci si riferisce all'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e direttamente utilizzata). La tabella riportata di seguito contiene i parametri corrispondenti proprio a tale configurazione.

Tabella 76 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il massimo autoconsumo, e relativa variazione rispetto all'*optimum* finanziario

Configurazione cui compete il massimo autoconsumo	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscaldamento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
	2.71%	3.40%	-3.71%	6.44%	2.00	25.00%	2.00	45.00
	Autoconsumo_kWh	Global_Cost [€/m2]	En_primaria [kWh/m2]	EnEle_risc_ACS	tipo_riscaldamento	num_moduli_pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	2144.02	943.75	191.16	2767.13	2.00	10.00	2.00	18.00
	rapp_litri_sup_pann_optimum	tipologia_pann_sol_t optimum	slope_pann_sol_t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1.00	2.00	30.00	0.00%	100.00%	300.00%	200.00%	0.00%
	rapp_litri_sup_pan	tipologia_pann_sol_t	slope_pann_sol_t	num_coll_sol_t	WallThickness	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
	2.00	1.00	30.00	2.00	0.20	1.00	0.75	0.75

Con riferimento ai dati contenuti nella tabella, emerge subito, oltre ad un lieve incremento nell'autoconsumo (+3% circa), un aumento del fabbisogno di energia primaria (+4,40%) a fronte di un aumento del costo globale di poco inferiore al 3,5%. In questo caso dunque, i benefici non sembrerebbero tali da giustificare l'aumento dei costi. A livello impiantistico, la ragione dell'aumento di energia prodotta e direttamente consumata va ricercata nella crescita del numero di pannelli (che passano da 8 a 10, mentre rimane inalterata la loro tipologia) e nel cambiamento della loro inclinazione (da 45° a 18°). Risulta singolare invece il cambiamento avvenuto a livello dell'impianto solare termico che potrebbe giustificare l'innalzamento della spesa energetica richiesta per il riscaldamento dell'ACS: infatti mutano la tipologia e il rapporto tra la superficie di pannelli installata e il volume d'accumulo associato (rapporto che passa da 50 l/m<sup>2</sup> a 75 l/m<sup>2</sup>). Da notare anche le modifiche subite dai parametri edilizi: lo spessore della muratura esterna raddoppia mentre triplica il valore della resistenza termica dell'isolante del solaio contro terra, e addirittura quadruplica quello della muratura.

### 9.3.4.4 Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo in regime invernale-coeff. $f_{P,tot}$

Si è ritenuto opportuno identificare anche la configurazione corrispondente al minor consumo di energia termica in regime di riscaldamento (sempre tra quelle che rientrano nella soglia del 3,5% del costo globale minimo). Questa corrisponde al punto “notevole” marrone nel grafico di Figura 125, e le sue caratteristiche sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 77 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il minimo consumo di energia in regime invernale, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario

	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscaldamento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
	-24.76%	1.50%	-7.57%	-18.61%	2.00	0.00%	2.00	45.00
Configurazione cui compete il minimo consumo di en. Elettrica PdC_inv	EnEle_PdC_inverno	Global_Cost [€/m2]	En_primaria [kWh/m2]	EnEle_risc_ACS	tipo_riscaldamento	num_moduli_pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	2'080.45	926.40	183.49	2115.80	2.00	8.00	2.00	45.00
	rapp_litri_sup_pann_optimum	tipologia_pann_sol_t optimum	slope_pann_sol_t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1.00	2.00	30.00	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	66.67%
	rapp_litri_sup_pan	tipologia_pann_sol_t	slope_pann_sol_t	num_coll_sol_t	WallThickness	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
3.00	2.00	45.00	2.00	0.10	0.25	0.50	1.25	

L'analisi dei dati contenuti in tabella offre uno spunto per alcune importanti osservazioni. Innanzitutto, a fronte di un aumento del costo globale del 1,5%, si assiste, di contro, ad una consistente diminuzione del fabbisogno di energia termica (in regime di riscaldamento) quantificabile in un 25% circa. Inoltre è interessante notare come vi siano significative variazioni anche all'impianto solare. Infatti, si modifica il rapporto tra il volume di accumulo e la superficie “solare” installata (che passa dai 50 l/m<sup>2</sup> ai 100 l/m<sup>2</sup>), così come l'inclinazione (45° contro i 30° corrispondenti alla soluzione economicamente ottimale). ciò nonostante diminuisce comunque la spesa energetica per l'ACS, che registra un calo di quasi il 20%.

Infine anche i parametri edilizi sono oggetto di cambiamenti, in quanto una diminuzione del fabbisogno energetico in regime di riscaldamento non può prescindere da un incremento prestazionale dell'involucro dell'edificio. E in effetti si assiste ad un incremento del 100% nel caso della resistenza termica della partizione orizzontale a contatto con il terreno e del 70% circa nel caso dello strato di isolamento dell'involucro di copertura.

### 9.3.4.5 Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo in regime estivo-coeff. $f_{P,tot}$

L'ultimo punto "notevole" identificato è quello corrispondente alla configurazione a cui compete il minor consumo energetico nella stagione di raffrescamento. Questa corrisponde al punto colorato di verde scuro nel grafico di Figura 125, e le sue caratteristiche sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 78 - set di parametri relativi alla configurazione edificio-impianti cui corrisponde il minimo consumo di energia in regime invernale, e relativa variazione rispetto all'optimum finanziario

Configurazione cui compete il minimo consumo di en. Elettrica PdC_est	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_riscaldamento optimum	Var.% rispetto a optimum	tipo_pann_FV optimum	slope_pann_FV optimum
		-31.11%	1.70%	-4.75%	0.73%	2.00	0.00%	2.00
	EnEle_PdC_estate	Global_Cost [€/m2]	En_primaria [kWh/m2]	EnEle_risc_ACS	tipo_riscaldamento	num_moduli_pann_FV	tipo_pann_FV	slope_pann_FV
	1'413.60	928.28	189.08	2618.75	2.00	8.00	2.00	30.00
	rapp_litri_sup_pann_optimum	tipologia_pann_sol_t optimum	slope_pann_sol_t optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum	Var.% rispetto a optimum
	1.00	2.00	30.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
	rapp_litri_sup_pan	tipologia_pann_sol_t	slope_pann_sol_t	num_coll_sol_t	WallThickness	ResOutwall	ResSlab	ResRoof
	2.00	1.00	45.00	2.00	0.10	0.25	0.25	1.50

Anche in questo caso, a fronte di un aumento tutto sommato contenuto del costo globale (+2% circa), si registra un notevole calo nel consumo richiesto per il raffrescamento estivo, con una percentuale superiore addirittura al 30%. Pressoché inalterato invece il consumo di energia primaria, in quanto cala di appena lo 0,31%.

A livello di impianti non vi sono altri cambiamenti degni di nota rispetto all'optimum finanziario a parte l'inclinazione dei pannelli fotovoltaici che passa da 45° a 30°.

Modifiche interessano invece l'impianto solare termico, in quanto le variabili ad esso associate risultano oggetto di mutamento: variano infatti la tipologia, l'inclinazione e anche il rapporto tra il volume di accumulo e la superficie installata.

Infine risulta interessante notare come, a livello dell'edificio, la resistenza termica dello strato di isolamento dell'involucro di copertura subisca un incremento del 100% (passando di fatto da 0,75 m<sup>2</sup>K/W a 1,5 m<sup>2</sup>K/W).

## 9.4 Analogie e differenze tra punti notevoli per effetto del differente coefficiente di calcolo applicato per la valutazione dell'energia primaria

La prima e più intuitiva differenza che si può individuare (prima ancora di concentrarsi sui singoli punti di interesse) consiste nel fatto che, per effetto del differente coefficiente di calcolo applicato per la determinazione del consumo di energia primaria, i punti che rappresentano i risultati del processo di ottimizzazione in cui viene utilizzato il fattore  $f_{P,tot}$ , in un grafico avente sull'asse delle ascisse il consumo di energia e su quello delle ordinate il costo globale (come quello sottostante), risulteranno traslati verso destra.

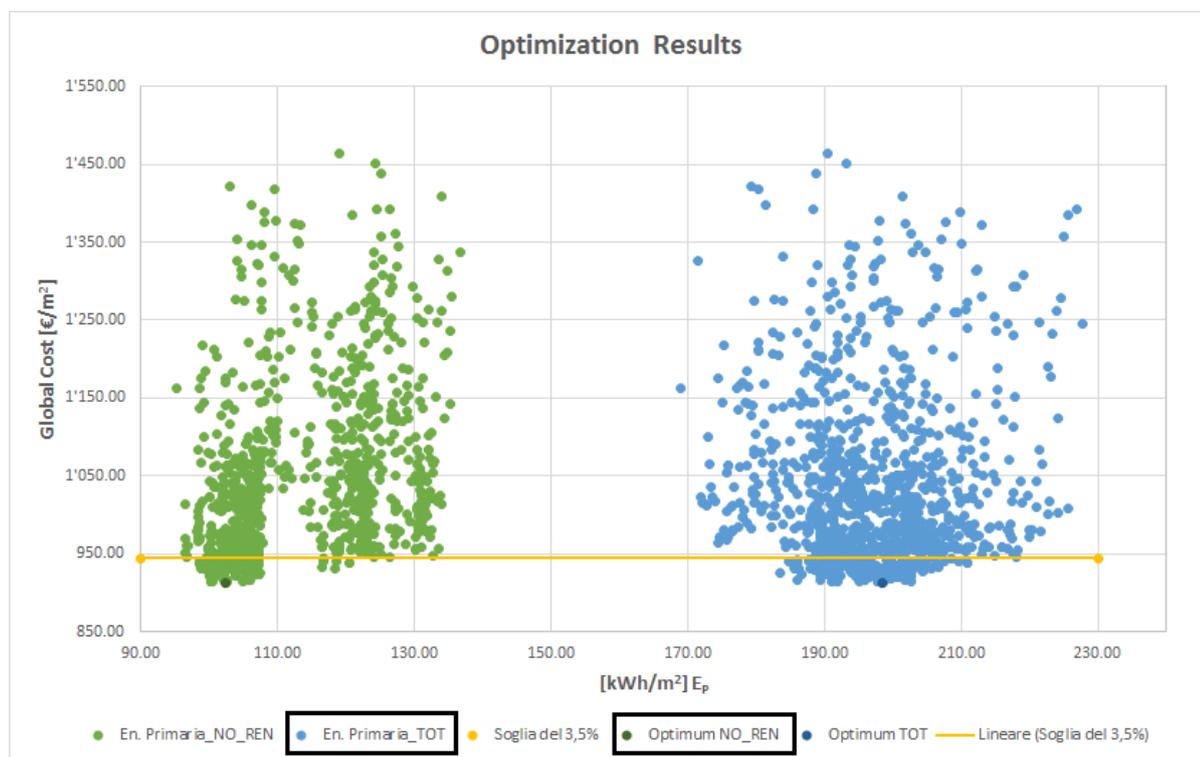


Figura 126 – grafico che rappresenta le soluzioni del processo di ottimizzazione definite in termini di consumo di energia primaria, il cui calcolo è stato eseguito applicando due differenti coefficienti

L'osservazione del grafico permette di evidenziare un'altra differenza: i punti che rappresentano le configurazioni in cui si tiene conto del contributo energetico che deriva dallo sfruttamento delle fonti rinnovabili, appaiono decisamente più raggruppati nell'intorno dell'*optimum* (punti blu). Quest'ultimo, essendo definito come il minimo della funzione di costo globale, è il medesimo in entrambi i casi.

Per comprendere effettivamente quali differenze comporta l'utilizzo del coefficiente  $f_{P,tot}$  invece di  $f_{P,nren}$  può senz'altro essere d'aiuto raffigurare i punti "notevoli" ricavati con entrambi i coefficienti di calcolo sullo stesso grafico. Il risultato di questa procedura è raffigurato nel grafico sottostante.

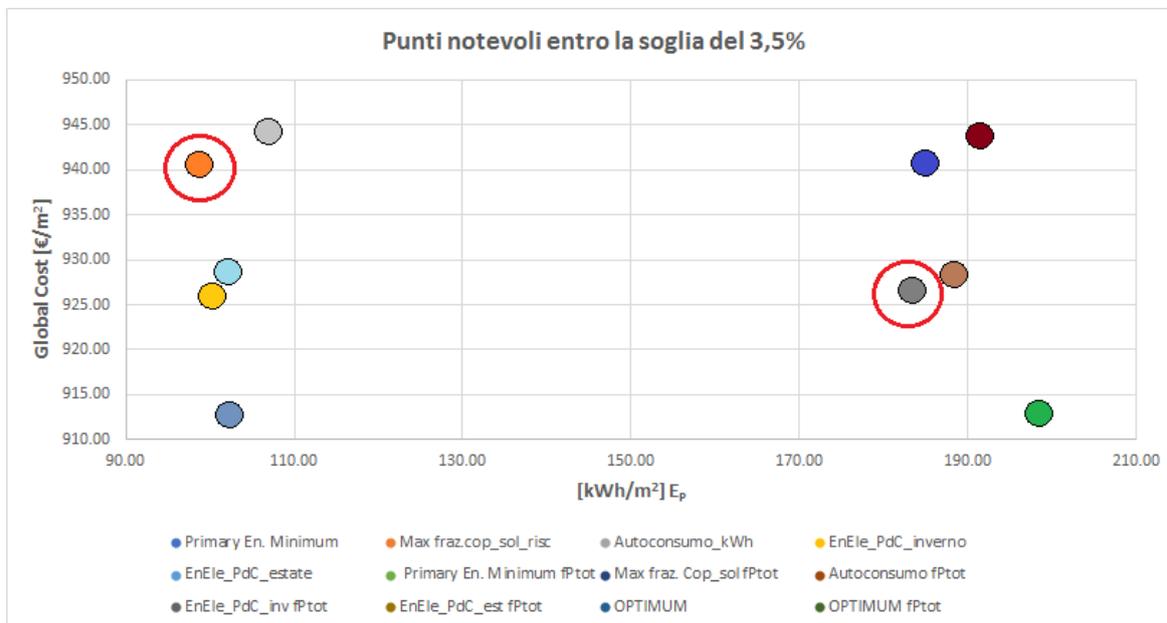


Figura 127 – grafico che rappresenta i punti notevoli calcolati in un caso con il coefficiente  $f_{P,nren}$  e  $f_{P,tot}$  nell'altro

I punti "notevoli" raffigurati rappresentano particolari configurazioni del sistema edificio-impianto (tra quelle che ricadono all'interno della soglia del 3,5% del costo globale).

In base al posizionamento reciproco è tuttavia possibile trarre importanti osservazioni.

Innanzitutto è evidente come tutti i punti ad eccezione di uno (rappresentante il consumo di energia primaria) risultano allineati con i rispettivi omologhi: in altri termini è possibile collegarli tramite una ipotetica retta di traslazione lungo l'asse delle ascisse. Questo significa che, applicando il coefficiente  $f_{P,tot}$  in luogo di quello che "trascura" l'apporto energetico derivante dalle fonti rinnovabili (in quanto considerato gratuito),  $f_{P,nren}$ , per determinate configurazioni del sistema edificio-impianti esiste una perfetta corrispondenza (a meno ovviamente del consumo di energia primaria).

Questa affermazione è risultata vera nei seguenti casi:

- Configurazione a cui corrisponde la massima copertura solare;
- Configurazione a cui corrisponde il massimo autoconsumo;
- Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo di energia termica in regime di riscaldamento;

- *Configurazione a cui corrisponde il minimo consumo di energia termica in regime di raffrescamento;*

Dopo questa importante valutazione di carattere “generale”, è interessante indagare la composizione specifica dei singoli punti di interesse. In particolare la porzione sinistra del grafico in Figura 127 è relativa a quelli “determinati” mediante il coefficiente  $f_{P, nren}$ . La più immediata osservazione è relativa al fatto che esiste una discrepanza tra il numero di voci riportate nella legenda e l’effettivo numero di punti sul grafico. Questo perché vi sono due configurazioni che sono in realtà coincidenti: la configurazione a cui corrisponde il minimo consumo di energia primaria e quella rappresentativa della massima copertura solare. Tale osservazione risulta valida in realtà anche per i punti calcolati con il coefficiente  $f_{P, tot}$ : anche in questo caso infatti vi sono due configurazioni uguali: quella associata al minor consumo di energia primaria e quella relativa al minor consumo energetico in regime di riscaldamento.

Il confronto tra i valori corrispondenti nelle tabelle omologhe (ricavate nei paragrafi precedenti – dal 9.3.2.1 al 9.3.4.5) conferma quanto appena sostenuto. Le tabelle riportate di seguito ne sono un’ulteriore conferma. Le differenze tra parametri omologhi sono definite in termini di percentuale: il riferimento è rappresentato dal set di valori che derivano dal calcolo dell’energia primaria con il coefficiente  $f_{P, tot}$ .

*Tabella 79 – differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l’energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati*

<b>Raffronto sulla base della massima copertura solare</b>							
<b>Copertura solare Differenza [%]</b>	<b>Global Cost - Difference [%]</b>	<b>En_primaria - Differenza [%]</b>	<b>EnEle_risc_ACS - Differenza [%]</b>	<b>tipo risc. - Differenza [%]</b>	<b>Num_moduli _pann_FV Difference [%]</b>	<b>Tipo_pann_FV Differenza [%]</b>	<b>Inclinazione pann_FV Differenza [%]</b>
0%	0%	48%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Rapp_litri/sup pann- Differenza [%]</b>	<b>Tipo_pann_sol Differenza [%]</b>	<b>Inclinazione pann_sol Differenza [%]</b>	<b>Numero collettori solari Differenza [%]</b>	<b>Spessore muro- Differenza [%]</b>	<b>ResOutwall Difference [%]</b>	<b>ResSlab - Difference [%]</b>	<b>ResRoof - Difference [%]</b>
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabella 80 – differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l'energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati

<b>Raffronto sulla base del massimo autoconsumo</b>							
Copertura solare Differenza [%]	Global Cost - Difference [%]	En_primaria - Differenza [%]	EnEle_risc_ACS - Differenza [%]	tipo risc. - Differenza [%]	Num_moduli _pann_FV Difference [%]	Tipo_pann_FV Differenza [%]	Inclinazione pann_FV Differenza [%]
0%	0%	49%	0%	0%	0%	0%	0%
Rapp_litri/sup pann- Differenza [%]	Tipo_pann_sol - Differenza [%]	Inclinazione pann_sol Differenza [%]	Numero collettori solari Differenza [%]	Spessore muro- Differenza [%]	ResOutwall Difference [%]	ResSlab - Difference [%]	ResRoof - Difference [%]
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabella 81 - differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l'energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati

<b>Raffronto sulla base del minimo consumo di energia termica in regime di riscaldamento</b>							
EnEle_PdC_inv. Differenza [%]	Global Cost - Difference [%]	En_primaria Differenza [%]	EnEle_risc_ACS - Differenza [%]	tipo risc. - Differenza [%]	Num_moduli _pann_FV Difference [%]	Tipo_pann_FV Differenza [%]	Inclinazione pann_FV Differenza [%]
0%	0%	43%	0%	0%	0%	0%	0%
Rapp_litri/sup pann- Differenza [%]	Tipo_pann_sol - Differenza [%]	Inclinazione pann_sol Differenza [%]	Numero collettori solari Differenza [%]	Spessore muro- Differenza [%]	ResOutwall Difference [%]	ResSlab - Difference [%]	ResRoof - Difference [%]
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabella 82 - differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l'energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati

<b>Raffronto sulla base del minimo consumo di energia termica in regime di raffrescamento</b>							
EnEle_PdC_est. Differenza [%]	Global Cost - Difference [%]	En_primaria Differenza [%]	EnEle_risc_ACS - Differenza [%]	tipo risc. - Differenza [%]	Num_moduli _pann_FV Difference [%]	Tipo_pann_FV Differenza [%]	Inclinazione pann_FV Differenza [%]
0%	0%	49%	0%	0%	0%	0%	0%
Rapp_litri/sup pann- Differenza [%]	Tipo_pann_sol - Differenza [%]	Inclinazione pann_sol Differenza [%]	Numero collettori solari Differenza [%]	Spessore muro- Differenza [%]	ResOutwall Difference [%]	ResSlab - Difference [%]	ResRoof - Difference [%]
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

I valori contenuti nelle tabelle dimostrano come, nonostante l'applicazione di diversi coefficienti per il calcolo dell'energia primaria (nei casi elencati nella pagina

precedente) si sia giunti al medesimo risultato, che nella fattispecie è rappresentato dalla stessa configurazione sia per l'edificio che per gli impianti.

Dall'analisi effettuata è stata tralasciata la configurazione a cui corrisponde il minor consumo di energia primaria. Questo perché sia tramite una valutazione numerica che grafica, è evidente che non si è giunti al medesimo risultato.

Osservando attentamente il grafico riportato in Figura 127 si può notare come i due punti notevoli omologhi (che corrispondono al minimo consumo di energia primaria, e che sono cerchiati) non risultano allineati lungo la direzione di una retta di traslazione orizzontale.

I valori riportati nella tabella successiva non fanno altro che confermare l'evidenza grafica, da un punto di vista numerico.

*Tabella 83 - differenze, in termini percentuali, tra i parametri caratteristici del sistema edificio-impianto nel caso in cui l'energia primaria sia stata valutata con i due coefficienti di conversione utilizzati*

<b>Raffronto sulla base dell'energia primaria</b>							
Primary En. Difference [%]	Global Cost - Difference [%]	Copertura solare - Difference [%]	EnEle_risc_ACS - Difference [%]	tipo risc. - Difference [%]	Num_moduli_ pann_FV Difference [%]	Tipo_ pann_FV - Difference [%]	Inclinazione pann_FV Difference [%]
46%	-1.49%	-74%	29%	0%	0%	0%	0%
Rapp_litri/sup pann- Difference [%]	Tipo_ pann_sol - Difference [%]	Inclinazione pann_sol - Difference [%]	Numero collettori solari - Difference [%]	Spessore muro- Difference [%]	ResOutwall - Difference [%]	ResSlab - Difference [%]	ResRoof - Difference [%]
67%	0%	0%	-100%	0%	0%	0%	-20%

Il primo elemento tramite cui è possibile constatare il fatto che le due soluzioni non "coincidono", ovvero sia che sono associate a configurazioni edificio-impianti differenti, è il costo globale: mentre infatti negli altri casi è risultato essere il medesimo (evidenza dell'equivalenza delle configurazioni), in questo esiste, seppur minima, una differenza. A livello impiantistico, le diversità si riscontrano unicamente per l'impianto solare (nella misura quantificata dai dati riportati in tabella).

Anche a livello dell'edificio emergono alcune differenze, da ricercare a livello della resistenza termica dell'isolante del solaio di copertura.

## 10 Osservazioni conclusive

L'analisi dei risultati condotta nei paragrafi precedenti offre lo spunto per alcune riflessioni degne di nota.

In primo luogo è risultato evidente il fatto che conducendo un'ottimizzazione basata sulla minimizzazione di una funzione di costo globale, non necessariamente si perviene alla configurazione edificio-impianti energeticamente più efficiente. E questa affermazione trova pieno riscontro nello studio che si è condotto: in effetti l'*optimum* finanziario è rappresentato da una configurazione dell'edificio e degli impianti che certamente presenta i minori costi di investimento e gestione sulla durata del periodo di calcolo, ma che di fatto non lo rende altrettanto "ottimo" dal punto di vista energetico. Da questa riflessione ne discende un'altra altrettanto importante, da cui dipende, in parte, anche la definizione stessa di edificio nZEB: è fondamentale definire in maniera chiara e univoca, a livello normativo, i coefficienti di conversione in energia primaria nel caso delle fonti rinnovabili, in quanto si è osservato come, a seconda del fattore utilizzato ( $f_{P,tot}$  o  $f_{P,nren}$ ) cambia di conseguenza la definizione dell'*optimum* energetico. Ma è evidente che alla miglior soluzione energetica può e deve competere un'unica configurazione impiantistica ed edilizia che non può dipendere dal valore assunto da un coefficiente di calcolo.

Da un punto di vista legato all'edificio, lo studio ha inoltre dimostrato che la soluzione ottimale dipende dalla combinazione e dalla collaborazione degli elementi edilizi che minimizzano la domanda di energia: ciò nondimeno, la medesima variazione di ciascun parametro può avere un'influenza differente sul comportamento del sistema nel suo complesso. Pertanto risulta difficile definire delle regole precise su cui basare la progettazione di un edificio nZEB, poiché in realtà il concetto stesso di nZEB implica la necessità di adattamento alle condizioni locali.

Da un punto di vista legato invece agli impianti implementati nel modello utilizzato per la simulazione, è emersa la difficoltà nel creare un efficace sistema di regolazione. Infatti, poiché questi sono stati modellati all'esterno del modello dell'edificio, non è stato possibile adottare una logica di controllo integrata, ma si è resa necessaria la creazione di una serie di articolati controlli tramite cui gestire gli impianti. La maggiore complessità ha però aumentato proporzionalmente la possibilità di commettere errori,

la cui presenza, considerate anche le dimensioni del modello finale, non è facilmente riscontrabile.

Anche da un punto di vista legato all'operatività degli impianti sono state fatte alcune assunzioni semplificative: prima fra tutte, la mancata attenuazione notturna che potrebbe in parte giustificare il fatto che i consumi energetici siano risultati superiori alle aspettative. Tuttavia, poiché questa condizione è stata una costante per tutte le simulazioni, e considerando il fatto che l'*optimum* dell'ottimizzazione viene individuato tramite un raffronto tra tutte le possibili configurazioni, si può ritenere, ragionevolmente, che questa semplificazione non abbia inficiato il risultato finale.

Alcune semplificazioni si sono rese necessarie anche durante la fase di modellazione "vera e propria" degli impianti, in TRNSYS: questo perché alcuni dei componenti interni al software, a causa delle modalità di funzionamento (non modificabili dall'utente), non hanno consentito di effettuare regolazioni precise.

In secondo luogo, non è facile stimare con accuratezza tutti i costi legati all'edificio e agli impianti al suo servizio. Infatti le funzioni di costo cui si è fatto riferimento (tanto per gli elementi edilizi quanto per quelli impiantistici) sono basate su prezzi medi, ma il costo totale potrebbe essere suscettibile di oscillazioni dovute ad una serie di fattori difficilmente controllabili quali ad esempio, cambiamenti nel mondo del lavoro e delle condizioni di mercato, eccetera. Un altro limite della procedura con cui sono stati valutati i costi di gestione sul periodo di calcolo è rappresentato dall'assunzione di valori medi con riferimento al tasso di interesse o al tasso di inflazione, e dalla mancata previsione dell'evoluzione dei prezzi per l'energia, considerate le difficoltà di previsione dell'evoluzione finanziaria del mercato.

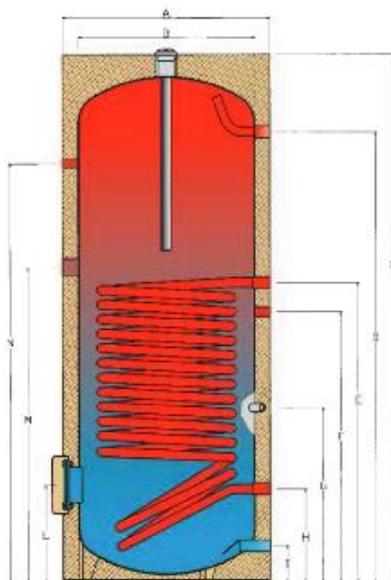
Certamente l'aspetto più interessante che emerge alla conclusione del presente studio, al di là dei risultati numerici, è legato alla metodologia. Infatti il "sistema creato" può essere utilizzato per eseguire qualunque altra ricerca basata sulla *cost optimal-analysis*, ma anche per ottimizzare le variabili di progettazione, sia dell'edificio che degli impianti, in un contesto di progettazione parametrica.

## 11 Documentazione tecnica di supporto

Di seguito si riporta in allegato la documentazione tecnica reperita che ha costituito una importante riferimento per tutto il lavoro svolto.

### BOLLITORI SERIE BVT

- Con scambiatore interno fisso
- Verificato DIN 4753
- Isolamento in PE rigido
- Mantello esterno in sky, colore arancio
- Anodo al magnesio
- Flangia di ispezione, resistenza elettrica
- Pressione massima d'esercizio 10 bar
- Temperatura massima d'esercizio 95°C
- 3 anni di garanzia



#### LEGENDA

- |                                    |                                       |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| A - Diametro esterno del bollitore | H - Uscita serpentino                 |
| B - Diametro caldaia               | I - Entrata acqua fredda              |
| C - Altezza bollitore              | L - Flangia ispezione diametro 180 mm |
| D - Uscita acqua calda             | M - Attacco resistenza elettrica      |
| E - Entrata serpentino             | N - Attacco termometro                |
| G - Attacco sonda                  |                                       |



Modello Bollitore	CODICE Bollitore	Capacità (lt)
Bollitore 100 *	BVT 0010	100
Bollitore 150 *	BVT 0015	150
Bollitore 200	BVT 0020	200
Bollitore 300	BVT 0030	300
Bollitore 500	BVT 0050	500
Bollitore 800	BVT 0080	800
Bollitore 1000	BVT 0100	1000

\* Mantello esterno colore bianco.

### DATI TECNICI E DIMENSIONI

Litri	A	B	C	D	E	F	G	H	I	L	M	N	m <sup>2</sup>	lh - kw 10-45°C	Peso Kg.
					1.1/4"		1/2"				1.1/2"	1/2"			
100	510	450	813	-	584	-	-	224	-	-	-	-	0,85	772-45	-
150	610	500	1005	775 - 1"	635	555-3/4"	475	334	155-1"	300	-	750	1,00	640-28	65
200	610	500	1290	1060-1"	645	575-3/4"	450	265	155-1"	300	700	1035	1,5	980-42	80
300	610	500	1680	1450-1"	905	785-3/4"	745	265	155-1"	300	930	1450	1,7	1250-48	93
500	760	650	1680	1420-1"	995	850-3/4"	745	305	175-1"	310	1050	1400	2,5	1750-70	145
800	1000	800	1870	1585-1 1/4"	1045	895-1"	835	355	235-1"	390	1095	1470	3,4	2430-95	210

# EXTRA3

BOLLITORI CON 3 SCAMBIATORI ESTRAIBILI



**IMPIEGO**  
Produzione ed accumulo di acqua calda sanitaria (ACS).

**MATERIALI E FINITURE**  
Materiali e finiture interne, ideati per acqua potabile ai sensi del D. M. n. 174 del 06.04.04, in:  
- Acciaio rivestito in Polywarm® (certificazioni ACS - SSICA - DVGW - W270 - UBA - WRAS)

**SCAMBIATORE DI CALORE:**  
3 scambiatori di calore a fascio tubiero in Acciaio Inox 316L o in Rame (superiore e intermedio diritti - inferiore piegato verso il basso di tipo Antilegionella®)

**COIBENTAZIONE**  
Coibentazione NORIRE® in fibra di poliestere 100% riciclabile, ad elevato isolamento termico e classe di resistenza al fuoco B-s2d0 in conformità alla norma EN 13501. Rivestimento esterno, coppella superiore e coprifrangia in PVC.

SERIE HE: coibentazione in poliuretano espanso rigido ad elevato isolamento termico

**PROTEZIONE CATODICA**  
Anodo di magnesio con Anoden Tester (Polywarm®) - Modelli > 1500 lt n° 2 Anodi di magnesio.

**SCARICO**  
Scarico attraverso manicotto sul fondo. Modelli > 1000 tubazione di scarico già montata.

**GUARNIZIONI-TESTATA DI RINVIO**  
Guarnizioni in gomma siliconica alimentare (D.M. n.174 del 2004); resistenza in esercizio fino a 200 °C. Testata in acciaio al carbonio con trattamento anticorrosivo.

**GARANZIA**  
- 5 anni - Vedi condizioni generali di vendita

**ACCESSORI E RICAMBI** : Per l'elenco completo consultare la relativa sezione.



## EXTRA 3 WXC VT

Modello	Accumulo POLYWARM® Scambiatore INOX 316L	CLASSE ENERGETICA	SUPERFICI SCAMBIATORI		
			Inferiore [m²]	Intermedio [m²]	Superiore [m²]
1500	3092162360106	G	3	3	1,5
2000	3092162360107	G	4	4	2
3000	3092162360109		6	6	3
5000	3092162360112		10	10	5

## EXTRA 3 WRC VT

Modello	Accumulo POLYWARM® Scambiatore RAME	CLASSE ENERGETICA	SUPERFICI SCAMBIATORI		
			Inferiore [m²]	Intermedio [m²]	Superiore [m²]
1500	3092162350106	G	3	3	1,5
2000	3092162350107	G	4	4	2
3000	3092162350109		6	6	3
5000	3092162350112		10	10	5

DOCUMENTAZIONE  
TECNICA ED ETICHETTE  
ErP ECODESIGN  
DISPONIBILI ON-LINE SU  
[WWW.CORDIVARI.IT](http://WWW.CORDIVARI.IT)

# EXTRA 3 SERIE HE

BOLLITORI CON COIBENTAZIONE AD ALTA EFFICIENZA

I bollitori della **SERIE HE**, progettati secondo la Direttiva 2009/125/CE (ErP - Specifiche per la Progettazione Eco-compatibile) sono già idonei a soddisfare i requisiti del Regolamento N. 814/2013 della stessa direttiva, secondo la quale sarà richiesta una classe minima di efficienza energetica pari a C dal 26 Settembre 2017.



## EXTRA 3 WXB HE VT

Modello	Accumulo POLYWARM® Scambiatore INOX 316L	CLASSE ENERGETICA	SUPERFICI SCAMBIATORI		
			Inferiore [m²]	Intermedio [m²]	Superiore [m²]
1500	3094162360106	C	3	3	1,5
2000	3094162360107	C	4	4	2

Disponibile su richiesta anche versione con scambiatore in rame in finitura Polywarm®.

Accessori a richiesta

### Centralina Easy Control montata sul bollitore

CODICE	PER MODELLI
5005000310002	STANDARD
5005000310003	SERIE HE



### Termometro con pannello

CODICE
5022240000107

Confezione da 5 pezzi



### Anodo al titanio

CODICE	Modello
5200000000011	1500
5200000000013	2000-5000



Solo per modelli con finitura Polywarm®

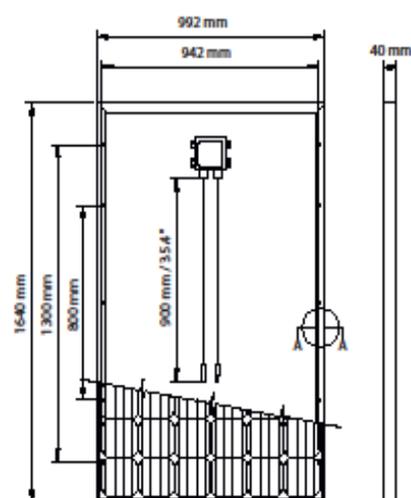


# MODULO FOTOVOLTAICO MONO 60 CELLS

## SDM60 280-300 W

### CARATTERISTICHE FISICHE

Lunghezza:	1640 mm
Larghezza:	992 mm
Spessore:	40 mm
Peso:	18 Kg
Materiale Cella:	Silicio monocristallino
Dimensioni Cella:	156 x 156 mm
Quantità Cella:	60 (6x10)
Vetro Frontale:	Vetro a basso contenuto di ferro, Spessore 3.2 mm
Inglubante:	EVA (Etilen Vinil Acetato)
Protezione Posteriore:	Multistrato Tedlar/Poliestere/Tedlar Estruso
Comice:	Alluminio anodizzato a doppia parete
Junction Box:	N° 1 scatola IP65 con 3 diodi di by-pass
Connettori:	MC4 o compatibile
Cavi:	Tipo unipolare, lung 900 mm - Sez: 4.0 mm <sup>2</sup>



### PACKAGING

Dimensioni Pallet:	1700x1100x1200 (sovrapponibili in coppia)
Pezzi per Pallet:	27 pz
Peso:	516 Kg

### CARATTERISTICHE ELETTRICHE

		280W	285W	290W	295W	300W
Potenza del Modulo (0/+5W):	Fmax (W)	280	285	290	295	300
Tensione Massima:	Vmpp (V)	31.59	31.71	31.83	31.95	32.07
Corrente Massima:	Impp (A)	8.89	9.01	9.13	9.25	9.37
Tensione a Circuito Aperto:	Voc (V)	36.26	39.39	39.52	39.65	39.78
Corrente di Corto Circuito:	Isc (A)	9.39	9.51	9.63	9.75	9.87
Tensione Massima di Sistema:	V	1000	1000	1000	1000	1000
Efficienza Modulo:	%	17.21	17.52	17.83	18.13	18.44

### CARATTERISTICHE TEMPERATURA

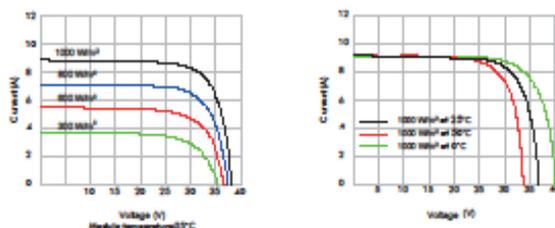
Coeff. Temperatura Voc:	-0,31 % / °C
Coeff. Temperatura Isc:	+0,04 % / °C
Coeff. Temperatura Pmax:	-0,41 % / °C
NOCT:	43 ± 2 °C

### CARATTERISTICHE OPERATIVE

Intervallo di temperatura:	da -40°C a +85°C
Carico Massimo Superficiale:	Oltre 540 Kg/m <sup>2</sup>
Resistenza alla Grandine:	Ø 28 mm, 86 Km/h
Classe di Resistenza al Fuoco:	1

### CARATTERISTICHE CORRENTE/TENSIONE

VALORI RIFERITI AL MODULO 300W



### CERTIFICAZIONI



Le specifiche possono variare in qualsiasi momento senza alcun preavviso.

24/03/2017\_REV. 4

Solarday garantisce:

- Potenza non inferiore al 92% del valore iniziale dopo 10 anni
- Potenza non inferiore al 83% del valore iniziale dopo 25 anni
- Garanzia 12 anni sulla parte meccanica

Solarday  
è un marchio di:  
**Business Partner s.r.l.**  
Via Meucci, 67-20128 Milano



## DATI ELETTRICI (STC)

ELECTRICAL DATA | CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES

XP80/155-240-WVT XP80/155-245-WVT XP80/155-250-WVT XP80/155-255-WVT XP80/155-260-WVT

Tensione circuito aperto Open-circuit Voltage - Tension circuit ouvert	(Voc)	37.78 V	36.9 V	37.20 V	37.44 V	37.80 V
Tensione a Pmax Voltage at Pmax - Tension à la puissance optimale	(Vmp)	30.30 V	30.48 V	30.84 V	31.14 V	31.62 V
Corrente di corto circuito Short-circuit current - Intensité de court-circuit	(Isc)	8.52 A	8.56 A	8.64 A	8.70 A	8.76 A
Corrente a Pmax Current at Pmax - Intensité de la puissance optimale	(Imp)	8.00 A	8.05 A	8.15 A	8.21 A	8.28 A
Potenza di picco (Pmax) tolleranza -0/+5 Wp* Peak Power (Pmax) tolerance -0/+5 Wp* - Puissance max. (Pmax) tolérance -0/+5 Wp*		240 Wp	245 Wp	250 Wp	255 Wp	260 Wp
Efficienza modulo Module Efficiency - Rendement du module		14,85%	15,16%	15,47%	15,78%	16,09%
Tensione massima di sistema Maximum Voltage - Tension maximale du Système		1000 V DC				
Portata fusibile in serie Maximum series Fuse rating - Calibre unilatéral des fusibles en série		16A	16A	16A	16A	16A
Temperatura d'esercizio Operating Temperature - Température de fonctionnement		-40°C - +85°C				

Tolerance electric measurement 3%

\*STC (Standard test conditions)

Incandescenza 1000 wh/m<sup>2</sup>, temperatura modulo 25°C, AM=1.5  
Incandescence 1000 wh/m<sup>2</sup>, module température 25°C, AM=1.5  
Éclairement énergétique 1000 wh/m<sup>2</sup>, température du module 25°C, AM=1.5

## COEFFICIENTE DI TEMPERATURA

TEMPERATURE COEFFICIENT | COEFFICIENT DE TEMPÉRATURE

Temp. d'esercizio cella (NOCT) NOCT	46±2 °C
Coefficiente temperatura a Pmax Pmax Temperature coefficient - Coefficient température de Pmax	-0.42% / °C
Coefficiente temperatura di Voc Voc Temperature coefficient - Coefficient température de Voc	-0.33% / °C
Coefficiente temperatura di Isc Isc Temperature coefficient - Coefficient température de Isc	0.05% / °C

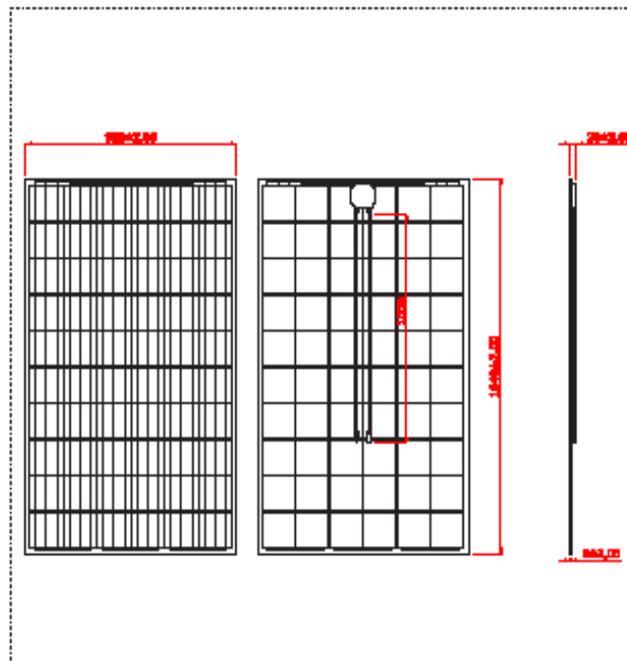
## CARATTERISTICHE MECCANICHE

MECHANICAL CHARACTERISTICS | CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES

Resistenza alla grandine Hail Test - Grêle Test	25 mm - 23 m/s
Carico massimo Maximum Load - Charge maximum	5400 Pa
Numero celle Number of cells - Nombre des cellules	60 (156 mm x 156 mm) Type: Polycrystalline
Peso Weight - Poids	18.9 Kg

## PRODUCT

DISEGNO TECNICO | TECHNICAL DRAWING | DESSIN TECHNIQUE



## DATI GENERALI

GENERAL INFORMATION | INFORMATIONS GÉNÉRALES

Vetro frontale Front glass - Vère face avant	Temperato con rivestimento antiriflesso, spessore 4 mm Tempered Air Coated glass, 4 mm thickness - Vère trempé avec traitement anti-reflet, épaisseur 4 mm
Laminato senza cornice con tedlar semitrasparente Frameless semitransparent tedlar - Sans cadre semitransparent tedlar	Indice di trasparenza 9.5% Transparency Index 9.5% - Indice de transparence de 9.5%
Scatola di giunzione Junction Box - Boîte de dérivation	IP67, 115 x 110 x 22.5 (mm), 3 diodi bypass IP 67 rating, 115 x 110 x 22.5 (mm), 3 bypass diodes - IP 67, 115 x 110 x 22.5 (mm), 3 diodes bypass
Cavi d'uscita Output cables - Câbles de sortie	Cavo E317230-C PV wire 4mm <sup>2</sup> , connettori PV4 Cable E317230-C PV 4mm <sup>2</sup> , PV4 connectors - Câble E317230-C PV 4mm <sup>2</sup> , connecteurs PV4

I dati tecnici dei moduli, nonostante siano inseriti con la massima attenzione, possono contenere errori e imprecisioni non imputabili a Sunerg Solar S.r.l. Sunerg S.r.l. si riserva il diritto di apportare modifiche ai dati tecnici del prodotto senza preavviso.

WWW.SUNERGSOLAR.COM

Rev. 1500\_33\_VF

## Moduli fotovoltaici Schüco serie MPE AL 01

Parametri elettrici	Classi di potenza				
	MPE 340 AL 01	MPE 350 AL 01	MPE 360 AL 01	MPE 370 AL 01	MPE 380 AL 01
Specifiche elettriche (tranne NOCT) in condizioni standard di prova (STC) <sup>1</sup> :					
Potenza nominale (P <sub>nom</sub> )	340 W <sub>p</sub>	350 W <sub>p</sub>	360 W <sub>p</sub>	370 W <sub>p</sub>	380 W <sub>p</sub>
Tolleranza di potenza (Δ P <sub>nom</sub> )	+5%/0%	+5%/0%	+5%/0%	+5%/0%	+5%/0%
Potenza minima garantita (P <sub>min</sub> )	340 W <sub>p</sub>	350 W <sub>p</sub>	360 W <sub>p</sub>	370 W <sub>p</sub>	380 W <sub>p</sub>
Tensione nominale (V <sub>nom</sub> )	142,5 V	145,8 V	149,1 V	152,5 V	155,8 V
Corrente nominale (I <sub>nom</sub> )	2,39 A	2,40 A	2,41 A	2,43 A	2,44 A
Tensione a vuoto (V <sub>oc</sub> )	188,4 V	189,8 V	191,1 V	192,5 V	193,8 V
Corrente di corto circuito (I <sub>sc</sub> )	3,02 A				
Grado di efficienza del modulo	5,9 %	6,1 %	6,3 %	6,5 %	6,6 %
Coefficiente di temperatura α (P <sub>nom</sub> )	-0,23 %/°C	-0,23 %/°C	-0,23 %/°C	-0,23 %/°C	-0,12 %/°C
Coefficiente di temperatura β (I <sub>sc</sub> )	+0,08 %/°C	+0,08 %/°C	+0,08 %/°C	+0,08 %/°C	+0,10 %/°C
Coefficiente di temperatura γ (I <sub>oc</sub> )	-0,30 %/°C	-0,30 %/°C	-0,30 %/°C	-0,30 %/°C	-0,20 %/°C
Coefficiente di temperatura δ (I <sub>nom</sub> )	+0,07 %/°C				
Coefficiente di temperatura ε (I <sub>sc</sub> )	-0,18 %/°C				
Tensione massima ammissibile del sistema	1.000 V				

<sup>1</sup> I dati elettrici rappresentati nella tabella si intendono in condizioni STC e con modulo stabilizzato. Intensità dell'irraggiamento 1000 W/m<sup>2</sup>, massa d'aria AM 1,5, temperatura cella 25°C. Durante le prime sei settimane il modulo ha un rendimento maggiore degli istrumenti per il montaggio e l'uso. I moduli PV presentano una degradazione iniziale dai valori elettrici poco dopo la messa in funzione che successivamente diventa di tipo lineare.

Parametri meccanici	
Dimensioni esterne (BxHxS)	2.600 x 2.200 x 7,3 mm
Altezza / spessore incluso profilo posteriore	41,7 mm
Vetro frontale	Vetro solario con strato TCO 3,2mm
Vetro posteriore	Vetro solario 3,2mm
Peso	104 kg
Sistema di collegamento	Scatola di giunzione con diodo di Bypass compatibile Multi Contact Typ 4
N°art. cavo preconfezionato <sup>2</sup> , con sistema di collegamento MC-T4 (2,5mm <sup>2</sup> )	1 pz 257 210    10 pz 257 211    50 pz 257 212

Varie	Serie AL 01
Sistema di montaggio Schüco	MSE 100
Unità di imballo	1 modulo
Schüco N° art. MPE 340 AL 01	258 113
Schüco N° art. MPE 350 AL 01	258 114
Schüco N° art. MPE 360 AL 01	258 115
Schüco N° art. MPE 370 AL 01	258 116
Schüco N° art. MPE 380 AL 01	258 117

Salvo modifiche / migliorie tecniche

<sup>2</sup> Da ordinare separatamente

Garanzia <sup>3</sup>	
Standard prodotto	IEC 61646, EN 61730
Garanzia prodotto	5 anni
Garanzia di rendimento al 90% P <sub>nom</sub> min	10 anni
Garanzia di rendimento al 80% P <sub>nom</sub> min	20 anni

<sup>3</sup> Secondo le condizioni di garanzia di Schüco International KG

Potenza	
340 - 380 W <sub>p</sub>	► Massimi rendimenti anche in caso di alta temperatura esterne e luce diffusa
Tolleranza di potenza positiva	► La potenza nominale viene sempre raggiunta o superata
Laminati amari a film sottile	► Rendimenti annuali per kWp più alti rispetto ai moduli cristallini
Progettazione e fabbricazione	
Marcatura ottimale	► Dati relativi alla potenza su ogni modulo e imballaggio
Cavi di collegamento preconfezionati	► Collegamenti più corti e meno perdita per via dei cavi
Sottostruttura speciale per laminati	► Riduzione del tempo di montaggio
Massima qualità Schüco	
Conferma a tutti gli standard qualitativi in vigore	► I dati dei test vengono indicati su ogni modulo
Garanzia del prodotto e del rendimento	► Sicurezza di investimento e sicurezza operativa

## Vitosol 200-FM, tipo SV2F/SH2F e Vitosol 200-F, tipo SV2D (continua)

### 3.2 Dati tecnici

I collettori sono disponibili con 2 differenti rivestimenti dell'assorbitore. Il tipo SV2D ha un rivestimento speciale dell'assorbitore che consente l'impiego del collettore nelle regioni costiere.

#### Avvertenza

Viesmann declina ogni responsabilità in caso di impiego del Vitosol 200-FM, tipo SV2F/SH2F in queste regioni.

Distanza dalla costa:

- Fino a 100 m:  
Impiegare esclusivamente il tipo SV2D
- da 100 a 1000 m:  
consigliabile l'impiego del tipo SV2D

#### Dati tecnici

Tipo		SV2F <sup>*1</sup>	SH2F <sup>*1</sup>	SV2D
Superficie lorda (necessaria per la richiesta di sovvenzioni)	m <sup>2</sup>	2,51	2,51	2,51
Superficie di assorbimento	m <sup>2</sup>	2,32	2,32	2,32
Superficie di apertura	m <sup>2</sup>	2,33	2,33	2,33
Distanza tra i collettori	mm	21	21	21
Dimensioni d'ingombro				
Larghezza	mm	1056	2380	1056
Altezza	mm	2380	1056	2380
Profondità	mm	90	90	90
I seguenti valori si riferiscono alla superficie di assorbimento:				
- Grado di rendimento ottico	%	81,3	81,3	82,0
- Coefficiente di dispersione termica $k_1$	W/(m <sup>2</sup> · K)	3,675	3,675	3,553
- Coefficiente di dispersione termica $k_2$	W/(m <sup>2</sup> · K <sup>2</sup> )	0,037	0,037	0,023
I seguenti valori si riferiscono alla superficie lorda:				
- Grado di rendimento ottico	%	74,3	74,3	75,7
- Coefficiente di dispersione termica $k_1$	W/(m <sup>2</sup> · K)	3,691	3,691	3,280
- Coefficiente di dispersione termica $k_2$	W/(m <sup>2</sup> · K <sup>2</sup> )	0,037	0,037	0,021
Capacità termica	kJ/(m <sup>2</sup> · K)	4,89	5,96	5,47
Peso	kg	41	41	41
Contenuto di liquido (fluido termovettore)	litri	1,83	2,40	1,83
Pressione max. d'esercizio (vedi capitolo "Vaso di espansione per impianto solare.")	bar/MPa	6/0,6	6/0,6	6/0,6
Temperatura max. di inattività nel collettore	°C	145	145	185
Produzione di vapore				
- Posizione di montaggio adatta	W/m <sup>2</sup>	0 <sup>*2</sup>	0 <sup>*2</sup>	60
- Posizione di montaggio non adatta	W/m <sup>2</sup>	0 <sup>*2</sup>	0 <sup>*2</sup>	100
Attacco	Ø mm	22	22	22

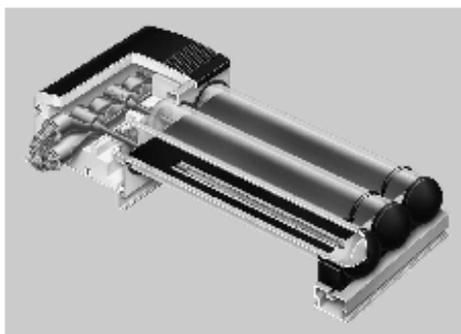
#### Dati tecnici per la determinazione della classe energetica (etichetta ErP)

Tipo		SV2F <sup>*1</sup>	SH2F <sup>*1</sup>	SV2D
Superficie di apertura	m <sup>2</sup>	2,33	2,33	2,33
I seguenti valori si riferiscono alla superficie di apertura:				
- Grado di rendimento del collettore $\eta_{col}$ con una differenza di temperatura di 40 K	%	63,4	63,4	63,9
- Grado di rendimento ottico	%	81	81	81,7
- Coefficiente di dispersione termica $k_1$	W/(m <sup>2</sup> · K)	3,416	3,416	3,538
- Coefficiente di dispersione termica $k_2$	W/(m <sup>2</sup> · K <sup>2</sup> )	0,002	0,002	0,023
Fattore di correzione angolare IAM		0,91	0,91	0,91

\*1 Valori rilevati da Viesmann. Collettore attualmente sottoposto a prova Solar Keymark

\*2 Se vengono rispettate le indicazioni del costruttore sulla pressione di riempimento dell'impianto solare.

## Vitosol 200-T, tipo SP2A (continua)



### Stato di fornitura

In Imballaggi separati:

1,26 m<sup>2</sup> 10 tubi sottovuoto per Imballo  
Scatola di allacciamento con listelli guida di montaggio

1,51 m<sup>2</sup>/3,03 m<sup>2</sup> 12 tubi sottovuoto per Imballo  
Scatola di allacciamento con listelli guida di montaggio

Viesmann offre impianti solari completi con Vitosol 200-T (pacchetti) per la produzione di acqua calda sanitaria e/o integrazione del riscaldamento (vedi listino prezzi pacchetti).

4

### 4.2 Dati tecnici

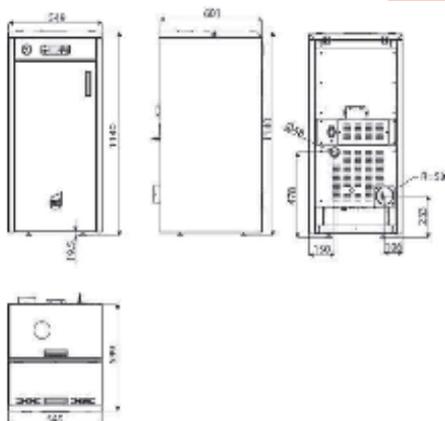
Dati tecnici

		1,26 m <sup>2</sup>	1,51 m <sup>2</sup>	3,03 m <sup>2</sup>
Tipo SP2A				
Numero tubi		10	12	24
Superficie lorda (necessario per la richiesta di sovvenzioni)	m <sup>2</sup>	1,98	2,36	4,62
Superficie di assorbimento	m <sup>2</sup>	1,26	1,51	3,03
Superficie di apertura	m <sup>2</sup>	1,33	1,60	3,19
Distanza tra i collettori	mm	—	88,5	88,5
Dimensioni d'ingombro				
Larghezza a	mm	885	1053	2061
Altezza b	mm	2241	2241	2241
Profondità c	mm	150	150	150
I seguenti valori si riferiscono alla superficie di assorbimento:				
- Grado di rendimento ottico	%	78,5	80,1	80,1
- Coefficiente di dispersione termica k <sub>1</sub>	W/(m <sup>2</sup> · K)	1,522	1,443	1,103
- Coefficiente di dispersione termica k <sub>2</sub>	W/(m <sup>2</sup> · K <sup>2</sup> )	0,007	0,002	0,007
I seguenti valori si riferiscono alla superficie lorda:				
- Grado di rendimento ottico	%	50,0	51,3	52,5
- Coefficiente di dispersione termica k <sub>1</sub>	W/(m <sup>2</sup> · K)	0,969	0,923	0,723
- Coefficiente di dispersione termica k <sub>2</sub>	W/(m <sup>2</sup> · K <sup>2</sup> )	0,005	0,001	0,005
Capacità termica	kJ/(m <sup>2</sup> · K)	6,08	5,97	5,73
Peso	kg	33	39	79
Contenuto di liquido (fluido termovettore)	l/tn	0,75	0,87	1,55
Pressione max. d'esercizio	bar/MPa	6/0,6	6/0,6	6/0,6
Temperatura max. di inattività	°C	264	264	264
Produzione di vapore	W/m <sup>2</sup>	100	100	100
Allacciamento	Ø mm	22	22	22

### Dati prestazioni Forpex di Calore Acqua-Acqua ERW Commerciale

In riscaldamento ( $\Delta t = 5\text{ °C}$  al conduttore;  $\Delta t = 5\text{ °C}$  all'espansore)

Modello	T <sub>ext</sub> (°C)	T <sub>ext</sub> (°C)																	
		25			25			40			45			50			55		
		QF	QT	P	QF	QT	P	QF	QT	P	QF	QT	P	QF	QT	P	QF	QT	P
kW		kW		kW		kW		kW		kW		kW		kW		kW		kW	
1000	-8	8,0	12,0	3,0	8,4	12,0	3,3	8,2	11,7	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-9	10,0	16,5	3,0	10,1	16,2	3,3	9,8	12,8	3,0	6,2	12,0	3,0	-	-	-	-	-	-
	-9	11,8	14,0	2,8	11,2	14,3	3,2	10,6	13,0	3,0	6,1	12,0	3,0	-	-	-	-	-	-
	1	18,4	16,8	2,9	12,7	16,8	3,2	12,0	16,4	3,0	11,2	16,0	3,0	9,7	13,8	4,8	-	-	-
	4	15,2	18,0	2,9	14,3	17,4	3,2	13,5	18,0	3,5	11,8	15,5	3,0	10,9	15,0	4,2	9,9	14,4	4,8
	7	16,8	19,4	2,8	15,7	18,8	3,2	14,7	18,1	3,5	13,8	17,5	3,0	12,0	16,1	4,2	11,0	15,4	4,8
	10	18,1	21,0	2,8	17,1	20,2	3,2	16,1	19,5	3,5	15,0	18,8	3,0	14,0	18,1	4,2	12,1	16,8	4,8
	15	18,7	22,8	2,8	18,6	21,8	3,2	17,5	21,0	3,6	16,4	20,2	3,0	15,3	19,3	4,2	-	-	-
	18	21,4	24,9	3,0	20,2	23,4	3,3	18,0	22,5	3,6	17,8	21,8	3,0	16,8	20,7	4,2	-	-	-
	18	22,5	25,5	3,0	21,2	24,5	3,3	20,0	23,5	3,6	18,8	22,0	3,0	17,5	21,0	4,2	-	-	-
	23	26,6	28,5	3,1	24,1	27,4	3,4	22,0	26,5	3,7	21,9	25,1	4,0	18,0	23,0	4,2	-	-	-
	-8	11,5	14,0	3,2	10,8	14,3	3,5	8,2	13,1	4,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-9	12,4	15,4	3,2	11,8	15,1	3,5	10,0	14,7	4,0	8,1	13,4	4,5	-	-	-	-	-	-
-9	13,7	16,7	3,2	12,8	16,0	3,5	12,1	16,0	4,0	11,1	16,4	4,4	-	-	-	-	-	-	
1	16,0	18,7	3,1	14,8	18,2	3,5	13,8	17,7	3,8	12,8	17,1	4,4	11,8	16,8	4,8	-	-	-	
4	17,7	20,7	3,1	16,4	20,2	3,5	15,0	18,8	3,8	14,7	18,0	4,3	12,6	17,8	4,8	11,1	16,4	5,6	
7	18,4	22,4	3,1	18,4	21,8	3,4	17,4	21,1	3,8	16,2	20,4	4,3	14,0	19,0	4,8	12,8	17,8	5,4	
10	21,2	24,2	3,1	20,2	23,6	3,4	18,1	22,8	3,8	17,0	21,0	4,3	16,5	21,1	4,8	15,0	20,2	5,4	
14	20,0	26,0	3,0	21,5	25,2	3,4	20,0	24,4	3,8	18,5	23,8	4,2	18,1	22,7	4,7	-	-	-	
18	26,0	27,8	3,0	23,8	27,1	3,4	22,0	26,2	3,8	21,2	25,8	4,2	19,7	24,3	4,7	-	-	-	
18	26,8	29,3	3,0	25,1	28,4	3,3	23,8	27,4	3,7	22,4	26,4	4,2	20,8	25,4	4,7	-	-	-	
23	28,8	32,7	3,0	28,5	31,7	3,3	27,1	30,7	3,7	25,5	29,4	4,1	23,8	28,2	4,8	-	-	-	
14,0	17,5	3,8	13,2	17,1	4,0	12,4	16,8	4,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-8	13,0	18,3	3,6	14,2	18,1	4,1	13,3	17,8	4,7	12,4	17,7	5,4	-	-	-	-	-	-	
-9	14,7	20,3	3,7	15,8	19,2	4,2	14,8	19,5	4,7	13,8	18,2	5,4	-	-	-	-	-	-	
1	18,2	22,8	3,8	18,2	22,9	4,2	17,1	21,8	4,8	16,0	21,3	5,5	14,8	20,8	6,2	-	-	-	
4	21,8	25,5	3,8	20,7	24,0	4,3	18,5	24,1	4,8	18,2	23,6	5,4	18,0	22,7	6,1	15,3	21,7	6,8	
7	24,0	27,8	3,8	22,8	27,0	4,4	21,4	26,2	4,9	20,1	25,4	6,6	18,0	24,0	6,2	17,0	23,7	6,8	
10	26,4	30,2	4,0	25,0	29,4	4,4	23,8	29,4	4,8	22,1	27,6	6,6	20,6	28,6	6,2	18,1	26,6	6,8	
14	28,8	32,7	4,1	27,4	31,8	4,5	26,0	30,8	5,0	24,2	29,7	6,6	22,6	29,0	6,8	-	-	-	
18	31,4	36,4	4,1	29,8	34,8	4,5	28,8	33,2	5,1	26,6	32,1	6,7	24,7	30,8	6,4	-	-	-	
18	33,2	37,8	4,2	31,8	36,1	4,5	29,8	34,8	5,1	28,1	33,7	6,7	26,2	32,4	6,4	-	-	-	
23	38	42,2	4,3	36,2	40,8	4,8	34,8	38,5	5,3	32,3	38,1	6,8	30,2	38,8	6,8	-	-	-	
-8	18,0	20,2	4,8	16,1	18,7	4,8	14,2	18,4	5,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-9	17,3	21,6	4,8	18,8	21,0	4,8	16,8	20,6	6,6	14,2	20,2	6,2	-	-	-	-	-	-	
-9	19,3	23,5	4,8	18,2	22,9	4,8	17,1	22,4	6,6	15,9	21,9	6,2	-	-	-	-	-	-	
1	22,2	26,4	4,4	21,0	25,8	4,9	19,8	25,1	5,5	18,5	24,5	6,2	17,0	23,8	7,0	-	-	-	
4	25,2	29,5	4,4	23,9	28,7	4,9	22,5	27,8	5,5	21,0	27,0	6,2	18,4	26,1	7,0	17,6	25,2	7,8	
7	27,8	32,1	4,4	26,4	31,2	4,9	24,8	30,2	5,5	23,5	29,8	6,2	21,5	28,3	7,0	18,8	27,2	7,8	
10	30,4	34,8	4,5	28,0	33,8	5,0	27,4	32,8	5,6	25,5	31,7	6,2	23,8	30,5	7,0	21,7	29,9	7,8	
14	33,3	37,7	4,6	31,7	36,8	5,0	30,0	36,4	5,8	28,2	34,5	6,2	26,1	32,8	7,0	-	-	-	
18	38,2	40,7	4,6	34,8	39,8	5,1	32,8	38,3	6,0	30,8	36,8	6,3	28,0	36,5	7,0	-	-	-	
18	38,2	42,1	4,7	38,9	41,5	5,1	34,7	40,2	5,7	32,7	38,8	6,3	30,4	37,2	7,0	-	-	-	
23	43,7	44,1	4,8	41,8	46,8	5,2	38,8	45,4	6,3	37,6	43,7	6,4	36,0	41,8	7,1	-	-	-	
-8	20,1	28,0	6,1	18,0	26,6	6,7	17,0	25,0	7,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-9	21,9	27,6	6,0	20,6	26,8	6,8	18,8	26,4	7,8	18,0	26,7	6,0	-	-	-	-	-	-	
-9	24,1	29,8	6,0	22,8	28,2	6,8	21,4	28,6	7,8	20,0	27,8	6,0	-	-	-	-	-	-	
1	27,7	33,5	6,8	26,2	32,6	6,6	24,0	31,8	7,2	23,0	30,7	6,0	21,2	28,8	8,0	-	-	-	
4	31,8	37,2	6,8	28,8	36,1	6,4	26,0	34,8	7,1	25,0	33,7	7,8	24,1	32,5	8,7	22,1	31,3	8,5	
7	34,8	40,5	6,8	32,1	38,1	6,5	30,8	37,7	7,1	28,2	36,8	7,8	26,6	34,8	8,7	24,4	33,8	8,5	
10	38,2	43,1	6,8	36,0	42,1	6,5	33,7	40,7	7,2	31,6	38,2	7,8	28,1	37,6	8,7	26,8	36,0	8,4	
14	41,8	47,8	6,9	39,4	46,8	6,8	36,9	43,9	7,2	34,4	42,1	7,9	31,9	40,3	8,7	-	-	-	
18	46,7	51,5	6,9	43,1	48,4	6,7	40,2	47,3	7,3	37,5	45,3	8,0	34,4	43,1	8,8	-	-	-	
18	48,3	54,2	6,1	45,4	51,9	6,7	42,5	49,7	7,4	39,8	47,4	8,0	36,8	45,2	8,6	-	-	-	
23	56,2	61,3	6,3	51,8	58,7	7,0	48,6	56,3	7,8	45,3	53,1	8,1	42,0	50,3	8,9	-	-	-	
-8	24,8	31,8	8,8	22,7	31,2	7,7	22,3	30,8	8,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-9	26,8	33,3	8,8	25,4	32,8	7,7	23,8	32,3	8,7	22,3	31,7	8,7	-	-	-	-	-	-	
-9	28,7	35,5	7,0	28,3	35,8	7,8	26,0	35,0	8,7	24,1	34,3	8,8	-	-	-	-	-	-	
1	34,1	40,1	7,0	32,3	38,8	7,8	30,5	38,0	8,8	28,5	38,1	8,8	26,4	37,1	11,1	-	-	-	
4	38,8	46,1	7,0	36,7	44,8	7,8	34,8	43,1	8,8	32,4	42,0	8,8	30,0	40,7	11,1	27,6	38,6	12,4	
7	42,8	48,5	7,1	40,4	48,1	7,8	38,2	46,7	8,8	36,2	46,3	8,8	33,1	43,8	11,2	30,3	42,6	12,6	
10	48,8	52,7	7,2	44,3	52,1	8,0	41,8	50,6	8,8	38,2	48,8	10,0	36,8	47,2	11,2	33,4	46,8	12,8	
14	51,1	56,2	7,2	46,6	56,3	8,0	46,8	54,6	8,0	42,8	52,7	10,1	38,8	50,7	11,3	-	-	-	
18	58,7	62,0	7,3	52,9	60,8	8,1	48,8	58,8	8,0	48,0	60,8	10,1	43,4	54,4	11,3	-	-	-	
18	60,8	66,0	7,4	56,0	64,8	8,2	52,3	61,8	8,1	48,4	60,8	10,1	46,0	57,0	11,3	-	-	-	
23	67,3	74,7	7,5	64,0	72,0	8,3	60,4	69,3	8,2	56,5	68,6	10,2	52,7	63,7	11,3	-	-	-	



Dati tecnici / Technische Merkmale / Caractéristiques techniques / Technical characteristics / Datos técnicos	
Classe del prodotto (EN 303-5:2012)/Produktklasse (EN 303-5:2012)/Classe du produit (EN 303-5:2012)/Product class (EN 303-5:2012)/Clase del producto (EN 303-5:2012)	5
Potenza termica nominale al focolare./Nennwärmeleistung am Feuerraum/Puissance thermique nominale du foyer/Nominal thermal power to firebox/Potencia térmica nominal en el hogar	13,6 kW (11696 kcal/h)
Potenza utile nominale/Nominale Nutzleistung /Puissance utile nominale/(Max) nominal output power/Potencia nominal útil	12,3 kW (10578 kcal/h)
Potenza utile minima/Minimale Nutzleistung/Puissance utile minimale/Minimum output power/Potencia útil mínima	3,3 kW (2838 kcal/h)
Rendimento al Max./Wirkungsgrad bei Max.-Betr./Rendement au Max./Efficiency at Max./Rendimiento al máx	90,6%
Rendimento al Min./Wirkungsgrad bei Min.-Betr./Rendement au Min./Efficiency at Min./Rendimiento al mín.	91,5%
Temperatura dei fumi in uscita al Max./Max. Temperatur der austretenden Rauchgase/Température des fumées en sortie au Max./Temperature of exhaust smoke at Max/Temperatura de los humos de salida al máx.	108 °C
Temperatura dei fumi in uscita al Min./Min. Temperatur der austretenden Rauchgase/Température des fumées en sortie au Min./Temperature of exhaust smoke at Min/Temperatura de los humos de salida al mín.	52,5 °C
Temperatura massima impostabile/Einstelbare Höchsttemperatur/Température maximale à configurer/Maximum temperature that can be set/Temperatura Máxima configurable	80 °C
Temperatura massima di esercizio/Maximale Betriebstemperatur/Température maximale de fonctionnement/Maximum operating temperature/Temperatura Máxima de trabajo	95 °C
Particolato - OGC - Nox (10%O <sub>2</sub> )/Feinstaub/OGC/NOx (10% O <sub>2</sub> ) / Particule/OGC/Nox (10 %O <sub>2</sub> ) / Particulate/OGC/Nox (10%O <sub>2</sub> ) / Particulado/OGC/Nox (10%O <sub>2</sub> )	22 - 1 - 207 mg/Nm <sup>3</sup>
CO al 10% O <sub>2</sub> al Min e al Max/CO bei 10% O <sub>2</sub> min. und max/CO à 10% O <sub>2</sub> au Min et au Max/CO at 10% O <sub>2</sub> at Min and at Max/CO al 10% O <sub>2</sub> al Min y al Máx	0,022 - 0,007%
CO <sub>2</sub> al Min e al Max/CO <sub>2</sub> min. und max/CO <sub>2</sub> au Min et au Max/CO <sub>2</sub> at Min and at Max/CO <sub>2</sub> al Min y al Máx	8,1% - 9,9%
Tiraggio consigliato alla potenza Max./Empf. Schornsteinzug bei max. Leistung/Tirage conseillé à la puissance Max./Recommended draught at Max power/Tiro recomendado a la potencia máx.	0,10 mbar - 10 Pa
Tiraggio consigliato alla potenza Min./Empf. Schornsteinzug bei min. Leistung/Tirage conseillé à la puissance Min./Recommended draught at Min power/Tiro recomendado a la potencia mín.	0,05 mbar - 5 Pa
Massa fumi/Abgasmasse/Masse fumées/Mass of smoke /Masa de humos	9,1 g/sec
Capacità serbatoio/Fassungsvermögen des Pelletbehälters/Contenance réservoir/Hopper capacity/Capacidad del depósito	35 l
Tipo di combustibile pellet/Art des Pellet-Brennstoffs/Type de combustible pellets/Type of pellet fuel/Tipo de combustible pellets	Ø 6-8 mm / L 3+40 mm
Consumo orario pellet/Stündlicher Pellet-Verbrauch/Consommation horaire pellets/Pellet hourly consumption/Consumo de pellets por hora	Min ~ 0,85 kg/h* Max ~ 3 kg/h*
Autonomia/Betriebsautonomie/Autonomie/Autonomy/Autonomía	Min ~ 27 h* Max ~ 8 h*
Volume riscaldabile m <sup>3</sup> /Heizbarer Rauminhalt m <sup>3</sup> /Volume chauffable m <sup>3</sup> /Heatable volume m <sup>3</sup> /Volumen calentable m <sup>3</sup>	280/40 - 319/35 - 373/30 **
Contenuto d'acqua/Wasserinhalt/Contenu eau /Water content/Contenido de agua	20 l
Pressione massima di esercizio/Maximaler Betriebsdruck/Pression d'exercice maximale/Maximum operating pressure/Presión máxima de utilización	3 bar - 300 kPa
Ingresso aria per la combustione/Verbrennungslufteinlass/Entrée air pour la combustion/Combustion air inlet/Entrada de aire para la combustión	Ø 50 mm
Uscita fumi/Rauchgasaustritt/Sortie fumées/Smoke outlet/Salida de humos	Ø 100 mm
Prise d'air/Luftaufnahme/Prise d'air/Air Inlet/Toma de aire	100 cm <sup>2</sup>
Potenza elettrica nominale (EN 60335-1)/Elektrische Nennleistung (EN 60335-1)/Puissance électrique nominale (EN 60335-1)/Nominal electrical power (EN 60335-1)/Potencia eléctrica nominal (EN 60335-1)	115 W (max 420 W)
Tensione e frequenza di alimentazione/Versorgungsspannung und Frequenz/Tension et fréquence d'alimentation/Supply voltage and frequency/Tensión y frecuencia de alimentación	230 Volt / 50 Hz
Peso netto/Netto-Gewicht/Poids net/Net weight/Peso neto	190 kg
Peso con imballo/Gewicht mit Verpackung/Poids avec emballage/Weight with packaging/Peso con embalaje	200 kg

\*Dati che possono variare a seconda del combustibile usato / Data that may vary depending on the type of pellets used / Die Werte können je nach Art des verwendeten Brennstoffs schwanken / Données qui peuvent varier selon le type de pellets utilisé / Datos que pueden variar según el tipo de pellet utilizado  
 \*\*Volume riscaldabile a seconda della potenza richiesta al m<sup>2</sup> (rispettivamente 40-35-30 kcal/h per m<sup>2</sup>) / Heatable volume based on the requested power per m<sup>2</sup> (respectively 40-35-30 kcal/h per m<sup>2</sup>) / Heizbarer Rauminhalt je nach pro m<sup>2</sup> geforderter Leistung (bzw. 40-35-30 kcal/h m<sup>2</sup>) / Volume chauffable en fonction de la puissance nécessaire au m<sup>2</sup> (respectivement 40-35-30 kcal/h per m<sup>2</sup>) / Volumen calentable según la potencia solicitada al m<sup>2</sup> (respectivamente 40-35-30 kcal/h per m<sup>2</sup>)



## GEObox SPEED (1,1 - 9,2t)

gruppo B (S)

Il GeoBox Speed è una soluzione standard per cantine che consente un notevole risparmio di tempo. La caldaia è collegata al GEOBox Speed per mezzo di diverse unità d'estrazione.

- Telaio in acciaio zincato con altezza regolabile
- Cono in acciaio zincato, senza viti con sistema a click
- Silo in tessuto antistatico e resistente
- Materiale per il montaggio

### GEObox SPEED SENZA SISTEMA DI RIEMPIMENTO E UNITÀ D'ESTRAZIONE

Art. No.	Nr. d'ordine	Volumi (m <sup>3</sup> )	Quantità (ton)	Altezza (cm)	Dimensioni (cm)
1-112.90.160	GEObox 12 Speed	1,7 - 2,9	1,1 - 1,7	190 - 250	120 x 120
1-117.90.160	GEObox 17 Speed	3,2 - 5,4	2,1 - 3,5	180 - 250	170 x 170
1-121.90.160	GEObox 21 Speed	4,4 - 7,7	2,8 - 5,0	180 - 250	210 x 210
1-125.90.160	GEObox 25 Speed	6,4 - 11,9	4,2 - 7,0	180 - 250	260 x 260
1-128.90.160	GEObox 29 Speed	8,4 - 14,1	6,1 - 9,2	190 - 250	290 x 290
1-179.90.160	GEObox 17/29 Speed	5,6 - 8,9	3,6 - 5,4	190 - 250	170 x 290
1-192.90.160	GEObox 21/29 Speed	6,6 - 10,2	4,3 - 6,6	190 - 250	210 x 290

\*dipende dal riempimento

### ESEMPIO D'INSTALLAZIONE



CEN TRADING s.p.a. - Via S. Maria Maddalena, 10 - 37060 San Giovanni Lupatoto (VI) - Tel. 0445/46001 - Fax 0445/46002

## Thermalia® twin (20-42), Thermalia® twin H (13-22). Due livelli di potenza – per case plurifamiliari.



Dati tecnici		(20)	(26)	(36)	(42)	H (13)	H (19)	H (22)
Thermalia® twin								
<b>Classe di efficienza energetica (secondo regolamento UE)</b>		A+++	A+++	A+++	A+++	A+++	A+++	A+++
Potenza termica	<b>kW</b>	20,4	26,2	35,3	42,0	12,3	15,5	20,9
<b>Coefficiente di prestazione COP*</b>		4,9	4,8	5,0	4,8	4,5	3,9	4,6
Peso	<b>kg</b>	280	286	298	310	278	283	293
<b>Dimensioni (L/A/P)</b>	<b>mm</b>	630 / 1120 / 785						

Dati prestazionali con acqua di falda a 8 °C/acqua di riscaldamento a 38 °C (EN 14811)

Con riserva di modifiche

\* COP = rapporto potenza termica/energia consumata, ad es.: COP 3,7 = 3,7 kW di potenza termica con consumo di corrente di solo 1 kW



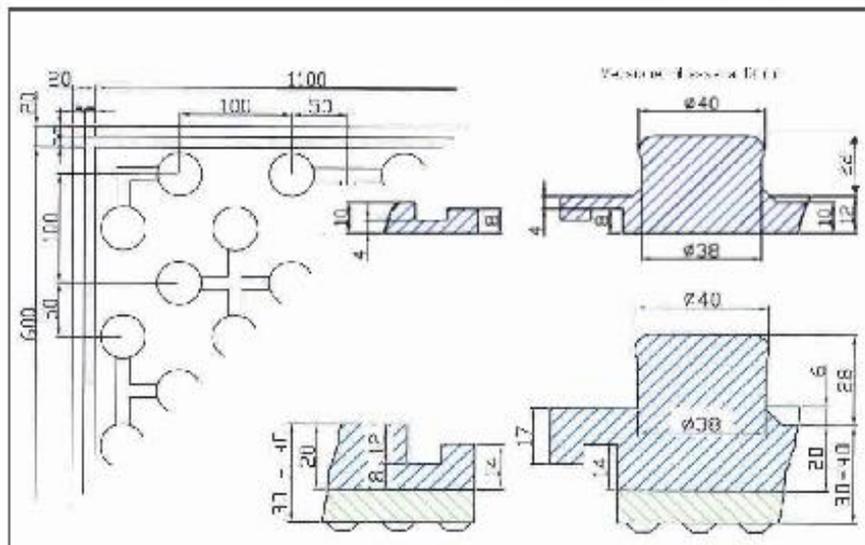
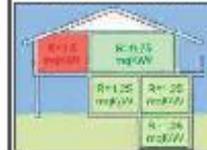
Pannello PaviPlus  
Immagine prodotto

Pannello per riscaldamento a pavimento realizzato in polistirene espanso sinterizzato autoestinguente ad alta densità, esente da CFC e certificato CE secondo la norma UNI EN 13163. Il rivestimento superiore del pannello è costituito da una pellicola di polistirolo compatto dello spessore di 0,16 mm, che ne migliora la resistenza meccanica, l'isolamento e garantisce una totale barriera al vapore acqueo. Il pannello presenta un'elevata resistenza allo schiacciamento e agli urti grazie all'alta densità del materiale. Le scanalature perimetrali ad incastro consentono una perfetta unione tra le basi, conferendo stabilità al manto di posa ed un perfetto allineamento dei pannelli nonché il taglio di ponti termici ed acustici. Una particolare sagomatura a cilindro, sulla faccia a contatto con il solaio, conferisce un migliore adattamento ad ogni superficie ed un lieve abbattimento del rumore da calpestio. Le nocche in rilievo dello spessore di 28 mm (22 mm per modello ribassato) sono adatte all'inserimento di qualsiasi tubazione con diametri da 16 a 17 mm, l'interasse di posa consente passi di 50 mm e suoi multipli.

Descrizione

Codice	Descrizione	R - m <sup>2</sup> /K/W	Altezza	Passo
3 F030 00	Pannello isolante accoppiato bugnato	0,45	10 mm	50 mm
3 F030 01	Pannello isolante accoppiato bugnato	0,8	20 mm	50 mm
3 F030 02	Pannello isolante accoppiato bugnato	1,1	30 mm	50 mm
3 F030 13	Pannello isolante accoppiato bugnato	1,3	40 mm	50 mm

Resistenza termica



Disegno

KLIMIT SRL  
Viale della Repubblica, 8 - 36030 Povolara di Dueville (VI)  
Info@herzitalia.it - www.herzitalia.it



## SANCO®Radiant

### Naturalmente radiante



#### CAMPI DI UTILIZZO

- Riscaldamento e raffreddamento radiante a pavimento o a parete.

Nel rispetto e nei limiti previsti dalle normative.



SANCO®Radiant rappresenta la soluzione ideale studiata da SGT per soddisfare le specifiche esigenze del abitanti a basse temperature. La necessità di adattare i moderni impianti a fonti energetiche alternative come pompe di calore, pannelli solari, termocamini o abbinarli a caldaie a condensazione allo scopo di raggiungere il massimo risparmio energetico, comporta l'impiego di prodotti compatibili con queste specifiche soluzioni. SANCO®Radiant è il tubo prodotto secondo EN 1067, destinato agli impianti radianti a pavimento e/o a parete. Le elevate caratteristiche tecniche e meccaniche, ed in particolare la sua elevata conduttività termica, ne fanno il prodotto specifico per questo campo di applicazione. SANCO®Radiant, rispetto ai materiali plastici, vanta una conduttività termica di 390 W/(mK), cioè ben 1000 volte superiore: questa fondamentale caratteristica ne fa il materiale principe nel settore del riscaldamento radiante; infatti, la massima efficienza per diffusione del calore si ottiene utilizzando il materiale con la migliore conduttività termica.

A parità di energie da fornire all'ambiente si può utilizzare una minore quantità di tubo. Per questo motivo negli impianti a pavimento il peso dei tubi in rame SANCO®Radiant è mantenuto intorno ai 25 cm, molto più ampio rispetto a quello tipicamente adoperato negli impianti in plastico. Inoltre la sua bassissima rugosità interna, associata ad una maggiore portata d'acqua, permette l'impiego di tubi con un limitato diametro esterno: ciò consente di diminuire lo spessore del massetto, con una conseguente minore occupazione delle strutture edilizie ed evidente risparmio in termini di opere murarie. Questi vantaggi si traducono con minori perdite di carico e minori consumi di energia per le pompe di circolazione, oltre al risparmio di energia in caldaia, poiché l'acqua può circolare a basse temperature, e una minore usura degli elementi dell'impianto.

Un altro importantissimo vantaggio in termini di maggiore risparmio e comfort abitativo si ottiene grazie alla minore inerzia termica: la temperatura desiderata dell'ambiente viene raggiunta in un intervallo di tempo più contenuto.

#### TABELLA DELLE DIMENSIONI DI PRODUZIONE STANDARD - TUBI IN ROTOLI

dimensioni De x Sp	lunghezza rotoli min. garantita	pressione di sooppio	pressione di esercizio ASTM	contenuto d'acqua
(mm)	(m)	(MPa)	(MPa)	(l/m)
14 x 0,8	100	25,65	6,41	0,121

De = Diametro esterno Sp = Spessore

Disponibile anche in rotoli da 50 m.



## Bibliografia

- [1] Passive House Institute, «Edifici a energia quasi zero (NZEB). Il ruolo dei Comuni,» p. 8.
- [2] Building Performance Institute Europe (BPIE), «Nearly Zero Energy Buildings Definition Across Europe. Factsheet,» Brussels, Belgium, 2015.
- [3] M. E. F. M. P. Bayktar, «A method for simultaneous optimization of energy demand and energy supply in buildings,» *IAQVEC 2010. The 7th International Conference On Indoor Air Quality Ventilation and Energy Conservations in Buildings*, 2010.
- [4] G. S. Cosimo Marinosci, «Software di simulazione energetica dinamica degli edifici,» 2016. [Online]. Available: [http://www.ingegno-web.it/immagini/CKEditor/Software%20di%20simulazione%20energetica\\_Marinosci-Semprini\\_SITO.pdf](http://www.ingegno-web.it/immagini/CKEditor/Software%20di%20simulazione%20energetica_Marinosci-Semprini_SITO.pdf). [Consultato il giorno 31 Agosto 2017].
- [5] M. W. a. S. R. Group, GenOpt - Generic Optimization Program, User Manual, Version 2.1.0., Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2008.
- [6] M. F. Enrico Fabrizio, Introduzione alla simulazione energetica dinamica degli edifici, Delfino, 2011.
- [7] International Energy Agency, «Key World energy statistics,» IEA, Parigi, 2016.
- [8] LEGAMBIENTE, «Comuni Rinnovabili 2017,» GF Pubblicità - Grafiche Faioli , Roma, 2017.
- [9] ENEA, «RAPPORTO ANNUALE EFFICIENZA ENERGETICA,» Laboratorio Tecnografico ENEA, Frascati, 2016.
- [10] Viessman S.r.l, Manule di Progettazione Solare Termico, Balconi di Pescantina ] (VR): Viessman Werke, Allendorf (Eder), 2008.
- [11] ABB SACE, una divisione di ABB S.p.A, Interruttori BT, Quaderni di applicazione ] tecnica N.10. Impianti Fotovoltaici, Bergamo: ABB S.p.a, 2013.
- [12] Caleffi, «Impianti termici alimentati a biomasse,» *Idraulica*, pp. 1-44, Giugno ] 2011.
- [13] Wikipedia , «Pompa di calore,» 3 Maggio 2017. [Online]. Available: ] [https://it.wikipedia.org/wiki/Pompa\\_di\\_calore](https://it.wikipedia.org/wiki/Pompa_di_calore). [Consultato il giorno 12 Giugno 2017].
- [14] Caleffi, «Le pompe di calore,» *Idraulica*, pp. 5-44, Dicembre 2007. ]
- [15] E. F. J. V. M. F. Maria Ferrara, «A simulation-based optimization method for cost-optimal analysis of nearly Zero Energy Buildings,» *Energy Buildings*, pp. 447-449, 2014.

- [16 E.N, «Energy performance of buildings, economic evaluation procedure for  
] energy systems in buildings,» 2007.
- [17 Commissione Europea, «Orientamenti che accompagnano il regolamento  
] delegato (UE) n. 244/2012 del 16 gennaio 2012 della Commissione che integra  
la direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla prestazione  
energetica nell'edilizia,» 2012.
- [18 Enerpoint Smart Solutions srl, «I costi del fotovoltaico,» [Online]. Available:  
] <http://www.enerpoint.it/solare/fotovoltaico/costi-fotovoltaico.php>. [Consultato il  
giorno 25 Maggio 2017].
- [19 Caleffi, «Impianti a pompa di calore geotermiche,» *Idraulica*, n. 38, pp. 1-44,  
] 2010.
- [20 Celsius , «CARACTERISTIQUES PHYSIQUES DES FLUIDES THERMIQUES,»  
] [Online]. Available: <http://www.celsius-process.com>. [Consultato il giorno 20  
Maggio 2017].
- [21 T. Pauschinger, «Impianti solari termici-Manuale per la progettazione e  
] costruzione,» *Qualisol-Installer qualification on solar heating systems*, p. 22,  
2003.
- [22 Solar Energy Laboratory, «Volume 5 - Mathematical Reference,» in *TRNSYS 16*  
] - *A TRaNsient SYstem Simulation Programme*, University of Wisconsin -  
Madison, 2006, pp. 5-11.
- [23 A. Zerbetto, Novembre 2006. [Online]. Available:  
] [http://www.hidroproget.com/exp1/store/GALLETTI/GUIDA%20GEOTERMIA.PD  
F](http://www.hidroproget.com/exp1/store/GALLETTI/GUIDA%20GEOTERMIA.PDF). [Consultato il giorno 10 Settembre 2017].
- [24 L. S. Benedetta Grassi, *Compendio di idraulica per tecnici del riscaldamento*,  
] Prevalle (BS): IVAR SpA, 2016, pp. 133-134.
- [25 M. Doninelli, *Gli impianti a pannelli radianti*, Quaderni Caleffi.  
]
- [26 International Energy Agency, «Tracking Clean Energy Progress 2017,» IEA,  
] Parigi, 2017 .