Collegio di Ingegneria Elettrica ed Energetica

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Orientamento Impiantistico Progettuale

Classe LM -28

Tesi di Laurea Magistrale

Progettazione e analisi prestazionale di un sistema fotovoltaico ibrido (PVT) per produzione di energia elettrica e termica

Relatore:

Prof. Repetto Maurizio

Tesista:

Fulchero Stefano Giovanni 336573

Correlatore:

Ing. Peirone Massimo

Azienda:

EQ Ingegneria S.r.l.

Luglio 2026

Indice

1 Inquadramento generale e attività di tesi 1

2 Analisi consumi energetici 5

2.1 Consumi elettrici 6

2.2 Consumi termici 9

2.3 Consumi frigoriferi 14

3 Sistemi di produzione energetica valutati 19

3.1 Cellafredda SoLink HCF-HC 375W 20

3.2 Pannello fotovoltaico LONGISOLAR LR5-54HPH 410W 26

3.3 Collettore solare termico SONNENKRAFT PFMS2000 29

4 Analisi producibilità energetica 33

4.1 Producibilità elettrica 34

4.2 Producibilità termica 38

4.3 Producibilità frigorifera 51

5 Valutazioni preliminari 53

5.1 Valutazioni preliminari sulla copertura degli edifici da ristrutturare 56

5.1.1 Installazione complanare alla falda esistente 62

5.1.2 Realizzazione di una nuova copertura piana 74

5.1.3 Configurazione complanare alla falda esistente, complesso via Lorenteggio 79

5.2 Valutazioni preliminari sulla Comunità Energetica Rinnovabile (CER) 84

5.2.1 Installazione complanare alla falda esistente con condivisione (CER) 87

5.2.2 Realizzazione di una nuova copertura piana con condivisione (CER) 90

5.2.3 Configurazione complanare alla falda esistente, complesso via Lorenteggio con condivisione (CER) 100

6 Ottimizzazione 107

6.1 Scenario 9 120

7 Progettazione impiantistica 129

7.1 Progettazione del sistema di conversione statico 134

7.2 Valutazione tecnico-funzionale dell'introduzione di un sistema di accumulo elettrochimico 141

7.3 Architettura dell'impianto e distribuzione elettrica 143

8 Conclusione 163

Riferimenti bibliografici 169

Ringraziamenti 171

Indice delle figure

Figura 1: Individuazione dell'edificio studio nel complesso edilizio. 4
Figura 2: Istallazione misuratore 6
Figura 3: Fabbisogno elettrico nei rispettivi venti giorni di misurazione nell'arco delle ventiquattro ore 7
Figura 4: Profili di consumo elettrico orario del giorno tipo nei periodi invernale ed estivo 7
Figura 5: Distribuzione dei consumi su base mensile 8
Figura 6: Andamento del consumo medio giornaliero mese per mese per ACS e della temperatura esterna (TE) 10
Figura 7: Andamento del consumo medio giornaliero mese per mese per riscaldamento e della temperatura esterna (TE) 10
Figura 8: Misuratori di energia termica e sonde di temperatura a contatto 12
Figura 9: Schema sottocentrale con punti di misura e le relative grandezze. 13
Figura 10: Andamento delle temperature di mandata e ritorno at e bt in SCT, giorno 14/12/2025 13
Figura 11: Parametri climatici orari esterni studiati nell'arco temporale di un anno (2025).... 15
Figura 12: Modelli 3D del software Edilclima 700 17
Figura 13: Struttura ABCD della Cellafredda 20
Figura 14: Pannello fotovoltaico 20
Figura 15: Elemento termo-conduttivo 21
Figura 16: Assorbitore di calore 21
Figura 17: Differenze tra raffreddamento serie e parallelo 22
Figura 18: Raccordo ad innesto rapido per collettore integrato F1212350 22
Figura 19: Raccordo filettato 3/4 per lato impianto F3412350 23
Figura 20: Isolante termo-riflettente 23
Figura 21: Suddivisione parte elettrica e termica della Cellafredda 25
Figura 22: Scheda tecnica SoLink Cellafredda 25
Figura 23: Scheda tecnica LONGISOLAR LR5-54HPH 410W 28
Figura 24: Scheda tecnica SONNENKRAFT PFMS2000 31
Figura 25: Esempio di curva di regressione 40
Figura 26: Grafico compartivo sulla producibilità dell'impianto PVT sulle due differenti falde 44
Figura 27: Grafico compartivo sulla producibilità dell'impianto PVT e dell'impianto CST .. 47

Figura 28: Grafico compartivo sulla producibilità dell'impianto PVT e dell'impianto CST su scala annua 48
Figura 29: Analisi della producibilità nei solstizi e negli equinozi dell'anno 2025 50
Figura 30: Raffigurazione semplicistica del funzionamento della pompa di calore reversibile 52
Figura 31: Quartiere Grigioni, Milano. 56
Figura 32: Consumi elettrici orari dell'edificio 57
Figura 33: Studio di massima, consumi elettrici orari per l'implementazione di pompe di calore 57
Figura 34: Produzione elettrica fotovoltaica nei tre casi studio 58
Figura 35: Inquadramento copertura edificio di intervento 62
Figura 36: Produzione elettrica annua 63
Figura 37: Areogramma sull'autoconsumo 64
Figura 38: Bilancio energetico per ogni mese 64
Figura 39: Areogramma sull'autoconsumo 67
Figura 40: Bilancio energetico 67
Figura 41: Andamento NPV negli anni 69
Figura 42: Areogramma sull'autoconsumo 71
Figura 43: Bilancio energetico 71
Figura 44: Andamento NPV negli anni 73
Figura 45: Inquadramento copertura edificio di intervento 74
Figura 46: Produzione elettrica annua 75
Figura 47: Areogramma sull'autoconsumo 76
Figura 48: Bilancio energetico 76
Figura 49: Andamento NPV negli anni 77
Figura 50: Inquadramento copertura edificio di intervento (colore verde) 79
Figura 51: Dati significativi impianto fotovoltaico 79
Figura 52: Produzione elettrica annua 80
Figura 53: Areogramma sull'autoconsumo 80
Figura 54: Andamento NPV negli anni 82
Figura 55: Tariffa incentivante sull'energia condivisa 84
Figura 56: Mappa cabine primarie 86
Figura 57: Inquadramento delle due rispettive zone di intervento 86
Figura 58: Produzione elettrica annua 87

Figura 59: Areogramma sull'autoconsumo diretto e sul bilancio condiviso 88
Figura 60: Bilancio energetico 88
Figura 61: Andamento NPV negli anni 90
Figura 62: Produzione elettrica annua 91
Figura 63: Areogramma sull'autoconsumo e sul bilancio condiviso 92
Figura 64: Bilancio energetico 93
Figura 65: Andamento NPV negli anni 95
Figura 66: Areogramma sull'autoconsumo diretto e sul bilancio condiviso 96
Figura 67: Bilancio energetico 97
Figura 68: Andamento NPV negli anni 99
Figura 69: Produzione elettrica annua 101
Figura 70: Areogramma sull'autoconsumo diretto e sul bilancio condiviso 102
Figura 71: Bilancio energetico 102
Figura 72: Andamento NPV negli anni 103
Figura 73: Istallazione impianto di produzione nello scenario 9 120
Figura 74: Connessione dei moduli 132
Figura 75: Legenda impianto fotovoltaico 133
Figura 76: Pianta piano copertura, disposizione dei moduli nel campo fotovoltaico 133
Figura 77: Modello inverter Fronius 135
Figura 78: Verifiche sull'accoppiamento inverter e campo fotovoltaico per ogni inverter di falda 138
Figura 79: Pianta piano copertura, disposizione delle stringhe nel campo fotovoltaico 139
Figura 80: Scheda tecnica dell'inverter Fronius -Serie Symo Advanced - modello 10.0-3-M. 140
Figura 81: Schema architetturale dell'impianto elettrico fotovoltaico 143
Figura 82: Distribuzione piano copertura 146
Figura 83: Planimetria piano sottotetto 147
Figura 84: Macrofotografia del piano sottotetto 147
Figura 85: Planimetria piano interrato 148
Figura 86: Macrofotografia del piano interrato 148
Figura 87: Schema elettrico unifilare 159
Figura 88: Macrofotografia dell'avanquadro generale parti comuni (AQ.G.PC) 160
Figura 89: Macrofotografia del quadro di generatore (Q.DG o Q.AC) 161
Figura 90: Macrofotografia dell'impianto di produzione (PV e PVT) 162

Indice delle tabelle

Tabella 1: Fabbisogno di energia frigorifera nei rispettivi mesi estivi per l'edificio pilota..... 18
Tabella 2: Valori di irradianza oraria relativi al primo giorno dell'anno per le prime sei configurazioni considerate 36
Tabella 3: Produzione energetica oraria relativa al primo giorno dell'anno per le prime sei configurazioni considerate 37
Tabella 4: Dati tecnici PVT per il calcolo della producibilità termica..... 39
Tabella 5: Calcolo della producibilità termica di 24 PVT sulla falda sud-est..... 41
Tabella 6: Calcolo della producibilità termica di 24 PVT sulla falda sud-ovest..... 43
Tabella 7: Dati tecnici collettore solare termico per il calcolo della producibilità termica 45
Tabella 8: Calcolo della producibilità termica di 24 collettori solari termici (CST) sulla falda sud-ovest..... 46
Tabella 9: Dati significativi impianto fotovoltaico 63
Tabella 10: Bilancio energetico..... 63
Tabella 11: Parametri economici..... 65
Tabella 12: Andamento NPV negli anni 65
Tabella 13: Bilancio energetico..... 66
Tabella 14: Confronto parametri economici 69
Tabella 15: Bilancio energetico..... 70
Tabella 16: Confronto parametri economici 73
Tabella 17: Dati significativi impianto fotovoltaico 75
Tabella 18: Bilancio energetico..... 75
Tabella 19: Parametri economici..... 77
Tabella 20: Bilancio energetico..... 80
Tabella 21: Bilancio energetico..... 81
Tabella 22: Parametri economici..... 81
Tabella 23: Confronto finale dei parametri economici 82
Tabella 24: Dati significativi impianto fotovoltaico 87
Tabella 25: Bilancio energetico..... 88
Tabella 26: Parametri economici..... 89
Tabella 27: Dati significativi impianto fotovoltaico 91
Tabella 28: Bilancio energetico..... 92
Tabella 29: Parametri economici..... 94

Tabella 30: Bilancio energetico..... 96
Tabella 31: Parametri economici..... 99
Tabella 32: Dati significativi impianto fotovoltaico 101
Tabella 33: Bilancio energetico..... 102
Tabella 34: Parametri economici..... 103
Tabella 35: Confronto finale dei parametri economici 104
Tabella 36: Confronto finale dei parametri economici 104
Tabella 37: Divisione dei relativi costi 109
Tabella 38: Calcolo del costo specifico in base ai preventivi. 109
Tabella 39: Soluzione 0a e 0b 110
Tabella 40: Soluzione 1a e 1b 111
Tabella 41: Soluzione 2 e 3 112
Tabella 42: Soluzione 4 e 5 113
Tabella 43: Soluzione 6 e 7 114
Tabella 44: Soluzione 8a e 8b 115
Tabella 45: Soluzione 9 e 10 116
Tabella 46: Soluzione 10b..... 117
Tabella 47: Producibilità elettrica degli impianti PVT e PV nei mesi estivi 120
Tabella 48: Copertura termica dell'impianto PVT nei mesi estivi..... 122
Tabella 49: Calcolo del consumo elettrico dalla pompa di calore per il vettore termico..... 123
Tabella 50: Calcolo del consumo elettrico dalla pompa di calore per il vettore frigorifero .. 123
Tabella 51: Calcolo del consumo elettrico dalla pompa di calore per il vettore frigorifero .. 124
Tabella 52: Bilancio dell'energia elettrica nelle condizioni peggiori..... 125
Tabella 53: Calcolo caduta di tensione totale percentuale dal primo campo fotovoltaico..... 153
Tabella 54: Calcolo caduta di tensione totale percentuale dal secondo campo fotovoltaico . 154
Tabella 55: Coordinamento delle protezioni..... 155

Abstract

Il presente elaborato analizza l'impiego di un sistema solare ibrido fotovoltaico-termico (PVT) finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica e termica, con particolare riferimento alla riqualificazione energetica di un edificio residenziale esistente. Attraverso uno studio di fattibilità tecnico-economica, una successiva fase di ottimizzazione e il dimensionamento del sistema impiantistico vengono valutate le prestazioni energetiche dell'intervento e i benefici conseguibili in termini di efficienza, sostenibilità e riduzione dei consumi energetici.

Il caso studio riguarda un complesso edilizio situato a Milano, costituito da un edificio residenziale di otto piani fuori terra e composto da cinquantaquattro appartamenti, per il quale sono stati analizzati differenti scenari impiantistici al fine di individuare la soluzione più efficace sotto il profilo energetico, economico e gestionale. L'edificio si inserisce all'interno di un contesto urbano più ampio, rappresentato da un quartiere composto da trentuno edifici con caratteristiche tipologiche e costruttive analoghe, condizione che ha consentito di estendere le valutazioni anche a una possibile applicazione su scala di quartiere.

In particolare, il sistema PVT è stato progettato per coprire i consumi elettrici delle utenze comuni dell'edificio, quali l'illuminazione delle parti comuni, il funzionamento dell'ascensore, le pompe di circolazione e i servizi ausiliari degli impianti di riscaldamento. Dal punto di vista termico, l'obiettivo principale consiste nella copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria dell'intero edificio, con particolare attenzione al periodo estivo, durante il quale la riduzione dei carichi termici consente una maggiore valorizzazione dell'autoproduzione energetica.

Parallelamente, il sistema è stato dimensionato per contribuire alla copertura dei fabbisogni di raffrescamento estivo di otto futuri alloggi attualmente interessati da interventi di ristrutturazione, favorendo così una gestione energetica più integrata, efficiente e sostenibile dell'intero complesso edilizio.

L'elaborato propone infine una strategia evolutiva finalizzata al progressivo incremento dell'autonomia energetica dell'edificio rispetto ai tre vettori energetici considerati con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo, ottimizzare l'impiego delle risorse disponibili e ridurre la dipendenza dalla rete energetica tradizionale.

In questa prospettiva viene, inoltre, valutata la possibilità di estendere l'intervento su scala di quartiere, attraverso la configurazione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER), finalizzata alla condivisione dell'energia prodotta, all'incremento dell'efficienza complessiva del

sistema ed al miglioramento della sostenibilità energetico-ambientale dell'intero comparto residenziale.

1 Inquadramento generale e attività di tesi

La presente dissertazione si colloca nel più ampio e attuale contesto della transizione energetica del settore edilizio, comparto che, a livello europeo, risulta responsabile di una quota rilevante dei consumi energetici finali e delle emissioni climalteranti. In tale scenario il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione imposti dalle politiche comunitarie e nazionali, tra cui la Direttiva sulla prestazione energetica degli edifici (EPBD) e i principali strumenti di pianificazione energetico-ambientale, orienta e promuove l'attuazione di interventi di riqualificazione energetica volti alla riduzione dei fabbisogni, al miglioramento dell'efficienza degli impianti e all'incremento della produzione energetica da fonti rinnovabili.

All'interno di questo quadro normativo e tecnologico, caratterizzato da un approccio tecnologicamente neutro e orientato alla definizione di obiettivi prestazionali, si colloca il crescente interesse verso sistemi integrati per la generazione energetica, tra cui le tecnologie solari ibride fotovoltaico-termiche (PVT).

Tali sistemi consentono la produzione simultanea di energia elettrica ed energia termica mediante un'unica superficie captante, rappresentando una soluzione tecnologicamente avanzata rispetto all'installazione separata di moduli fotovoltaici e collettori solari termici tradizionali. L'impiego dei sistemi PVT permette, infatti, una più razionale valorizzazione delle superfici disponibili, una maggiore densità energetica per unità di superficie e un sensibile miglioramento delle prestazioni complessive del sistema, anche grazie alla riduzione della temperatura di esercizio dei moduli fotovoltaici, con conseguente incremento del rendimento elettrico.

L'elaborato prende avvio da un'attività preliminare di monitoraggio, raccolta ed elaborazione dei dati energetici svolta dall'azienda ospitante nell'ambito di uno studio di fattibilità relativo al complesso edilizio oggetto di analisi. Su tale base conoscitiva si sviluppa il lavoro svolto durante il periodo di tesi in azienda, finalizzato alla valutazione delle possibili strategie di integrazione delle fonti rinnovabili, all'ottimizzazione delle configurazioni impiantistiche analizzate e alla successiva definizione progettuale della soluzione ritenuta più efficace.

Il percorso metodologico adottato si articola in quattro fasi principali: analisi dei dati energetici disponibili, analisi delle potenzialità di produzione da fonti rinnovabili, valutazioni energetiche ed economico-finanziarie con successiva ottimizzazione degli scenari, e infine progettazione dell'impianto selezionato.

La prima fase consiste nell'analisi dei dati relativi ai consumi energetici del complesso edilizio, messi a disposizione dall'azienda a seguito delle attività di monitoraggio precedentemente effettuate. Tale attività è finalizzata alla definizione dei profili di fabbisogno elettrico e termico e all'individuazione delle principali criticità del sistema edificio-impianto esistente. Il caso studio è rappresentato da un complesso residenziale situato nel contesto urbano di Milano, nel quartiere Grigioni, caratterizzato da edifici serviti da impianti centralizzati tradizionali alimentati mediante rete elettrica e teleriscaldamento. Questa configurazione presenta alcune problematiche tipiche del patrimonio edilizio esistente, tra cui l'obsolescenza di parte delle infrastrutture impiantistiche, le perdite associate alla distribuzione dell'energia, la dipendenza da fonti esterne e la limitata flessibilità gestionale del sistema.

Successivamente viene sviluppata un'analisi del potenziale di produzione energetica ottenibile mediante l'integrazione di fonti rinnovabili. In particolare, viene valutata la possibilità di sfruttare le superfici di copertura disponibili attraverso differenti configurazioni impiantistiche basate su sistemi fotovoltaici, solare termico e tecnologie ibride PVT. Tale attività consente di determinare le produzioni energetiche attese e di definire gli scenari di riferimento per le successive analisi comparative.

La fase centrale del lavoro riguarda le valutazioni energetiche ed economico-finanziarie delle soluzioni individuate e rappresenta il principale contributo sviluppato nel corso della tesi in azienda. A tal fine, differenti scenari impiantistici sono stati analizzati mediante modelli di calcolo, con l'obiettivo di valutarne il potenziale energetico e la sostenibilità economica. Il confronto tra le diverse configurazioni è stato condotto attraverso indicatori energetici ed economico-finanziari, considerando in particolare le quote di autoconsumo, il grado di copertura dei fabbisogni energetici e i principali parametri di redditività dell'investimento, quali Valore Attuale Netto (VAN), Tasso Interno di Rendimento (TIR), Indice di Profittabilità (IP) e Tempo di Ritorno (TR).

Sulla base dei risultati ottenuti viene successivamente sviluppato un processo di ottimizzazione finalizzato all'individuazione della configurazione impiantistica maggiormente efficace dal punto di vista energetico, economico e gestionale, perseguendo al contempo gli obiettivi prestazionali e le aspettative della committenza. L'analisi evidenzia come l'impiego di sistemi PVT consenta di incrementare il grado di autoconsumo, ridurre il ricorso alle reti energetiche esterne e migliorare le prestazioni complessive del sistema edificio-impianto. La soluzione individuata si configura pertanto come un'alternativa tecnologicamente avanzata rispetto agli impianti

convenzionali, in grado di valorizzare simultaneamente la componente elettrica e quella termica del fabbisogno energetico dell'edificio, contribuendo alla copertura dei consumi elettrici e alla produzione di acqua calda sanitaria mediante fonte rinnovabile, con conseguenti benefici in termini di efficienza complessiva del sistema, sostenibilità ambientale e flessibilità operativa.

L'ultima fase consiste nella progettazione preliminare dell'impianto selezionato, sviluppata nell'ambito del presente lavoro con il supporto tecnico e metodologico dell'azienda ospitante. Tale attività comprende il dimensionamento dei principali componenti impiantistici, la definizione degli schemi funzionali e il coordinamento delle soluzioni tecnologiche adottate al fine di garantire il corretto funzionamento del sistema edificio-impianto.

Nello specifico, la progettazione viene sviluppata con riferimento all'edificio situato al civico 2 di via Panizzi, per il quale viene definita una configurazione impiantistica orientata al medio-lungo termine e concepita come soluzione progressivamente sostitutiva rispetto alle infrastrutture energetiche convenzionali. L'impostazione progettuale tiene conto delle criticità associate alle reti esistenti in termini di perdite, costi di esercizio e dipendenza energetica, proponendo un modello basato sulla produzione distribuita e sull'integrazione delle fonti rinnovabili.

In una prospettiva evolutiva e di maggiore scala territoriale, l'analisi viene infine estesa al livello di quartiere, ipotizzando la realizzazione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) in grado di coinvolgere più edifici attraverso la condivisione delle risorse energetiche disponibili. Tale configurazione consentirebbe di amplificare i benefici energetici, economici e ambientali dell'intervento, favorendo una gestione più efficiente delle risorse, una maggiore autosufficienza energetica e una più elevata sostenibilità complessiva del sistema urbano.

L'intervento proposto risponde inoltre all'esigenza di valorizzazione del patrimonio immobiliare, contribuendo al miglioramento dell'affidabilità impiantistica, alla riduzione dell'esposizione alla volatilità dei costi energetici e all'incremento del valore degli immobili nel tempo. In particolare, il contributo sviluppato nel corso della tesi aziendale ha riguardato la valutazione comparativa degli scenari energetici, l'ottimizzazione tecnico-economica della soluzione individuata e la successiva definizione progettuale dell'impianto pilota. L'elaborato si propone pertanto di fornire un contributo tecnico, metodologico e progettuale alla diffusione di soluzioni impiantistiche integrate, evidenziando il ruolo strategico dei sistemi PVT nel processo di transizione energetica del settore edilizio e nell'evoluzione verso modelli energetici più sostenibili, resilienti, decentralizzati ed efficienti.

Figura 1: Individuazione dell'edificio studio nel complesso edilizio.[1]

[1] Fonte: Google Maps, elaborazione propria

2 Analisi consumi energetici

In una fase preliminare, è stata condotta un'analisi dettagliata del fabbisogno energetico dell'edificio, finalizzata alla caratterizzazione quantitativa dei consumi e all'individuazione dei vettori energetici coinvolti. Tale analisi ha riguardato sia i consumi attuali, associati ai servizi esistenti (energia elettrica e termica), sia i fabbisogni potenziali legati a scenari di riqualificazione impiantistica, con particolare riferimento all'introduzione del servizio di climatizzazione estiva e quindi del vettore frigorifero.

L'attività è stata sviluppata attraverso un approccio integrato basato sull'impiego di strumentazione di misura conforme alla normativa vigente e sull'elaborazione di modelli di calcolo finalizzati alla ricostruzione dei profili di carico energetico dell'edificio.

Si precisa, che la campagna di misurazione è stata condotta due anni fa, in concomitanza con il primo incontro tra la committenza e lo studio di progettazione, nell'ambito delle attività preliminari di analisi dell'edificio. In particolare, i dati acquisiti sperimentalmente sono stati utilizzati per caratterizzare i consumi relativi ai vettori energetici esistenti, mentre la modellazione è stata impiegata per la stima dei fabbisogni associati a servizi non attualmente presenti.

Nello specifico, i modelli sono stati utilizzati per la determinazione del fabbisogno frigorifero dell'edificio, consentendo di simulare il comportamento termo-energetico in condizioni estive e di ricostruire i relativi profili di carico su base temporale. Tale approccio ha permesso di ottenere una valutazione coerente e realistica dei consumi attesi, integrando dati misurati e scenari previsionali.

I risultati dell'analisi hanno costituito il presupposto per la valutazione della fattibilità dell'intervento impiantistico, permettendo di stimare il potenziale di integrazione di un sistema di produzione energetica in copertura. In tale contesto, sono stati analizzati i vincoli geometrici e tecnologici disponibili, al fine di definire la superficie utile installabile e la conseguente capacità produttiva del sistema, in relazione ai fabbisogni dell'edificio e agli obiettivi di autoconsumo e ottimizzazione energetica.

2.1 Consumi elettrici

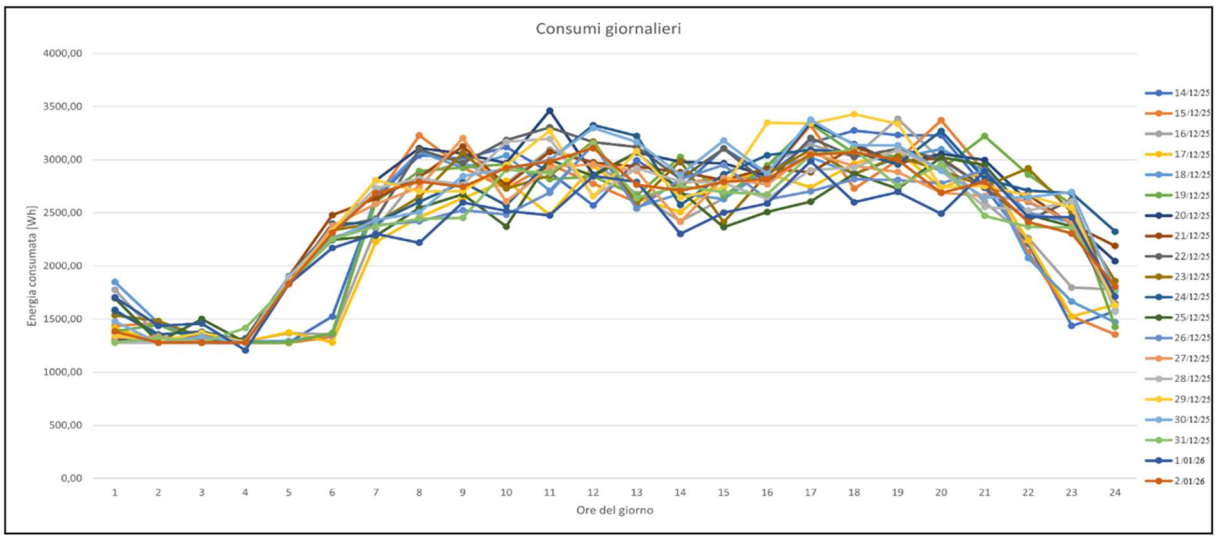
Dal punto di vista elettrico, al fine di determinare con precisione i consumi effettivi del sito oggetto di studio, è stato installato un sistema di misura immediatamente a valle del contatore dedicato alle utenze delle parti comuni dell'edificio, comprendenti l'illuminazione degli spazi comuni, il funzionamento dell'ascensore, le pompe di circolazione e gli impianti ausiliari di riscaldamento. Tale configurazione ha consentito la registrazione dei consumi complessivi con un intervallo di campionamento pari a cinque minuti, garantendo un elevato livello di dettaglio temporale nell'acquisizione dei dati.

Figura 2: Istallazione misuratore

L'elaborazione delle misure raccolte, condotta nel periodo compreso tra il 14 dicembre 2025 e il 2 gennaio 2026, ha permesso di ricostruire i profili di consumo giornaliero per ciascun giorno monitorato.

Dall'analisi dei dati emerge una sostanziale ripetitività nell'andamento dei carichi elettrici, rendendo possibile l'individuazione di un profilo medio giornaliero rappresentativo.

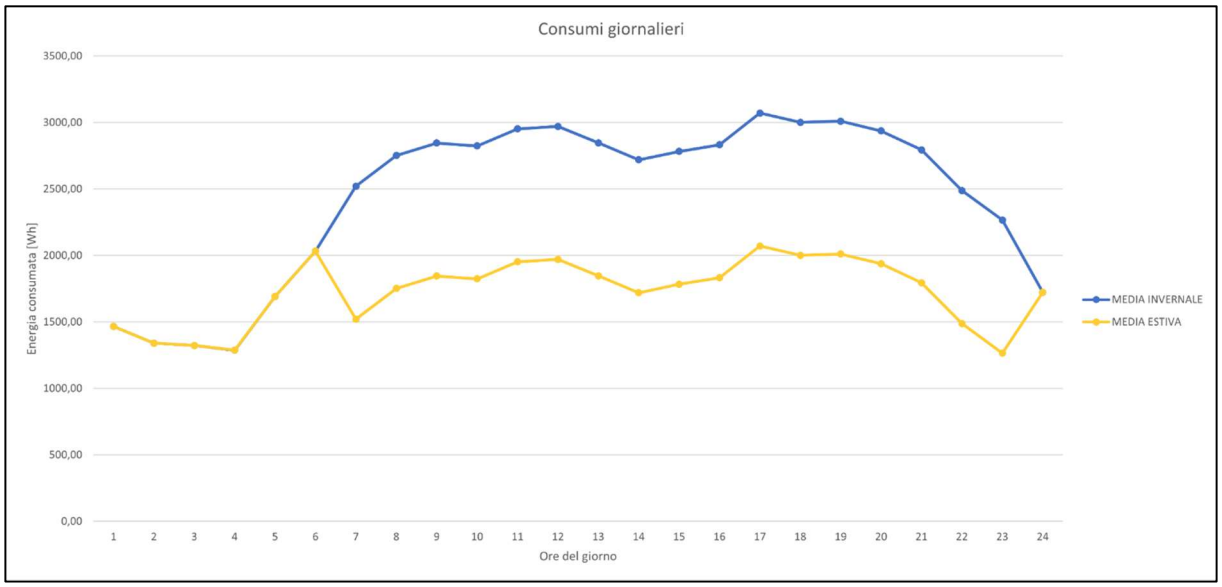
Figura 3: Fabbisogno elettrico nei rispettivi venti giorni di misurazione nell'arco delle ventiquattro ore



Tale profilo è stato assunto come riferimento per il periodo di funzionamento dell'impianto di riscaldamento, generalmente compreso tra i mesi di ottobre e aprile. Per quanto riguarda invece il periodo estivo, caratterizzato da un diverso regime di utilizzo degli impianti, è stato necessario isolare il contributo energetico associato al sistema di riscaldamento.

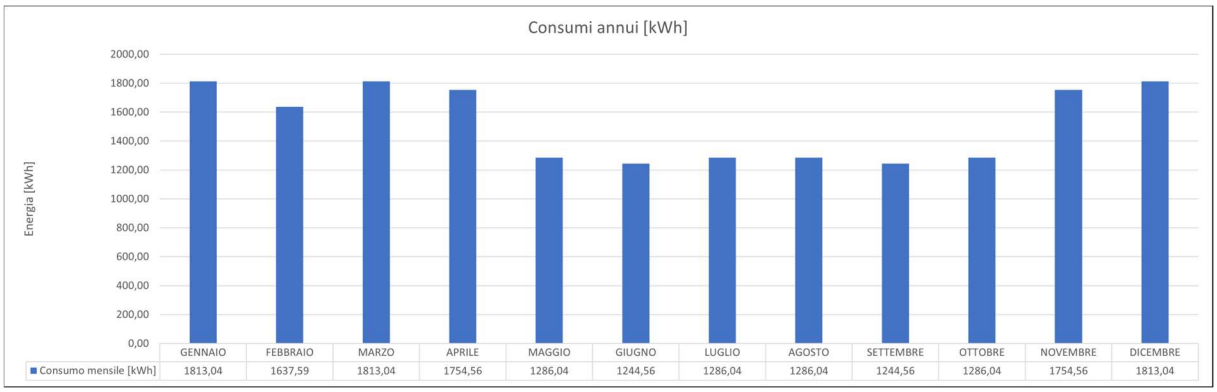
A tal fine, la quota di consumo imputabile è stata determinata considerando il funzionamento della pompa di riscaldamento condominiale nella fascia oraria compresa tra le ore 6:00 e le ore 23:00. In tale intervallo è stato sottratto un carico costante pari a 1 kW, ritenuto rappresentativo dell'assorbimento attribuibile al sistema centralizzato, al fine di definire in modo più attendibile il profilo dei consumi medi relativi ai mesi più caldi.

Figura 4: Profili di consumo elettrico orario del giorno tipo nei periodi invernale ed estivo



Applicando i profili di carico così determinati ai rispettivi periodi dell'anno, è stato possibile ricostruire i consumi energetici su base mensile.

Figura 5: Distribuzione dei consumi su base mensile



I risultati ottenuti mostrano una buona coerenza con i dati riportati nelle bollette energetiche dell'ultimo anno, confermando l'affidabilità del modello di ricostruzione adottato, pur nella sua intrinseca semplificazione.

2.2 Consumi termici

Il fabbisogno di energia termica, analogamente a quanto effettuato per il vettore elettrico, è stato determinato mediante una campagna sperimentale di monitoraggio condotta su un edificio analogo appartenente allo stesso complesso residenziale, ubicato in via Barzilai 19.

Presso tale struttura sono stati installati misuratori di energia termica sia sul circuito destinato al servizio di riscaldamento ambientale, sia su quello dedicato alla produzione di acqua calda sanitaria (ACS). Le attività di diagnosi energetica e acquisizione dati hanno avuto inizio nel mese estivo di luglio, così da disporre di una base di monitoraggio estesa e rappresentativa dell'intero profilo stagionale dei consumi.

La misura dell'energia termica effettivamente utilizzata risulta fondamentale ai fini della calibrazione e validazione del modello energetico dinamico e consente, di conseguenza, di stimare con maggiore affidabilità i risparmi economici conseguibili mediante gli interventi di efficientamento dell'involucro edilizio.

Tale fase assume inoltre un ruolo centrale nella successiva valutazione comparativa delle differenti soluzioni impiantistiche per la produzione dell'energia termica.

È noto, infatti, come gli edifici reali possano presentare, con frequenza tutt'altro che trascurabile, un fabbisogno energetico significativamente diverso rispetto a quello restituito dai modelli matematici di simulazione. In assenza di una preventiva calibrazione sui consumi reali, si correrebbe il rischio di pianificare investimenti per interventi di riqualificazione energetica non in grado di garantire i benefici economici attesi.

Nel caso specifico, il modello matematico ante calibrazione restituiva un fabbisogno energetico superiore di oltre il 30% rispetto al valore reale misurato sperimentalmente. Tale scostamento evidenzia come l'edificio presenti consumi effettivi inferiori rispetto alle stime iniziali, ma implica al contempo che i potenziali interventi di riduzione del fabbisogno producano benefici energetici ed economici più contenuti rispetto a quanto previsto in fase preliminare.

Di seguito si riportano i consumi giornalieri medi mensili specifici, espressi per unità di superficie utile, distinti rispettivamente tra il servizio di riscaldamento e quello di produzione di acqua calda sanitaria.

Figura 6: Andamento del consumo medio giornaliero mese per mese per ACS e della temperatura esterna (TE)

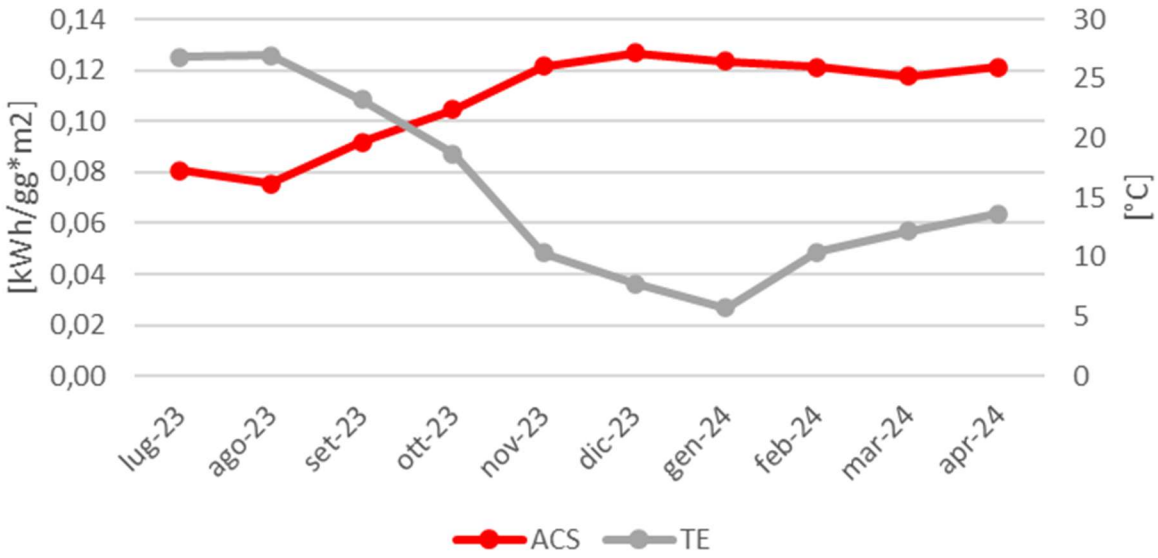
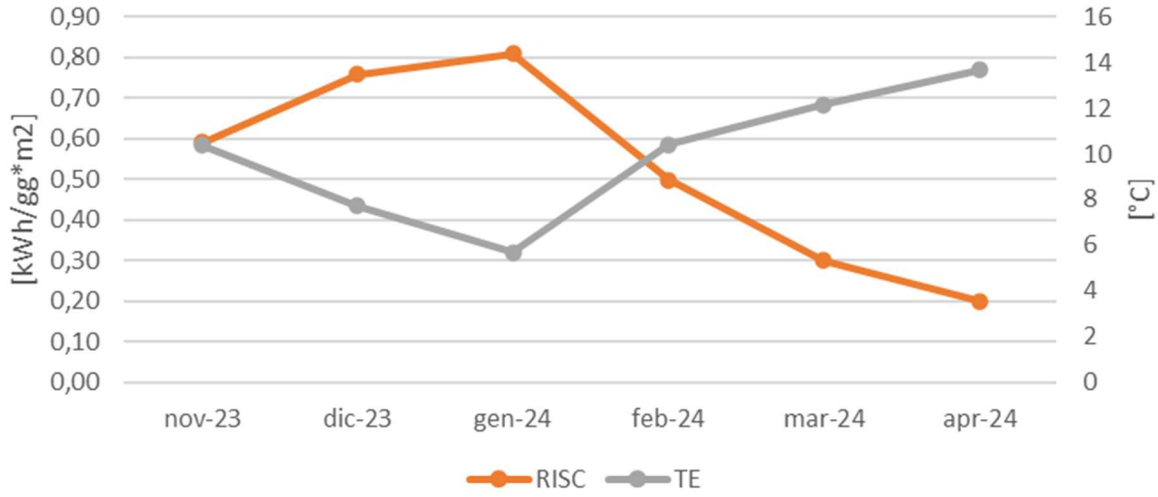


Figura 7: Andamento del consumo medio giornaliero mese per mese per riscaldamento e della temperatura esterna (TE)



Dai due grafici si evince chiaramente come entrambi i consumi energetici misurati, sia quello associato al riscaldamento sia quello relativo alla produzione di acqua calda sanitaria, seguano l'andamento della temperatura esterna.

All'aumentare della temperatura esterna si presenta una diminuzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento e per l'acqua calda sanitaria. Quest'ultimo effetto è legato da un lato ad una maggiore temperatura estiva dell'acqua di acquedotto e dall'altro al reale minore utilizzo di acqua calda durante l'estate.

Nella sottocentrale termica dell'edificio campione è stato installato un sistema di monitoraggio continuo delle temperature, predisposto sia sul lato generazione/rete di teleriscaldamento, sia sul lato utenza/condominio.

L'attività di misura è stata finalizzata a una comprensione approfondita delle modalità di funzionamento del sistema di produzione, scambio e distribuzione del calore. In particolare, il monitoraggio delle temperature di mandata e ritorno nei diversi rami dell'impianto ha consentito di ricostruire il comportamento reale della sottocentrale nelle differenti condizioni operative, evidenziando la risposta del sistema al variare dei carichi termici richiesti dall'utenza.

Tale analisi si è rivelata particolarmente utile per individuare eventuali anomalie di funzionamento, inefficienze impiantistiche e criticità nei parametri di regolazione, consentendo di definire azioni correttive e strategie di ottimizzazione della conduzione impiantistica finalizzate all'incremento dell'efficienza complessiva del sistema, alla riduzione dei consumi energetici e al miglioramento del comfort termoigrometrico degli utenti finali.

È opportuno evidenziare come un sistema di distribuzione e regolazione del riscaldamento correttamente ottimizzato, operante in condizioni di elevata efficienza, consenta una sensibile riduzione del fabbisogno termico effettivamente richiesto all'impianto di generazione. Tale riduzione si riflette direttamente anche sul dimensionamento e sul contributo atteso dei sistemi di produzione energetica installabili in copertura, quali pannelli ibridi PVT, moduli fotovoltaici abbinati a pompa di calore o collettori solari termici.

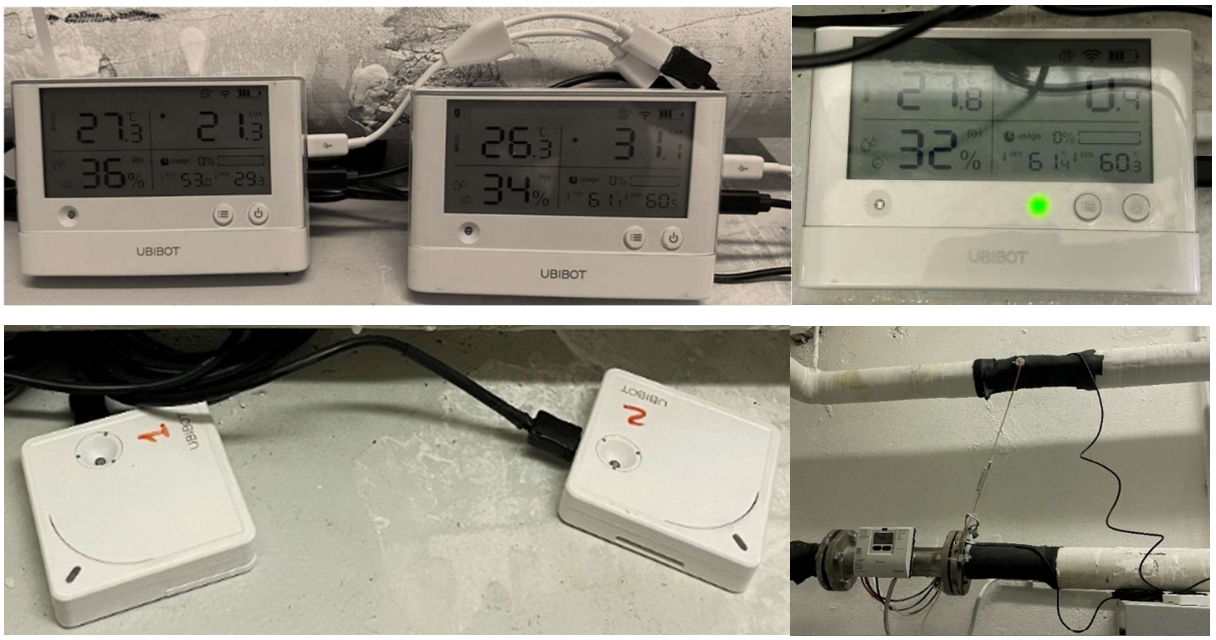
In altri termini, una maggiore efficienza nella fase di emissione, distribuzione e regolazione del calore determina una minore richiesta di energia termica da soddisfare mediante i sistemi rinnovabili di copertura, con possibili effetti migliorativi sia sulla sostenibilità economica dell'intervento sia sull'ottimizzazione delle superfici disponibili.

Al fine di acquisire in modo affidabile le grandezze necessarie all'analisi energetica dell'impianto, non è stato sufficiente limitarsi all'installazione delle sole sonde di temperatura a contatto, utilizzate per la misura dei livelli termici nei diversi punti caratteristici della sottocentrale.

La campagna di monitoraggio è stata pertanto integrata mediante un datalogger dedicato, deputato alla registrazione, storicizzazione e trasmissione delle grandezze misurate, nonché tramite un modem 3G, necessario per la remotizzazione dei parametri su piattaforma cloud e la successiva elaborazione dei dati.

Nelle figure seguenti sono riportate le fotografie scattate in sito, relative ai punti di installazione della strumentazione di misura, unitamente allo schema funzionale della sottocentrale termica, utile per l'immediata individuazione dei punti di monitoraggio e per la corretta interpretazione dei dati acquisiti.

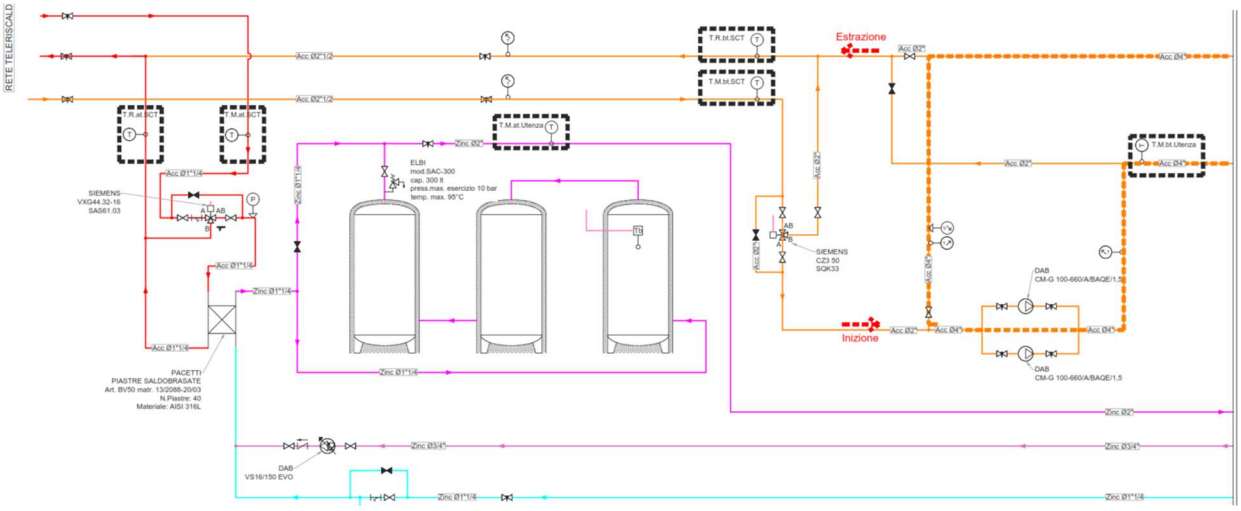
Figura 8: Misuratori di energia termica e sonde di temperatura a contatto



Le temperature monitorate sono le seguenti:

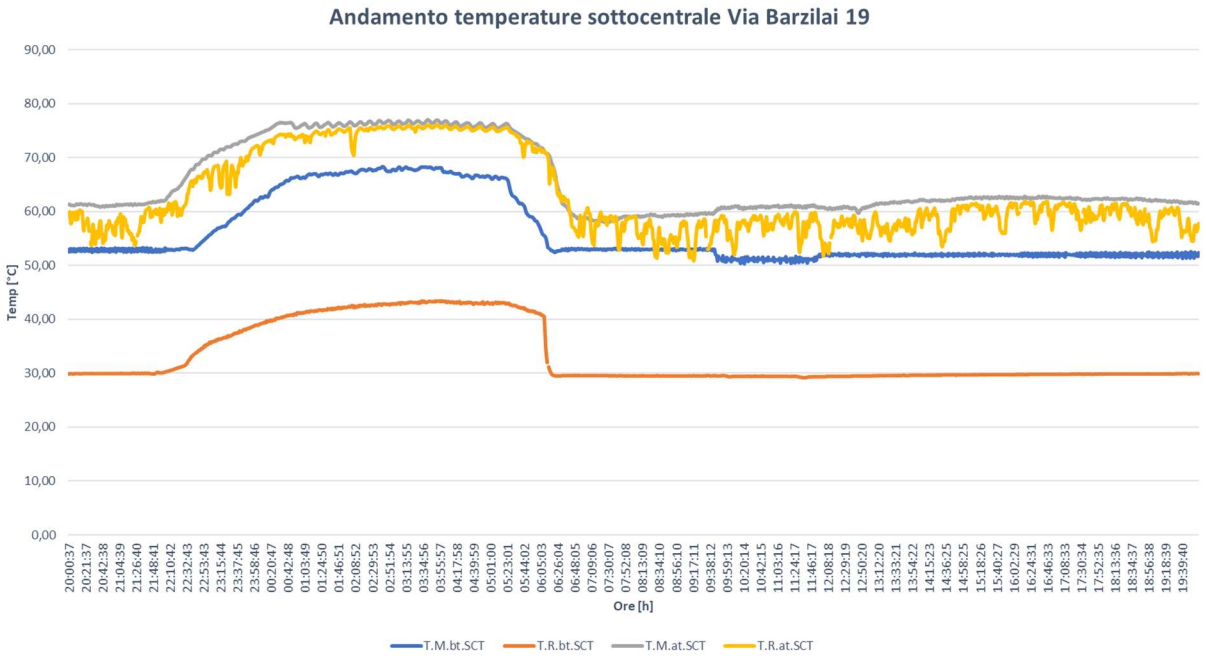
- T.M.bt.SCT: temperatura del fluido termovettore a bassa temperatura (destinato al servizio di riscaldamento) in arrivo dalla rete di teleriscaldamento.
- T.R.bt.SCT: la temperatura del fluido termovettore a bassa temperatura di ritorno alla rete di teleriscaldamento, prima della miscelazione con il fluido ad alta temperatura
- T.M.bt Utenza: temperatura del fluido termovettore che alimenta i soffitti radianti degli appartamenti,
- T.M.at.SCT: temperatura del fluido termovettore ad alta temperatura (destinato al servizio di produzione ACS) in arrivo dalla rete di teleriscaldamento.
- T.R.at.SCT: temperatura del fluido termovettore ad alta temperatura di ritorno alla rete di teleriscaldamento, prima della miscelazione con il fluido a basa temperatura,
- T.ACS Utenza: la temperatura di mandata ACS verso le utenze/appartamenti.

Figura 9: Schema sottocentrale con punti di misura e le relative grandezze.



In seguito, si riporta inoltre l'andamento delle temperature in un dato giorno invernale dell'anno, utile per moltissimi aspetti, tra cui la regolazione della temperatura di mandata all'utenza e la verifica dei tempi di erogazione del servizio di riscaldamento e acqua calda sanitaria.

Figura 10: Andamento delle temperature di mandata e ritorno at e bt in SCT, giorno 14/12/2025



2.3 Consumi frigoriferi

Nello stato di fatto iniziale, l'edificio non era dotato di un sistema centralizzato di climatizzazione estiva. Di conseguenza, non risultavano presenti consumi elettrici significativi imputabili alla produzione di energia frigorifera a servizio degli attuali conduttori, fatta eccezione per alcune unità autonome di climatizzazione di piccola taglia, caratterizzate da basse prestazioni energetiche e da un'efficienza complessivamente ridotta.

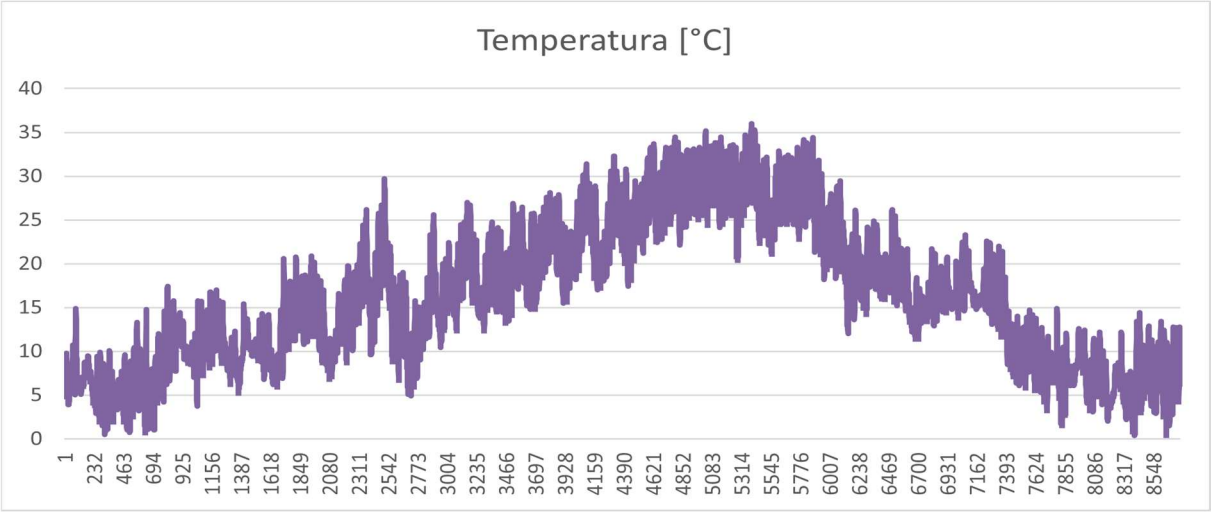
Alla luce di tale configurazione impiantistica, la committenza ha richiesto lo sviluppo di due distinti livelli di analisi. Il primo ha riguardato uno studio complessivo dell'intervento, finalizzato alla valutazione dei fabbisogni energetici e dei consumi attesi su scala di quartiere, al fine di definire un quadro organico delle prestazioni energetiche future dell'intera area. Il secondo ha invece previsto un approfondimento specifico relativo a otto appartamenti attualmente interessati da interventi di ristrutturazione, con particolare attenzione agli aspetti impiantistici ed energetici connessi alla climatizzazione estiva.

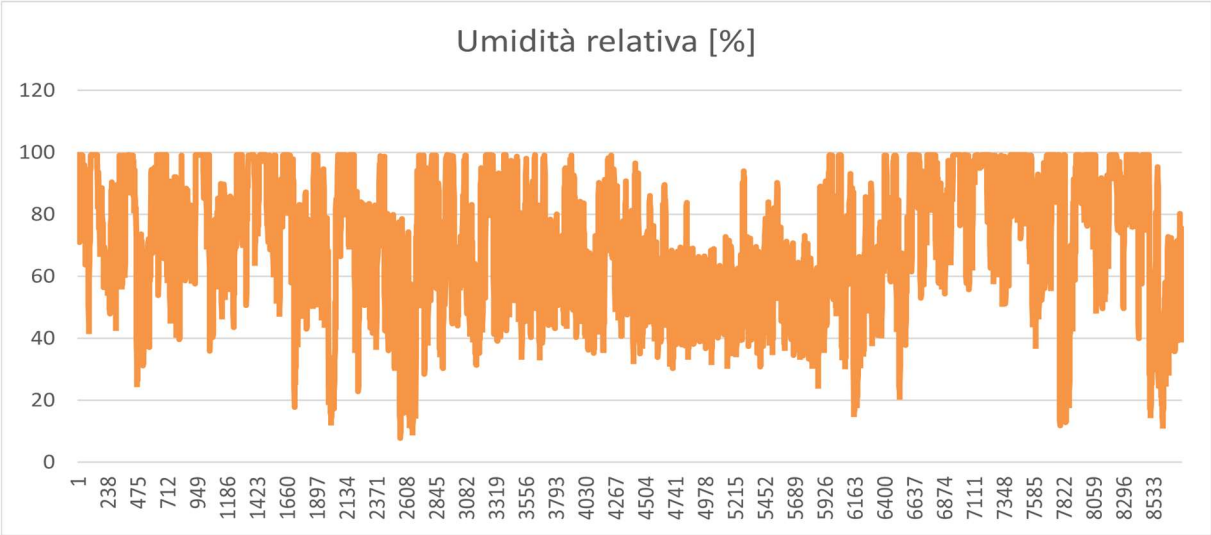
L'introduzione di un impianto di raffrescamento rappresenta pertanto uno degli elementi centrali della presente progettazione, configurandosi come un'implementazione ex novo all'interno del sistema impiantistico esistente. In assenza di dati storici relativi ai consumi per il raffrescamento, la determinazione del fabbisogno frigorifero è stata condotta mediante un approccio previsionale, basato su modelli di calcolo dinamico e sull'analisi delle caratteristiche termofisiche dell'involucro edilizio, nonché sulle condizioni climatiche specifiche del sito.

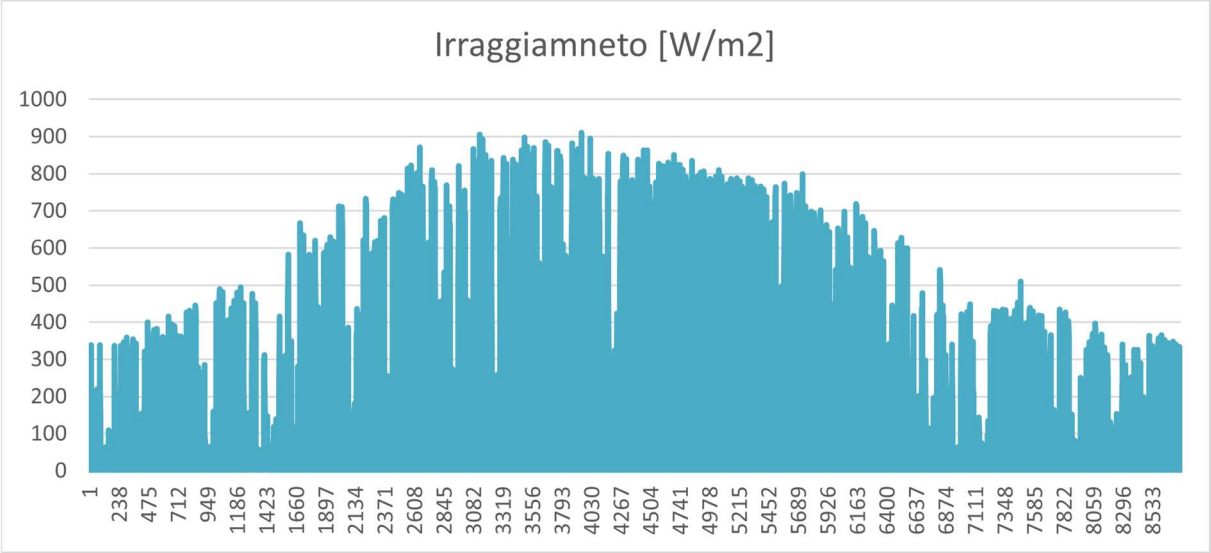
I dati climatici di riferimento - quali temperatura dell'aria esterna, umidità relativa, irraggiamento solare e altri parametri meteorologici significativi - sono stati ricavati dal database ARPA[2] e costituiscono la base conoscitiva per la definizione degli scenari di esercizio estivo. Tali informazioni, illustrate nei grafici riportati di seguito, hanno consentito di stimare in modo attendibile i carichi termici estivi e, conseguentemente, i consumi energetici associati al nuovo sistema di climatizzazione.

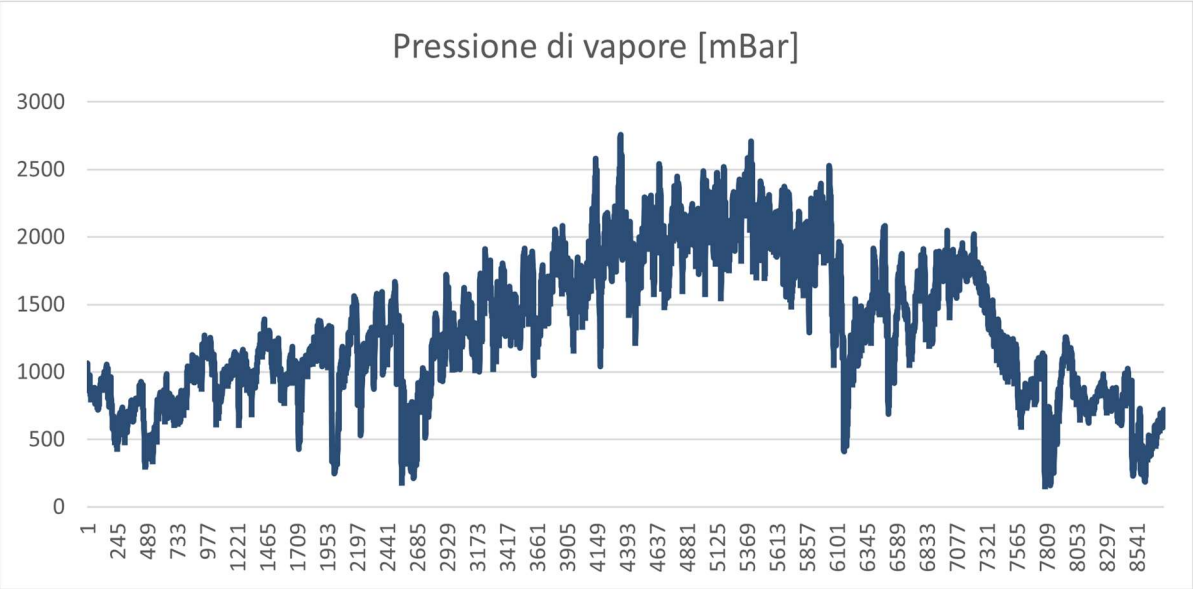
[2] Fonte: ARPA Lombardia, database anni 2025 luogo designato

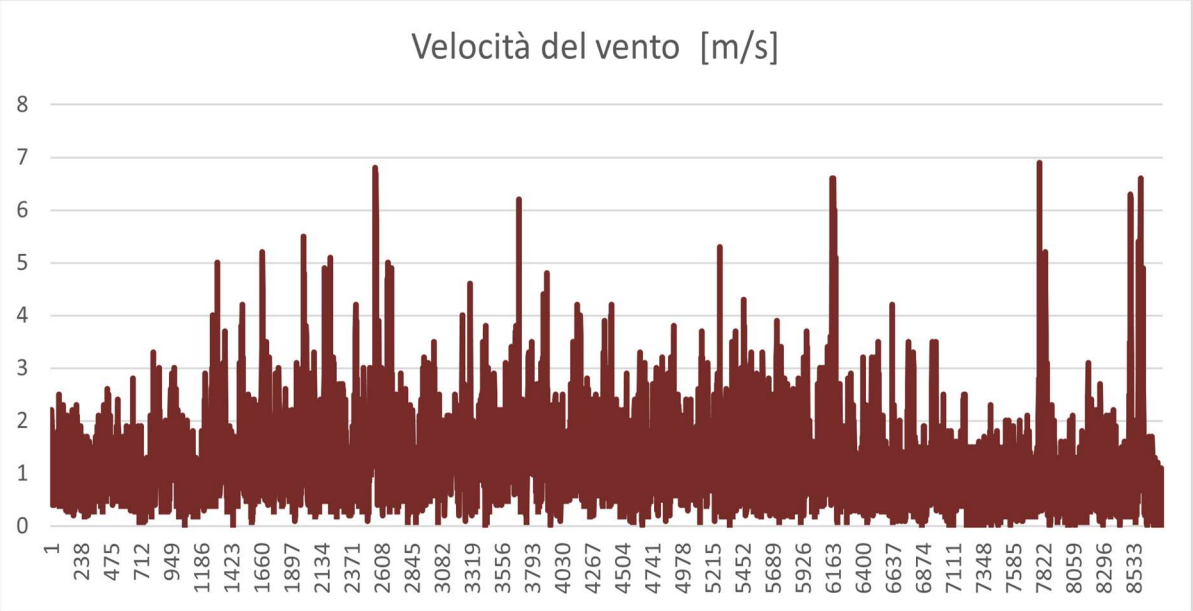
Figura 11: Parametri climatici orari esterni studiati nell'arco temporale di un anno (2025)









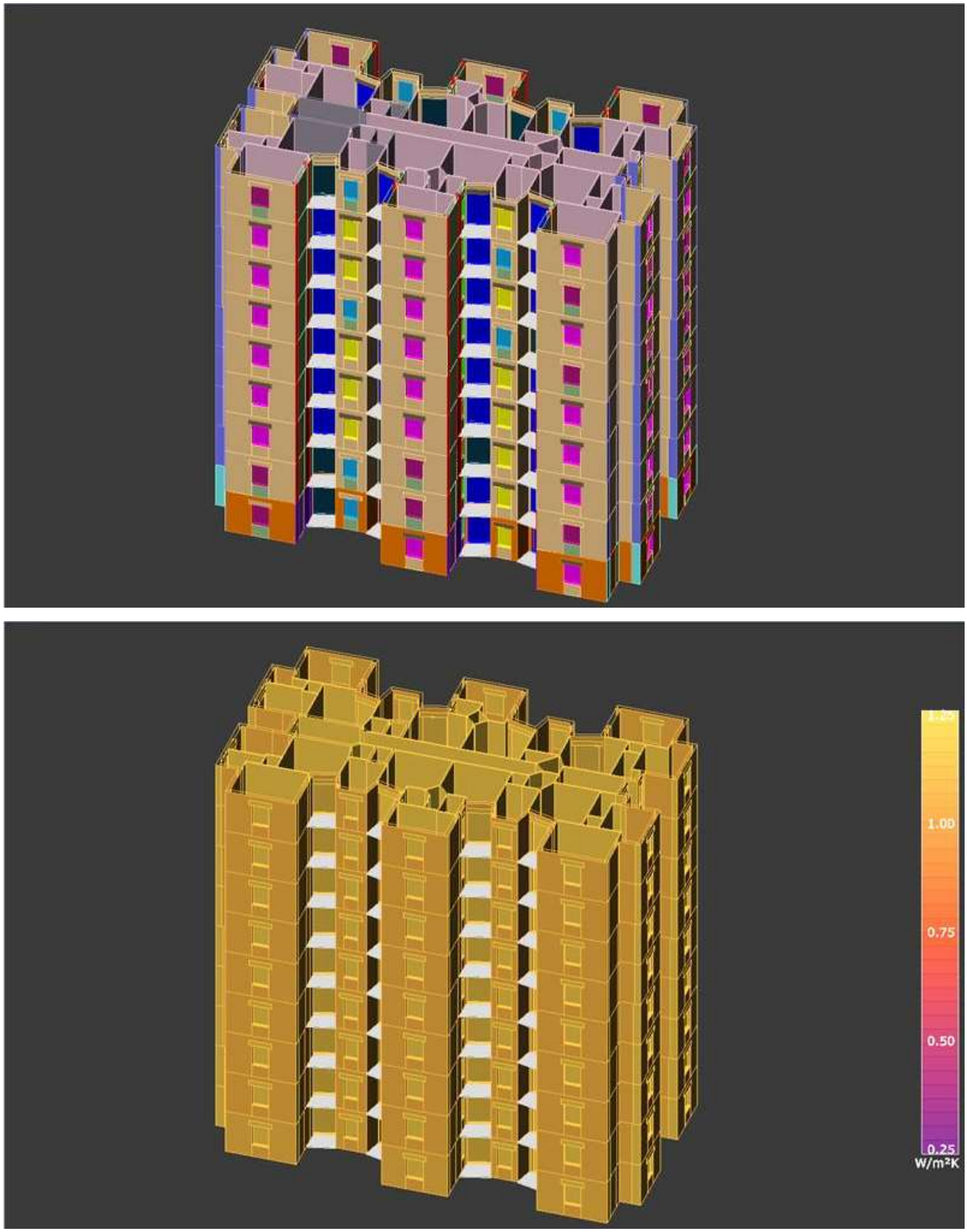


Successivamente, mediante il software Edilclima EC700, è stato sviluppato il modello energetico dell'edificio mediante simulazione dinamica oraria, in conformità alla norma UNI EN ISO 52016[3].

Di seguito si riporta il modello 3D dell'edificio, nel quale è possibile visualizzare lo studio della trasmittanza termica dei componenti dell'involucro edilizio, espressa in W/m²K.

[3] Fonte: UNI EN ISO 52016 - Prestazione energetica degli edifici – Fabbisogno di energia per riscaldamento e raffrescamento, temperature interne e carichi sensibili e latenti - Parte 1: Procedure di calcolo

Figura 12: Modelli 3D del software Edilclima 700



Dalle analisi è risultato che la potenza frigorifera di picco per l'intero edificio è pari a circa 110 kWf. Con una stima di massima basata sulla superficie utile, si è inoltre determinato che nei mesi più caldi dove il fabbisogno è più accentuato come nei mesi di maggio, giugno, luglio,

agosto e settembre il fabbisogno energetico frigorifero complessivo del complesso residenziale ammonta a circa 4,8 MWhf, di cui circa 142 kWhf attribuibili all'edificio pilota.

Pur nella consapevolezza della semplificazione introdotta, va considerato che la struttura residenziale presenta un numero limitato di appartamenti non occupati; tuttavia, non essendo noto con certezza il numero di unità abitative che aderiranno effettivamente all'implementazione dell'intervento, non è possibile definire in modo puntuale il fabbisogno complessivo. Pertanto, in assenza di dati certi, la valutazione dei consumi energetici è stata condotta mediante una stima di massima, ritenuta comunque adeguata e coerente con le finalità del progetto.

Per la distribuzione mensile dei consumi, si è adottato un approccio empirico fondato su percentuali di ripartizione del fabbisogno stagionale complessivo, come riportato nella tabella seguente (Tabella 1).

Tabella 1: Fabbisogno di energia frigorifera nei rispettivi mesi estivi per l'edificio pilota.

Fabbisogno		
[mesi]	[-]	[kWhf]
Maggio	15%	21,257
Giugno	25%	35,429
Luglio	30%	42,514
Agosto	20%	28,343
Settembre	10%	14,171
TOTALE	100%	141,71

Le stime empiriche adottate derivano dall'esperienza consolidata dello studio ingegneristico su edifici aventi caratteristiche analoghe. Le campagne di misura condotte in casi studio similari hanno infatti restituito percentuali confrontabili, consentendo di assumere come attendibile la presente ripartizione dei consumi.

Per quanto riguarda la seconda analisi, riferita specificamente agli otto alloggi attualmente interessati da interventi di ristrutturazione, è stato adottato un approccio analogo a quello precedentemente descritto, utilizzando il modello energetico già sviluppato e limitando l'indagine ai soli fabbricati oggetto di studio.

L'elaborazione ha consentito di isolare il contributo energetico relativo a tali edifici nello stato di fatto, evidenziando un fabbisogno frigorifero corrispondente all'impiego di tre o quattro ventilconvettori per appartamento. Complessivamente, ciò si traduce in un totale di 29 ventilconvettori, con una potenza frigorifera di picco assorbita pari a circa 40,02 kWf.

3 Sistemi di produzione energetica valutati

Come atteso, l'analisi dei consumi ha evidenziato in maniera significativa, sia attraverso i dati sperimentali sia mediante l'analisi dei costi in bolletta, un elevato fabbisogno energetico dell'edificio. Tale condizione ha messo in luce la necessità di introdurre sistemi di produzione energetica in grado di ridurre la dipendenza dalla rete e di mitigare l'impatto economico dei consumi.

Alla luce di tali risultati, l'attenzione si è quindi spostata verso la valutazione delle possibili soluzioni impiantistiche per la produzione locale di energia. In particolare, ai fini dell'analisi delle prestazioni e del dimensionamento del sistema, risulta fondamentale considerare le caratteristiche dei diversi dispositivi impiegabili.

In questo contesto, vengono prese in esame le principali tecnologie per la produzione di energia da fonte solare considerate nello studio: sistemi fotovoltaici (PV), collettori solari termici (CST) e sistemi ibridi fotovoltaici-termici (PVT). L'analisi è condotta mediante l'individuazione di specifici modelli di riferimento per ciascuna tecnologia, dei quali vengono riportate le principali caratteristiche tecniche e i dati di targa, al fine di disporre di una base coerente per le successive valutazioni energetiche.

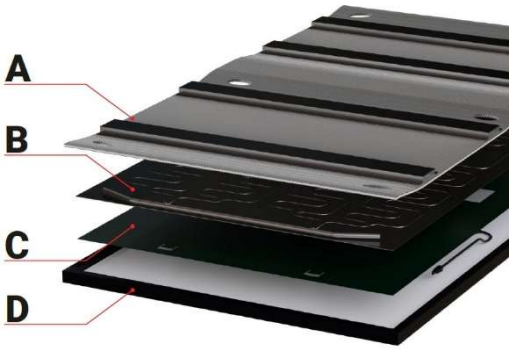
Mentre per i sistemi fotovoltaici e per i collettori solari termici viene fornito un inquadramento sintetico, finalizzato a definirne le prestazioni e i limiti applicativi, maggiore approfondimento è dedicato alla tecnologia PVT, oggetto principale dell'elaborato. Per tale sistema viene infatti sviluppata un'analisi dettagliata dal punto di vista costruttivo, funzionale e impiantistico.

Le informazioni così ottenute costituiscono il riferimento per le successive fasi di analisi della producibilità energetica e per il confronto tra le diverse configurazioni impiantistiche, finalizzato all'individuazione della soluzione più idonea nel contesto analizzato.

3.1 Cellafredda SoLink HCF-HC 375W

La scelta del pannello ibrido è ricaduta sulla tecnologia sviluppata dalla casa produttrice italiana SoLink, realtà specializzata nel settore dei sistemi fotovoltaico-termici (PVT), che ha brevettato la soluzione denominata "Cellafredda"[4]. Tale tecnologia consiste in un modulo integrato in grado di combinare, in un unico dispositivo, la produzione di energia elettrica e il recupero di energia termica, con l'obiettivo di massimizzare lo sfruttamento della radiazione solare incidente.

Figura 13: Struttura ABCD della Cellafredda



Il principio di funzionamento si basa sull'accoppiamento sinergico tra il modulo fotovoltaico e un sistema di raffreddamento attivo: la riduzione della temperatura di esercizio delle celle consente infatti di incrementarne il rendimento elettrico, mentre il calore sottratto viene recuperato e reso disponibile per usi termici. Ne deriva un significativo aumento dell'efficienza energetica complessiva del sistema rispetto a soluzioni tradizionali separate.

Dal punto di vista costruttivo, il pannello può essere schematizzato come un sistema multistrato composto da quattro macro-componenti funzionali, ciascuno con un ruolo specifico nel processo di conversione e gestione dell'energia.

Pannello fotovoltaico

Lo strato superiore è costituito dal modulo fotovoltaico, realizzato con celle ad alta efficienza di tipo ABC (All Back Contact). Questa tecnologia prevede il posizionamento di tutti i contatti elettrici sul lato posteriore della cella, eliminando le ombreggiature sulla superficie attiva e consentendo una maggiore captazione della radiazione solare.

Figura 14: Pannello fotovoltaico

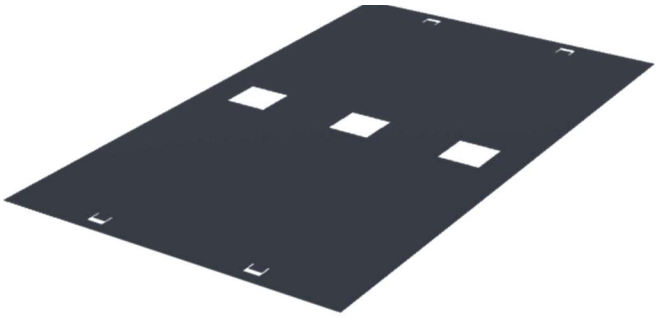
[4] Fonte: SoLink Cellafredda (sito web, brochure e schede tecniche)

Grazie a tale configurazione e all'effetto benefico del raffreddamento attivo, il modulo è in grado di raggiungere rendimenti di conversione elettrica fino al 25%, valore significativamente superiore rispetto ai moduli fotovoltaici convenzionali. Il sistema rappresenta pertanto un compromesso ottimale tra elevata potenza elettrica installata e capacità di integrazione con il sottostante sistema di recupero termico, garantendo un'elevata uniformità di contatto tra le superfici.

Elemento termo-conduttivo

Al di sotto del modulo fotovoltaico è presente uno strato termo-conduttivo, la cui funzione principale è quella di facilitare il trasferimento del calore generato dalle celle verso l'assorbitore sottostante.

Figura 15: Elemento termo-conduttivo



Questo elemento svolge un ruolo cruciale nel garantire un'elevata conducibilità termica tra i diversi componenti, riducendo le resistenze di contatto e assicurando un rapido smaltimento del calore. Inoltre, contribuisce a compensare le differenti dilatazioni termiche dei materiali costituenti il pannello, limitando le sollecitazioni meccaniche e migliorando la durabilità e l'affidabilità del sistema nel lungo periodo.

Assorbitore di calore

Lo strato inferiore del modulo è costituito dall'assorbitore termico, realizzato in alluminio ad alta conducibilità e integrato con un circuito idraulico interno. Tale componente rappresenta l'elemento centrale del sistema PVT, in quanto consente sia il raffreddamento attivo delle celle fotovoltaiche sia il recupero dell'energia termica prodotta durante il funzionamento.

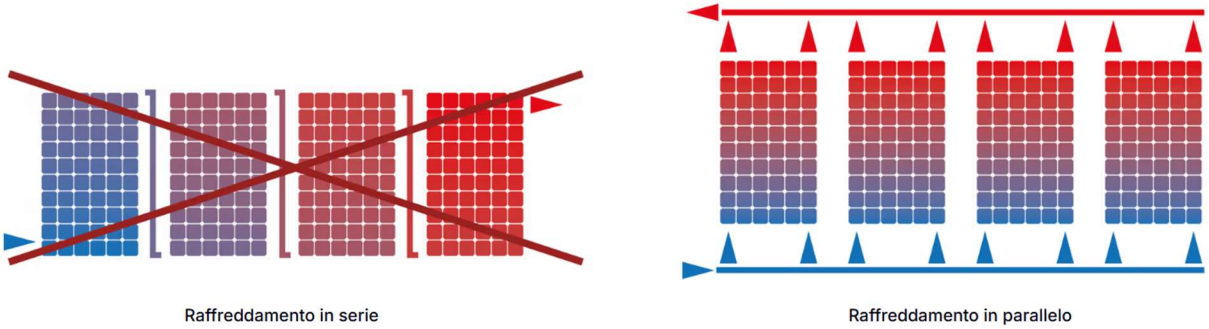
Figura 16: Assorbitore di calore

Il fluido termovettore, costituito da una miscela di acqua e glicole, circola all'interno dei circuiti integrati nell'assorbitore sottraendo calore alle celle e riducendone la temperatura operativa. Questo effetto comporta un incremento del rendimento elettrico e una riduzione dei fenomeni di degradazione dei moduli nel tempo, migliorandone l'affidabilità e la durata utile.

Parallelamente, il calore recuperato viene trasferito al sistema impiantistico e reso disponibile per differenti impieghi termici, quali la produzione di acqua calda sanitaria o l'integrazione ai sistemi di riscaldamento.

La configurazione del circuito idraulico a circolazione parallela consente una distribuzione uniforme del fluido su tutta la superficie dell'assorbitore, garantendo condizioni operative omogenee e limitando la formazione di gradienti termici localizzati.

Figura 17: Differenze tra raffreddamento serie e parallelo



I circuiti degli assorbitori risultano inoltre collegati in parallelo tra i diversi moduli mediante appositi sistemi di connessione di tipo Plug and Play, che facilitano l'installazione e assicurano una gestione idraulica efficiente. Tale configurazione è progettata per operare con basse perdite di carico, ottimizzando la circolazione del fluido e contribuendo alla stabilità del funzionamento dell'impianto.

Figura 18: Raccordo ad innesto rapido per collettore integrato F1212350

Figura 19: Raccordo filettato 3/4 per lato impianto F3412350

Isolante termo-riflettente

Figura 20: Isolante termo-riflettente

Lo strato più interno è costituito da un materiale isolante termo-riflettente, progettato per minimizzare le dispersioni termiche verso l'ambiente esterno. Questo elemento svolge una duplice funzione: da un lato limita le perdite per conduzione e convezione, dall'altro riflette parte della radiazione termica verso l'assorbitore, migliorando ulteriormente l'efficienza del recupero energetico.

L'adozione di un isolamento ad alte prestazioni consente di mantenere elevate temperature del fluido termovettore e di ottimizzare il rendimento del sistema anche in condizioni climatiche non ottimali, contribuendo alla stabilità delle prestazioni nel corso dell'anno.

Ulteriori vantaggi derivanti dall'adozione di moduli PVT di questo tipo riguardano gli aspetti ambientali, prestazionali ed impiantistici nel loro complesso. In primo luogo, la tecnologia consente una significativa riduzione dell'impatto ambientale associato alla produzione energetica, grazie alla diminuzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dalla sostituzione di fonti fossili con una soluzione basata su energia rinnovabile. In secondo luogo, la produzione simultanea di energia elettrica e termica all'interno di un unico dispositivo permette di sfruttare in modo più efficiente la risorsa solare, migliorando il bilancio energetico globale rispetto a configurazioni tradizionali separate.

Dal punto di vista dell'affidabilità, i moduli sono progettati per garantire una lunga vita utile, tipicamente superiore ai 25 anni, con requisiti di manutenzione contenuti e buone prestazioni

nel lungo periodo. La qualità costruttiva e l'integrazione dei componenti assicurano un funzionamento stabile e continuo, limitando la necessità di interventi gestionali.

Un ulteriore elemento distintivo è rappresentato dalla semplicità di integrazione del sistema in contesti impiantistici differenti, sia in ambito di nuova realizzazione sia in interventi di riqualificazione. La modularità della soluzione e la sua compatibilità con diverse tecnologie, come pompe di calore e sistemi termodinamici, ne rendono agevole l'inserimento all'interno di configurazioni ibride e sistemi energetici complessi.

Dal punto di vista ambientale, l'adozione di tali sistemi consente, a parità di potenza installata, una riduzione significativa delle emissioni climalteranti. In termini indicativi, ogni kW installato può contribuire a evitare l'emissione di circa 600 kg di CO_2 legati alla produzione elettrica e circa 720 kg associati alla produzione termica, con un beneficio ambientale equivalente a quello generato da circa 15 alberi[5].

Infine, la tecnologia, essendo protetta da brevetti industriali, rappresenta una soluzione ad elevato contenuto innovativo che può beneficiare di strumenti di incentivazione dedicati agli impianti ad alta efficienza e basati su fonti rinnovabili, migliorandone ulteriormente la sostenibilità anche dal punto di vista economico.

- [5] Stima divulgativa basata su fattori ENEA/GSE + equivalenze ambientali semplificate.

Figura 21: Suddivisione parte elettrica e termica della Cellafredda

Figura 22: Scheda tecnica SoLink Cellafredda

DATI ELETTRICI \ *Electrical Data*		
POTENZA NOMINALE \ *Nominal Power*	W	375
CORRENTE DI CORTO CIRCUITO \ *Short Circuit Current*	A	11,56
TENSIONE CIRCUITO APERTO \ *Open Circuit Voltage*	V	41,10
CORRENTE ALLA POTENZA DI PICCO \ Current at Pmax	A	10,87
TENSIONE ALLA POTENZA DI PICCO \ Voltage at Pmax	V	34,50
EFFICIENZA MODULO \ Module Efficiency	%	20,3
TOLLERANZA DI POTENZA \ Power Tolerance	W	0 /+5
CORRENTE INVERSA MASSIMA \ Fuse Rating	A	20
TENSIONE MASSIMA DEL SISTEMA \ Max System Voltage	V	1500

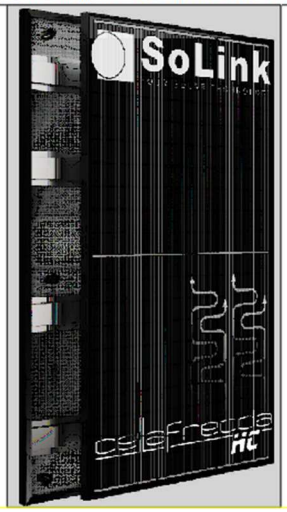
STC IRRAGGIAMENTO \ irradiance 1000 w/m² - AM 1,5 - Tcelle \ Tcells 25°C

COEFFICIENTI DI TEMPERATURA \ *Temperature Coefficients*	
NOCT \ *Nominal Operating Cells Temperature*	42C
COEFFICIENTE TEMPERATURA CORRENTE \ Current Temp. Coeff.	+0,058%K
COEFFICIENTE TEMPERATURA TENSIONE \ Voltage Temp. Coeff.	-0,304%K
COEFFICIENTE TEMPERATURA POTENZA \ Power Temp. Coeff.	-0,36%K

DATI GENERALI \ *General Data*	
TECNOLOGIA CELLA \ *Cell Technology*	Silicio monocristallino Half Cut \ Monocristalline Half Cut Silicon
NUMERO DI CELLE \ Cells Number	120 (158,75 x 79,38)
TELAIO \ Frame	Lega d'alluminio anodizzato verniciato \ Painted anodized aluminium alloy
CAVI D'USCITA \ Output Cables	E317230-C PV 4 mm² MC4 - JBox IP67
RESISTENZA ALLA GRANDINE \ Hail Test	25mm - 23 m/s
CARICO MASSIMO \ Max Load	5400 Pa
SPESSORE VETRO \ Glass Thickness	3,2 mm (temperato antiriflesso \ tempered anti-reflection)
PESO \ Weight	26 kg
DIMENSIONI \ Dimensions	1765 x 1048 x 35 (mm)

DATI TERMICI \ *Thermal Data*			
POTENZA TERMICA NOMINALE \ *Nominal Thermal Power*		W	1291
AREA ASSORBITORE \ *Absorber Area*		m²	1,71
AREA LORDA \ *Gross Area*		m²	1,86
MASSIMA TEMPERATURA \ Max Temperature		°C	83
PORTATA MASSIMA \ Max Flow Rate		lt/min	2
EFFICIENZA ZERO PERDITE \ Zero-loss efficiency	η_0	-	0,68
COEFF. DI PRIMO ORDINE \ First-order coeff.	a_1	W/m²K	10,04
COEFF. DI SECONDO ORDINE \ Second-order coeff.	a_2	W/m²K²	0,00

TC IRRAGGIAMENTO \ irradiance 1000 w/m² - AM 1,5 - Tm - Ta = 2°K Portata media \ flow rate = 0,028 kg/s



3.2 Pannello fotovoltaico LONGISOLAR LR5-54HPH 410W

A differenza della soluzione ibrida precedentemente analizzata, il pannello fotovoltaico tradizionale rappresenta una tecnologia ormai consolidata e ampiamente diffusa, che negli ultimi anni ha conosciuto una crescita esponenziale fino a diventare capillare sul territorio italiano. Tale diffusione è stata favorita sia dalla maturità tecnologica raggiunta sia dalla progressiva riduzione dei costi di produzione e installazione, oltre che dai meccanismi di incentivazione e dalle politiche energetiche orientate alla decarbonizzazione.

Come dispositivo deputato alla generazione di energia elettrica, il modulo fotovoltaico sfrutta l'effetto fotovoltaico, mediante il quale la radiazione solare incidente viene convertita direttamente in energia elettrica in corrente continua. Il modello considerato, LONGi Solar LR5-54HPH[6] da 410 W, è basato su celle monocristalline ad alta efficienza, caratterizzate da elevate prestazioni anche in condizioni di irraggiamento non ottimale e da coefficienti di temperatura contenuti, che ne limitano la perdita di rendimento al crescere della temperatura di esercizio.

Dal punto di vista costruttivo, il modulo è progettato per garantire un'elevata affidabilità operativa e una buona resistenza alle sollecitazioni ambientali, quali variazioni di temperatura, carichi meccanici e fenomeni di degrado nel tempo. Le tecnologie produttive adottate consentono inoltre di ridurre le perdite interne e migliorare la risposta del modulo in condizioni di ombreggiamento parziale, contribuendo a mantenere livelli prestazionali stabili nel corso della vita utile. In particolare, l'utilizzo di architetture avanzate delle celle e di materiali incapsulanti ad alte prestazioni permette di limitare fenomeni di degrado come PID (Potential Induced Degradation) e LID (Light Induced Degradation).

A differenza dei sistemi PVT, il pannello fotovoltaico tradizionale non prevede alcun recupero dell'energia termica generata, la quale viene dissipata nell'ambiente sotto forma di calore. Tale aspetto comporta una minore valorizzazione complessiva della risorsa solare, ma al contempo consente una maggiore semplicità impiantistica e gestionale, rendendo questa soluzione particolarmente adatta in contesti in cui il fabbisogno termico risulta limitato o già soddisfatto da altri sistemi.

Nel complesso, il modulo LONGISOLAR rappresenta una soluzione affidabile, efficiente e tecnologicamente matura per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, costituendo

[6] Fonte: LONGISOLAR LR5-54HPH (sito web, brochure e schede tecniche)

un valido termine di confronto rispetto ai sistemi ibridi analizzati, soprattutto in relazione a semplicità, costi e modalità di integrazione impiantistica.

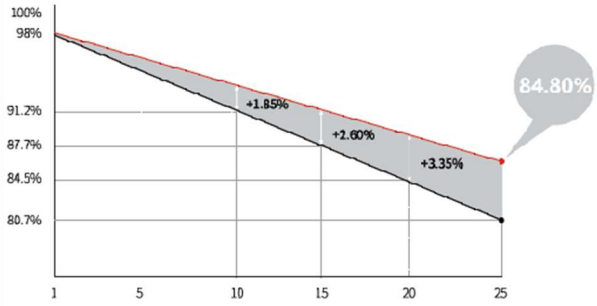
Le scelte progettuali relative al dimensionamento dell'impianto, quali il numero e la tipologia di moduli installati, l'inclinazione, l'orientamento cardinale e la configurazione geometrica del campo fotovoltaico, saranno definite nelle fasi successive di analisi. Tali aspetti verranno valutati in funzione delle caratteristiche del sito, dei vincoli architettonici e delle condizioni di irraggiamento, al fine di massimizzare la producibilità energetica.

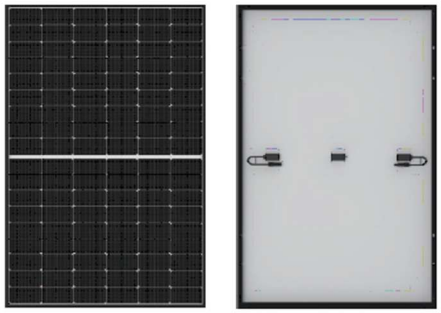
Inoltre, tutti i tre sistemi di produzione analizzati - moduli fotovoltaici, moduli ibridi e collettori solari termici - sono progettati per garantire una piena compatibilità con l'infrastruttura esistente dell'edificio. Questa caratteristica consente di integrare i dispositivi senza richiedere interventi invasivi o sostituzioni complete degli impianti preesistenti, permettendo una gestione graduale e scalabile dell'energia prodotta e assicurando che l'aggiornamento tecnologico possa avvenire in modo efficace, sicuro e sostenibile.

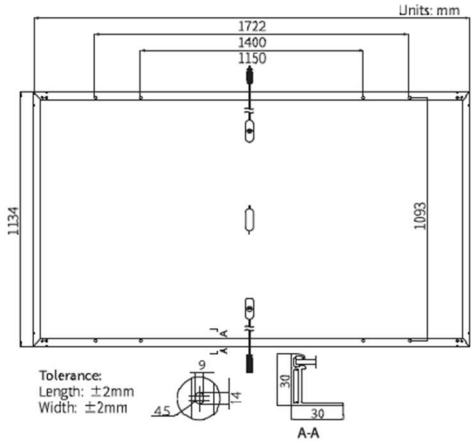
Figura 23: Scheda tecnica LONGISOLAR LR5-54HPH 410W

Additional Value

25-Year Power Warranty







Mechanical Parameters

Cell Orientation	108 (6×18)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², 1200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	21.5kg
Dimension	1722×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 216pcs per 20' GP / 936pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-54HPH-400M		LR5-54HPH-405M		LR5-54HPH-410M		LR5-54HPH-415M		LR5-54HPH-420M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	400	299.0	405	302.7	410	306.5	415	310.2	420	313.9
Open Circuit Voltage (Voc/V)	36.75	34.55	37.00	34.79	37.25	35.02	37.50	35.26	37.75	35.49
Short Circuit Current (Isc/A)	13.76	11.13	13.83	11.18	13.88	11.22	13.94	11.27	14.01	11.32
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	30.75	28.56	31.00	28.80	31.25	29.03	31.49	29.25	31.73	29.47
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.01	10.47	13.07	10.52	13.12	10.56	13.18	10.60	13.24	10.65
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		21.0		21.3		21.5	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

3.3 Collettore solare termico SONNENKRAFT PFMS2000

A completamento delle soluzioni per la valorizzazione dell'energia solare, il collettore solare termico rappresenta una tecnologia consolidata per la produzione di energia termica a bassa e media temperatura, destinata principalmente al riscaldamento dell'acqua sanitaria e all'integrazione ai sistemi di riscaldamento dell'edificio.

Il modello considerato nello studio, Sonnenkraft PFMS2000[7], è un collettore piano ad alta efficienza, progettato per garantire elevate prestazioni anche in condizioni di irraggiamento ridotto o in presenza di variazioni climatiche stagionali.

Il principio di funzionamento si basa sull'assorbimento della radiazione solare da parte di un pannello selettivo, capace di massimizzare l'assorbimento della radiazione visibile e ridurre al minimo le perdite radiative e convettive. Il calore assorbito viene trasferito a un fluido termovettore, generalmente costituito da una miscela di acqua e glicole, che circola all'interno di tubazioni integrate nell'assorbitore. Questo fluido convoglia l'energia termica verso il sistema impiantistico dell'edificio, rendendola disponibile per usi sanitari o per integrazione ai circuiti di riscaldamento.

Dal punto di vista costruttivo, il PFMS2000 è composto da un vetro temperato ad alta trasmittanza, un assorbitore selettivo in rame ad elevata conducibilità termica, un sistema di isolamento ad alte prestazioni e un telaio resistente agli agenti atmosferici. Questa configurazione assicura un'elevata durabilità, una riduzione delle dispersioni termiche e una stabilità prestazionale nel tempo, anche in presenza di escursioni termiche significative o sollecitazioni meccaniche dovute a vento e neve. La modularità del collettore consente inoltre un'installazione flessibile, adattabile a diverse geometrie di copertura e vincoli architettonici.

A differenza dei moduli fotovoltaici e dei sistemi PVT, il collettore termico concentra la sua funzione esclusivamente sulla produzione di calore, senza generare energia elettrica. Tuttavia, la tecnologia impiegata garantisce una valorizzazione ottimale della radiazione solare per scopi termici, con rendimenti annui elevati e costanti nel tempo, contribuendo in maniera significativa alla riduzione del fabbisogno di combustibili fossili e al miglioramento dell'efficienza energetica complessiva dell'edificio.

[7] Fonte: SONNENKRAFT PFMS2000 (sito web, brochure e schede tecniche)

Analogamente ai moduli PV e PVT, il collettore solare termico Sonnenkraft PFMS2000 è progettato per integrarsi con l'infrastruttura esistente dell'edificio. Grazie alla compatibilità con i circuiti idraulici, ai serbatoi e alle pompe già presenti, l'installazione può avvenire con interventi limitati e non invasivi, assicurando continuità operativa durante le fasi di integrazione. Questa caratteristica permette una gestione graduale e scalabile del sistema termico, facilitando l'aggiornamento tecnologico e la transizione energetica in modo sostenibile, senza la necessità di sostituire completamente gli impianti preesistenti.

Nel complesso, il PFMS2000 rappresenta una soluzione affidabile, efficiente e tecnologicamente matura per la produzione di energia termica da fonte rinnovabile, costituendo un complemento ideale ai sistemi fotovoltaici e ibridi PVT e consentendo di sviluppare configurazioni impiantistiche integrate, in grado di soddisfare i fabbisogni energetici dell'edificio con elevata efficienza e sostenibilità.

Figura 24: Scheda tecnica SONNENKRAFT PFMS2000

Page 1/2

Annex to Solar Keymark Certificate			
		Licence Number	011-7S2393 F
		Date issued	2019-06-12
		Issued by	DIN CERTCO
Licence holder	SONNENKRAFT GmbH	Country	Austria
Brand (optional)	-	Web	www.sonnenkraft.com
Street, Number	Solarstrasse 1, Industriepark	E-mail	office@sonnenkraft.com
Postcode, City	9300 St. Veit/Glan	Tel	+43 421 245 010
Collector Type		Flat plate collector	

Collector name	Gross height	Gross area (A_G)	Gross length	Gross width	Aperture area (A_a)	Power output per collector Gb = 850 W/m2, Gd = 150 W/m2 & u = 1.3 m/s $\vartheta_m - \vartheta_a$					
						0 K	10 K	30 K	50 K	70 K	109 K
	mm	m²	mm	mm	m²	W	W	W	W	W	W
PFMS2000	62	2.01	1 702	1 182	1.89	1 496	1 417	1 242	1 046	829	347
PFMS2500	62	2.55	2 161	1 182	2.41	1 898	1 797	1 575	1 327	1 052	440
PFMS3300	62	3.32	2 803	1 183	3.15	2 471	2 340	2 051	1 728	1 370	573
Power output per m² gross area						744	705	618	520	413	173

Performance parameters test method	Quasi dynamic									
Performance parameters (related to A_G)	η0, b	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8	Kd
Units	-	W/(m²K)	W/(m²k²)	J/(m³K)	-	J/(m²K)	s/m	W/(m²K⁴)	W/(m²K⁴)	-
Test results	0.750	3.83	0.013	0.000	0.00	8 324	0.000	0.00	0.0E+00	0.95

Incidence angle modifier test method		Quasi dynamic - outdoor								
Incidence angle modifier	Angle	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Transversal	$K_{BT,coll}$	1.00	0.98	0.96	0.93	0.87	0.76	0.54	0.00	0.00
Longitudinal	$K_{BL,coll}$	1.00	0.98	0.96	0.93	0.87	0.76	0.54	0.00	0.00

Heat transfer medium for testing	Water-Glycole		
Flow rate for testing (per gross area, A_G)	dm/dt	0.020	kg/(sm²)
Maximum temperature difference during thermal performance test	$(\vartheta_m-\vartheta_a)_{max}$	79	K
Standard stagnation temperature (G = 1000 W/m²; ϑ_a = 30 °C)	ϑ_{stg}	184	°C
Maximum operating temperature	$\vartheta_{max,op}$	n.a.	°C
Maximum operating pressure	$p_{max,op}$	1000	kPa

4 Analisi producibilità energetica

L'analisi della producibilità energetica dell'impianto è stata sviluppata attraverso un approccio integrato, finalizzato alla stima dei contributi elettrici, termici e frigoriferi derivanti dalle diverse tecnologie solari considerate nello studio e dalle macchine destinate alla produzione di energia termica e frigorifera. La metodologia adottata si basa sull'utilizzo di dati climatici orari, produzioni elettriche specifiche, valori di irradianza solare sul piano dei moduli e parametri prestazionali ricavati dalle schede tecniche dei componenti, consentendo così una valutazione coerente e comparabile delle differenti configurazioni impiantistiche.

La procedura di calcolo è stata articolata in tre analisi distinte di producibilità:

1. Producibilità elettrica - determinata mediante il software PVGIS[8], per differenti combinazioni di inclinazione e orientamento delle superfici disponibili; i risultati sono espressi in funzione della potenza di picco installata.

2. Producibilità termica dei moduli ibridi fotovoltaico-termici (PVT) - stimata a partire dai medesimi dati di irradianza, corretta in base alla temperatura di esercizio dei moduli secondo il modello NOCT e le curve di efficienza fornite dal costruttore.

3. Producibilità termica dei collettori solari tradizionali - analizzata a fini comparativi, per valutare le prestazioni relative rispetto alla soluzione ibrida.

L'impostazione parametrica adottata garantisce un'elevata flessibilità nella fase preliminare di progetto, consentendo di scalare i risultati in funzione della superficie captante e della potenza installata, nonché di estendere l'analisi dal singolo edificio a un contesto di quartiere. In tal modo, il modello sviluppato rappresenta una base metodologica solida per le successive fasi di confronto tecnologico, ottimizzazione energetica e dimensionamento dell'impianto.

[8] Fonte: PVGIS 2026 (Sito web), Autore: Joint Research Centre

4.1 Producibilità elettrica

Come precedentemente riportato, la producibilità elettrica è stata determinata mediante l'utilizzo del software PVGIS, uno strumento online gratuito sviluppato dal Joint Research Centre della Commissione Europea, che consente di stimare la producibilità energetica di un impianto fotovoltaico in una specifica localizzazione geografica. Il modello si basa su serie storiche climatiche e dati di irraggiamento solare, risultando quindi particolarmente affidabile per analisi preliminari e studi di fattibilità.

L'elaborazione richiede l'inserimento dei seguenti parametri caratteristici del sito e dell'impianto fotovoltaico:

- Parametri del sito
    - Latitudine: 45,452°
    - Longitudine: 9,139°
    - Altitudine: 122 m s.l.m.
- Parametri tecnologici dell'impianto
    - Tecnologia dei moduli: silicio monocristallino
    - Perdite complessive di sistema: 14%
    - Tipologia di installazione: impianto integrato in edificio
- Parametri geometrici del campo fotovoltaico
    - Inclinazione: 28°
    - Azimut rispetto al sud (in funzione della falda considerata):
        - +70°
        - −110°

Sulla base di tali input, PVGIS restituisce una serie di output tra cui i valori di irradianza solare sul piano dei moduli e la producibilità energetica stimata. In particolare, il software fornisce la producibilità specifica espressa in kWh per kWp installato, calcolata su base oraria per l'intero anno di riferimento. Nel presente studio è stato considerato l'anno climaticamente più recente

tra quelli disponibili (2025), adottando un approccio prudenziale nella valutazione della producibilità.

I risultati ottenuti rappresentano quindi una producibilità unitaria riferita alla potenza di picco installata (kWp) e vengono successivamente scalati in funzione della potenza complessiva dell'impianto, una volta definita la configurazione finale del sistema. Tale impostazione consente di mantenere flessibilità nella fase progettuale preliminare, permettendo di valutare in modo parametrico la producibilità energetica al variare delle configurazioni impiantistiche.

Al fine di rendere gli output facilmente consultabili e utilizzabili nelle successive fasi di analisi, si è scelto di organizzarli in forma tabellare. Questa struttura consente un accesso immediato ai dati, permettendo di selezionare specifiche condizioni operative, come determinate fasce orarie o singole giornate, senza necessità di ulteriori elaborazioni.

Considerando inoltre che l'intervento relativo all'edificio di Via Panizzi 2 si configura come un possibile progetto pilota replicabile su scala più ampia, i dati sono stati strutturati in modo da risultare applicabili anche a livello di quartiere. In particolare, sono stati inclusi diversi valori di irradianza, ciascuno associato a specifiche combinazioni di inclinazione e orientamento dei moduli, così da rappresentare le differenti configurazioni geometriche delle coperture degli edifici analizzati.

Nella tabella seguente, riportante a titolo esemplificativo i dati relativi al primo giorno dell'anno, sono evidenziati i primi sei valori di irradianza $G(i)_{1-6}$, selezionati tra un totale di ventiquattro configurazioni possibili. Tale riduzione è stata effettuata mediante un criterio di raggruppamento delle coperture con caratteristiche geometriche analoghe, al fine di semplificare l'analisi mantenendo al contempo un adeguato livello di rappresentatività del contesto reale.

In una seconda tabella sono invece riportati, per ciascuna delle sei configurazioni base considerate, i corrispondenti valori di potenza specifica prodotta, organizzati in colonne al variare dell'inclinazione e dell'orientamento rispetto al sud. Tale rappresentazione consente di valutare in modo diretto l'influenza dei parametri geometrici sulla producibilità del sistema e di confrontare le diverse configurazioni impiantistiche in termini prestazionali.

Tabella 2: Valori di irradianza oraria relativi al primo giorno dell'anno per le prime sei configurazioni considerate

orientamento (Azimuth)	[°]	-110	-90	-70	-50	-40	-20
inclinazione	[°]	28	28	28	28	28	28
[gg/mm/aaaa hh:mm]	[°C]	[W/m^2]	[W/m^2]	[W/m^2]	[W/m^2]	[W/m^2]	[W/m^2]
time	**T2m**	**G(i)**	**G(i)2**	**G(i)3**	**G(i)4**	**G(i)5**	**G(i)6**
01/01/2025 00:10	10,18	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 01:10	9,62	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 02:10	9,19	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 03:10	9,1	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 04:10	9,06	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 05:10	9,07	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 06:10	8,99	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 07:10	8,42	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 08:10	8,57	114,62	141,65	160,66	169,36	169,46	161,15
01/01/2025 09:10	9	95,08	97,95	100,24	101,68	102,03	101,91
01/01/2025 10:10	9,46	56,21	56,21	56,21	56,21	56,21	56,21
01/01/2025 11:10	9,9	184,14	208,87	233,01	253,62	261,81	272,71
01/01/2025 12:10	10,17	54,31	54,31	54,31	54,31	54,31	54,31
01/01/2025 13:10	10,36	52,23	54,31	54,31	54,31	54,31	54,31
01/01/2025 14:10	10,39	25,66	25,66	26,68	26,68	26,68	26,68
01/01/2025 15:10	10,31	21,99	21,99	21,99	21,99	23,6	25,86
01/01/2025 16:10	10,01	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 17:10	9,8	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 18:10	9,64	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 19:10	9,14	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 20:10	9,15	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 21:10	9,21	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 22:10	9,21	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 23:10	9,02	0	0	0	0	0	0

Tabella 3: Producibilità energetica oraria relativa al primo giorno dell'anno per le prime sei configurazioni considerate

orientamento	-110	-90	-70	-50	-40	-20
inclinazione	28	28	28	28	28	28
[gg/mm/aaaa hh:mm]	[Whe/ kWe]	[Whe/ kWe]	[Whe/ kWe]	[Whe/ kWe]	[Whe/ kWe]	[Whe/ kWe]
time	**P**	**P2**	**P3**	**P4**	**P5**	**P6**
01/01/2025 00:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 01:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 02:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 03:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 04:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 05:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 06:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 07:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 08:10	80,7	107,34	125,72	134,02	134,12	126,2
01/01/2025 09:10	67,23	70,01	72,18	73,52	73,84	73,73
01/01/2025 10:10	35,03	35,03	35,03	35,03	35,03	35,03
01/01/2025 11:10	139,09	163,42	186,88	206,26	213,81	223,76
01/01/2025 12:10	33,37	33,37	33,37	33,37	33,37	33,37
01/01/2025 13:10	31,67	33,33	33,33	33,33	33,33	33,33
01/01/2025 14:10	11,6	11,6	12,31	12,31	12,31	12,31
01/01/2025 15:10	9,1	9,1	9,1	9,1	9,82	11,38
01/01/2025 16:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 17:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 18:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 19:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 20:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 21:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 22:10	0	0	0	0	0	0
01/01/2025 23:10	0	0	0	0	0	0

La producibilità elettrica effettiva dell'impianto sarà pertanto ottenuta a partire dai valori specifici tabellati forniti dal software, scalati in funzione della potenza elettrica installata. Tale procedura consente di determinare la producibilità complessiva sia nel caso di moduli fotovoltaici tradizionali (PV) sia nel caso di moduli ibridi fotovoltaico-termici (PVT), garantendo un confronto coerente tra le diverse configurazioni impiantistiche e una valutazione parametrica delle prestazioni al variare della potenza installata.

4.2 Producibilità termica

L'analisi della producibilità termica dell'impianto è stata sviluppata a partire dai dati precedentemente descritti, in particolare dai valori di irradianza riportati nella prima tabella. A questi, tuttavia, sono stati associati i dati tecnici dei moduli, al fine di tenere conto della variazione di efficienza al variare della temperatura, aspetto cruciale nella determinazione della producibilità termica nei sistemi ibridi PVT e nei collettori solari termici.

Calcolo dell'efficienza per il PVT

Per la stima della temperatura della cella, si è fatto riferimento al modello basato sul parametro NOCT (Nominal Operating Cell Temperature). Assumendo una temperatura dell'aria pari a 20°C, un'irradianza di riferimento pari a 800 W/m² e una velocità del vento di 1 m/s, la temperatura della cella può essere espressa come:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} * G \qquad (1)$$

Il valore di NOCT, fornito dai costruttori in conformità alle normative internazionali (ad esempio[9] IEC 61215, IEC 61646, IEC 60904), è stato assunto pari a 42°C sulla base dei dati di targa del modulo.

Ne deriva che la temperatura della cella varia su base oraria in funzione dell'irraggiamento e delle condizioni ambientali, secondo la relazione semplificata:

$$T_c = T_a + 0.028 * G \qquad (2)$$

[9] Fonte:
International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61215: Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.
International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.
International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60904: Photovoltaic devices – Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics.

Successivamente, utilizzando la curva caratteristica fornita dal costruttore e la relativa funzione di regressione, è possibile determinare l'efficienza del modulo mediante la seguente espressione:

$$e = e_0(1 - b_u * u) - (b_1 + b_2 * u)\frac{T_m - T_a}{G}$$

3

Nel caso in esame:

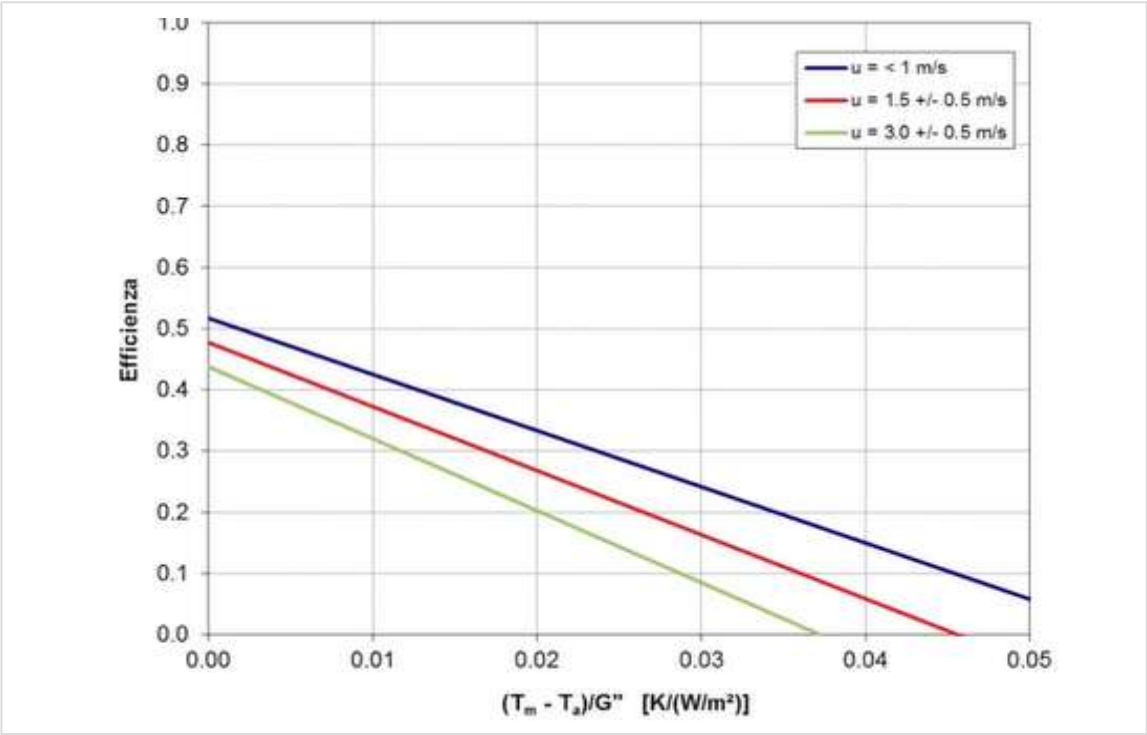
$$e = 0.64532 - 10.04\,\frac{T_m - T_a}{G}$$

4

Tabella 4: Dati tecnici PVT per il calcolo della producibilità termica

Parametri	Valore	Unità di misura
A_p (superfice singolo pannello)	1.86	m^2
e_0	0.68	-
b_u	0.051	s/m
$b_1 = a_1$ (scheda tecnica)	10.04	W / (m² K)
$b_2 = a_2$ (scheda tecnica)	0	W / (m² K²)
u	1	m/s
T_m	$\begin{cases} T_m = T_m & \text{se } T_c > T_m \\ T_m = T_c & \text{se } T_c < T_m \end{cases}$ dove $T_m = (T_{out,glicele} + T_{in,glicele}) / 2$ $= (55 + 25) / 2 = 40°C$ (313.15 K)	K

Figura 25: Esempio di curva di regressione



A partire dall'efficienza così determinata, è possibile calcolare la producibilità termica oraria in kWh termici mediante la relazione:

$$P_t = \frac{G(i)_{1-24} * e * A_p}{1000} \tag{5}$$

Di seguito si riporta la tabella relativa alle prime 24 ore di funzionamento, in continuità metodologica con le tabelle precedentemente presentate, al fine di garantire uniformità espositiva e facilitare il confronto tra i diversi scenari analizzati. La tabella raccoglie i principali parametri termo-elettrici che caratterizzano il comportamento del sistema nel periodo considerato, ovvero la temperatura ambiente, l'irradianza solare incidente, la temperatura della cella fotovoltaica, la temperatura media del modulo, il rendimento di conversione e la corrispondente producibilità termica.

È opportuno precisare che i valori riportati si riferiscono alla configurazione progettuale che prevede l'installazione di ventiquattro moduli PVT a tecnologia "celle fredde" sulla falda est della copertura. Tale disposizione consente di occupare una superficie complessiva di 45 m², sfruttando in maniera pressoché integrale la disponibilità della falda stessa. Questa scelta progettuale risulta particolarmente significativa ai fini dell'analisi, poiché permette di valutare il

comportamento del sistema in una condizione prossima al massimo sfruttamento della superficie utile, evidenziando in modo più rappresentativo il potenziale energetico conseguibile sia in termini di producibilità elettrica sia di recupero termico.

L'adozione di una copertura quasi totale della falda est consente inoltre di apprezzare con maggiore accuratezza l'influenza delle variabili climatiche orarie sulle prestazioni del sistema, mettendo in relazione diretta i parametri ambientali con l'andamento dell'efficienza e della producibilità nelle prime ore di esercizio considerate.

Tabella 5: Calcolo della producibilità termica di 24 PVT sulla falda sud-est

PRODUCIBILITA' TERMICA PVT

orientamento (Azimuth)	[°]	-110
inclinazione	[°]	28

time	[°C]	[W/m2]	[°C]	[°C]	[-]	[Wht/m²]
	Ta	G(i)	Tc	Tm	eta	producibilità
01/01/2025 00:10	10,18	0,00	10,18	10,18	0,00	0,00
01/01/2025 01:10	9,62	0,00	9,62	9,62	0,00	0,00
01/01/2025 02:10	9,19	0,00	9,19	9,19	0,00	0,00
01/01/2025 03:10	9,1	0,00	9,10	9,10	0,00	0,00
01/01/2025 04:10	9,06	0,00	9,06	9,06	0,00	0,00
01/01/2025 05:10	9,07	0,00	9,07	9,07	0,00	0,00
01/01/2025 06:10	8,99	0,00	8,99	8,99	0,00	0,00
01/01/2025 07:10	8,42	0,00	8,42	8,42	0,00	0,00
01/01/2025 08:10	8,57	114,62	11,72	11,72	0,37	42,32
01/01/2025 09:10	9	95,08	11,61	11,61	0,37	35,11
01/01/2025 10:10	9,46	56,21	11,01	11,01	0,37	20,75
01/01/2025 11:10	9,9	184,14	14,96	14,96	0,37	67,99
01/01/2025 12:10	10,17	54,31	11,66	11,66	0,37	20,05
01/01/2025 13:10	10,36	52,23	11,80	11,80	0,37	19,28
01/01/2025 14:10	10,39	25,66	11,10	11,10	0,37	9,47
01/01/2025 15:10	10,31	21,99	10,91	10,91	0,37	8,12
01/01/2025 16:10	10,01	0,00	10,01	10,01	0,00	0,00
01/01/2025 17:10	9,8	0,00	9,80	9,80	0,00	0,00
01/01/2025 18:10	9,64	0,00	9,64	9,64	0,00	0,00
01/01/2025 19:10	9,14	0,00	9,14	9,14	0,00	0,00
01/01/2025 20:10	9,15	0,00	9,15	9,15	0,00	0,00
01/01/2025 21:10	9,21	0,00	9,21	9,21	0,00	0,00
01/01/2025 22:10	9,21	0,00	9,21	9,21	0,00	0,00
01/01/2025 23:10	9.02	0,00	9,02	9,02	0,00	0,00

A seguire viene riportata la tabella analoga riferita alla falda ovest, strutturata secondo il medesimo criterio espositivo e riferita anch'essa alle prime 24 ore di funzionamento. Anche in questo caso, l'analisi è condotta ipotizzando l'installazione di ventiquattro moduli PVT, così da mantenere invariata la configurazione impiantistica in termini di numero di pannelli installati e superficie occupata, consentendo un confronto diretto e metodologicamente coerente con i risultati ottenuti per la falda est.

La presentazione della medesima configurazione sulla falda opposta assume particolare rilevanza ai fini dello studio, poiché permette di evidenziare l'influenza dell'esposizione della copertura sull'andamento dei parametri termo-elettrici e sulla producibilità complessiva del sistema. Il confronto tra le due falde consente infatti di mettere in luce eventuali differenze nelle ore di picco di irraggiamento, nelle temperature operative dei moduli e, di conseguenza, nelle prestazioni energetiche ottenibili, fornendo un quadro più completo del potenziale di integrazione del sistema PVT sull'intera copertura dell'edificio.

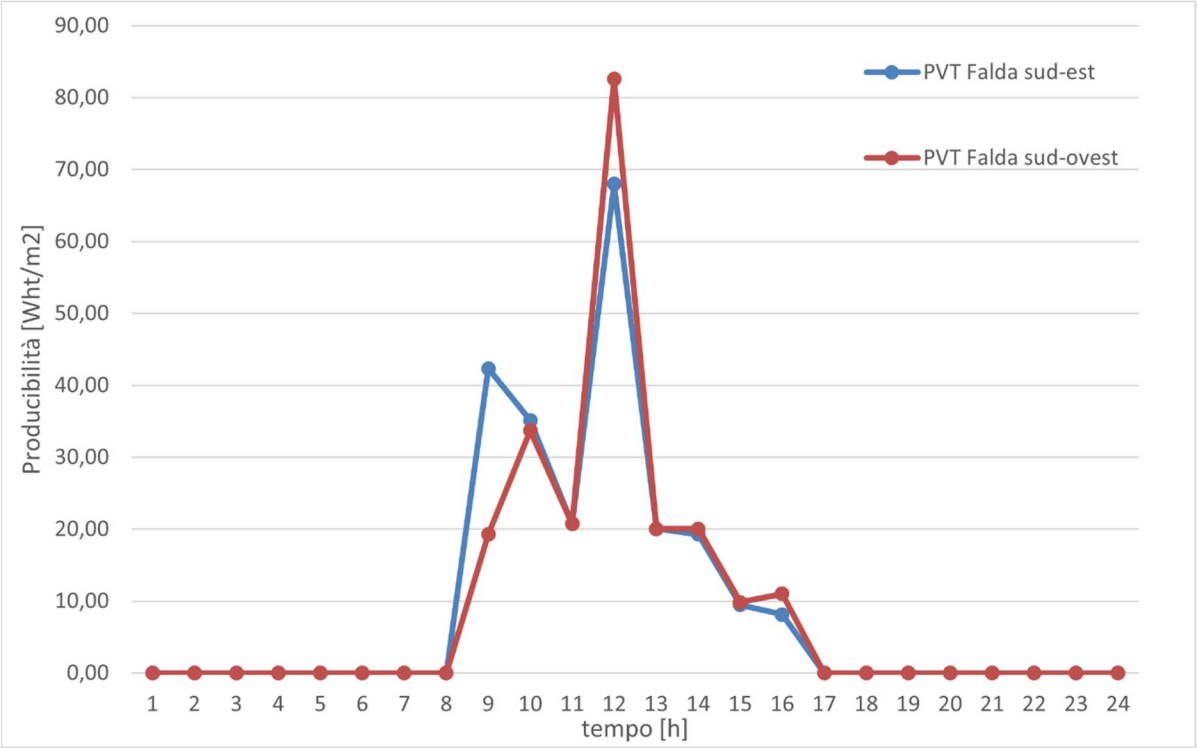
Tabella 6: Calcolo della producibilità termica di 24 PVT sulla falda sud-ovest

PRODUCIBILITA' TERMICA PVT

orientamento (Azimuth)	[°]	70
inclinazione	[°]	28

time	[°C]	[W/m2]	[°C]	[°C]	[-]	[Wht/m²]
	Ta	G(i)	Tc	Tm	eta	producibilità
01/01/2025 00:10	10,18	0,00	10,18	10,18	0,00	0,00
01/01/2025 01:10	9,62	0,00	9,62	9,62	0,00	0,00
01/01/2025 02:10	9,19	0,00	9,19	9,19	0,00	0,00
01/01/2025 03:10	9,1	0,00	9,10	9,10	0,00	0,00
01/01/2025 04:10	9,06	0,00	9,06	9,06	0,00	0,00
01/01/2025 05:10	9,07	0,00	9,07	9,07	0,00	0,00
01/01/2025 06:10	8,99	0,00	8,99	8,99	0,00	0,00
01/01/2025 07:10	8,42	0,00	8,42	8,42	0,00	0,00
01/01/2025 08:10	8,57	52,23	10,01	10,01	0,37	19,28
01/01/2025 09:10	9	91,30	11,51	11,51	0,37	33,71
01/01/2025 10:10	9,46	56,21	11,01	11,01	0,37	20,75
01/01/2025 11:10	9,9	223,57	16,05	16,05	0,37	82,55
01/01/2025 12:10	10,17	54,31	11,66	11,66	0,37	20,05
01/01/2025 13:10	10,36	54,31	11,85	11,85	0,37	20,05
01/01/2025 14:10	10,39	26,68	11,12	11,12	0,37	9,85
01/01/2025 15:10	10,31	29,78	11,13	11,13	0,37	11,00
01/01/2025 16:10	10,01	0,00	10,01	10,01	0,00	0,00
01/01/2025 17:10	9,8	0,00	9,80	9,80	0,00	0,00
01/01/2025 18:10	9,64	0,00	9,64	9,64	0,00	0,00
01/01/2025 19:10	9,14	0,00	9,14	9,14	0,00	0,00
01/01/2025 20:10	9,15	0,00	9,15	9,15	0,00	0,00
01/01/2025 21:10	9,21	0,00	9,21	9,21	0,00	0,00
01/01/2025 22:10	9,21	0,00	9,21	9,21	0,00	0,00
01/01/2025 23:10	9.02	0,00	9,02	9,02	0,00	0,00

Figura 26: Grafico compartivo sulla producibilità dell'impianto PVT sulle due differenti falde



Il grafico riportato sopra riportato illustra l'andamento della producibilità termica oraria dei moduli PVT installati sulle falde sud-est e sud-ovest durante le prime 24 ore di riferimento, corrispondenti al mese di gennaio. La curva relativa alla falda sud-est evidenzia un incremento della producibilità nelle ore mattutine, con un picco massimo inferiore rispetto a quello osservato per la falda sud-ovest. Tale comportamento è riconducibile all'orientamento della superficie captante, che consente di sfruttare più efficacemente l'irraggiamento solare nelle prime ore del giorno.

Le punte di producibilità evidenziate nel grafico sono da attribuirsi alle variazioni dell'intensità e della distribuzione oraria dell'irraggiamento solare tipiche del periodo invernale. Nel mese di gennaio, infatti, la durata del giorno è ridotta e l'angolo di incidenza dei raggi solari varia rapidamente tra le ore mattutine e pomeridiane. Di conseguenza, la producibilità termica presenta una distribuzione fortemente concentrata nelle ore centrali della giornata, con un rapido decremento nelle ore serali fino ad annullarsi in assenza di radiazione solare diretta.

L'analisi della falda sud-est mette in evidenza come l'orientamento influenzi significativamente la disponibilità termica nelle prime ore del giorno, determinando un picco anticipato ma meno pronunciato rispetto alla falda sud-ovest. Questo comportamento assume particolare rilievo in fase progettuale, poiché consente di ottimizzare la disposizione dei moduli PVT in funzione del

profilo orario del fabbisogno termico, privilegiando la disponibilità di calore nelle ore mattutine durante i mesi invernali.

Calcolo dell'efficienza per il collettore solare termico

Sebbene il collettore solare termico tradizionale non costituisca la soluzione progettuale adottata nelle fasi finali, esso è stato comunque considerato nelle analisi preliminari al fine di effettuare un confronto prestazionale con il sistema PVT.

Ripetendo l'analisi per il collettore solare termico prodotto da SONNENKRAFT, modello PFMS2000, si ottiene la seguente parametrizzazione:

Tabella 7: Dati tecnici collettore solare termico per il calcolo della producibilità termica

Parametri	Valore	Unità di misura
A_p (superfice singolo pannello)	1.89	m^2
e_0	0.75	-
b_u	0.051	s/m
$b_1 = a_1$ (scheda tecnica)	3.83	W / (m² K)
$b_2 = a_2$ (scheda tecnica)	0.013	W / (m² K²)
u	1	m/s
T_m	$\begin{cases} T_m = T_m & \text{se } T_c > T_m \\ T_m = T_c & \text{se } T_c < T_m \end{cases}$ dove $T_m = (T_{out,glicele} + T_{in,glicele}) / 2$ $= (55 + 25) / 2 = 40°C$ (313.15 K)	K

L'efficienza del collettore è quindi espressa come:

$$e = e_0(1 - b_u * u) - (b_1 + b_2 * u)\frac{T_m - T_a}{G}$$

6

Nel caso in esame:

$$e = 0.71175 - 3.843\frac{T_m - T_a}{G}$$

7

Analogamente a quanto visto per il sistema PVT, la producibilità termica oraria viene calcolata mediante:

$$P_t = \frac{G(i)_{1-2} \ * e * A_p}{1000}$$

8

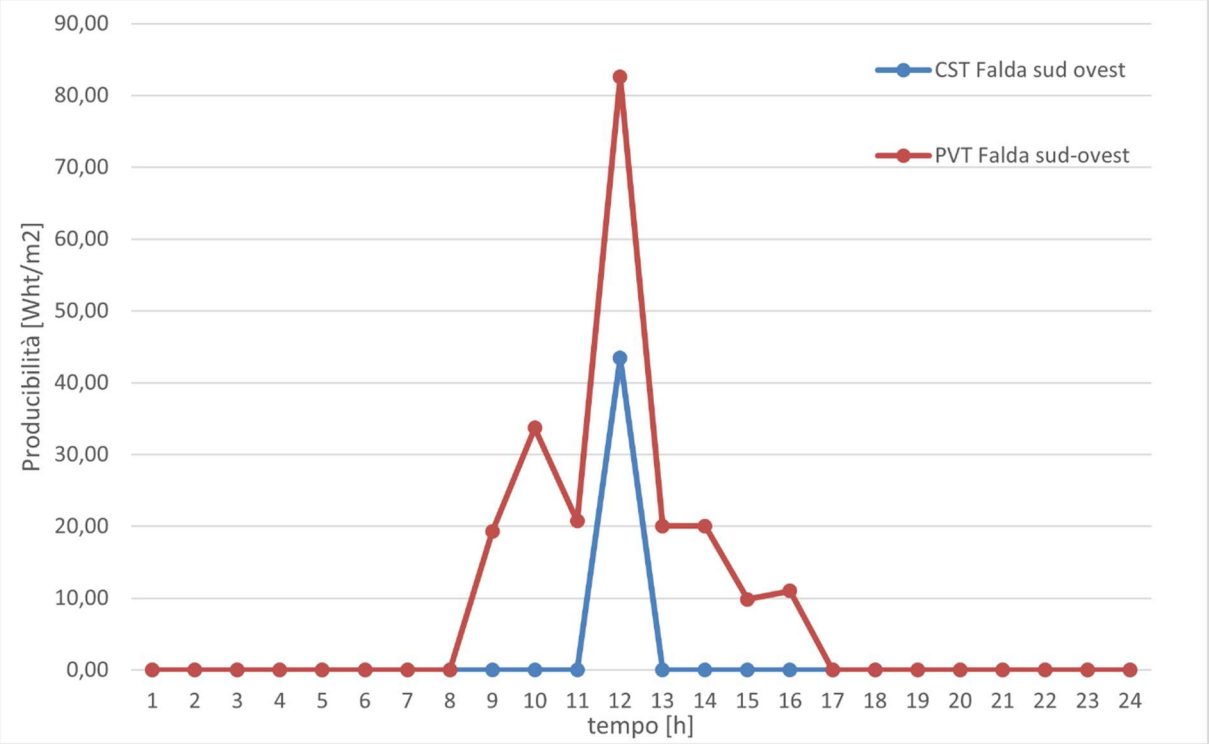
Tabella 8: Calcolo della producibilità termica di 24 collettori solari termici (CST) sulla falda sud-ovest

PRODUCIBILITA' TERMICA CST

orientamento (Azimuth)	[°]	70
inclinazione	[°]	28

time	[°C]	[W/m2]	[-]	[Wht/m²]	[kWht]
	Ta	G(i)	eta	producibilità	producibilità
01/01/2025 00:10	10,18	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 01:10	9,62	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 02:10	9,19	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 03:10	9,1	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 04:10	9,06	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 05:10	9,07	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 06:10	8,99	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 07:10	8,42	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 08:10	8,57	52,23	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 09:10	9	91,30	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 10:10	9,46	56,21	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 11:10	9,9	223,57	0,19	43,45	2,0
01/01/2025 12:10	10,17	54,31	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 13:10	10,36	54,31	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 14:10	10,39	26,68	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 15:10	10,31	29,78	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 16:10	10,01	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 17:10	9,8	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 18:10	9,64	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 19:10	9,14	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 20:10	9,15	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 21:10	9,21	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 22:10	9,21	0,00	0,00	0,00	0,0
01/01/2025 23:10	9.02	0,00	0,00	0,00	0,0

Figura 27: Grafico compartivo sulla producibilità dell'impianto PVT e dell'impianto CST



Dal confronto puntuale orario della producibilità termica specifica, espressa in Wh_t/m^2 e riferita alle medesime condizioni operative, emerge come il sistema PVT presenti, nel caso analizzato, una resa superiore rispetto al collettore solare termico tradizionale.

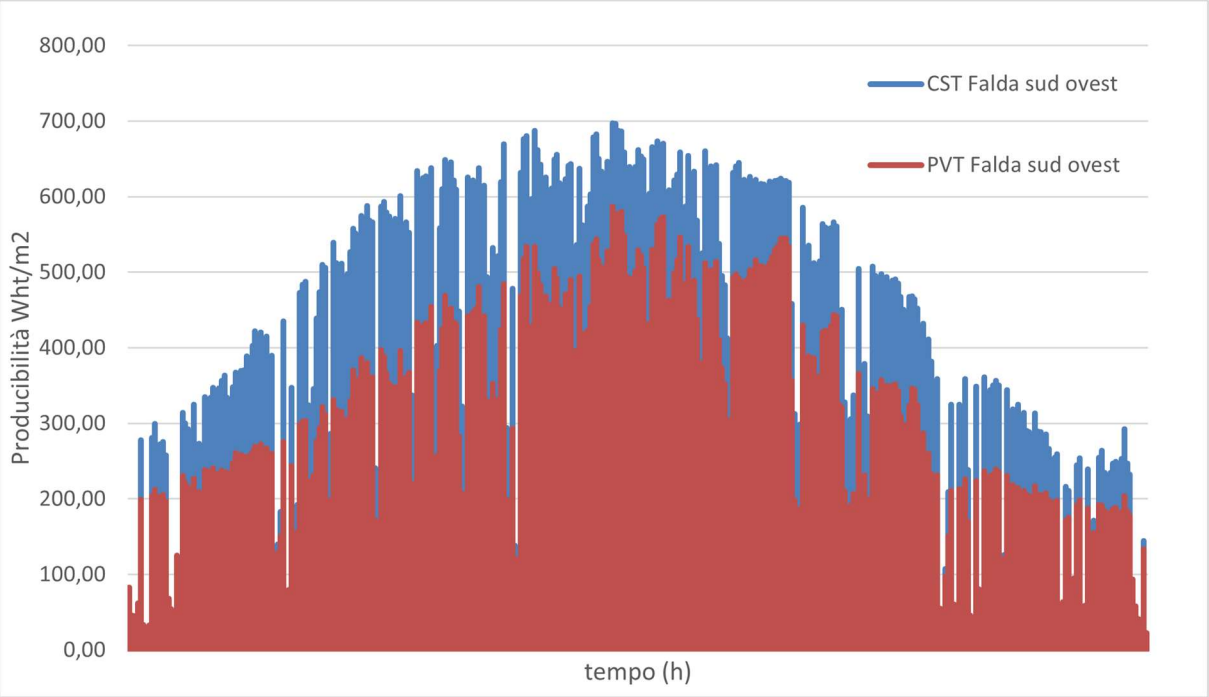
Tale risultato appare verosimilmente riconducibile alle specifiche condizioni di funzionamento osservate nel periodo considerato, con particolare riferimento ai livelli di irraggiamento incidente. Dall'analisi dei dati si evidenzia infatti come il collettore solare termico inizi a fornire un contributo apprezzabile solo in corrispondenza di valori di irradianza più elevati, pari a circa 224 W/m^2, riscontrabili nelle ore prossime al mezzogiorno, quando la radiazione solare risulta maggiormente perpendicolare alla superficie captante. Al contrario, il modulo PVT a "Cella-fredda" mostra la capacità di garantire una producibilità termica utile anche nelle altre ore della giornata, caratterizzate da raggi meno incidenti e da condizioni di irraggiamento meno favorevoli.

Inoltre, anche nelle condizioni più vantaggiose per entrambe le tecnologie, il collettore solare termico evidenzia una producibilità inferiore, associata a un rendimento medio $(eta = \eta)$ pari a circa 19%, sensibilmente più basso rispetto al valore pressoché costante del 37% osservato per il sistema PVT nelle ore di effettiva produzione.

Ne consegue che, nel limitato intervallo temporale analizzato, le condizioni termo-radiative del sito risultano più favorevoli al recupero di energia termica utile da parte del modulo ibrido, determinando una producibilità specifica superiore rispetto alla soluzione solare termica tradizionale.

Per mantenere il rigore metodologico proprio di una tesi magistrale, tale evidenza deve tuttavia essere interpretata come valida esclusivamente per il caso studio e per il periodo esaminato, rendendo necessaria una successiva estensione dell'analisi su base annuale al fine di formulare valutazioni comparative definitive.

Figura 28: Grafico compartivo sulla producibilità dell'impianto PVT e dell'impianto CST su scala annua



Nel grafico elaborato su base annuale emerge come il collettore solare termico (CST) presenti una producibilità termica complessivamente superiore rispetto al sistema fotovoltaico termico (PVT), evidenziando quindi, nel lungo periodo, una maggiore efficacia nel recupero di energia termica utile.

Occorre tuttavia sottolineare che l'adozione di un collettore solare termico tradizionale esclude la possibilità di produrre energia elettrica, a differenza del sistema PVT, che consente di valorizzare simultaneamente la radiazione solare sia sotto forma termica che elettrica. Tale caratteristica risulta particolarmente significativa nei mesi estivi, quando il fabbisogno di energia termica tende a ridursi mentre aumenta la domanda di energia elettrica per la climatizzazione ambientale.

In questo contesto, l'energia elettrica prodotta dal sistema PVT può essere utilizzata per alimentare una pompa di calore reversibile destinata alla generazione di energia frigorifera, contribuendo così alla copertura dei carichi di raffrescamento proprio nei periodi di massima disponibilità della risorsa solare.

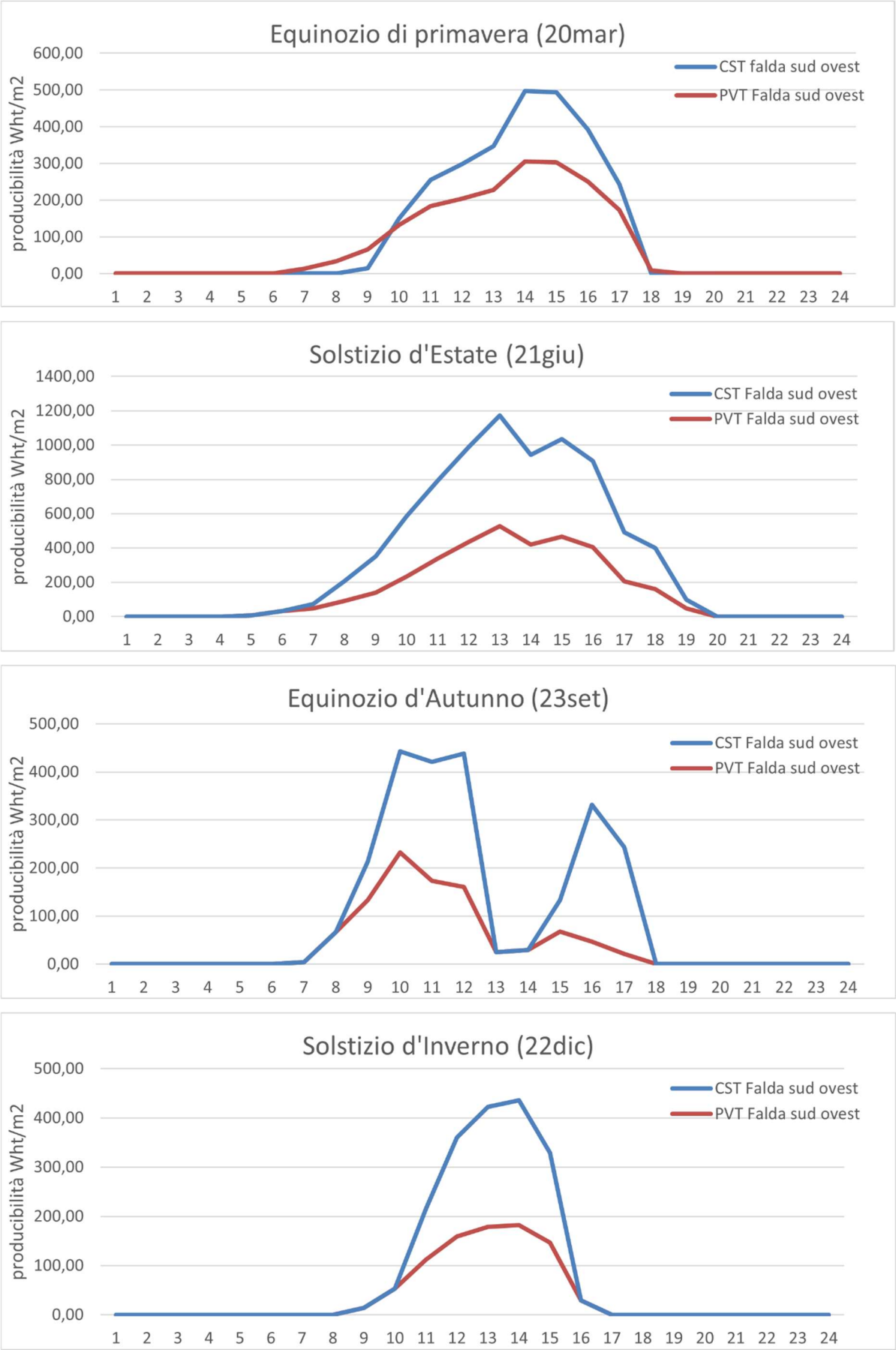
Ne consegue che la valutazione comparativa tra CST e PVT non può limitarsi al solo confronto della producibilità termica annua, ma deve necessariamente considerare il bilancio energetico complessivo dell'edificio, includendo il diverso contributo che ciascuna tecnologia offre ai fabbisogni stagionali, sia termici sia elettrici.

In tal senso, nella sezione successiva dedicate all'ottimizzazione del sistema con l'obiettivo di individuare la configurazione tecnologica più efficace non solo in termini di producibilità specifica, ma anche sotto il profilo energetico complessivo, economico e progettuale.

Si ricorda anche come la producibilità termica complessiva dell'impianto, nel caso in cui vengano adottate entrambe le tecnologie (PVT e collettori solari termici), è ottenuta come somma oraria dei contributi termici forniti dal collettore solare tradizionale e dal modulo ibrido. In questo modo, la producibilità totale tiene conto del contributo combinato dei diversi sistemi installati, garantendo una rappresentazione realistica del comportamento energetico complessivo dell'impianto.

In sintesi, l'analisi condotta consente di stimare in maniera coerente sia la producibilità elettrica sia quella termica del sistema, adottando un approccio parametrico basato su dati climatici, caratteristiche tecniche dei componenti e condizioni operative. L'integrazione tra modelli di calcolo e dati di irraggiamento permette di valutare le prestazioni delle diverse configurazioni impiantistiche, fornendo una base solida per le successive fasi di confronto, ottimizzazione e dimensionamento del sistema ibrido.

Figura 29: Analisi della producibilità nei solstizi e negli equinozi dell'anno 2025



4.3 Producibilità frigorifera

In questa fase preliminare, la producibilità frigorifera è stata modellata assumendo l'impiego di una pompa di calore reversibile alimentata mediante la quota di energia elettrica eccedentaria generata dagli impianti fotovoltaici e ibridi. Tuttavia, non essendo ancora definita con precisione la frazione di energia primaria elettrica disponibile, fortemente dipendente dal numero di pannelli installati e dalla relativa configurazione impiantistica, si è scelto di adottare un approccio semplificato. Tale impostazione rappresenta una prima valutazione di massima, che verrà successivamente affinata attraverso la selezione della pompa di calore più idonea e coerente con le specificità del caso studio.

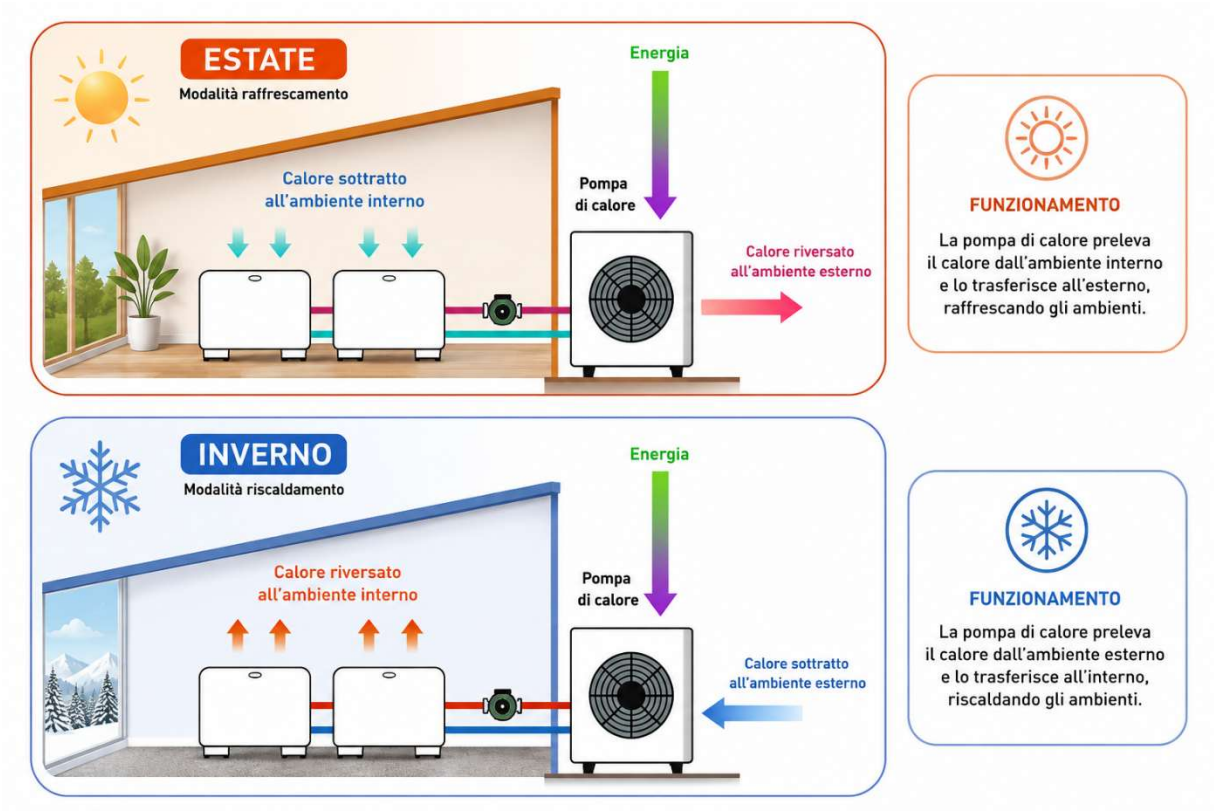
In particolare, l'energia elettrica in eccesso prodotta dai sistemi fotovoltaico e PVT è stata inizialmente destinata alla copertura della quota residua di fabbisogno termico non soddisfatta dalle altre tecnologie considerate, assumendo per la pompa di calore un coefficiente di prestazione medio pari a COP = 3,5. La restante quota di elettricità disponibile è stata successivamente interamente convertita in energia frigorifera, ipotizzando un indice di efficienza energetica EER = 9, con l'obiettivo di massimizzare la copertura dei consumi per raffrescamento e ridurre il più possibile il ricorso a energia prelevata dalla rete.

L'obiettivo della presente analisi è quindi quello di massimizzare l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta localmente, estendendone l'impiego non solo ai consumi elettrici diretti, ma anche alle sue trasformazioni in energia termica e frigorifera mediante sistemi ad alta efficienza. Tale strategia consente di valorizzare pienamente la producibilità rinnovabile "on-site", incrementando l'indice di autoconsumo e migliorando sensibilmente le prestazioni energetiche complessive dell'edificio-impianto.

I vantaggi associati a questo approccio risultano particolarmente rilevanti sia sotto il profilo energetico sia economico-gestionale. Dal punto di vista energetico, l'aumento dell'autoconsumo riduce le perdite indirette associate all'immissione in rete e limita il fabbisogno di energia primaria proveniente da fonti esterne, contribuendo a una diminuzione dei consumi complessivi e delle emissioni climalteranti. Sul piano economico, la valorizzazione locale dell'energia eccedentaria permette di ridurre i costi di approvvigionamento energetico, mitigare l'esposizione alla volatilità dei prezzi dell'elettricità e migliorare il tempo di ritorno dell'investimento delle tecnologie installate.

Inoltre, la conversione dell'eccedenza elettrica in energia frigorifera assume particolare interesse nel periodo estivo, quando la disponibilità di radiazione solare e quindi la produzione fotovoltaica risultano massime e coincidono con i più elevati fabbisogni di raffrescamento. Tale sinergia temporale tra generazione e domanda incrementa ulteriormente l'efficacia della strategia di autoconsumo, rendendo il sistema energetico più flessibile, resiliente ed efficiente.

Figura 30: Raffigurazione semplicistica del funzionamento della pompa di calore reversibile



5 Valutazioni preliminari

Prima di procedere alla fase di ottimizzazione delle risorse di produzione, si è ritenuto opportuno svolgere una serie di valutazioni preliminari, finalizzate a ridurre il numero delle configurazioni possibili e a individuare preventivamente eventuali criticità da approfondire nella fase di ottimizzazione.

La prima analisi ha riguardato la determinazione del numero massimo di moduli installabili. Tale scelta avrebbe potuto essere condotta secondo due differenti approcci: da un lato, dimensionando l'impianto sulla base dei fabbisogni energetici e della producibilità stimata, come discusso nei capitoli precedenti; dall'altro, massimizzando la superficie captante mediante la completa occupazione della copertura disponibile. Alla luce della superficie relativamente contenuta rispetto ai fabbisogni dell'edificio, è stata adottata la seconda strategia, ossia la saturazione pressoché totale della copertura, assumendo fin da subito che la produzione ottenibile non sarebbe comunque risultata sufficiente a coprire integralmente i consumi, ipotesi successivamente confermata dai risultati.

Definita tale impostazione, l'attenzione si è spostata sulla reale superficie utile installabile, tenendo conto dei principali vincoli geometrici e normativi. In particolare, per limitare gli effetti di ombreggiamento reciproco e garantire adeguate condizioni di manutenzione, sono state previste le opportune distanze dall'extracorsa dell'ascensore. Parallelamente, in conformità alle prescrizioni di prevenzione incendi[10], è stato considerato il mantenimento di una fascia di rispetto di almeno un metro da tutte le aperture presenti in copertura.

Dal punto di vista dell'ombreggiamento esterno, è stata esclusa la presenza di effetti significativi dovuti agli edifici limitrofi, in quanto il contesto urbano presenta fabbricati di altezza pressoché uniforme. Tale condizione ha consentito di non prevedere l'impiego di ottimizzatori di potenza, evitando un aggravio impiantistico non giustificato dai benefici attesi. In questa fase è stata inoltre valutata la possibilità di sfruttare anche la copertura dell'extracorsa ascensore come ulteriore superficie utile per l'installazione dei moduli.

Tra le ipotesi preliminari è stata presa in considerazione anche una soluzione più radicale, consistente nel rifacimento completo della copertura con trasformazione in tetto piano. Questa

[10] Linea guida VVF - prot. DCPREV n. 14030 del 01/09/2025
Linea guida di prevenzione incendi per la progettazione, installazione, esercizio, manutenzione di impianti fotovoltaici

scelta non mira a incrementare la superficie geometrica, ma a rendere l'area più uniformemente utilizzabile per l'installazione dei moduli, permettendo un migliore posizionamento e orientamento dei pannelli, indipendentemente dai vincoli imposti dalle falde inclinate, e garantendo maggiore flessibilità nella gestione di ostacoli quali extracorsa ascensore, camini o aperture.

Tale alternativa è stata tuttavia scartata in seguito, sia per gli elevati costi di intervento, sia perché avrebbe portato a una produzione elettrica eccedente rispetto agli effettivi margini di autoconsumo del caso studio.

Sotto il profilo elettrico, è stata inoltre valutata, e in seguito scelta, la possibile implementazione, in una fase successiva, di un inverter dedicato per ciascuna falda, al fine di massimizzare la resa energetica delle due sezioni dell'impianto, caratterizzate da profili di produzione differenti nell'arco della giornata. Tale differenza tende a ridursi unicamente nelle ore centrali, quando entrambe le falde beneficiano di condizioni di irraggiamento favorevoli. Anche in questo caso, la collocazione dei componenti è stata verificata in relazione ai requisiti di prevenzione incendi.

In modo analogo, l'orientamento dei moduli ibridi (PVT) deve essere uniforme, al fine di consentire l'impiego di un'unica pompa di circolazione. Tale condizione non sarebbe infatti garantita in presenza di moduli disposti con orientamenti differenti, poiché differenti inclinazioni determinerebbero produzioni (termiche) non uniformi nell'arco della giornata e renderebbero necessario l'utilizzo di circuiti e dispositivi di pompaggio separati.

Tale valutazione non risulta particolarmente rilevante nell'edificio pilota, Panizzi 2, ma risulta rimarchevole negli studi degli altri edifici per un'analisi di quartiere.

Sempre nell'ambito delle scelte impiantistiche preliminari, è stata analizzata la possibilità di integrare un sistema di accumulo elettrochimico. Questa opzione è stata inizialmente esclusa in ragione dei costi ancora elevati e dei tempi di ritorno economico superiori alla vita utile attesa dell'accumulo stesso. Tale risultato è strettamente connesso alla strategia di autoconsumo adottata, che prevede nei mesi estivi l'impiego dell'energia fotovoltaica eccedente per alimentare la pompa di calore destinata alla produzione frigorifera, in una condizione di elevata contemporaneità tra domanda e generazione.

Inoltre, dal punto di vista termo-energetico, è stata valutata in via preferenziale l'installazione di collettori solari termici oppure moduli ibridi PVT ("celle fredde") sulla falda sud-ovest,

identificata, come mostrato in Figura 26 della sezione precedente, quale orientamento più favorevole per la produzione di energia termica.

Questa scelta non comporta una riduzione significativa della produzione elettrica associata alla falda sud-est, poiché i moduli fotovoltaici mantengono rendimenti soddisfacenti non soltanto in presenza di radiazione diretta, ma anche grazie al contributo della radiazione diffusa, particolarmente rilevante nelle ore non di picco.

Questa decisione, quindi, nasce dal corretto utilizzo dei diversi tipi di pannelli e dalla teoria che ne sta alla base: il funzionamento dei pannelli fotovoltaici si fonda sull'effetto fotovoltaico, mentre il collettore solare termico o il pannello ibrido, sezione termica, basa la produzione di energia sul trasferimento termico tramite irraggiamento solare.

In conclusione, le valutazioni preliminari sviluppate nella fase di pre-ottimizzazione hanno preso in esame differenti configurazioni impiantistiche per l'installazione di sistemi fotovoltaici, con l'obiettivo di ridurre il prelievo di energia elettrica dalla rete e, conseguentemente, i costi associati ai consumi energetici.

Tutti i parametri energetici e i valori riportati nelle analisi successive sono stati definiti in coerenza con quanto illustrato nel Capitolo 4, relativo alla produzione energetica dell'impianto, considerando le caratteristiche progettuali e i parametri operativi del sistema fotovoltaico adottato. Analogamente, i profili di consumo mensile utilizzati nelle valutazioni risultano conformi a quanto descritto nel Capitolo 2, dedicato all'analisi dei consumi energetici del caso studio.

Per quanto riguarda la componente economica, le valutazioni sono state sviluppate secondo un approccio tecnico-economico, finalizzato a garantire una stima quanto più rappresentativa delle condizioni reali di mercato. A tal fine, sono stati utilizzati dati economici di riferimento, quali il costo dell'energia elettrica comprensivo degli oneri e delle accise applicabili, nonché il valore del PUN (Prezzo Unico Nazionale). Inoltre, per la determinazione dei costi di investimento, sono state condotte analisi comparative basate su preventivi raccolti in precedenti installazioni e studi di settore, al fine di ricavare valori medi attendibili relativi al costo specifico per kWep installato.

Si ritiene inoltre opportuno precisare che, per le soluzioni progettuali che prevedono l'installazione di impianti fotovoltaici complanari alla falda esistente, dovrà essere preventivamente eseguita una verifica statica della copertura, al fine di accertarne l'idoneità strutturale rispetto ai carichi aggiuntivi introdotti dall'impianto. La trattazione riportata nel seguito assume pertanto

carattere esclusivamente preliminare e di massima e non può essere assimilata a una fase di progettazione definitiva né esecutiva.

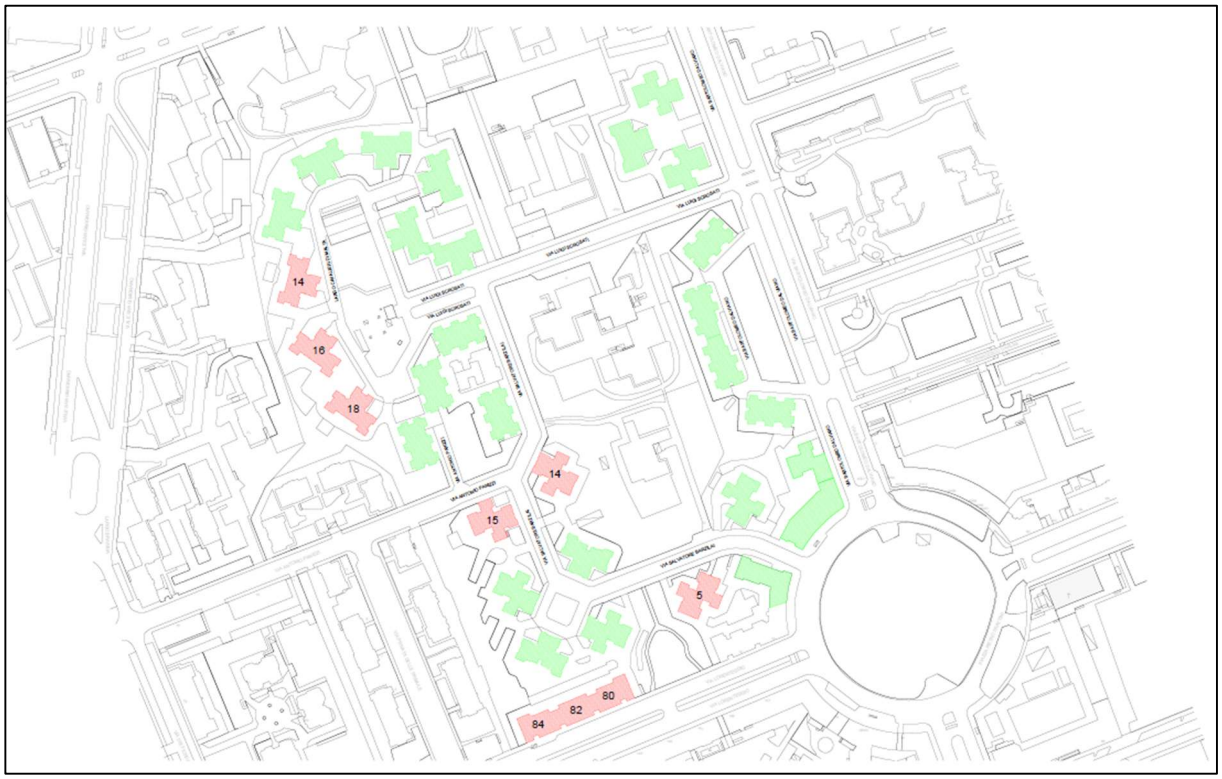
Lo studio si articola quindi in due principali ambiti di analisi, descritti nel seguito.

5.1 Valutazioni preliminari sulla copertura degli edifici da ristrutturare

La prima valutazione di rilievo è stata condotta sugli edifici non ancora oggetto di intervento di riqualificazione, al fine di ottimizzare i costi di installazione sfruttando la presenza dei ponteggi già predisposti per le opere edilizie (rifacimento delle facciate).

Gli edifici considerati nello studio sono evidenziati in rosso in Figura 31

Figura 31: Quartiere Grigioni, Milano.



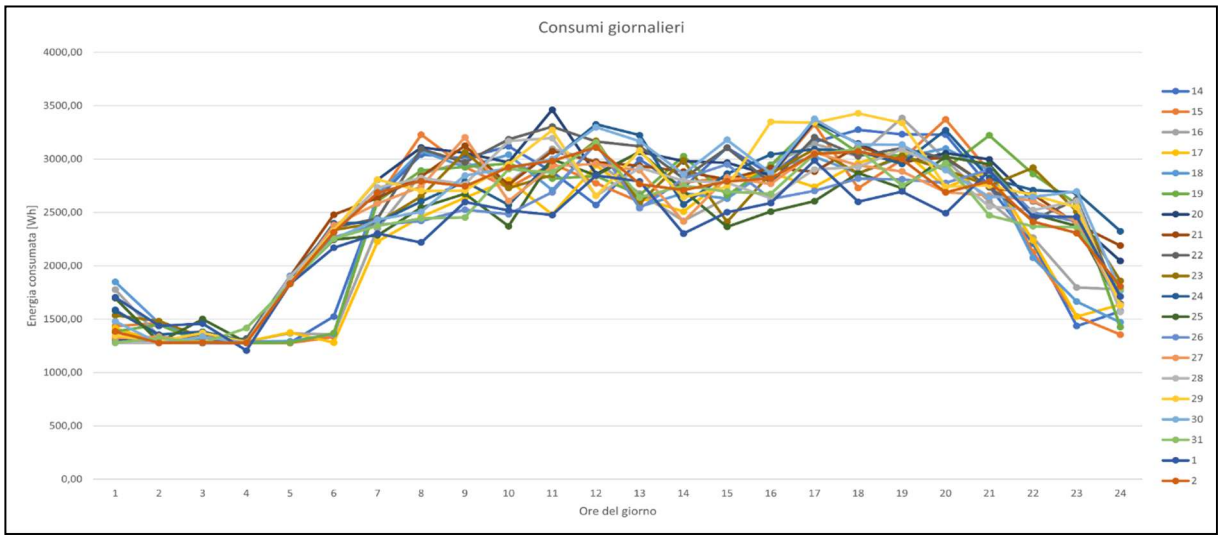
Per tali fabbricati sono state analizzate tre differenti configurazioni impiantistiche: installazione complanare alla falda esistente, realizzazione di una nuova copertura piana, e configurazione complanare alla falda esistente per il complesso di via Lorenteggio 80. Quest'ultima soluzione, identificabile nella figura precedente nei corpi di fabbrica limitrofi ai civici 80, 82 e 84, assume particolare rilevanza sia per la prossimità geometrica tra gli edifici, sia per la possibilità di

definire strategie di installazione energetica ottimizzate attraverso l'impiego di un unico ponteggio.

Dal punto di vista del dimensionamento tecnico-economico, sulla base dei dati di consumo e della produzione energetica misurata, si è proceduto inizialmente alla definizione di due giornate tipo rappresentative, una relativa al periodo invernale e una al periodo estivo.

Tali profili sono stati ricavati mediante media aritmetica e valutati su base oraria sulle 24 ore, così da ottenere curve sintetiche ma statisticamente rappresentative dell'andamento dei carichi elettrici. Questa metodologia, corredata dai relativi grafici, è stata peraltro già introdotta nel capitolo dedicato all'analisi dei consumi elettrici (Figura 3), sotto riportata come Figura 32.

Figura 32: Consumi elettrici orari dell'edificio



È stato inoltre sviluppato, in una fase preliminare e a livello di studio di massima, un approfondimento relativo all'impiego di pompe di calore per la climatizzazione estiva, valutando due differenti tecnologie: aria-acqua e acqua-acqua.

L'obiettivo di tale analisi è stato quello di stimare l'impatto dei nuovi carichi elettrici sull'equilibrio tra produzione fotovoltaica e fabbisogni dell'edificio.

Figura 33: Studio di massima, consumi elettrici orari per l'implementazione di pompe di calore

	POMPA DI CALORE ARIA-ACQUA																							
MAGGIO	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	0,88	0,88	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	0,88	0,88	0,88	1,92	1,92
GIUGNO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,51	0,51	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	0,51	0,51	0,51	1,00	1,00
LUGLIO	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,43	0,43	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	0,43	0,43	0,43	0,78	0,78
AGOSTO	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,41	0,41	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	0,41	0,41	0,41	0,56	0,56
SETTEMBRE	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,40	0,40	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	0,40	0,40	0,40	0,48	0,48
OTTOBRE	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	0,61	0,61	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	0,61	0,61	0,61	1,40	1,40
	POMPA DI CALORE ACQUA-ACQUA																							
MAGGIO	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	0,99	0,99	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	0,99	0,99	0,99	2,15	2,15
GIUGNO	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	0,63	0,63	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	0,63	0,63	0,63	1,23	1,23
LUGLIO	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,55	0,55	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	0,55	0,55	0,55	0,99	0,99
AGOSTO	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,52	0,52	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	0,52	0,52	0,52	0,72	0,72
SETTEMBRE	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,51	0,51	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	0,51	0,51	0,51	0,61	0,61
OTTOBRE	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	0.73	0.73	5.07	5.07	5.07	5.07	5.07	5.07	5.07	5.07	5.07	5.07	0.73	0.73	0.73	1.69	1.69

Successivamente sono stati valutati i tre scenari di progetto, che verranno descritti nel dettaglio nei paragrafi successivi, attraverso lo studio della produzione elettrica oraria ottenibile con l'installazione di 28 moduli fotovoltaici da 410 Wp ciascuno (Longisolar LR5-54HPH), per una potenza complessiva pari a 11.48 kWp.

Figura 34: Produzione elettrica fotovoltaica nei tre casi studio

ENERGIA MEDIA ORARIA [kWh] - SCENARIO 1

	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
GENNAIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,78	1,52	2,22	2,39	2,83	2,45	1,67	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FEBBRAIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,54	1,80	2,95	3,84	4,40	4,35	3,87	2,95	1,83	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MARZO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37	1,63	3,19	4,35	5,21	5,83	6,04	5,47	4,31	2,90	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
APRILE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	1,22	2,66	3,93	5,03	5,80	6,01	5,48	5,05	4,32	3,30	1,82	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MAGGIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,75	1,98	3,39	4,89	6,20	6,91	7,13	6,58	6,23	5,41	4,17	2,67	1,15	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
GIUGNO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,54	1,86	3,63	5,10	6,29	6,87	7,41	6,81	6,51	5,91	4,74	3,26	1,56	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00
LUGLIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,54	1,86	3,63	5,10	6,29	6,87	7,41	7,23	6,78	5,78	4,67	3,14	1,53	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00
AGOSTO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	1,43	3,01	4,46	5,60	6,47	6,82	6,92	6,52	5,69	4,34	2,57	0,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SETTEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,85	2,17	3,46	4,57	5,40	5,92	5,98	5,54	4,56	3,14	1,58	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OTTOBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	1,19	2,33	3,18	3,98	3,84	3,74	3,12	2,18	1,17	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45	1,21	1,91	2,33	2,41	2,85	2,28	1,42	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DICEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,93	1,59	1,90	2,12	2,69	2,18	1,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ENERGIA MEDIA ORARIA [kWh] - SCENARIO 2

	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
GENNAIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41	2,65	5,00	7,12	7,52	8,56	6,92	4,14	0,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FEBBRAIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	2,12	6,47	10,12	12,82	14,30	13,78	11,74	8,38	4,46	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MARZO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	1,84	6,73	11,86	15,43	17,93	19,44	19,66	17,32	13,10	8,24	3,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
APRILE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,32	5,70	10,87	14,91	18,33	20,58	20,90	18,76	17,00	14,20	10,44	5,38	0,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MAGGIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,59	4,05	9,10	13,93	18,34	21,98	22,46	23,02	22,83	21,27	18,19	13,72	8,55	3,47	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00
GIUGNO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,10	4,59	9,52	14,15	19,00	23,15	25,06	25,32	23,79	22,39	20,03	15,74	10,58	4,91	0,79	0,00	0,00	0,00	0,00
LUGLIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,60	4,06	9,61	15,47	19,94	23,45	24,86	26,20	25,16	23,22	19,43	15,43	10,15	4,73	0,54	0,00	0,00	0,00	0,00
AGOSTO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	2,20	7,09	12,52	17,14	20,60	23,04	23,78	23,63	21,82	18,60	13,72	7,75	2,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SETTEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	4,18	8,81	12,93	16,41	18,83	20,04	19,78	17,82	14,16	9,08	3,84	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OTTOBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	4,56	8,34	10,99	13,43	12,76	12,12	9,73	6,41	2,89	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	1,59	4,06	6,20	7,42	7,51	8,51	6,36	3,44	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DICEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	3,01	5,05	6,01	6,51	7,78	5,76	2,72	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ENERGIA MEDIA ORARIA [kWh] - SCENARIO 5

	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
GENNAIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66	1,52	2,30	2,81	2,93	2,64	2,03	1,21	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FEBBRAIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	1,20	2,17	3,02	3,56	3,70	3,38	2,71	1,80	0,86	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MARZO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,96	2,07	3,20	4,15	4,76	4,90	4,55	3,78	2,73	1,60	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
APRILE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61	1,67	2,83	3,96	4,90	5,48	5,61	5,27	4,52	3,48	2,31	1,19	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MAGGIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	1,11	2,17	3,32	4,38	5,25	5,78	5,89	5,59	4,88	3,91	2,80	1,68	0,68	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00
GIUGNO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	1,51	2,72	3,97	5,14	6,08	6,64	6,76	6,41	5,64	4,56	3,33	2,08	0,95	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00
LUGLIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	1,47	2,74	4,08	5,33	6,33	6,93	7,06	6,68	5,85	4,70	3,37	2,05	0,85	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00
AGOSTO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,94	2,12	3,41	4,65	5,66	6,27	6,41	6,03	5,21	4,07	2,78	1,52	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SETTEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	1,45	2,76	4,06	5,15	5,81	5,96	5,56	4,67	3,45	2,14	0,89	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OTTOBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	1,32	2,25	3,05	3,58	3,71	3,42	2,77	1,90	0,98	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	1,18	1,80	2,21	2,32	2,12	1,64	1,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DICEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	1,04	1,68	2,10	2,20	1,99	1,49	0,85	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A partire da questa analisi preliminare è stata quindi impostata la successiva valutazione tecnico-economica, finalizzata a determinare, per ciascun mese e per ogni intervallo orario, i seguenti parametri energetici fondamentali:

- consumo elettrico;
- produzione fotovoltaica;
- energia elettrica prelevata dalla rete;
- energia elettrica immessa in rete;
- quota di autoconsumo.

Tali grandezze costituiscono la base metodologica indispensabile per la successiva analisi economica e per la valutazione della sostenibilità energetica degli scenari proposti.

Definizione dei parametri di valutazione economica.

VAN[11] (PNV): è definito come il valore attuale di una serie attesa di flussi di cassa connessi alle entrate future di un investimento al netto delle uscite monetarie (in genere un unico esborso iniziale che costituisce appunto la somma investita). Tale metodologia, tramite la quale vengono valutati i flussi di cassa attesi futuri al netto dell'uscita monetaria al tempo iniziale dell'investimento, è basata sul principio del costo opportunità, e costituisce un criterio fondamentale nell'analisi finanziaria per determinare se perseguire o meno un investimento.

Il VAN è definito come:

$$VAN = \sum_{k=0}^{n} \frac{C_k}{(1+c)^k}$$

9

Dove:

- k: scadenze temporali;
- C_k: flusso finanziario (positivo o negativo) al tempo k
- c: Costo medio ponderato del capitale (o WACC=Weighted Average Cost of Capital) indice di rendimento alternativo per rischio simile secondo la teoria del CAPM (Capital Asset Pricing Model);
- $\frac{1}{(1+c)^k}$: fattore di attualizzazione al tempo k

[11] Fonte: Wikipedia -Valore attuale netto (Sito web)

TIR[12] (IRR): è il tasso della legge esponenziale che rende equa un'attività finanziaria. In generale, un progetto andrebbe perseguito quando il TIR risulta essere maggiore del MARR (minimum attractive rate of return) che coincide col tasso di rendimento normalmente ottenuto dall'azienda.

Matematicamente il TIR è definito come il tasso di attualizzazione i che rende il valore attuale netto (VAN) di una serie di flussi di cassa pari a zero, posto che questo tasso i esista nell'intervallo (-1,+∞) e che sia unico. Per cui, il TIR si calcola risolvendo l'equazione del VAN con i tale che il valore del VAN sia pari a zero.

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{CF_T}{(1+TIR)^t} = 0$$

10

dove:

- t: scadenze temporali;
- CF_T: flusso finanziario (positivo o negativo) al tempo t;

In un senso il tasso i rappresenta il costo massimo finanziario (debito e capitale) che l'azienda può assumere in relazione a un determinato progetto. Il tasso interno di rendimento non può essere calcolato direttamente, ma, come detto, si deve risolvere ricorsivamente la menzionata equazione polinomiale.

Un progetto di investimento risulta desiderabile, secondo tale criterio, qualora il TIR risulti superiore al costo opportunità del capitale (o di altro tasso preso a riferimento: tasso scelto secondo considerazioni inerenti allo specifico investimento e/o in base al WACC).

[12] Fonte: Wikipedia -Tasso interno di rendimento (Sito web)

IP[13] (PI): è un indicatore percentuale che misura la redditività di un'impresa, rapportando l'utile lordo o netto al capitale totale investito o al fatturato. Indica l'efficienza nel generare guadagni rispetto alle risorse dipendenti.

$$IP = \frac{VAN + Investimento\ iniziale}{Investimento\ iniziale} \tag{11}$$

Interpretazione logica:

- PI > 1: Progetto conveniente (valore generato > costo).
- PI = 1: Progetto in pareggio.
- PI < 1: Progetto non conveniente.

Questo indicatore risulta particolarmente vantaggioso, in quanto rende possibile la comparazione tra alternative progettuali caratterizzate da diversi livelli di investimento.

TR[14] (PBT): Il periodo di recupero (tempo di ritorno) rappresenta il tempo necessario affinché i flussi di cassa positivi generati da un investimento compensino l'esborso iniziale sostenuto. In altri termini, esso indica il numero di anni richiesto affinché il progetto "si ripaghi".

Si tratta di uno degli indicatori economici più intuitivi e immediati, particolarmente utilizzato nelle analisi preliminari di convenienza, poiché consente di valutare rapidamente la liquidità dell'investimento e il tempo di rientro del capitale.

Partendo dalla definizione matematica del TIR si può ridefinire come:

$$\sum_{t=0}^{PBT} \frac{CF_T}{(1+r)^t} > 0 \tag{12}$$

Un valore più basso del PBT indica una soluzione economicamente più interessante, poiché il capitale investito viene recuperato in tempi minori. A parità di altre condizioni, sono generalmente preferibili investimenti caratterizzati da un periodo di recupero più breve.

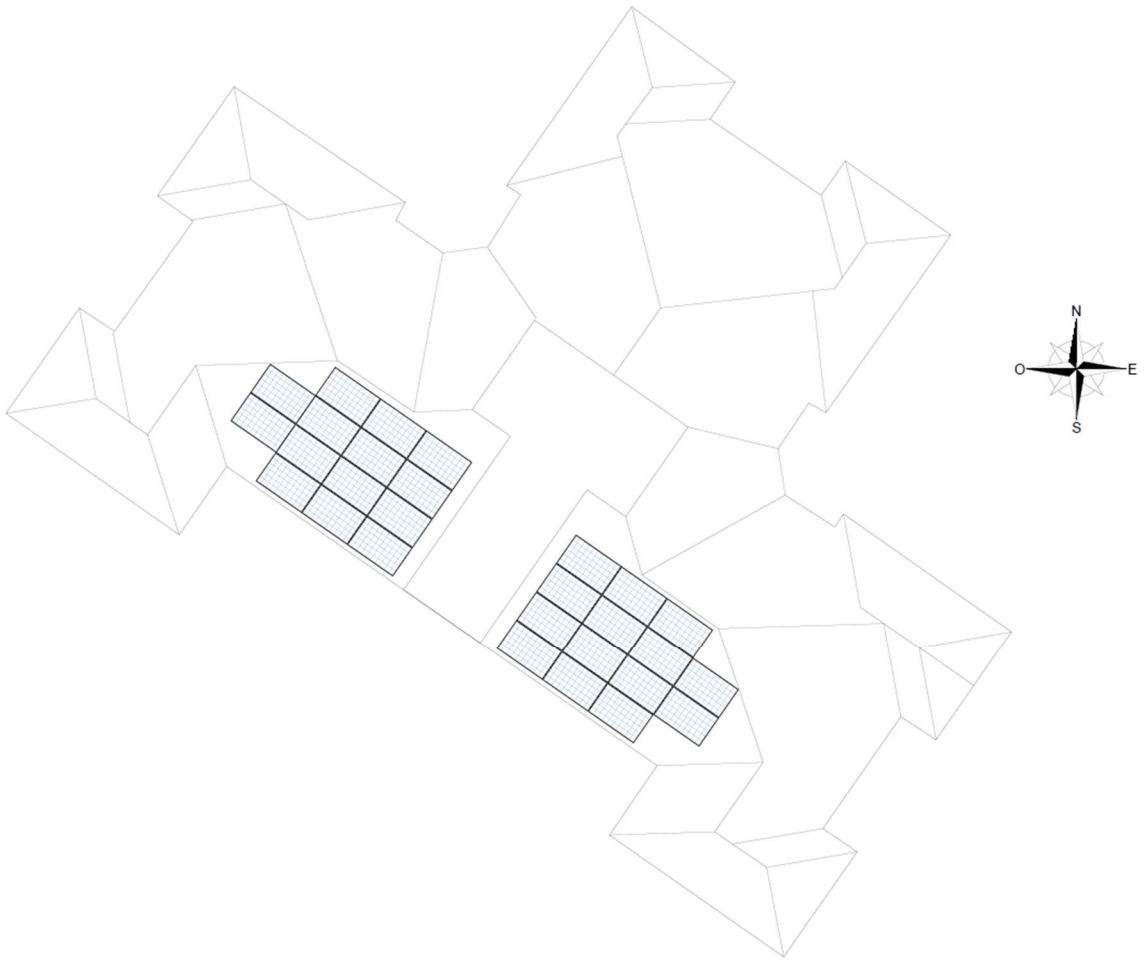
[13] Fonte: IBM - Performance index page (Sito web)
[14] Fonte: Wikipedia - Payback period (Sito web)

5.1.1 Installazione complanare alla falda esistente

La prima soluzione proposta consiste nell'installazione di un impianto fotovoltaico sulla copertura dell'edificio 18 in Figura 31, sulla falda esposta a SUD-OVEST (+35° rispetto al SUD), con moduli complanari alla superficie avente inclinazione pari a 17° rispetto al piano orizzontale.

Il campo fotovoltaico installabile è costituito da 28 moduli da 410 Wp con potenza complessiva pari a 11,48 kWp come precedentemente riportato.

Figura 35: Inquadramento copertura edificio di intervento



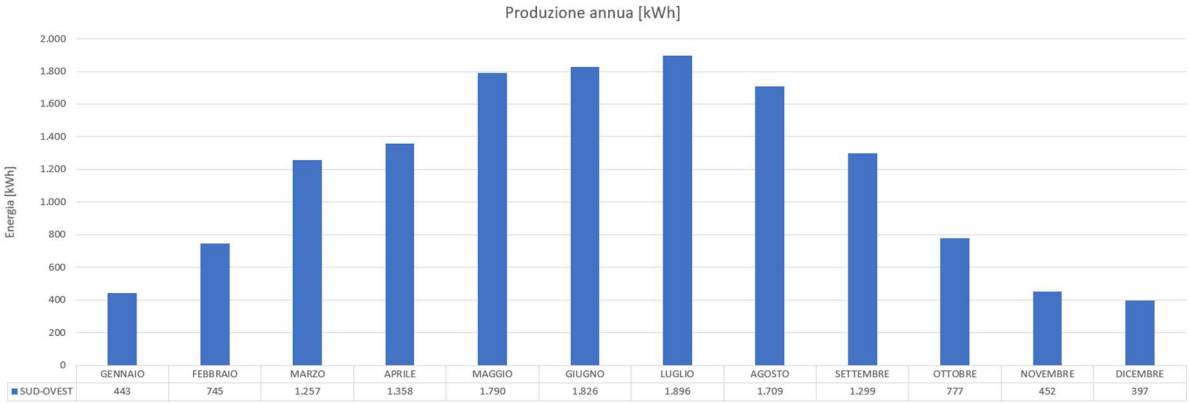
A fronte di una superficie occupata dal campo fotovoltaico pari a 55 m^2, la producibilità annua risulta essere pari 252 kWh/m^2 con una produzione annuale complessiva pari a 13.949 kWh.

Tabella 9: Dati significativi impianto fotovoltaico

ESPOSIZIONE	SUD-OVEST
Potenza modulo [W]	410
Numero moduli	28
Potenza totale [kW]	11
Energia annua [kWh]	13.949
Superficie totale [m^2]	55
Producibilità [kWh/m^2]	252
Producibilità [kWh/kW]	1.215

Come si può osservare dal grafico seguente, i mesi con la maggiore produzione sono quelli estivi con maggiore irradiazione.

Figura 36: Produzione elettrica annua



Con questa soluzione si ottiene una copertura dei consumi pari al 49,7% dell'energia prodotta a fronte del 50,3% immesso in rete (Tabella 10 e Figura 37)

Tabella 10: Bilancio energetico

Potenza totale FVT [kW]	11,5
Consumo mensile [kWh]	18.219
Produzione FVT [kWh]	13.949
Energia prelevata [kWh]	10.801
Energia immessa [kWh]	6.531
Autoconsumo [kWh]	7.418

Figura 37: Areogramma sull'autoconsumo

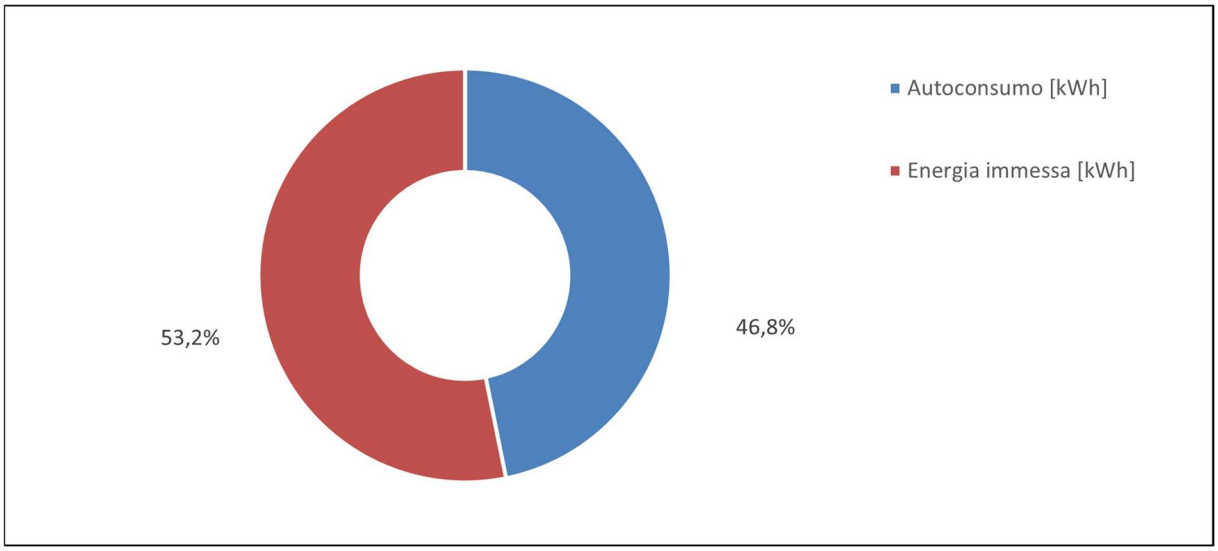
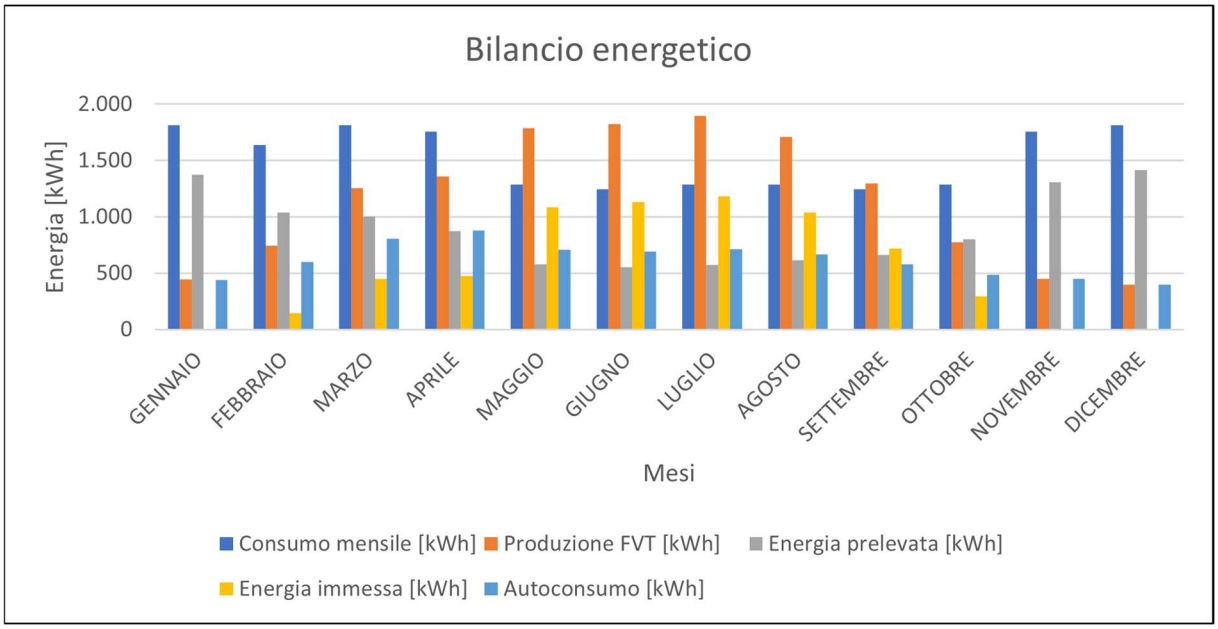


Figura 38: Bilancio energetico per ogni mese



Dal punto di vista economico l'impianto fotovoltaico proposto può essere realizzato a fronte di un investimento di circa 25.000 €. Stimando 23.000 € per i costi di fornitura e installazione delle componenti impianto (moduli fotovoltaici, inverter, quadri, etc.) e 2.000 € per le spese tecniche di progettazione. Le strutture di ponteggi non sono state considerate nel totale dei costi in quanto già presenti sugli edifici ancora da ristrutturare.

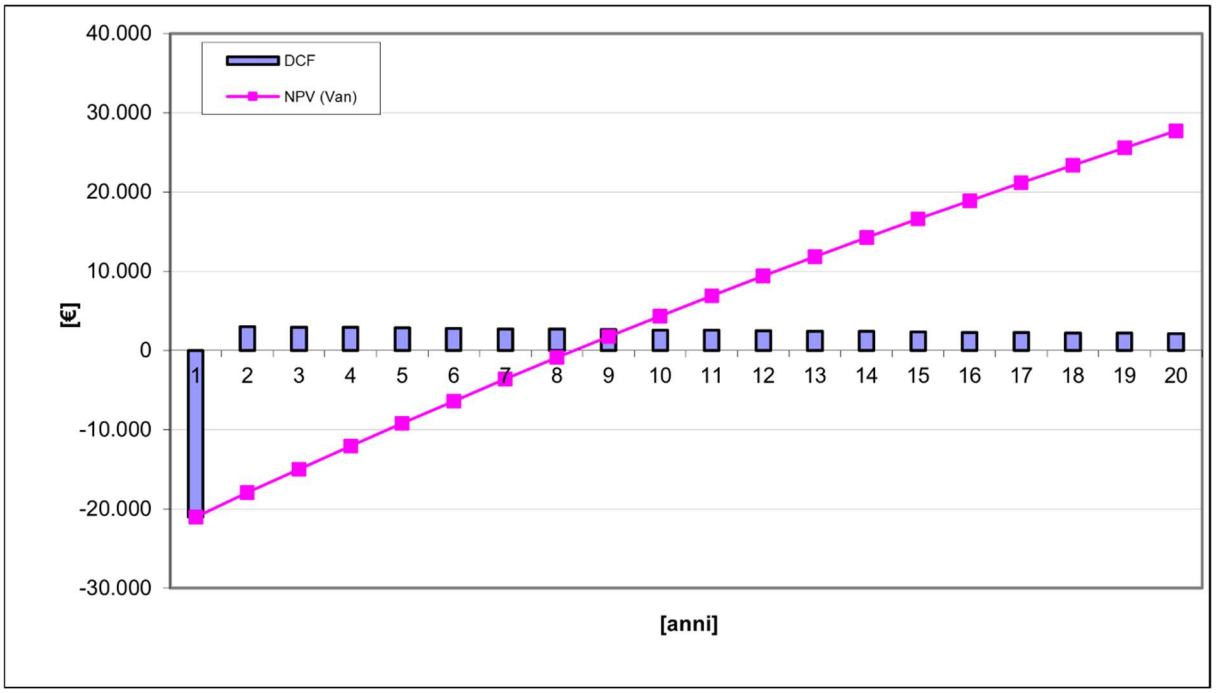
Nello scenario post opera, annualmente, risulta un risparmio di energia elettrica pari a 7.608 kWhe, equivalenti a circa 2.670 € all'anno, derivati interamente dall'energia autoconsumata, che si vanno a sommare ad un ricavo di circa 520 € corrispondenti ai 7.700 kWh immessi in rete.

Il tempo di ritorno stimato per l'investimento è pari a 8 anni e 4 mesi.

Tabella 11: Parametri economici

Costo totale di investimento	25.000	€
Costo evitato annuo (ricavo) al primo anno	3.190	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	
Tasso di sconto	3%	
VAN (NPV)	27.713	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	15%	
IP (PI)	2,15	
TR (PBT)	8,34	anni

Tabella 12: Andamento NPV negli anni



Essendo questa soluzione particolarmente rilevante dal punto di vista impiantistico ed economico si è scelto di studiare la stessa configurazione con l'implementazione di una pompa di calore reversibile, in particolare una pompa aria-acqua ed una acqua-acqua.

Scenario 1 + PDC_1 (PDC aria-acqua):

Seguendo l'ordine sopra citato, la stessa configurazione descritta nella soluzione 1 è stata rielaborata per verificare se la produzione da fotovoltaico fosse in grado o meno di coprire i consumi aggiuntivi dovuti all'installazione, nella sottostazione termica di fabbricato, di una pompa di calore aria - acqua destinata alla produzione, per i soli mesi estivi, di acqua calda sanitaria.

I dati relativi alla producibilità sono gli stessi della soluzione 1 mentre il carico elettrico, per i mesi estivi, terrà conto del profilo di consumo della pompa di calore.

Con la potenza prevista a progetto, 11.48 kWpe, si ottiene una buona copertura dei consumi, pari all'87.7% dell'energia prodotta, mentre il restante 12.3% della produzione viene immessa in rete.

Tabella 13: Bilancio energetico

	Scenario 1	Scenario 1 + PDC_1
Potenza totale FVT [kW]	11,5	11,5
Consumo annuale [kWh]	18.219	27.918
Produzione FVT [kWh]	13.949	13.949
Energia prelevata [kWh]	10.801	15.679
Energia immessa [kWh]	6.531	1.709
Autoconsumo [kWh]	7.418	12.240

Figura 39: Areogramma sull'autoconsumo

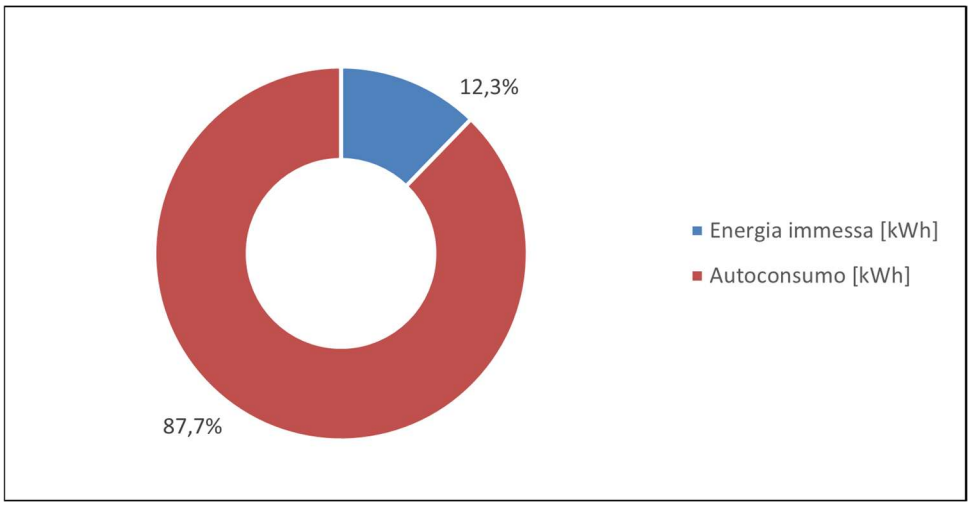
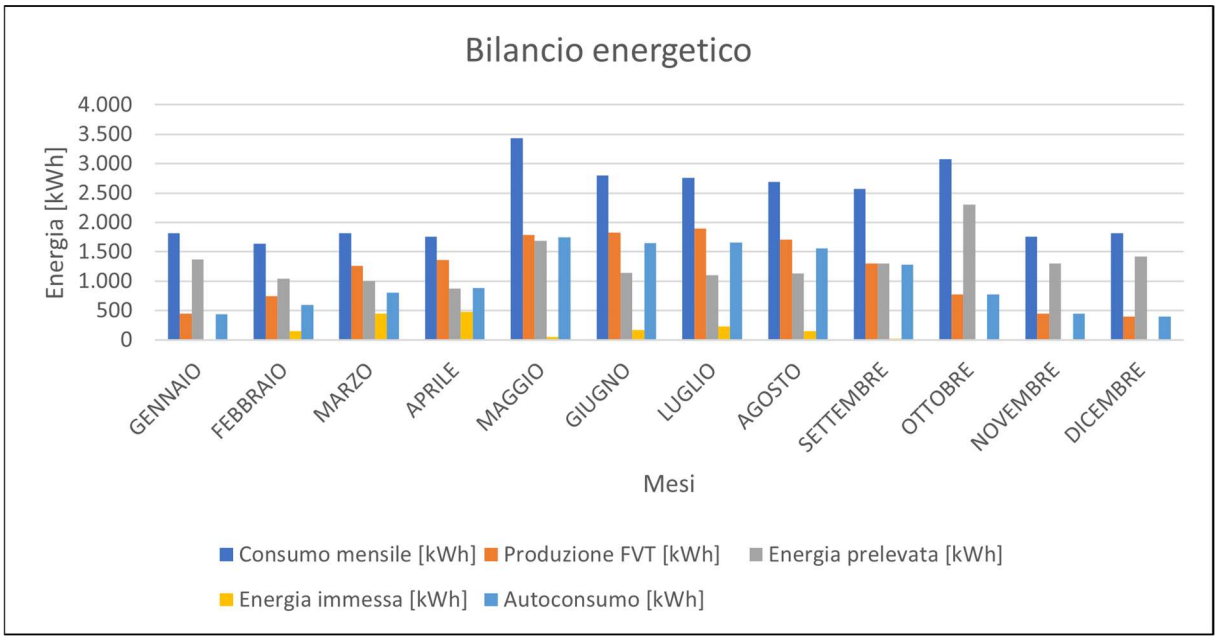


Figura 40: Bilancio energetico



L'intervento proposto risulta realizzabile a fronte di un investimento complessivo stimato in circa 57.000 €. Nel dettaglio, i costi sono così ripartiti:

- 31.000 € per la fornitura e posa in opera dei componenti impiantistici, inclusi moduli fotovoltaici, inverter, quadri elettrici e accessori;
- 26.000 € per la realizzazione dell'impianto dedicato alla produzione di acqua calda sanitaria mediante pompa di calore aria-acqua.

Si ricorda che i costi relativi alla messa in opera dei ponteggi, alle opere di sicurezza e alla cantierizzazione non sono stati inclusi nel computo complessivo, in quanto considerati costi ricorrenti e già previsti nell'ambito degli interventi di ristrutturazione ancora da eseguire sugli edifici. Nello scenario post operam, caratterizzato dall'integrazione tra pompa di calore per la produzione di acqua calda sanitaria e impianto fotovoltaico in copertura, si stima un autoconsumo diretto annuo di energia elettrica pari a 12.240 kWh.

La quota di energia elettrica immessa in rete e valorizzata economicamente con un corrispettivo pari a 0,08 €/kWh genera un ricavo annuo di 137 €.

Si evidenzia che la decentralizzazione della produzione di acqua calda sanitaria tramite pompe di calore, se considerata in assenza dell'impianto fotovoltaico, determinerebbe un incremento dei costi di esercizio rispetto alla configurazione attuale, nella quale il servizio è soddisfatto mediante energia termica fornita dalla centrale di teleriscaldamento.

In particolare, l'attuale costo per la produzione estiva di acqua calda sanitaria risulta pari a circa 3.250 €/condominio, mentre con l'adozione delle pompe di calore e l'acquisto di energia elettrica al prezzo medio di 0,36 €/kWh il costo salirebbe a circa 6.559 €/condominio.

La valutazione del tempo di ritorno semplice dell'investimento (Pay Back Time) è stata pertanto condotta considerando la combinazione sinergica dei due interventi, ovvero installazione dell'impianto fotovoltaico e sostituzione del sistema di produzione di ACS con pompe di calore dedicate.

Nello stato ante operam, il costo annuo complessivo associato ai consumi di energia elettrica delle utenze condominiali e all'energia termica necessaria per il servizio estivo di acqua calda sanitaria ammonta a circa 9.800 €/anno.

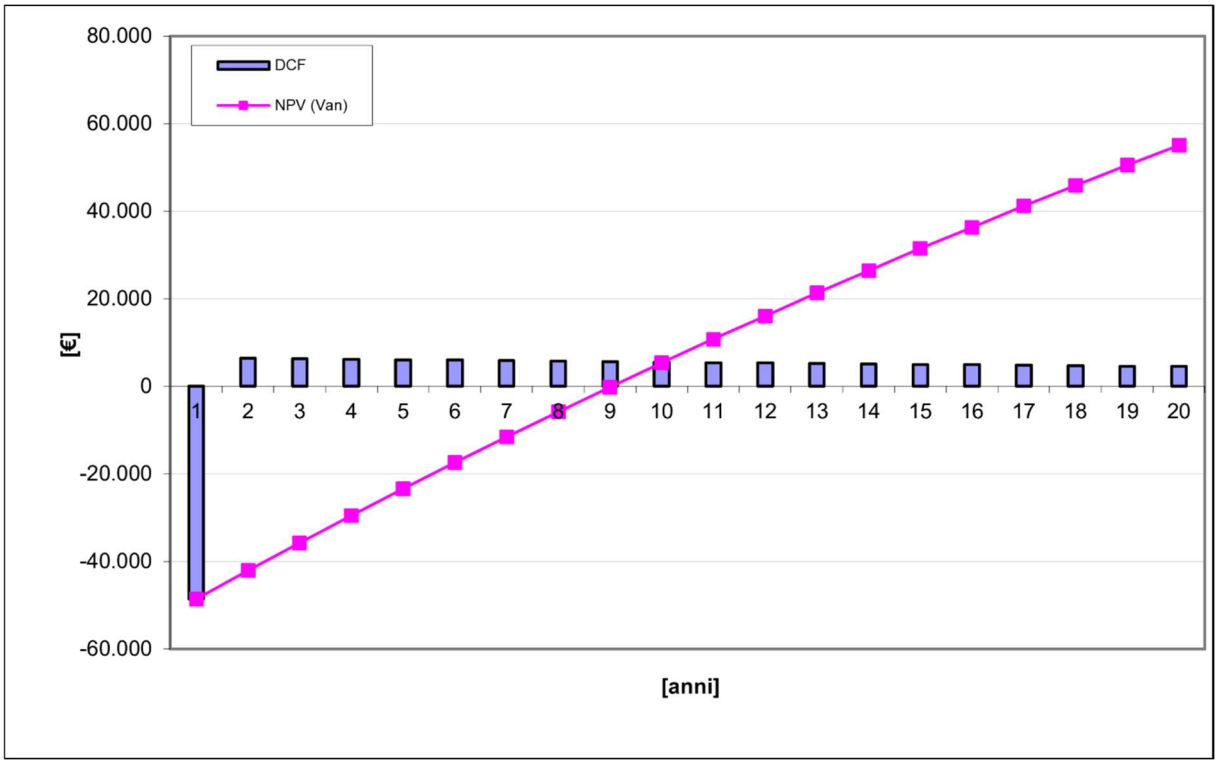
Nello scenario post operam, caratterizzato dal solo assorbimento di energia elettrica, il costo annuo si riduce a circa 5.508 €/anno.

Ne deriva un risparmio economico netto annuo pari a 4.292 €/anno, dal quale si ottiene un tempo di ritorno dell'investimento di circa 9 anni.

Tabella 14: Confronto parametri economici

	Scenario 1	Scenario 1 + PDC_1	
Costo totale di investimento	25.000	57.000	€
Costo evitato annuo (ricavo) al primo anno	3.190	6.800	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	20	
Tasso di sconto	3%	3%	
VAN (NPV)	27.713	55.070	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	15%	13%	
IP (PI)	2,15	2,00	
TR (PBT)	8,34	9,03	anni

Figura 41: Andamento NPV negli anni



Scenario 1 + PDC_2 (PDC acqua-acqua e climatizzazione):

La configurazione descritta nella Soluzione 1 è stata rielaborata al fine di verificare la capacità dell'impianto fotovoltaico di coprire i consumi elettrici aggiuntivi derivanti dall'installazione, nella sottostazione termica dell'edificio, di una pompa di calore acqua-acqua dedicata alla produzione di acqua calda sanitaria durante i mesi estivi.

I dati relativi alla producibilità dell'impianto fotovoltaico sono i medesimi riportati nella Soluzione 1, mentre il profilo dei carichi elettrici estivi è stato aggiornato includendo il fabbisogno energetico della pompa di calore.

Con la potenza fotovoltaica prevista in progetto, pari a 11,48 kWp, si ottiene una copertura dei consumi pari al 92% dell'energia prodotta, mentre il restante 8% dell'energia viene immesso nella rete elettrica. Tale risultato conferma la buona integrazione tra produzione e consumo, evidenziando un efficace equilibrio energetico nel periodo estivo.

Inoltre, come si evince dalla Tabella 15, dal punto di vista dell'autoconsumo la scelta di implementare una pompa di calore acqua-acqua, o più precisamente acqua-ACS, rappresenta la soluzione più vantaggiosa, consentendo di raggiungere quote di autoconsumo significativamente più elevate rispetto ai casi privi di pompa di calore, che, come precedentemente evidenziato, si attestavano intorno al 53,2%.

Tale aspetto risulta particolarmente evidente anche dagli areogrammi, nei quali si osserva chiaramente il miglioramento ottenuto non solo rispetto alle configurazioni senza pompa di calore, ma anche nel confronto tra la soluzione installativa PDC aria-ACS (PDC_1) e quella acqua-ACS (PDC_2).

Tabella 15: Bilancio energetico

	Scenario 1	Scenario 1 + PDC_1	Scenario 1 + PDC_2
Potenza totale FVT [kW]	11,5	11,5	11,5
Consumo annuale [kWh]	18.219	27.918	33.180
Produzione FVT [kWh]	13.949	13.949	13.949
Energia prelevata [kWh]	10.801	15.679	20.323
Energia immessa [kWh]	6.531	1.709	1.092
Autoconsumo [kWh]	7.418	12.240	12.857

Figura 42: Areogramma sull'autoconsumo

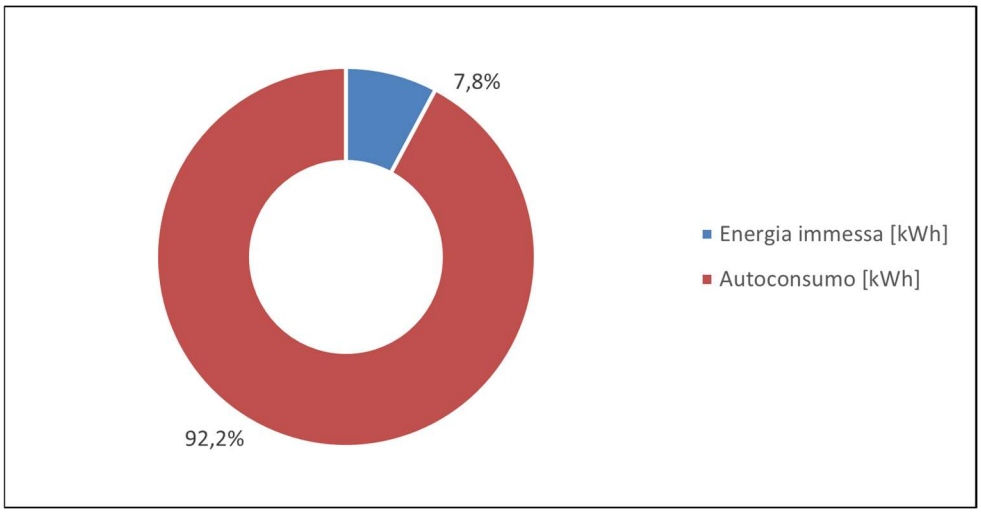
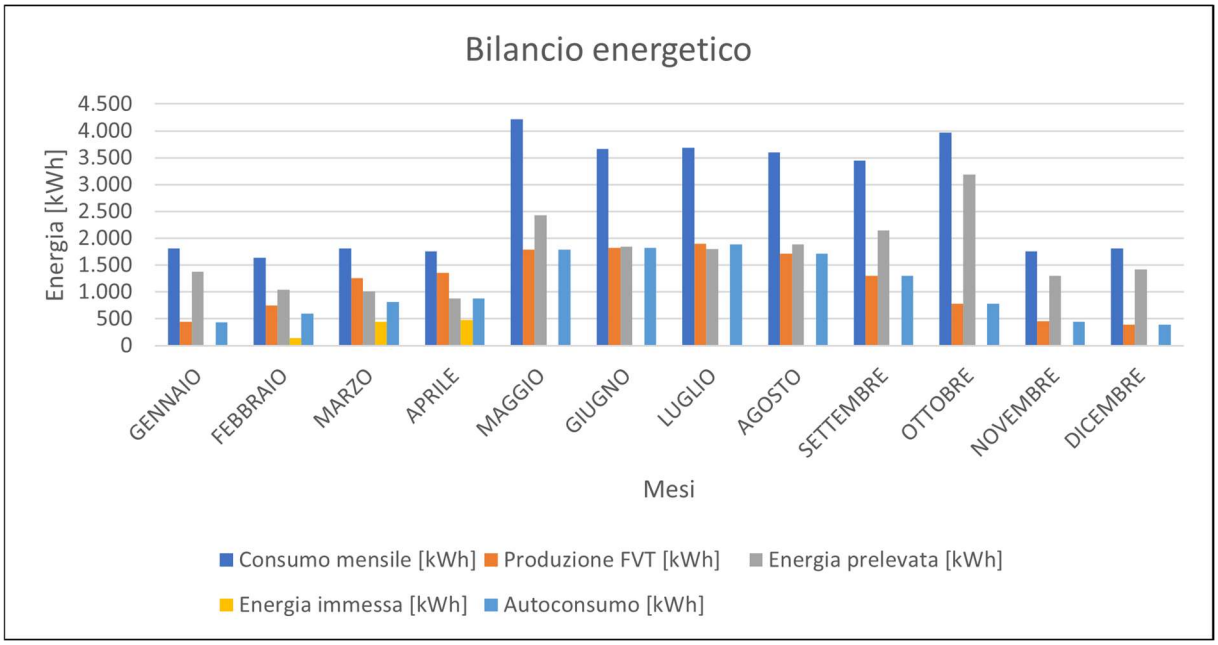


Figura 43: Bilancio energetico



L'intervento proposto risulta realizzabile a fronte di un investimento complessivo stimato in circa 65.000 €. Nel dettaglio, i costi sono così ripartiti:

- 31.000 € per la fornitura e posa in opera dei componenti impiantistici, inclusi moduli fotovoltaici, inverter, quadri elettrici e accessori;
- 34.000 € per la realizzazione dell'impianto dedicato alla produzione di acqua calda sanitaria mediante pompa di calore aria-acqua.

In maniera analoga i costi relativi alla messa in opera dei ponteggi, alle opere di sicurezza e alla cantierizzazione non sono stati inclusi nel computo complessivo, in quanto considerati costi ricorrenti e già previsti nell'ambito degli interventi di ristrutturazione ancora da eseguire sugli edifici. Nello scenario post operam, caratterizzato dall'integrazione tra pompa di calore per la produzione di acqua calda sanitaria e impianto fotovoltaico in copertura, si stima un autoconsumo diretto annuo di energia elettrica pari a 12.857 kWh.

La quota di energia elettrica immessa in rete e valorizzata economicamente con un corrispettivo pari a 0,08 €/kWh genera un ricavo annuo di 87 €.

Si evidenzia che la decentralizzazione della produzione di acqua calda sanitaria tramite pompe di calore, se considerata in assenza dell'impianto fotovoltaico, determinerebbe un incremento dei costi di esercizio rispetto alla configurazione attuale, nella quale il servizio è soddisfatto mediante energia termica fornita dalla centrale di teleriscaldamento.

In particolare, l'attuale costo per la produzione estiva di acqua calda sanitaria risulta pari a circa 3.250 €/condominio, mentre con l'adozione delle pompe di calore e l'acquisto di energia elettrica al prezzo medio di 0,36 €/kWh il costo salirebbe a circa 6.559 €/condominio.

La valutazione del tempo di ritorno semplice dell'investimento (Pay Back Time) è stata pertanto condotta considerando la combinazione sinergica dei due interventi, ovvero installazione dell'impianto fotovoltaico e sostituzione del sistema di produzione di ACS con pompe di calore dedicate.

Nello stato ante operam, il costo annuo complessivo associato ai consumi di energia elettrica delle utenze condominiali e all'energia termica necessaria per il servizio estivo di acqua calda sanitaria ammonta a circa 9.800 €/anno.

Nello scenario post operam, caratterizzato dal solo assorbimento di energia elettrica, il costo annuo si riduce a circa 7.229 €/anno.

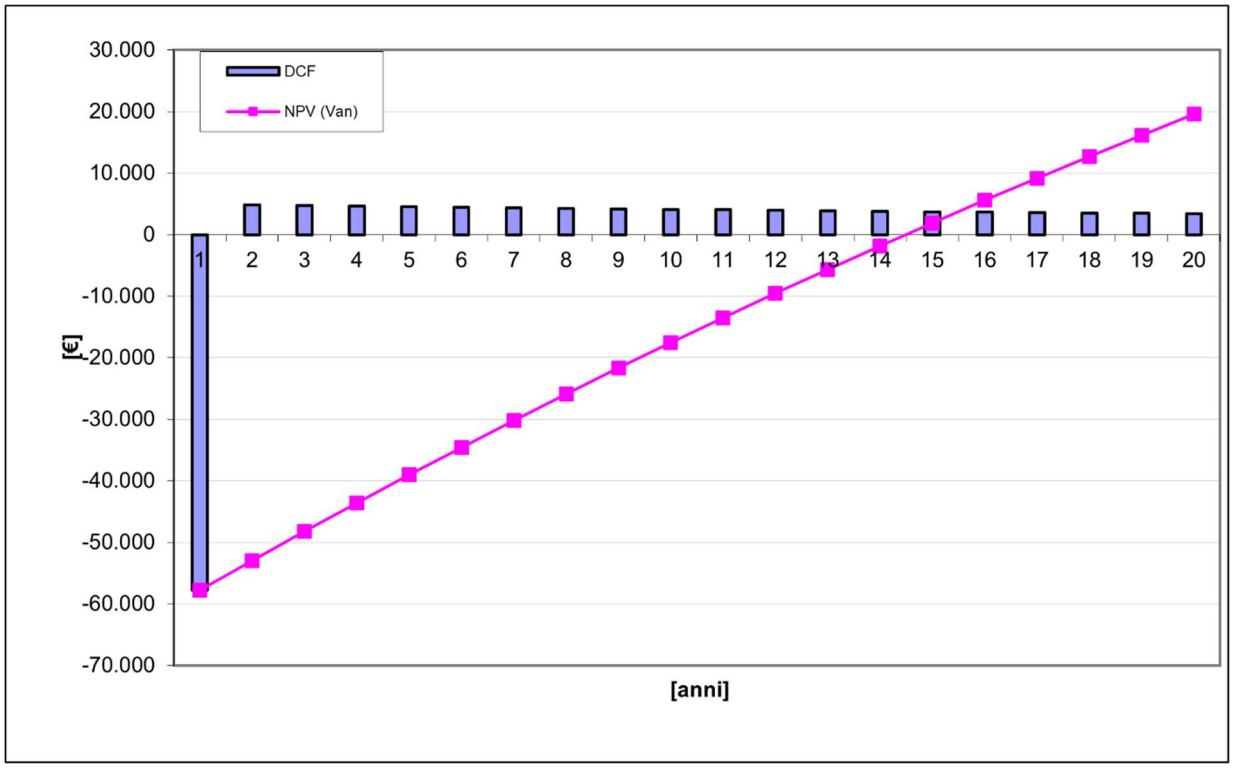
Ne deriva un risparmio economico netto annuo pari a 2.571 €/anno, dal quale si ottiene un tempo di ritorno dell'investimento di circa 14 anni e mezzo.

Alla luce di tale valore e dei parametri economici riportati nella Tabella 16, risulta preferibile la soluzione precedentemente proposta, basata su pompa di calore aria-ACS, rispetto a quella attuale, la quale mostra indicatori economici meno vantaggiosi. Si specifica inoltre che questa scelta risulta migliore della prima soluzione senza pompa di calore, poiché presenta un VAN maggiore nonostante una lieve riduzione degli altri indicatori economici. Si evidenzia quindi, come al quasi raddoppio dell'investimento iniziale corrisponda un analogo raddoppio del ricavo totale.

Tabella 16: Confronto parametri economici

	Scenario 1	**Scenario 1 + PDC_1**	**Scenario 1 + PDC_2**	
Costo totale di investimento	25.000	57.000	65.000	€
Costo evitato annuo al primo anno	3.190	6.800	5.070	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	1%	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	20	25	
Tasso di sconto	3%	3%	3%	
VAN (NPV)	27.713	55.070	35.578	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	15%	13%	8%	
IP (PI)	2,15	2,00	1,57	
TR (PBT)	8,34	9,03	14,49	anni

Figura 44: Andamento NPV negli anni



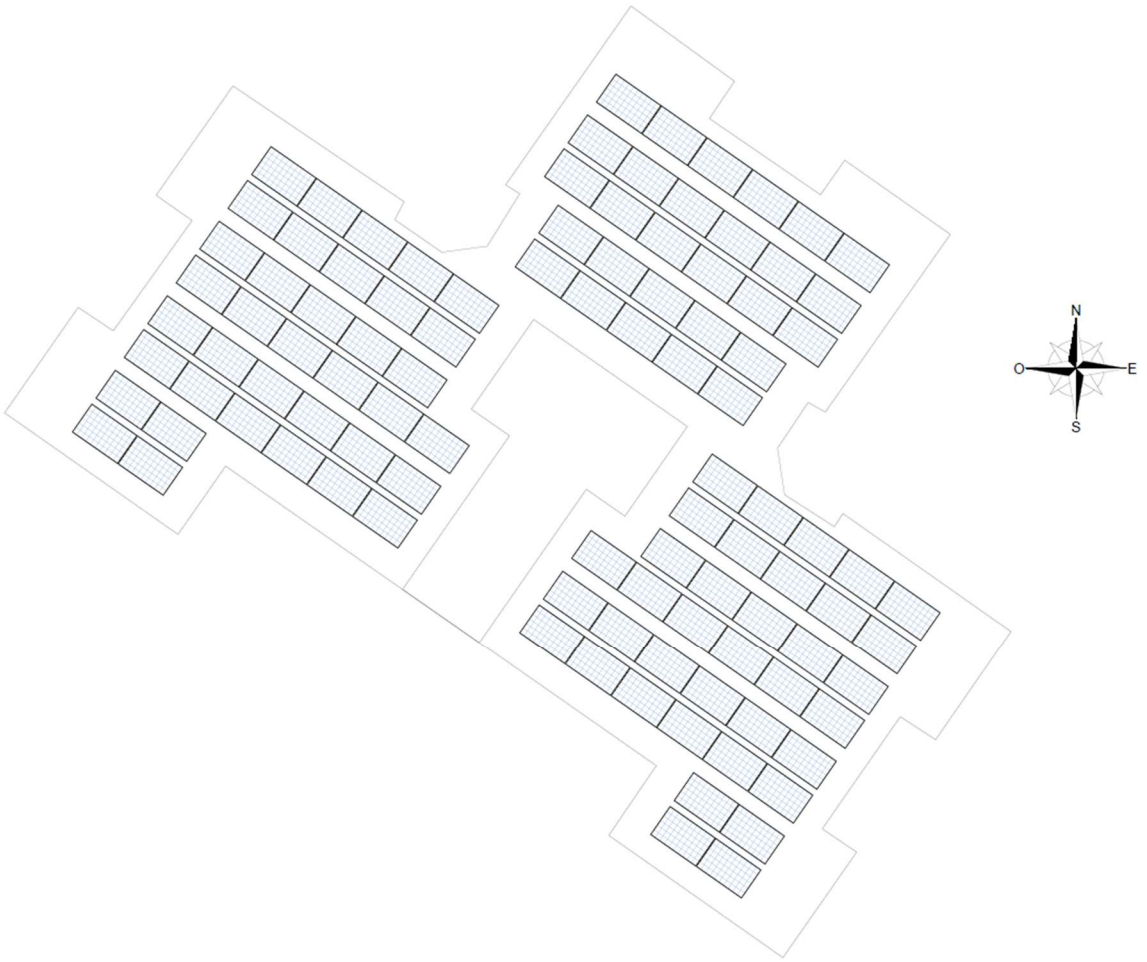
5.1.2 Realizzazione di una nuova copertura piana

La seconda soluzione progettuale consiste nella demolizione e ricostruzione della copertura piana dell'edificio 18, al fine di consentire l'installazione di un impianto fotovoltaico con moduli orientati a sud-est. I moduli sono previsti con inclinazione pari a cinque gradi rispetto al piano orizzontale e fissati tramite un sistema di zavorre in calcestruzzo armato.

La superficie disponibile consente l'installazione di un campo fotovoltaico composto da 102 moduli da 410 Wp, per una potenza nominale complessiva di 42 kWp (Figura 45).

Lo studio può essere considerato rappresentativo anche se l'edificio analizzato non coincide con quello pilota, in ragione della similarità dei consumi energetici e della sostanziale equivalenza morfologica della copertura.

Figura 45: Inquadramento copertura edificio di intervento

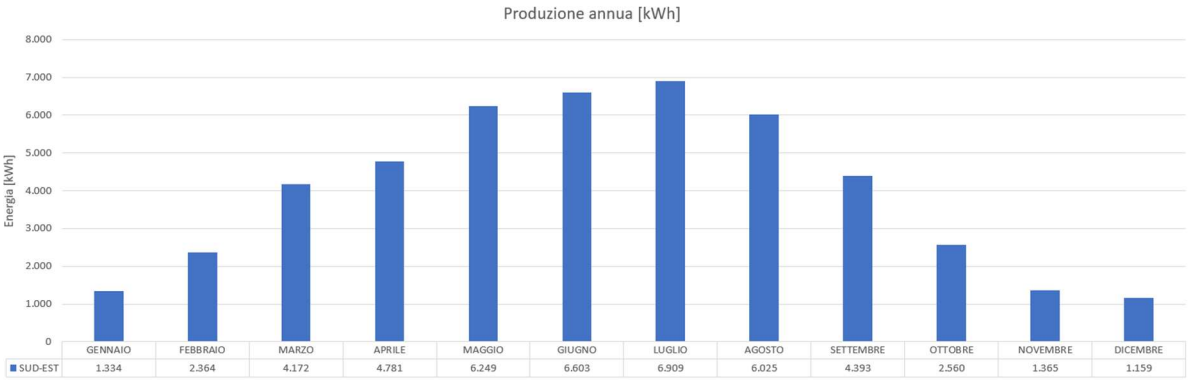


A fronte di una superficie occupata dal campo fotovoltaico pari a 202 m^2, la producibilità annua risulta essere pari 237 kWh/m^2 con una produzione annuale complessiva pari a 47.913 kWh.

Tabella 17: Dati significativi impianto fotovoltaico

ESPOSIZIONE	SUD-OVEST
Potenza modulo [W]	410
Numero moduli	102
Potenza totale [kW]	42
Energia annua [kWh]	47.913
Superficie totale [m^2]	202
Producibilità [kWh/m^2]	237
Producibilità [kWh/kW]	1.146

Figura 46: Produzione elettrica annua



Con questa soluzione si ottiene una copertura dei consumi pari al 19% dell'energia prodotta a fronte del 81% immesso in rete (Tabella 18 e Figura).

Tabella 18: Bilancio energetico

Potenza totale FVT [kW]	41,82
Consumo mensile [kWh]	18.219
Produzione FVT [kWh]	47.913
Energia prelevata [kWh]	9.325
Energia immessa [kWh]	39.018
Autoconsumo [kWh]	8.894

Figura 47: Areogramma sull'autoconsumo

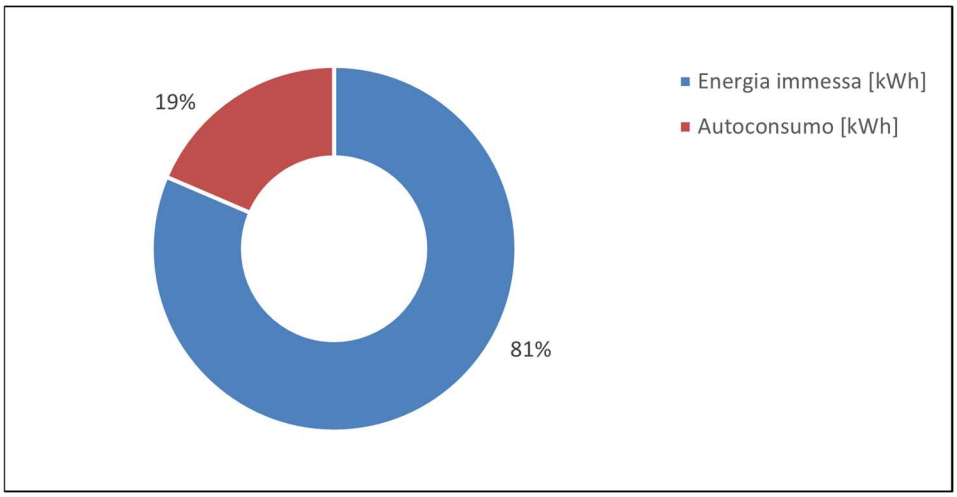
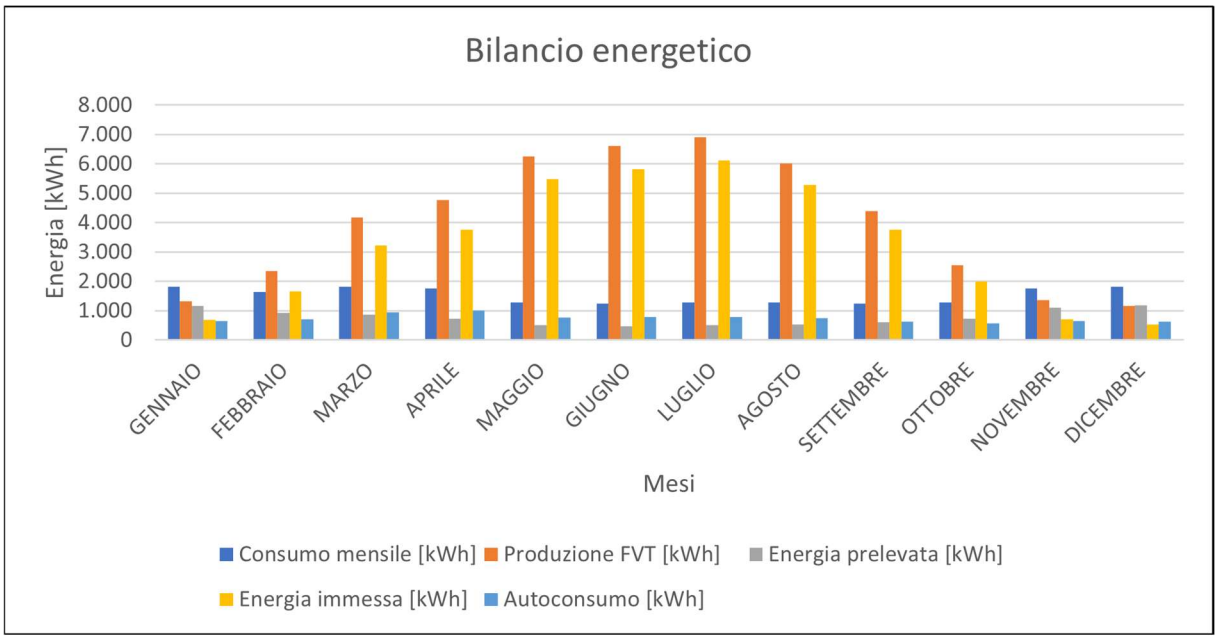


Figura 48: Bilancio energetico



Dal punto di vista economico l'impianto fotovoltaico proposto può essere realizzato a fronte di un investimento di circa 103.000 €. Stimando 83.600 € per i costi di fornitura e installazione delle componenti impianto (moduli fotovoltaici, inverter, quadri, etc.), 12.000 € per le spese di carpenteria della struttura di ancoraggio (sistemi di zavorre in cemento) e 7.400 € per le spese tecniche di progettazione.

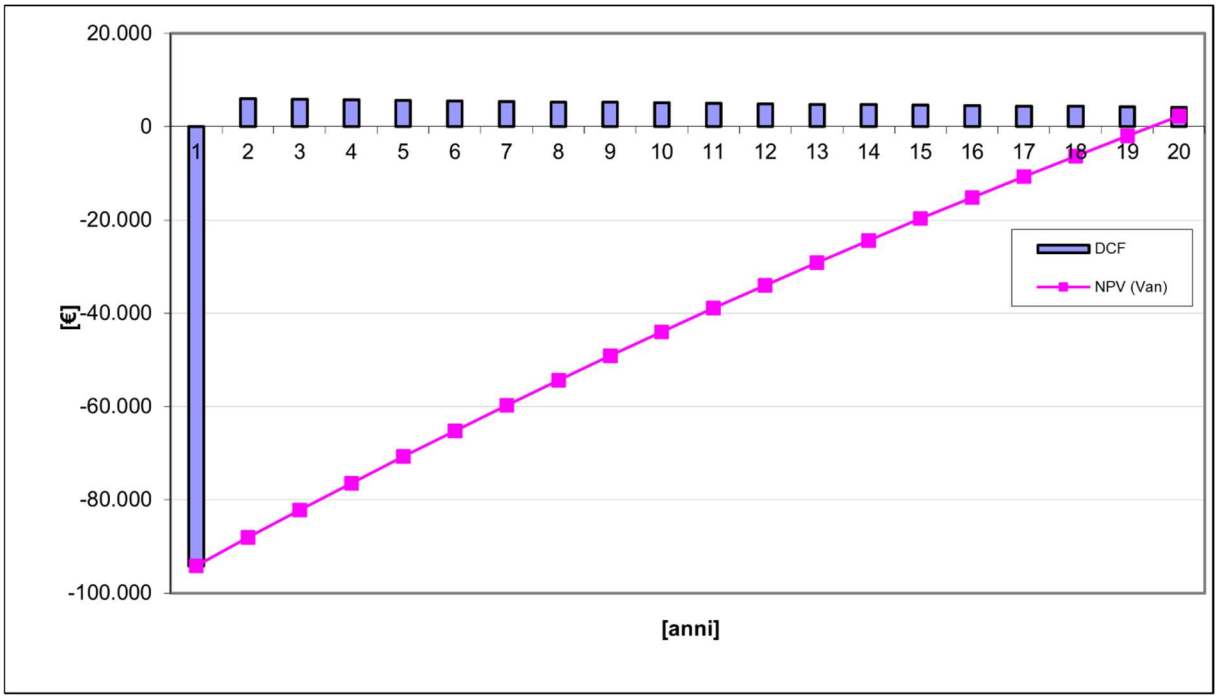
L'importo per la ricostruzione della copertura piana è di circa 125.000 €, ma considerando che per la manutenzione straordinaria della copertura attuale a preventivo la spesa è pari a 127.262 €, il bilancio delle due spese risulta nullo per tanto l'operazione non è stata considerata nei costi d'investimento. Anche le strutture di ponteggi non sono state considerate nel totale dei costi in quanto già presenti sugli edifici ancora da ristrutturare.

Nello scenario post opera, annualmente, risulta un risparmio di energia elettrica pari a 8.894 kWhe, equivalenti a circa 3.200 € all'anno, derivati interamente dall'energia autoconsumata, che si vanno a sommare ad un ricavo di circa 3.120 € corrispondenti ai 43.640 kWh immessi in rete.

Tabella 19: Parametri economici

Costo totale di investimento	103.000	€
Costo evitato annuo (ricavo) al primo anno	6.320	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	
Tasso di sconto	3%	
VAN (NPV)	2.287	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	3%	
IP (PI)	1,02	
TR (PBT)	19,46	anni

Figura 49: Andamento NPV negli anni



Come mostrato nella figura soprastante, la soluzione impiantistica considerata risulta penalizzante sotto il profilo economico, in quanto presenta un periodo di ritorno dell'investimento iniziale di circa 19,5 anni, giudicato eccessivamente lungo rispetto all'orizzonte di convenienza atteso. Pur essendo la vita utile degli impianti fotovoltaici generalmente superiore ai vent'anni, oltre tale soglia la progressiva diminuzione della resa energetica comporta una riduzione dei ricavi ottenibili sia per effetto dell'autoconsumo sia per la cessione dell'energia alla rete.

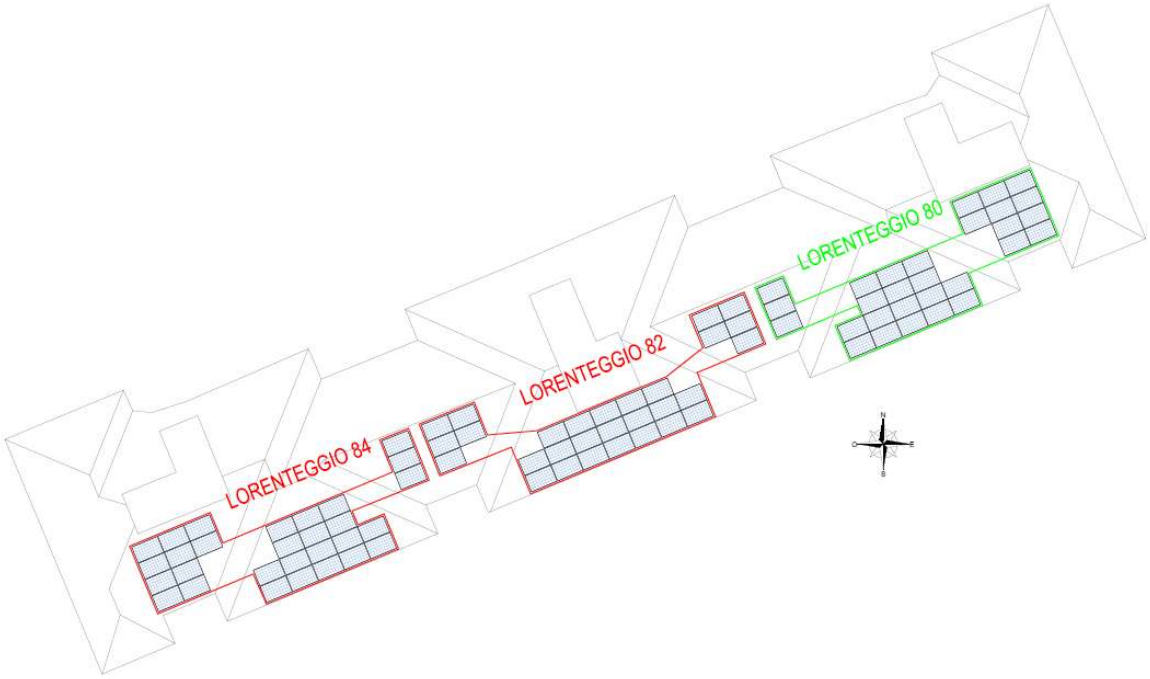
Per tali ragioni, la soluzione strutturale e impiantistica in esame è stata scartata preliminarmente, senza procedere al confronto con le altre alternative progettuali, che nel paragrafo 5.1.1 hanno evidenziato performance sensibilmente migliori.

5.1.3 Configurazione complanare alla falda esistente, complesso via Lorenteggio

La quinta soluzione progettuale consiste nell'installazione di un impianto fotovoltaico sulla copertura dell'edificio contraddistinto dal numero civico 80 (Figura 31 e Figura 50). L'impianto è previsto sulla falda orientata a sud-est, con azimut pari a -22° rispetto al sud geografico, mediante moduli installati in configurazione complanare alla superficie di copertura, avente inclinazione di 17° rispetto al piano orizzontale.

A seguito della necessaria verifica statica della struttura di copertura, la superficie disponibile consente l'installazione di 29 moduli da 410 Wp, per una potenza nominale complessiva di 11,9 kWp (Figura 51).

Figura 50: Inquadramento copertura edificio di intervento (colore verde)



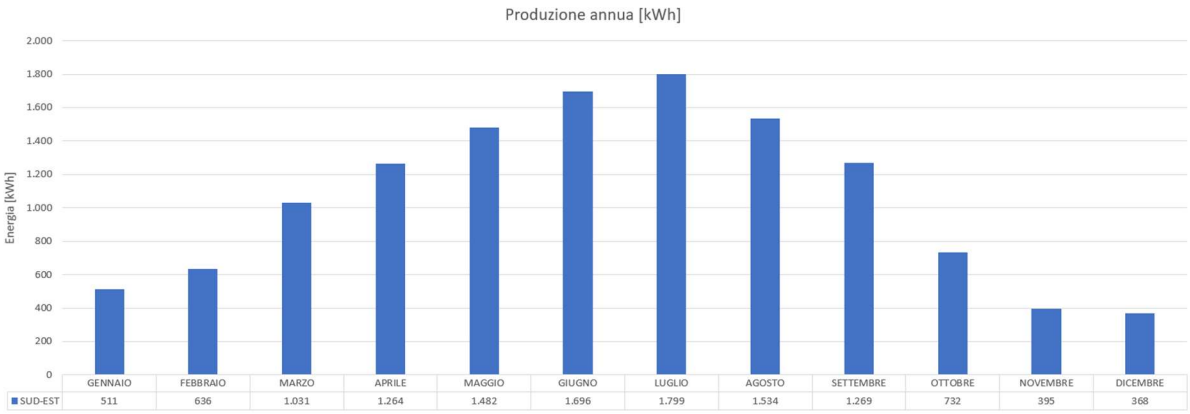
A fronte di una superficie occupata dal campo fotovoltaico pari a 57 m^2, la producibilità annua risulta essere pari 221 kWh/m^2 con una produzione annuale complessiva pari a circa 12.717 kWh.

Figura 51: Dati significativi impianto fotovoltaico

ESPOSIZIONE	**SUD-OVEST**
Potenza modulo [W]	410
Numero moduli	29
Potenza totale [kW]	11,9
Energia annua [kWh]	12.717
Superficie totale [m^2]	57
Producibilità [kWh/m^2]	221
Producibilità [kWh/kW]	1.070

In Figura 52 viene invece riportata la produzione totale specifica per ogni mese dell'anno.

Figura 52: Produzione elettrica annua



Con questa soluzione si ottiene una copertura dei consumi pari al 58% dell'energia prodotta a fronte del 42% immesso in rete (Tabella 20 e figura F53).

Tabella 20: Bilancio energetico

Potenza totale FVT [kW]	11,9
Consumo mensile [kWh]	18.219
Produzione FVT [kWh]	12.717
Energia prelevata [kWh]	10.848
Energia immessa [kWh]	5.346
Autoconsumo [kWh]	7.371

Figura 53: Areogramma sull'autoconsumo

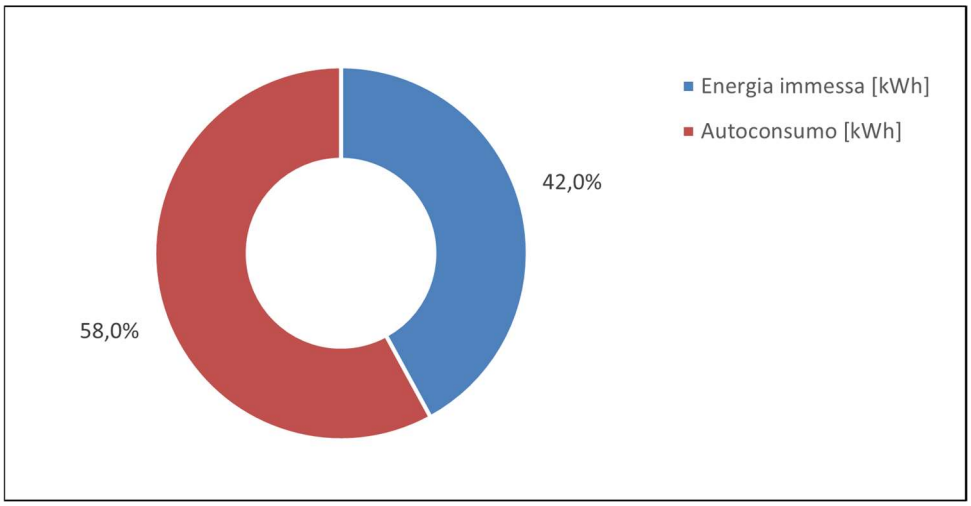
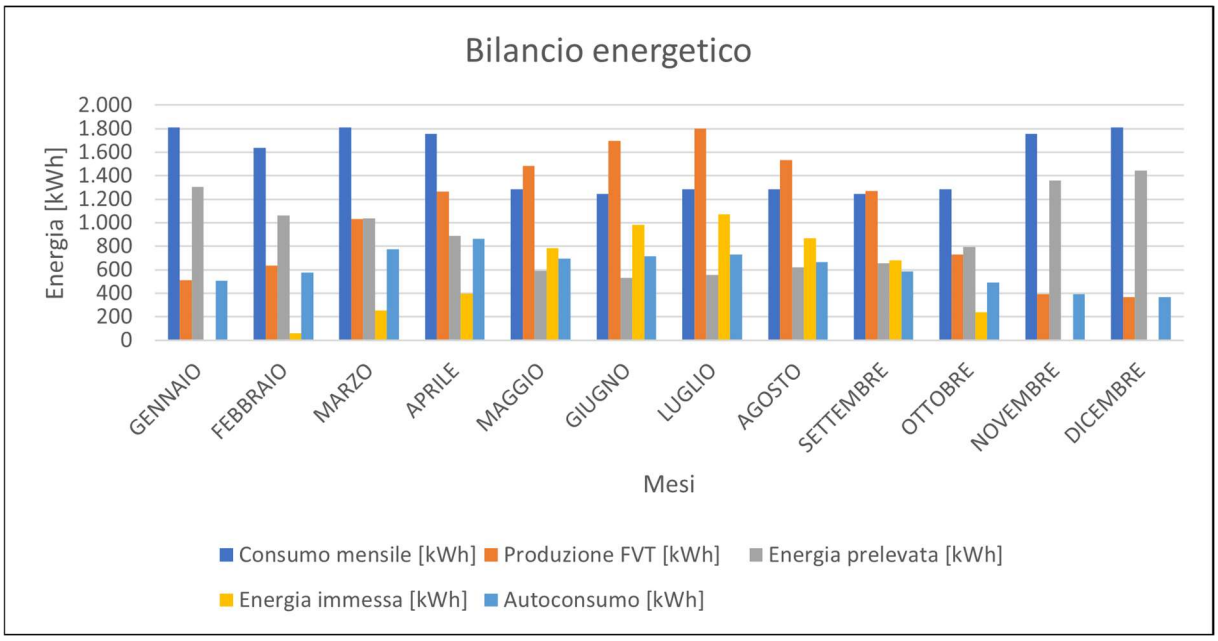


Tabella 21: Bilancio energetico



La realizzazione dell'impianto fotovoltaico proposto richiede un investimento iniziale stimato in circa 26.000 €, suddiviso in 24.000 € per la fornitura e posa delle principali componenti impiantistiche (moduli, inverter, quadri elettrici, ecc.) e 2.000 € per le spese tecniche di progettazione. Non sono stati considerati i costi per i ponteggi, in quanto tali opere risultano già previste nell'ambito degli interventi di ristrutturazione degli edifici interessati.

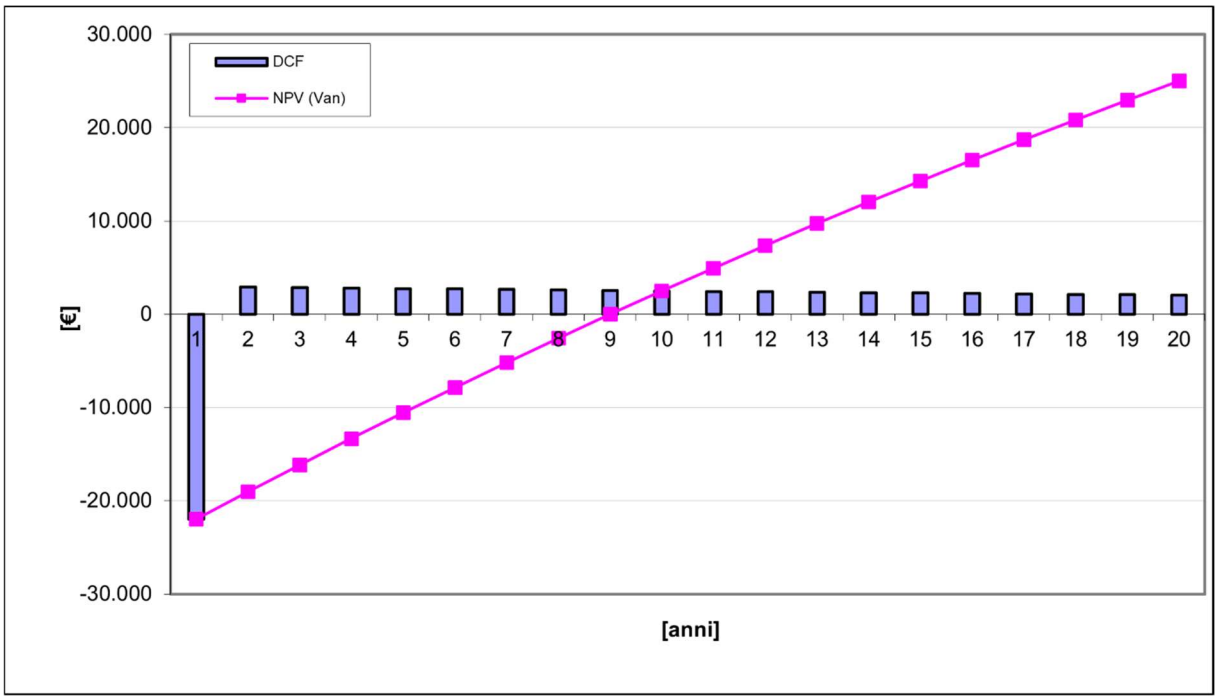
In condizioni post-operam, l'impianto garantisce un risparmio annuo di energia elettrica pari a 7.370 kWh, equivalente a circa 2.654 € di mancato costo per autoconsumo, cui si sommano ulteriori 427 € annui derivanti dalla cessione in rete di 5.346 kWh.

Sulla base di tali risultati, il periodo di recupero semplice dell'investimento risulta pari a circa nove anni.

Tabella 22: Parametri economici

Costo totale di investimento	26.000	€
Costo evitato annuo (ricavo) al primo anno	3.080	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	
Tasso di sconto	3%	
VAN (NPV)	25.030	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	13%	
IP (PI)	2,00	
TR (PBT)	9,01	anni

Figura 54: Andamento NPV negli anni



Ne consegue il seguente possibile confronto, sintetizzato nella tabella sottostante.

Tabella 23: Confronto finale dei parametri economici

	Scenario 1 + PDC_1	Scenario 2	Scenario 3	
Costo totale di investimento	57.000	103.000	26.000	€
Costo evitato annuo (ricavo) al primo anno	6.800	6.320	3.080	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	1%	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	20	20	
Tasso di sconto	3%	3%	3%	
VAN (NPV)	55.070	2.287	25.030	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	13%	3%	13%	
IP (PI)	2,00	1,02	2,00	
TR (PBT)	9,03	19,46	14,49	anni

L'analisi comparativa finale ha consentito di valutare in modo sintetico le tre possibili configurazioni impiantistiche in copertura: il primo scenario, che integra l'impianto fotovoltaico con pompa di calore aria-ACS, selezionato sulla base delle considerazioni economiche riportate in Tabella 16; il secondo scenario, la soluzione relativa alla nuova copertura piana; e il terzo scenario, il caso specifico dell'edificio di via Lorenteggio.

Dal confronto emerge con chiarezza la scarsa convenienza economica della soluzione con nuova copertura piana, come precedentemente citato.

Diversamente, gli scenari 1 e 3 mostrano valori di TIR e indice di profitto tra loro uguali, in ragione della sostanziale equivalenza della configurazione impiantistica adottata, caratterizzata da potenze installate e numero di moduli pressoché analoghi.

Le principali differenze tra le due soluzioni sono riconducibili all'istallazione della pompa di calore e all'orientamento delle superfici disponibili, rispettivamente sud-ovest nel primo caso e sud-est nel terzo.

Nonostante tali differenze si siano compensate nei primi due indicatori economici (TIR e IP), gli altri indicatori (VAN e tempo di ritorno) evidenziano differenze più marcate, attribuibili proprio a tali differenze, in particolare alla pompa di calore. Sebbene questa comporti un investimento iniziale maggiore, con conseguente penalizzazione nella fase iniziale dell'analisi, essa determina risparmi economici significativamente superiori nel lungo periodo, traducendosi in un VAN più elevato e in un periodo di recupero più contenuto. Alla luce di tali risultati, lo scenario 1 risulta la soluzione complessivamente più vantaggiosa.

È opportuno evidenziare, tuttavia, che tale conclusione potrebbe variare nel caso in cui l'analisi fosse estesa a una gestione energetica aggregata dei tre edifici di via Lorenteggio (civici 80, 82 e 84), considerando congiuntamente i rispettivi profili di consumo e la produzione fotovoltaica disponibile. In tale configurazione, la maggiore numerosità degli utenti determinerebbe una riduzione della deviazione standard dei carichi e una maggiore regolarità della domanda energetica complessiva, aspetto particolarmente rilevante in presenza di un elevato numero di utenze.

5.2 Valutazioni preliminari sulla Comunità Energetica Rinnovabile (CER)

Coerentemente con quanto sviluppato nella valutazione precedente, anche per l'analisi della comunità energetica rinnovabile[15] sono state esaminate tre diverse possibilità, corrispondenti ai tre scenari già considerati, facendo riferimento alla soluzione dell'autoconsumatore individuale a distanza. Tale assetto, che utilizza la rete di distribuzione, prevede la presenza di un unico cliente finale che condivide l'energia prodotta da impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, ubicati in aree nella sua piena disponibilità, al fine di autoconsumarla virtualmente nei punti di prelievo di cui è titolare. L'obiettivo è fornire al cliente finale benefici ambientali, economici e sociali, massimizzando l'autoconsumo dell'energia rinnovabile prodotta.

Per l'energia autoconsumata virtualmente tra i diversi punti di prelievo sono previsti incentivi articolati in due forme distinte:

1. una tariffa incentivante sull'energia condivisa, riconosciuta dal GSE sull'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili e autoconsumata virtualmente all'interno della configurazione, il cui valore dipende dalla taglia dell'impianto e dalla zona geografica di riferimento; nel caso di studio analizzato, tale tariffa è stata assunta, in forma prudenziale, pari a 120 €/MWh.

Figura 55: Tariffa incentivante sull'energia condivisa

Potenza nominale kW	Tariffa fissa definita in base alla potenza dell'impianto	Tariffa variabile in funzione del Prezzo Zonale	Tariffa massima fonti non fotovoltaiche	*Tariffa massima totale impianti FTV*		
				Sud	Centro	Nord
P≤200	80 €/MWh (+ comp. geografica per FTV)	0 ÷ 40 €/MWh	120 €	120 €	124 €	130 €
200<P≤600	70 €/MWh (+ comp. geografica per FTV)	0 ÷ 40 €/MWh	110 €	110 €	114 €	120 €
P>600	60 €/MWh (+ comp. geografica per FTV)	0 ÷ 40 €/MWh	100 €	100 €	104 €	110 €

2. A questa si aggiunge un corrispettivo di valorizzazione dell'energia autoconsumata, definito da ARERA e riconosciuto in relazione all'energia condivisa, pari a circa 10 €/MWh.

[15] Fonte: GSE, Gruppi di autoconsumatori e comunità di energia rinnovabile/autoconsumatori a distanza (sito web)

Ai fini dell'ammissibilità della configurazione, i punti di connessione nella titolarità dell'autoconsumatore e i punti di connessione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili appartenenti alla configurazione devono risultare sottesi alla medesima cabina primaria.

In codeste soluzioni analizzate si prevede l'installazione di tre impianti fotovoltaici, realizzati secondo quanto descritto nel primo scenario (5.1.1).

Contestualmente, viene prevista la realizzazione della configurazione di autoconsumatore individuale a distanza, finalizzata alla condivisione dell'energia prodotta in eccesso con altri punti di prelievo di proprietà, purché sottesi alla stessa cabina primaria.

Nella Figura 56 è riportato l'inquadramento dell'area di intervento con l'indicazione delle cabine di pertinenza; la linea azzurra rappresenta il confine tra le rispettive aree di competenza delle cabine primarie e suddivide la proprietà del sito. Riportando tale confine sulla Figura 31, si ottiene la Figura 57, dalla quale emerge chiaramente come non tutti gli edifici presenti nella proprietà possano essere inclusi nella medesima configurazione di condivisione energetica.

La configurazione ipotizzata in questa fase comprende 16 edifici di proprietà sottesi alla cabina AC012E00016, ossia quelli ubicati nella porzione superiore rispetto alla linea di confine tra le due cabine primarie mostrata in Figura 57, 16 punti di prelievo, corrispondenti ai 16 contatori delle parti comuni dei rispettivi edifici, e 3 impianti fotovoltaici, ciascuno installato sugli edifici evidenziati in rosso in Figura 57 (edifici 14, 16 e 18), anch'essi sottesi alla cabina AC012E00016 e localizzati nella medesima area.

In tale configurazione, i tre edifici dotati di impianto fotovoltaico beneficeranno di una quota di autoconsumo diretto dell'energia prodotta, mentre i restanti tredici edifici usufruiranno dell'autoconsumo virtuale dell'energia condivisa, derivante dall'energia prodotta in eccesso e successivamente immessa nella rete di distribuzione.

Figura 56: Mappa cabine primarie

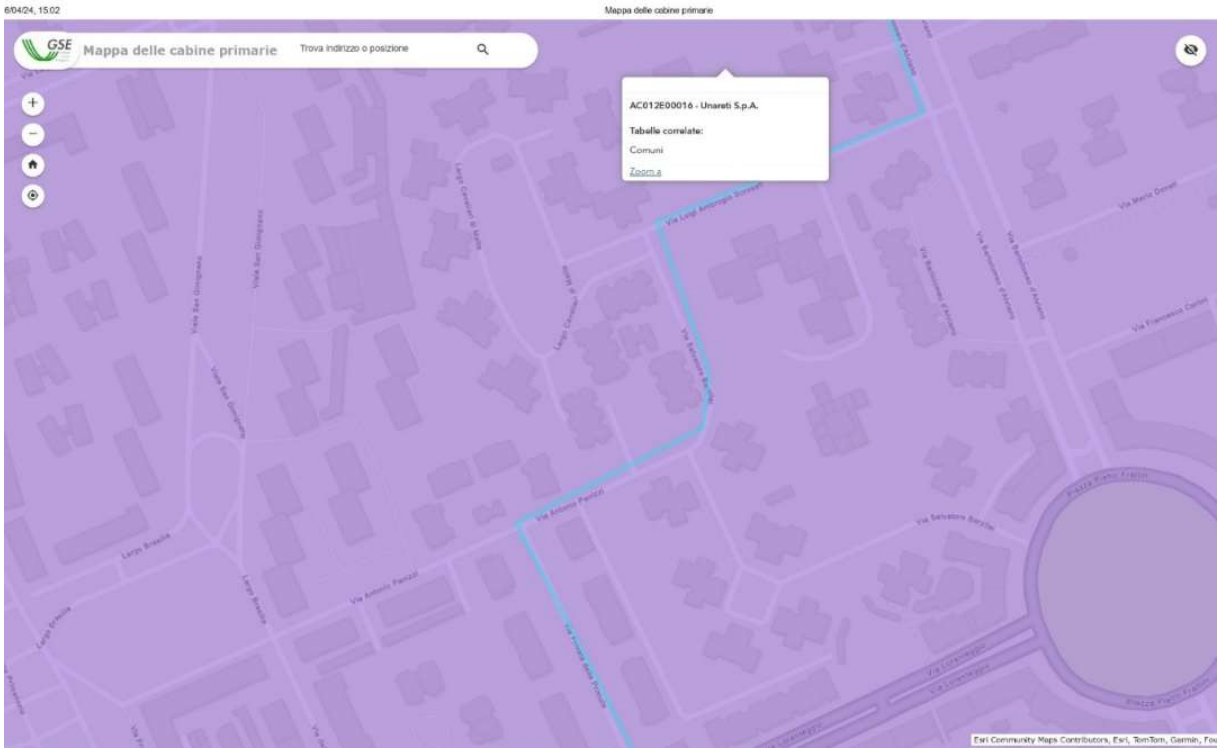
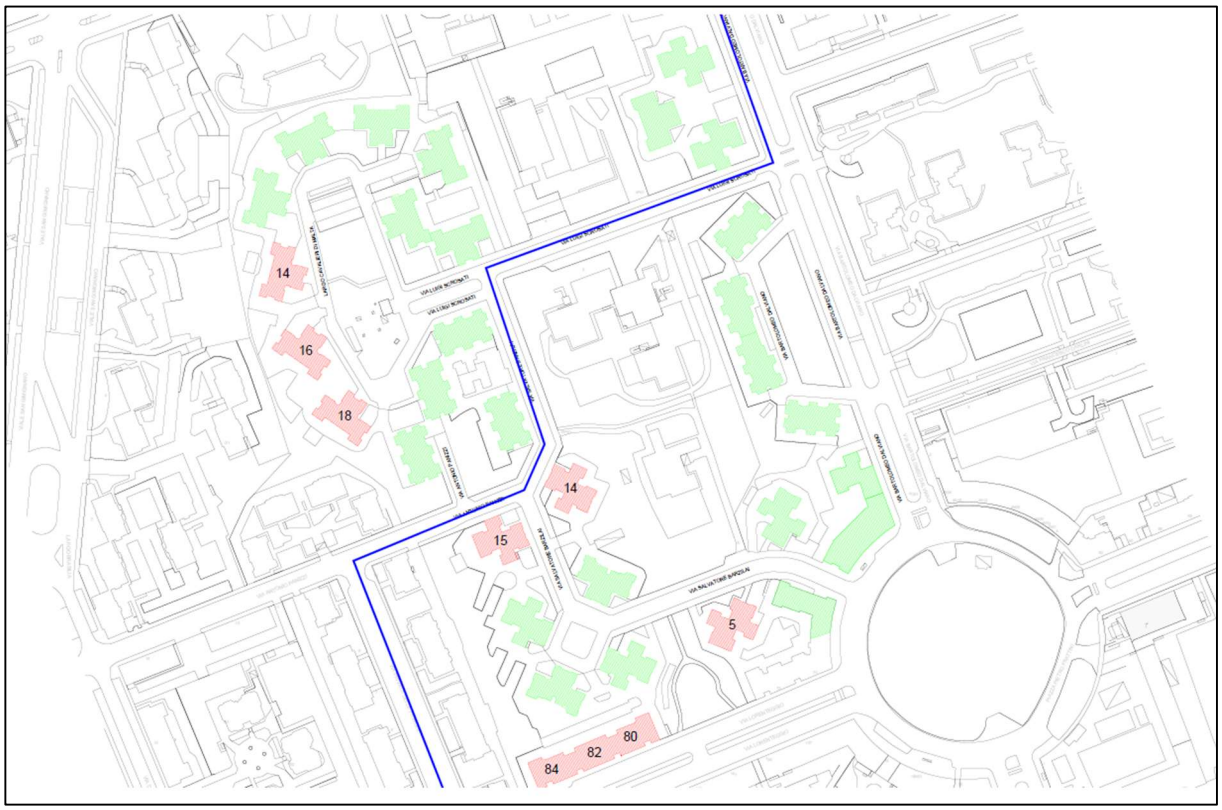


Figura 57: Inquadramento delle due rispettive zone di intervento



5.2.1 Installazione complanare alla falda esistente con condivisione (CER)

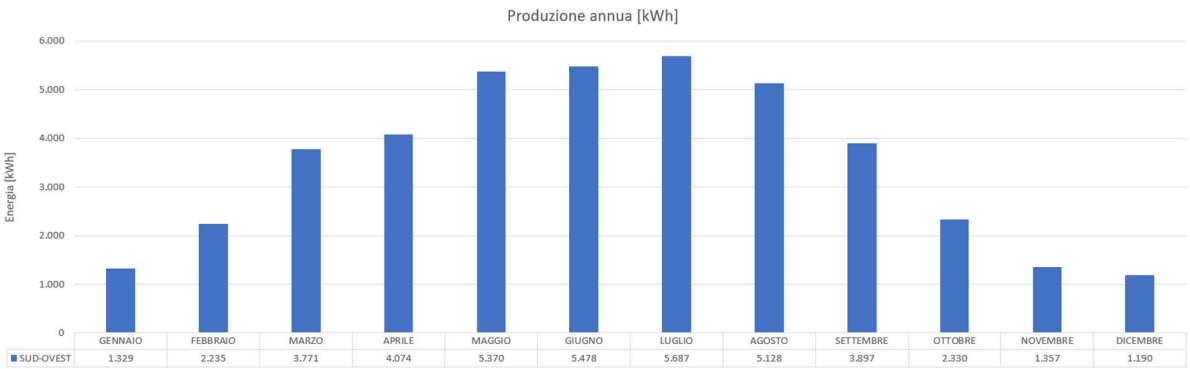
In maniera analoga allo primo scenario, anche nella presente configurazione l'installazione dei pannelli fotovoltaici avviene su falde di copertura esistenti. Tuttavia, il numero di edifici oggetto di analisi non è più limitato a una singola unità, ma si estende all'intero quartiere: tre edifici (14, 16 e 18) sono destinati alla produzione di energia elettrica, mentre i restanti edifici sottesi alla cabina primaria AC012E00016 beneficiano dell'energia eccedente sotto forma di energia condivisa.

A fronte di una superficie complessiva occupata dai tre campi fotovoltaici pari a 166 m², la producibilità annua specifica risulta pari a 252 kWh/m², corrispondente a una produzione elettrica annua complessiva di 41.846 kWh.

Tabella 24: Dati significativi impianto fotovoltaico

ESPOSIZIONE	SUD-OVEST
Potenza modulo [W]	410
Numero moduli	84
Potenza totale [kW]	34,44
Energia annua [kWh]	41.846
Superficie totale [m²]	166
Producibilità [kWh/m²]	252
Producibilità [kWh/kW]	1.215

Figura 58: Produzione elettrica annua



Adottando il profilo di consumo medio individuato in precedenza, per ogni edificio si ottiene una copertura dei consumi diretta pari al 53% dell'energia prodotta a fronte del 47% immesso in rete. Ma grazie alla configurazione di autoconsumatore individuale, l'energia immessa in rete viene virtualmente condivisa con i punti di prelievo facenti parte della configurazione, in questo modo si ottiene uno sfruttamento pari al 100% dell'energia prodotta.

Tabella 25: Bilancio energetico

Potenza totale FVT [kW]	34,44
Consumo mensile [kWh]	54.657
Produzione FVT [kWh]	41.846
Energia prelevata [kWh]	32.404
Energia immessa [kWh]	19.593
Autoconsumo [kWh]	22.254
Energia condivisa [kWh]	19.593
Energia inutilizzata [kWh]	0

Figura 59: Areogramma sull'autoconsumo diretto e sul bilancio condiviso

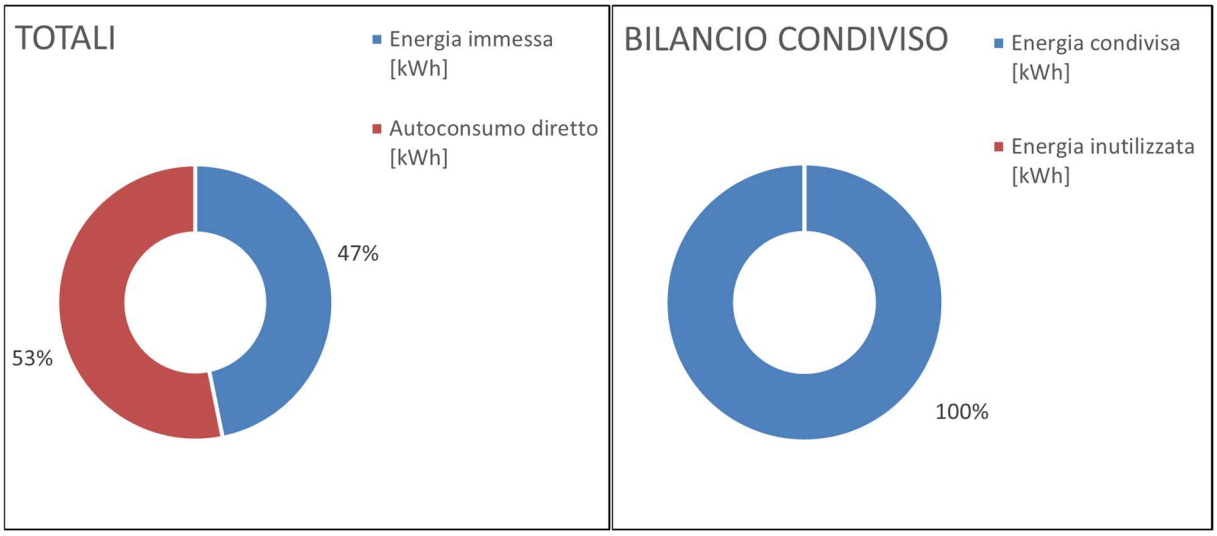
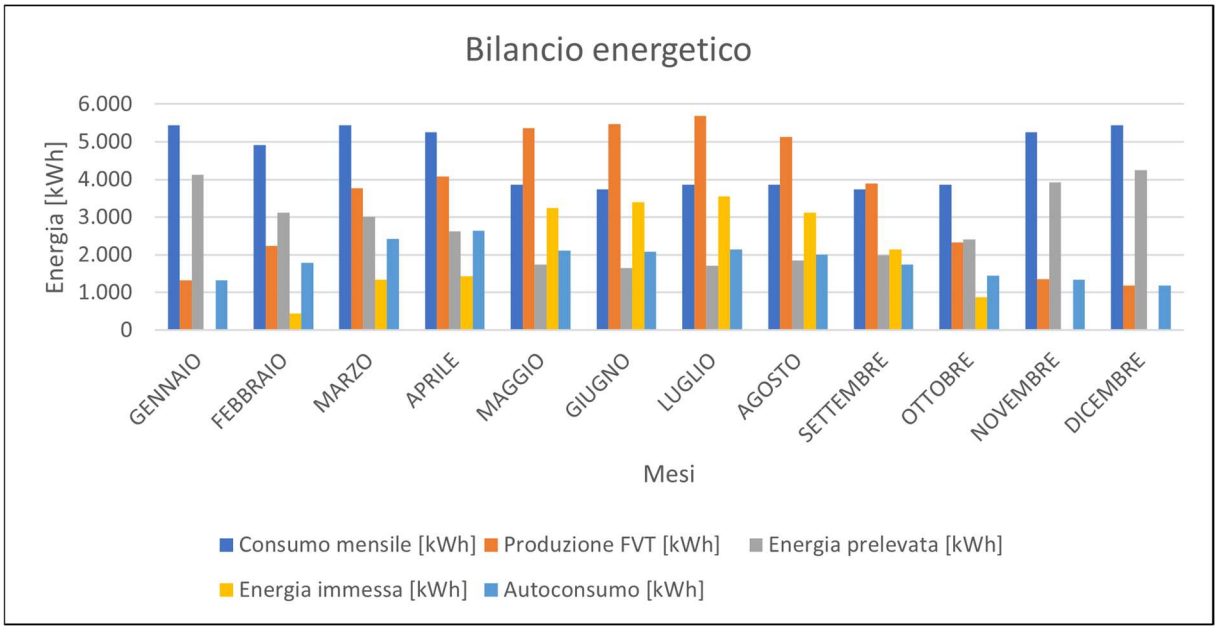


Figura 60: Bilancio energetico



L'intervento proposto prevede un investimento complessivo stimato pari a circa 74.000 €, così suddiviso: 68.900 € per i costi di fornitura e installazione delle componenti impiantistiche (moduli fotovoltaici, inverter, quadri elettrici, ecc.) e 5.100€ per le spese tecniche di progettazione. Le strutture di ponteggio non sono state incluse nel computo economico complessivo in quanto già presenti sugli edifici oggetto di ristrutturazione.

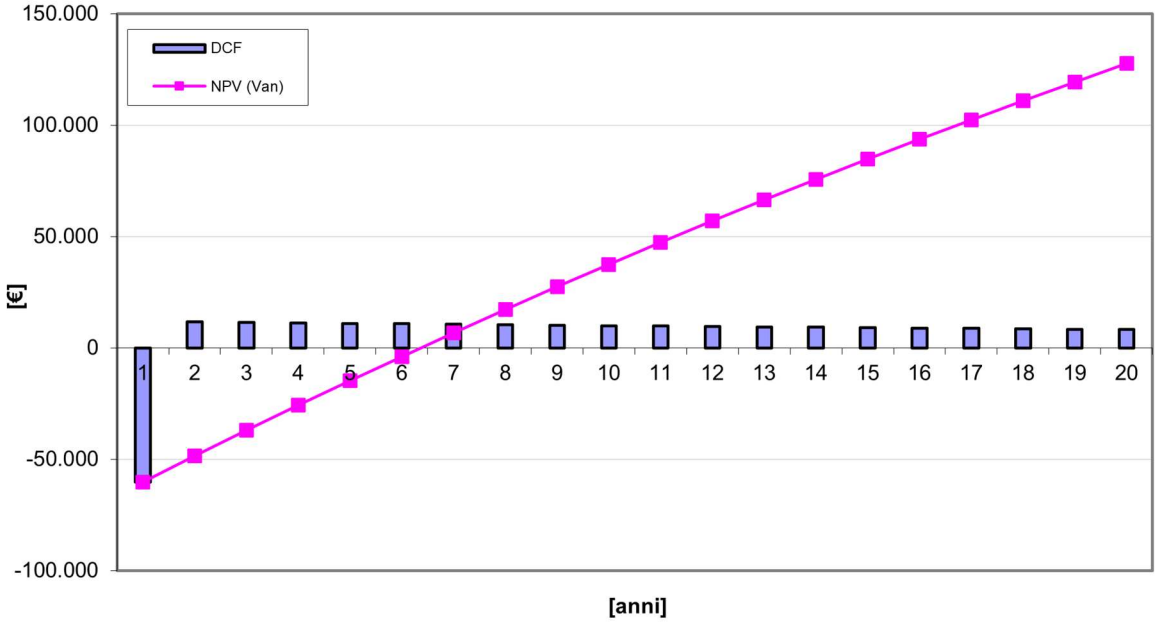
Nello scenario post-operam, si stima una produzione di benefici economici derivanti dall'esercizio dell'impianto. In particolare, il risparmio annuo di energia elettrica è pari a 22.254 kWh, corrispondenti a circa 8.012 € all'anno, attribuibili all'energia autoconsumata. A tale valore si aggiungono ulteriori entrate economiche: circa 1.567 € annui derivanti dall'energia immessa in rete (19.593 kWh) e 2.743 € annui associati all'energia condivisa (19.593 kWh).

Complessivamente, i benefici economici annui risultano tali da determinare un tempo di ritorno dell'investimento stimato in circa 6 anni e 4 mesi.

Tabella 26: Parametri economici

Costo totale di investimento	74.000	€
Costo evitato annuo (ricavo) al primo anno	12.300	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	
Tasso di sconto	3%	
VAN (NPV)	127.632	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	20%	
IP (PI)	2,77	
TR (PBT)	6,36	anni

Figura 61: Andamento NPV negli anni



5.2.2 Realizzazione di una nuova copertura piana con condivisione (CER)

La seconda soluzione analizzata, sviluppata nell'ambito della Comunità Energetica, prevede la realizzazione di tre impianti fotovoltaici, ciascuno configurato secondo quanto descritto nello scenario 2 (5.1.2 - fotovoltaico su copertura piana), installati su tre edifici di proprietà.

Contestualmente, viene prevista l'implementazione della configurazione di autoconsumatore individuale a distanza, finalizzata alla condivisione dell'energia elettrica prodotta in eccesso con altri punti di prelievo intestati al medesimo soggetto e sottesi alla stessa cabina primaria.

La configurazione di autoconsumatore individuale a distanza risulta analoga a quella già introdotta nella soluzione precedente e si articola come segue:

- 16 edifici di proprietà sottesi alla cabina primaria AC012E00016, corrispondenti agli edifici ubicati nella porzione superiore rispetto alla linea di confine tra le due cabine primarie;
- 16 punti di prelievo, coincidenti con i contatori dedicati ai servizi comuni dei rispettivi edifici;
- 3 impianti fotovoltaici, installati sui tre edifici evidenziati in rosso in Figura 57 (edifici 14, 16 e 18), anch'essi afferenti alla cabina primaria AC012E00016 e collocati nella medesima porzione territoriale.

Tale configurazione consente di ottenere, per i tre edifici sede dell'impianto fotovoltaico, una quota di autoconsumo diretto dell'energia istantaneamente prodotta, mentre per i restanti tredici edifici è possibile beneficiare di una quota di autoconsumo virtuale dell'energia condivisa, derivante dall'energia eccedentaria immessa in rete dai tre impianti e successivamente ripartita secondo la configurazione descritta.

L'elemento che caratterizza in maniera sostanziale questo scenario è il maggiore investimento iniziale legato al rifacimento delle coperture, intervento che determina però un significativo incremento della superficie utile disponibile per l'installazione fotovoltaica.

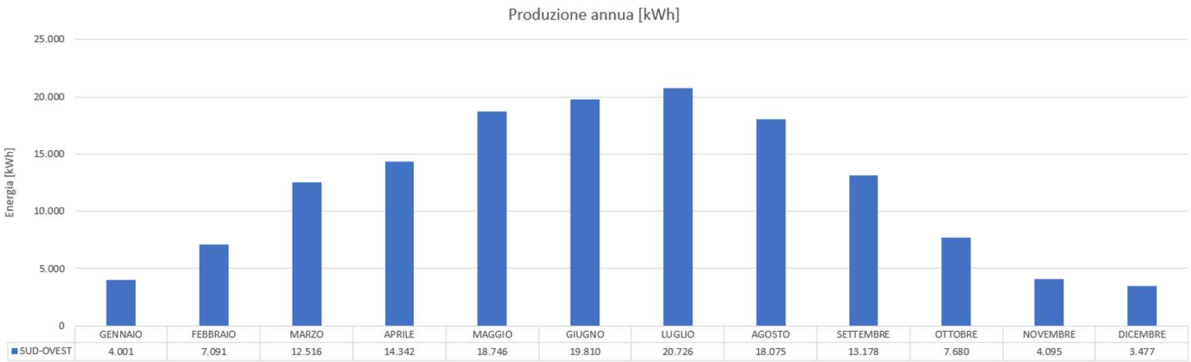
In particolare, la superficie complessiva dei tre campi fotovoltaici passa da 166 m² a 606 m², con un incremento del 265% rispetto alla configurazione precedente.

Tale ampliamento comporta un sensibile aumento della producibilità energetica annua, che raggiunge un valore pari a 237 kWh/m², corrispondente a una produzione elettrica complessiva di 143.738 kWh.

Tabella 27: Dati significativi impianto fotovoltaico

ESPOSIZIONE	**SUD-OVEST**
Potenza modulo [W]	410
Numero moduli	306
Potenza totale [kW]	125,46
Energia annua [kWh]	143.738
Superficie totale [m²]	606
Producibilità [kWh/m²]	237
Producibilità [kWh/kW]	1.146

Figura 62: Produzione elettrica annua



Adottando il profilo di consumo medio individuato in precedenza, per ogni edificio si ottiene una copertura dei consumi diretta pari al 19% dell'energia prodotta a fronte del 81% immesso in rete. Ma grazie alla configurazione di autoconsumatore individuale, il 63% dell'energia immessa in rete viene virtualmente condivisa con i punti di prelievo facenti parte della configurazione, in questo modo si ottiene uno sfruttamento complessivo pari circa il 70% dell'energia prodotta.

Tabella 28: Bilancio energetico

Potenza totale FVT [kW]	125,46
Consumo mensile [kWh]	54.657
Produzione FVT [kWh]	143.738
Energia prelevata [kWh]	27.974
Energia immessa [kWh]	117.055
Autoconsumo [kWh]	26.683
Energia condivisa [kWh]	74.090
Energia inutilizzata [kWh]	42.964

Figura 63: Areogramma sull'autoconsumo e sul bilancio condiviso

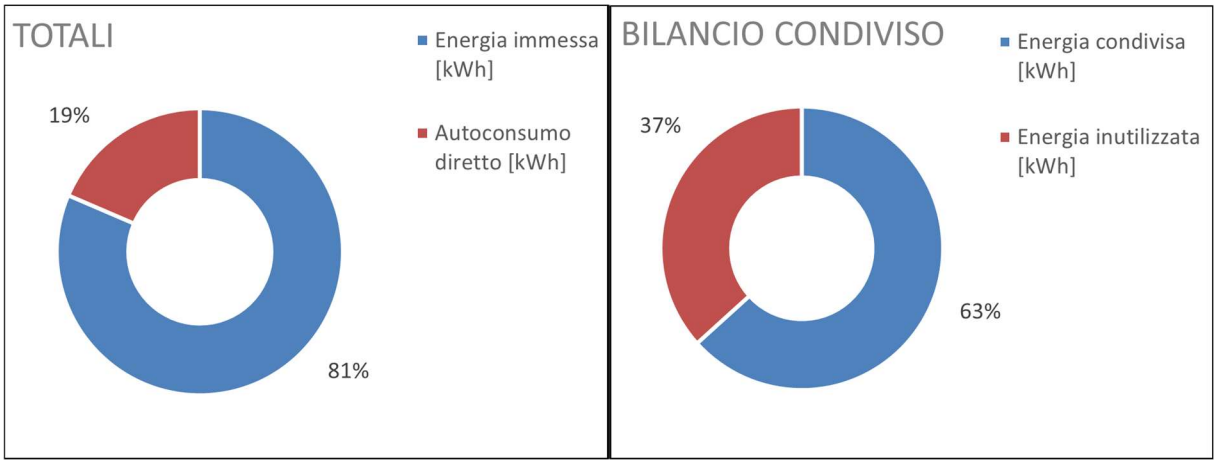
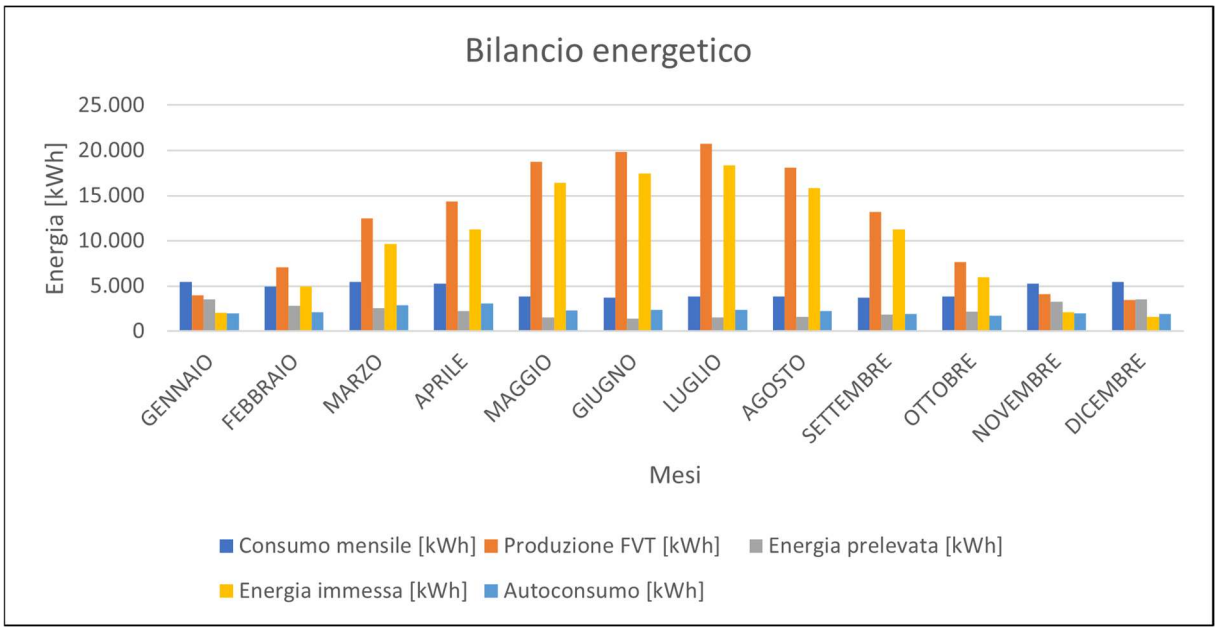


Figura 64: Bilancio energetico



Dal punto di vista tecnico-economico, l'intervento proposto risulta realizzabile a fronte di un investimento complessivo stimato pari a circa 310.000 €.

Tale importo è così ripartito:

- 250.950 € per la fornitura e l'installazione delle componenti impiantistiche, comprensive di moduli fotovoltaici, inverter, quadri elettrici e accessori di connessione;
- 36.000 € per le opere di carpenteria metallica relative alle strutture di ancoraggio e supporto dei campi fotovoltaici;
- 23.050 € per le spese tecniche di progettazione, direzione lavori e pratiche autorizzative.

In continuità metodologica con il caso precedente, non sono stati inclusi nel computo economico i costi relativi al rifacimento della copertura e all'eventuale allestimento dei ponteggi, in quanto considerato parte di interventi edilizi già programmati e pertanto non direttamente imputabili alla sola realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

Nello scenario post-operam, il sistema consente di conseguire un risparmio annuo di energia elettrica pari a 26.683 kWh, corrispondente a un beneficio economico di circa 9.606 €/anno, attribuibile integralmente alla quota di energia autoconsumata.

A tale beneficio si sommano ulteriori flussi economici derivanti dalla valorizzazione dell'energia prodotta in eccesso, e in particolare:

- circa 9.364 €/anno associati ai 117.055 kWh/anno immessi in rete;
- circa 9.632 €/anno derivanti dalla condivisione di 74.090 kWh/anno nell'ambito della configurazione di autoconsumatore individuale a distanza.
- circa 741 €/anno derivanti dalla condivisione di 74.090 kWh/anno nell'ambito della configurazione di autoconsumatore individuale a distanza.

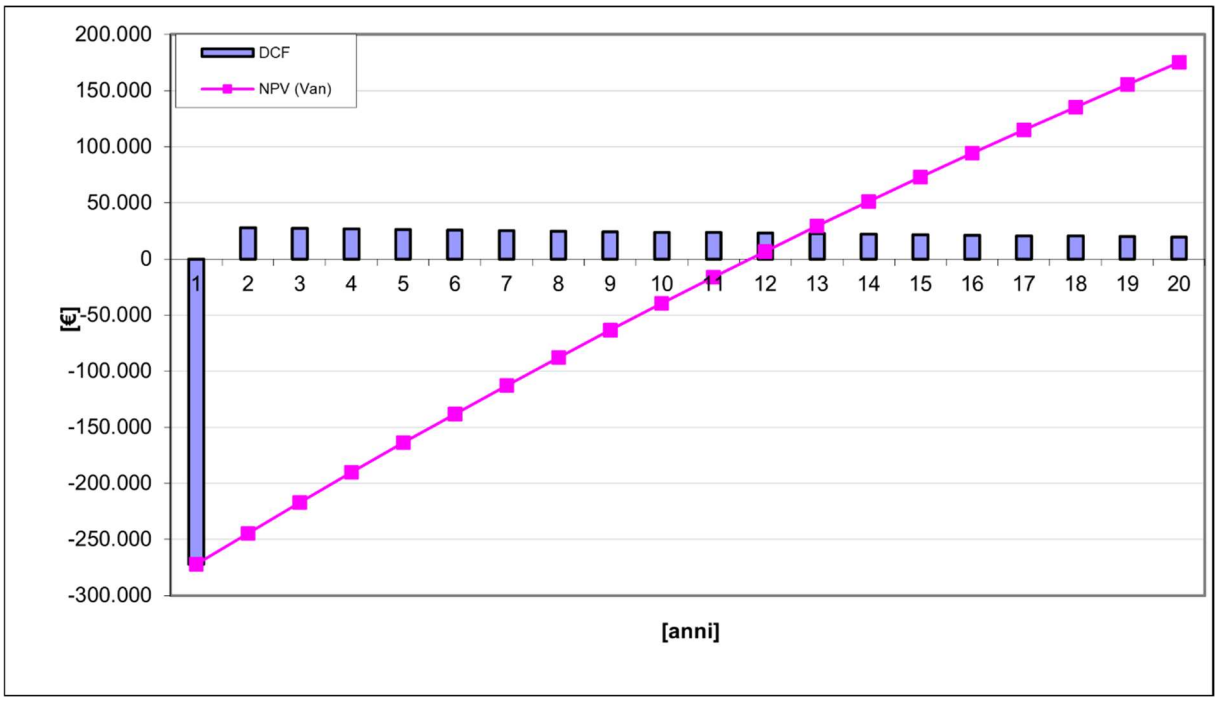
Nel complesso, lo scenario presenta quindi una buona capacità di generazione di benefici economici annuali, sebbene l'entità dell'investimento iniziale comporti tempi di ritorno non particolarmente contenuti.

Il tempo di ritorno risulta infatti mediamente elevato, evidenziando come la sostenibilità economica dell'intervento sia fortemente legata a una visione di medio-lungo termine, nella quale assumono un ruolo determinante sia la stabilità dei meccanismi incentivanti sia la valorizzazione dell'energia condivisa.

Tabella 29: Parametri economici

Costo totale di investimento	310.000	€
Costo evitato annuo (ricavo) al primo anno	29.340	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	
Tasso di sconto	3%	
VAN (NPV)	175.083	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	9%	
IP (PI)	1,58	
TR (PBT)	11,71	anni

Figura 65: Andamento NPV negli anni



Come si evince dalla Tabella 29 e dalla Figura 65, il presente scenario risulta economicamente vantaggioso; tuttavia, l'elevato investimento iniziale e la presenza di una quota ancora significativa di energia non valorizzata localmente hanno reso opportuno l'approfondimento di soluzioni integrative finalizzate all'incremento dell'autoconsumo, in analogia a quanto già sviluppato per il primo scenario mediante l'implementazione di pompe di calore.

Al fine di contenere l'onere computazionale e semplificare il numero delle valutazioni parametriche, si è scelto di procedere direttamente con l'analisi della prima configurazione di pompa di calore aria-ACS (PDC_1), risultata preliminarmente la più promettente in termini di minore investimento iniziale, maggiori benefici economici attesi e tempi di ritorno più contenuti.

Si precisa inoltre che anche la configurazione alternativa PDC_2 è stata oggetto di valutazione. Come atteso, essa ha evidenziato prestazioni economiche inferiori, non consentendo il raggiungimento del ritorno dell'investimento entro l'orizzonte temporale considerato di 20 anni.

Dal punto di vista energetico, i dati relativi alla producibilità fotovoltaica rimangono invariati rispetto alla soluzione 4, mentre varia in aumento il profilo di carico elettrico dell'utenza. Sommando al profilo medio di consumo precedentemente adottato il profilo di assorbimento stimato per le pompe di calore, si ottiene, per ciascuno dei tre edifici su cui sono installati i campi fotovoltaici, una configurazione nella quale il 33% dell'energia prodotta viene autoconsumata istantaneamente, mentre il restante 67% viene immesso in rete.

Grazie all'inquadramento normativo come autoconsumatore individuale a distanza, l'energia eccedentaria immessa in rete viene successivamente ripartita virtualmente tra i molteplici punti di prelievo appartenenti alla rete di condivisione, massimizzandone la valorizzazione economica.

Con tale configurazione, l'energia condivisa annualmente raggiunge circa 92.511 kWh, corrispondente a un tasso di sfruttamento del 96% dell'energia immessa in rete, valore che evidenzia un elevato livello di efficienza del meccanismo di condivisione energetica adottato.

Tabella 30: Bilancio energetico

	Senza PDC	Con PDC
Potenza totale FVT [kW]	125,46	125,46
Consumo mensile [kWh]	54.657	83.755
Produzione FVT [kWh]	143.738	143.738
Energia prelevata [kWh]	27.974	36.078
Energia immessa [kWh]	117.055	96.060
Autoconsumo [kWh]	26.683	47.677
Energia condivisa [kWh]	74.090	92.511
Energia inutilizzata [kWh]	42.964	3.549

Figura 66: Areogramma sull'autoconsumo diretto e sul bilancio condiviso

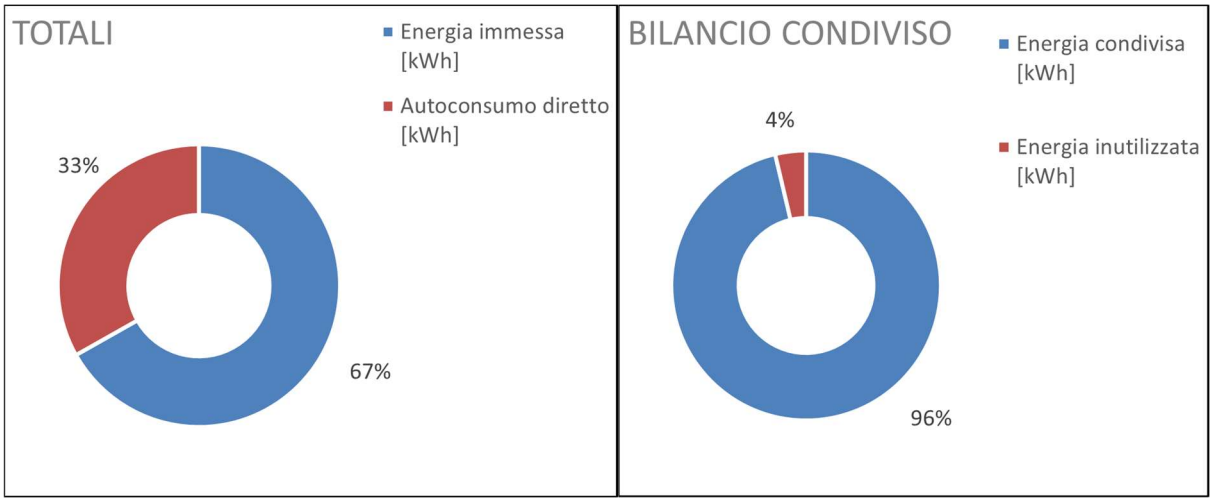
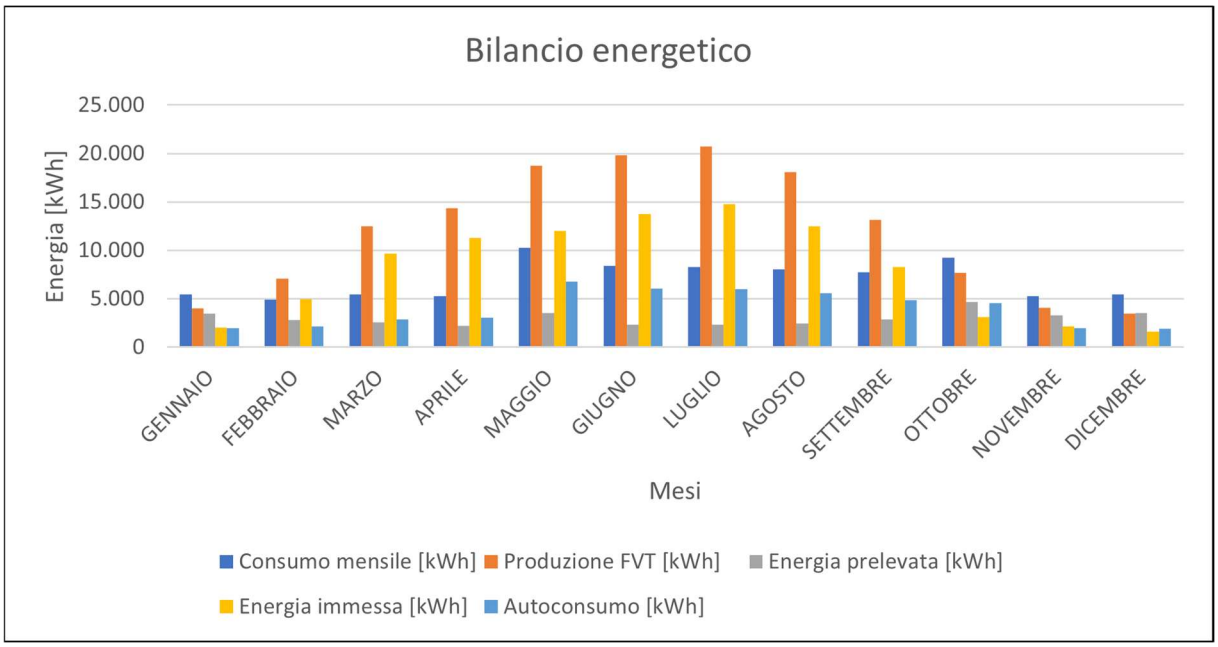


Figura 67: Bilancio energetico



L'intervento proposto risulta realizzabile a fronte di un investimento complessivo pari a circa 726.000 €, al netto dell'IVA.

Il quadro economico dell'operazione può essere così articolato:

- 309.900 € per la fornitura e l'installazione delle componenti impiantistiche, comprensive di moduli fotovoltaici, inverter, quadri elettrici e accessori di connessione;
- 36.000 € per le opere di carpenteria metallica relative alle strutture di ancoraggio dei campi fotovoltaici;
- 23.050 € per le spese tecniche di progettazione, coordinamento e pratiche autorizzative;
- 357.050 € quale importo preventivato per la realizzazione degli impianti decentralizzati di produzione di acqua calda sanitaria mediante pompe di calore.

In analogia ai casi precedenti, non sono stati inclusi nel computo economico i costi relativi al rifacimento della copertura e al nolo/installazione dei ponteggi, in quanto non direttamente attribuibili all'intervento energetico in esame.

Nello scenario post-operam, caratterizzato dall'integrazione tra pompe di calore per la produzione di ACS e impianto fotovoltaico in copertura, si registra un autoconsumo diretto annuo di energia elettrica pari a 47.677 kWh.

Dell'energia elettrica complessivamente immessa in rete, pari a 96.060 kWh/anno, ben 92.511 kWh/anno risultano condivisi virtualmente all'interno della configurazione di autoconsumo, evidenziando un elevato grado di sfruttamento della produzione eccedentaria.

Dal punto di vista economico, la valorizzazione dell'energia condivisa ammonta a 12.952 €/anno, mentre il ricavo associato alla quota residua di energia ceduta alla rete, valorizzata al prezzo unitario di 0,08 €/kWh, corrisponde a 7.685 €/anno.

Un aspetto di particolare interesse riguarda la decentralizzazione della produzione di acqua calda sanitaria tramite pompe di calore.

In assenza di impianto fotovoltaico, tale soluzione determinerebbe infatti un incremento dei costi di esercizio rispetto alla configurazione attuale, nella quale il servizio estivo di ACS è soddisfatto mediante il calore fornito dalla centrale di teleriscaldamento.

Nello stato di fatto, il costo per la produzione di ACS durante la stagione estiva è pari a circa 97.215 €/condominio; con l'adozione delle pompe di calore e l'acquisto dell'energia elettrica al prezzo medio di 0,36 €/kWh, tale valore salirebbe a circa 104.942 €/condominio.

Il tempo di ritorno dell'investimento è stato pertanto stimato considerando la combinazione sinergica dei due interventi, ovvero fotovoltaico e pompe di calore.

Il costo ante-intervento, relativo ai consumi di energia elettrica per le utenze condominiali e all'energia termica necessaria al servizio estivo di ACS, ammonta complessivamente a circa 160.000 €/anno.

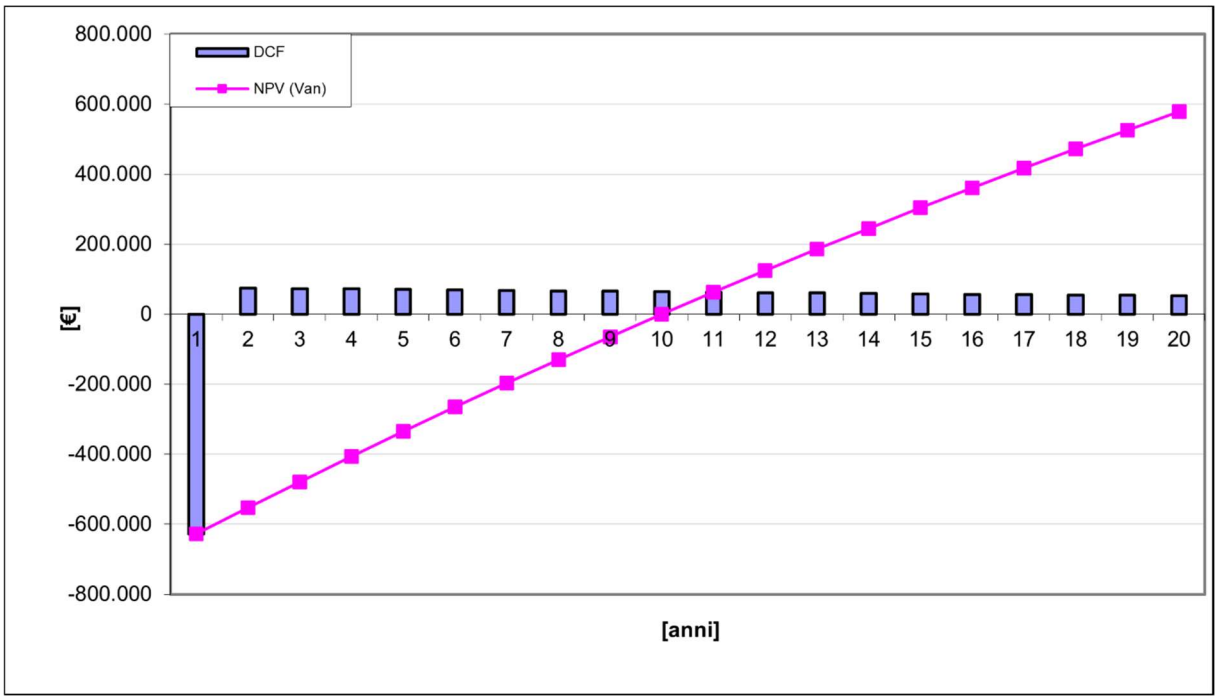
Nel post-intervento, caratterizzato dal ricorso esclusivo all'energia elettrica, il costo di esercizio si riduce a circa 143.647 €/anno.

Ne deriva un risparmio economico netto annuo di circa 79.147 €/anno, da cui consegue un tempo di ritorno dell'investimento pari a circa 10 anni.

Tabella 31: Parametri economici

	Senza PDC	Con PDC	
Costo totale di investimento	310.000	726.000	€
Costo evitato annuo (ricavo) al primo anno	29.340	79.150	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	20	
Tasso di sconto	3%	3%	
VAN (NPV)	175.083	579.046	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	9%	11%	
IP (PI)	1,58	1,82	
TR (PBT)	11,71	10,00	anni

Figura 68: Andamento NPV negli anni



La Tabella 31 evidenzia in modo particolarmente significativo come tutti gli indicatori di valutazione economico-finanziaria assumano valori più favorevoli nella configurazione integrata con pompa di calore rispetto allo scenario privo di tale tecnologia.

Questo risultato dimostra come l'abbinamento tra impianto fotovoltaico e produzione decentralizzata di acqua calda sanitaria mediante pompa di calore rappresenti, tra le due alternative considerate, la soluzione progettualmente preferibile, in quanto capace di massimizzare la valorizzazione dell'energia prodotta, incrementare l'autoconsumo del quartiere e migliorare in maniera sostanziale la redditività complessiva dell'investimento.

Sebbene tale configurazione richieda un esborso iniziale sensibilmente superiore, il miglioramento congiunto di tutti i principali indicatori economici conferma la maggiore robustezza tecnico-economica della soluzione nel medio-lungo periodo, rendendola la scelta più coerente in un'ottica di ottimizzazione energetica, economica e gestionale del patrimonio immobiliare.

Per una valutazione definitiva e maggiormente esaustiva, risulta tuttavia opportuno estendere l'analisi alla configurazione di Comunità Energetica relativa al comparto di via Lorenteggio e a quella precedente complanare alla falda esistente.

5.2.3 Configurazione complanare alla falda esistente, complesso via Lorenteggio con condivisione (CER)

La terza soluzione analizzata nell'ambito della Comunità Energetica Rinnovabile prevede l'installazione di tre impianti fotovoltaici, sviluppati secondo quanto definito nel terzo scenario 5.1.3, e comunque subordinati alla preventiva verifica statica delle coperture. Gli impianti saranno realizzati su tre edifici di proprietà non ancora ristrutturati, tutti sottesi alla cabina primaria AC012E00012, così da consentire la realizzazione di un'ulteriore configurazione di autoconsumatore individuale a distanza.

Questa configurazione è finalizzata a massimizzare la valorizzazione dell'energia prodotta, permettendo di condividere con altri punti di prelievo della proprietà, anch'essi sottesi alla medesima cabina primaria, la quota di energia elettrica eccedentaria rispetto ai consumi locali.

Nella fase attuale, la configurazione ipotizzata comprende:

- 15 edifici di proprietà sottesi alla cabina primaria AC012E00012;
- 15 punti di prelievo, corrispondenti ai contatori delle parti comuni dei rispettivi edifici;
- 3 impianti fotovoltaici, installati sugli edifici di via Lorenteggio 80, 82 e 84, anch'essi sottesi alla cabina primaria AC012E00012.

Con tale assetto ed in maniera analoga agli scenari precedenti sulla Comunità Energetica Rinnovabile, i tre edifici dotati di impianto fotovoltaico autoconsumeranno direttamente una parte dell'energia elettrica prodotta, riducendo i propri prelievi dalla rete. La quota di energia eccedentaria, non utilizzata istantaneamente e quindi immessa in rete, sarà ulteriormente valorizzata attraverso il meccanismo di condivisione con gli altri edifici aderenti alla configurazione di

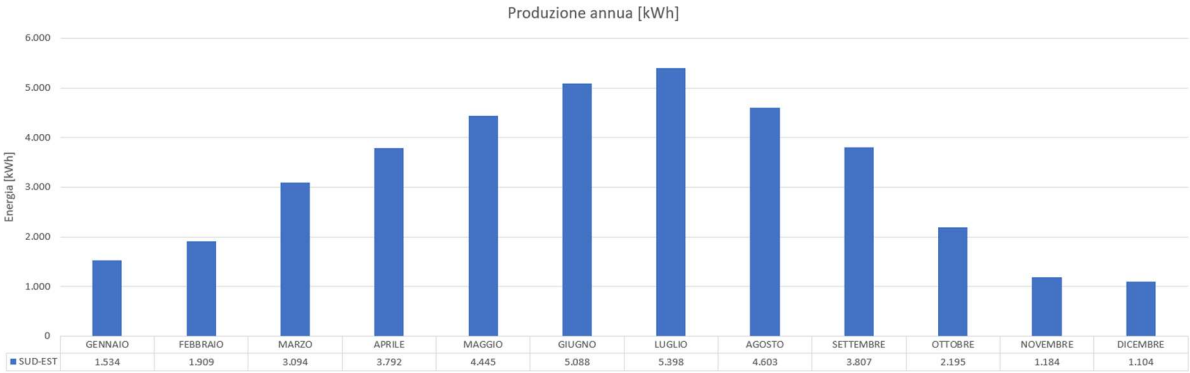
autoconsumo individuale a distanza, incrementando così il beneficio economico complessivo dell'intervento.

In questo caso studio la superficie complessivamente occupata dai tre campi fotovoltaici pari a 172 m², la producibilità annua specifica stimata risulta pari a 221 kWh/m², valore che consente di raggiungere una produzione elettrica annua complessiva di circa 38.152 kWh.

Tabella 32: Dati significativi impianto fotovoltaico

ESPOSIZIONE	SUD-EST
Potenza modulo [W]	410
Numero moduli	87
Potenza totale [kW]	35,67
Energia annua [kWh]	38.152
Superficie totale [m²]	172
Producibilità [kWh/m²]	221
Producibilità [kWh/kW]	1.070

Figura 69: Produzione elettrica annua



Adottando il profilo di consumo medio individuato in precedenza, per ogni edificio si ottiene una copertura dei consumi diretta pari al 58% dell'energia prodotta a fronte del 42% immesso in rete. Tuttavia grazie alla configurazione di autoconsumatore individuale, l'energia immessa in rete viene virtualmente condivisa con i punti di prelievo facenti parte della configurazione, in questo modo si ottiene uno sfruttamento pari al 100% dell'energia prodotta.

Tabella 33: Bilancio energetico

Potenza totale FVT [kW]	35,67
Consumo mensile [kWh]	54.657
Produzione FVT [kWh]	38.152
Energia prelevata [kWh]	32.543
Energia immessa [kWh]	16.038
Autoconsumo [kWh]	22.114
Energia condivisa [kWh]	16.038
Energia inutilizzata [kWh]	0

Figura 70: Areogramma sull'autoconsumo diretto e sul bilancio condiviso

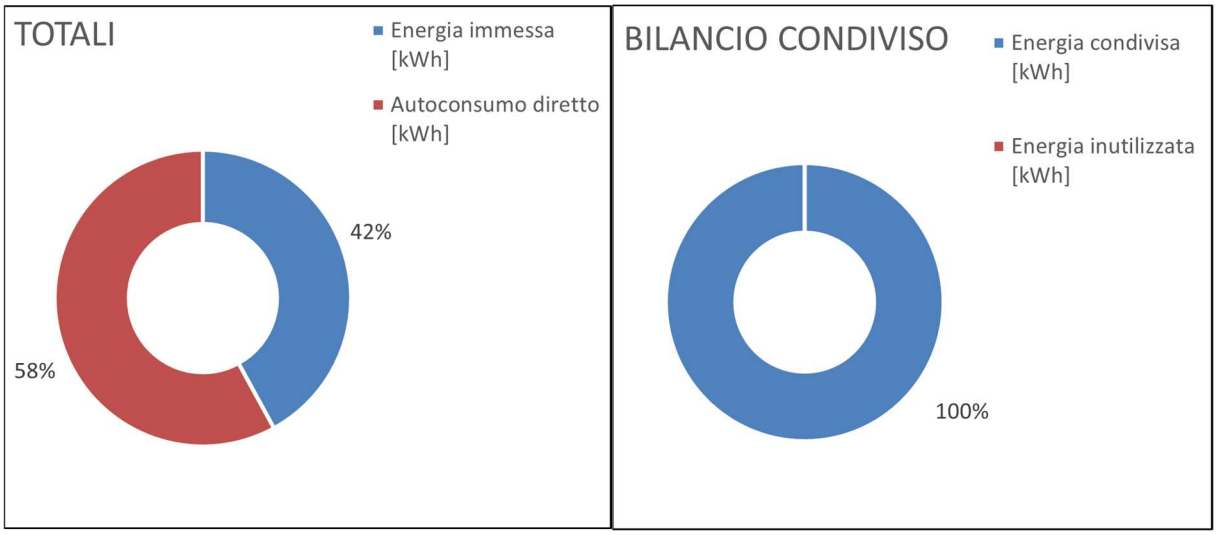
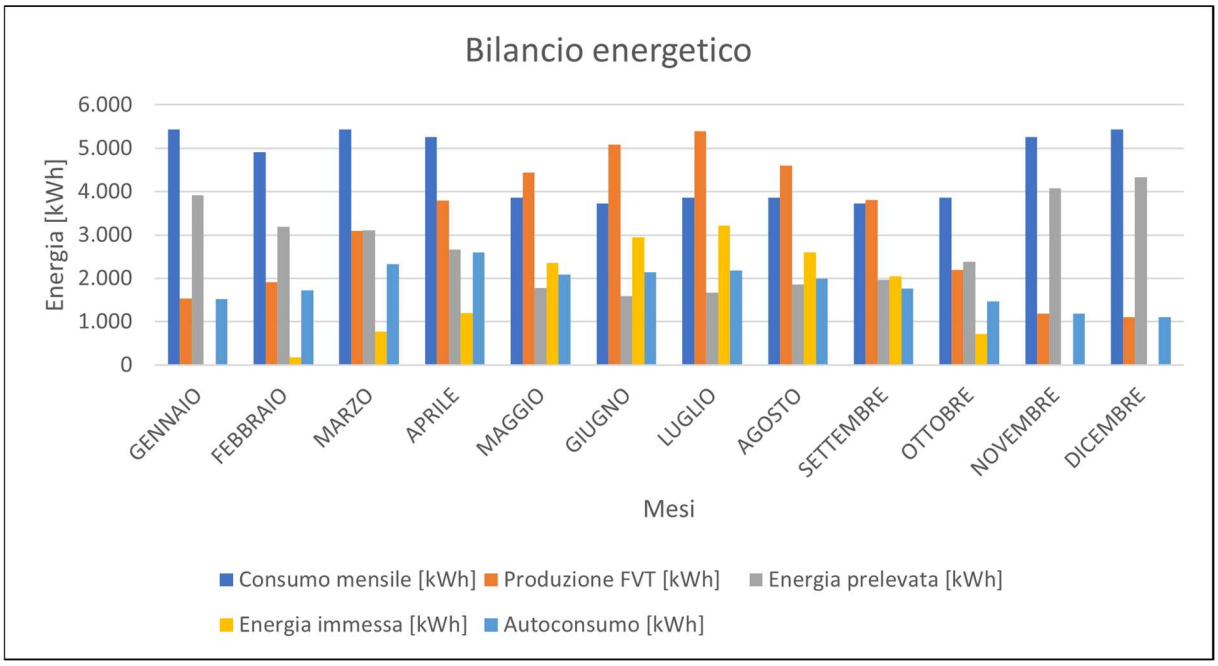


Figura 71: Bilancio energetico



Anche in questo caso si può contabilizzare una stima dei costi. L'intervento proposto può essere realizzato a fronte di un investimento di circa 77.047 €, stimando 71.340 € per i costi di fornitura e installazione delle componenti di impianto (moduli fotovoltaici, inverter, quadri, etc.) e 5.707 € per le spese tecniche di progettazione. Le strutture di ponteggi non sono state considerate nel totale dei costi in quanto già presenti sugli edifici ancora da ristrutturare.

Nello scenario post opera, annualmente, risulta un risparmio di energia elettrica dovuto all'autoconsumo diretto pari a 22.114 kWhe, equivalenti a un'economia di circa 7.961 € all'anno. Questo risparmio economico si somma al ricavo di circa 1.283 € conseguito attraverso la vendita in rete di 16.038 kWh e ai 2.245 € che scaturiscono dall'energia condivisa con gli altri edifici.

Il tempo di ritorno stimato per l'investimento è pari a sette anni e un mese.

Tabella 34: Parametri economici

Costo totale di investimento	77.000	€
Costo evitato annuo (ricavo) al primo anno	11.500	€
Incremento annuo costo dell'energia	1%	(101%)
Durata dell'investimento (anni)	20	
Tasso di sconto	3%	
VAN (NPV)	111.608	€
TIR (IRR) (Sui valori di CF)	18%	
IP (PI)	2,49	
TR (PBT)	7,11	anni

Figura 72: Andamento NPV negli anni

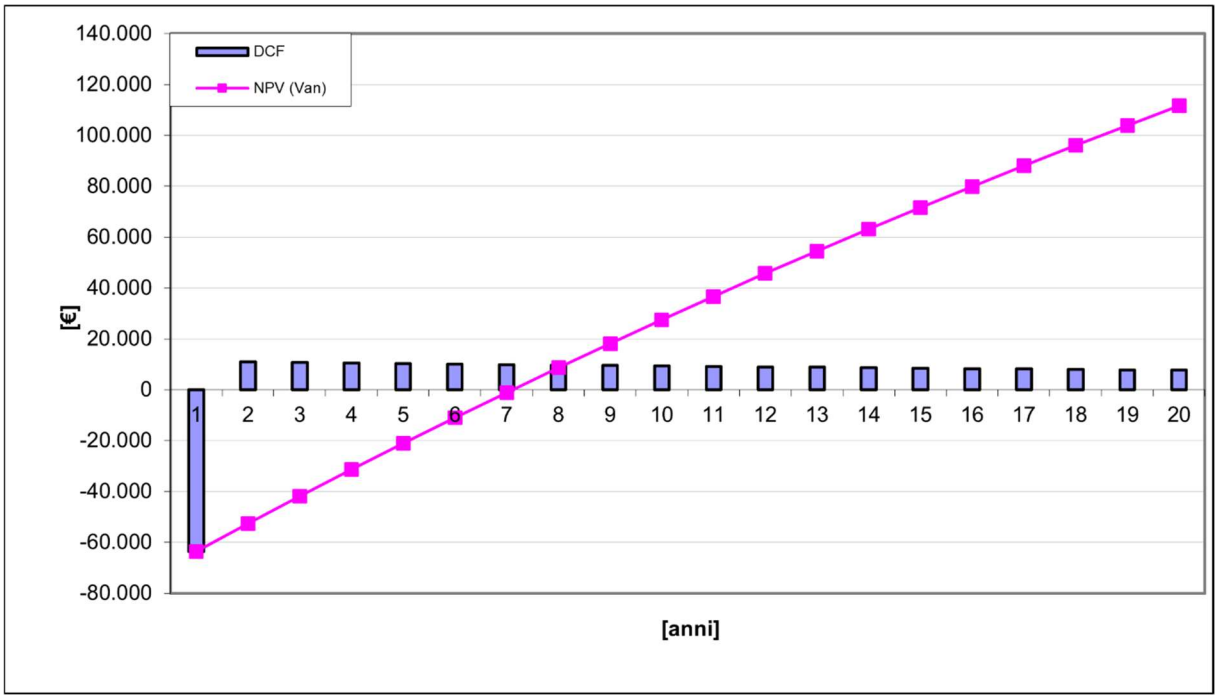


Tabella 35: Confronto finale dei parametri economici

		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Costo totale di investimento	€	25.000	103.000	26.000
Costo evitato annuo al primo anno	€	3.190	6.320	3.080
Incremento annuo costo dell'energia	(101%)	1%	1%	1%
Durata dell'investimento (anni)		20	20	20
Tasso di sconto		3%	3%	3%
VAN (NPV)	€	27.713	2.287	25.030
TIR (IRR) (Sui valori di CF)		15%	3%	13%
IP (PI)		2,15	1,02	2,00
TR (PBT)	anni	8,34	19,46	14,49

Tabella 36: Confronto finale dei parametri economici

		Scenario 1 (CER)	Scenario 2 (CER)		Scenario 3 (CER)
			Senza PDC	con PDC	
Costo totale di investimento	€	74.000	310.000	726.000	77.000
Costo evitato annuo al primo anno	€	12.300	29.340	79.150	11.500
Incremento annuo costo dell'energia	(101%)	1%	1%	1%	1%
Durata dell'investimento (anni)		20	20	20	20
Tasso di sconto		3%	3%	3%	3%
VAN (NPV)	€	127.632	175.083	579.046	111.608
TIR (IRR) (Sui valori di CF)		20%	9%	11%	18%
IP (PI)		2,77	1,58	1,82	2,49
TR (PBT)	anni	6,36	11,71	10,00	7,11

Come si evince dalla Tabella 36, tutti gli scenari CER risultano economicamente vantaggiosi, generando un profitto netto a fronte di un investimento iniziale. In particolare, il secondo scenario presenta i risultati più significativi in termini di Valore Attuale Netto (VAN), evidenziando la maggiore redditività dell'intervento.

Tale beneficio economico è tuttavia strettamente legato al più elevato investimento richiesto nella fase iniziale, aspetto che, dal punto di vista della committenza, può rappresentare un limite rilevante nel processo decisionale.

In linea generale, gli impianti installati su copertura a falda, come previsto nel primo e nel terzo scenario, consentono una riduzione dei costi di investimento; ciò comporta, di conseguenza, anche una riduzione del tempo di ritorno dell'investimento.

Questo si riflette direttamente anche sugli indicatori economici, per cui TIR e indice di profittabilità (IP) assumono valori sensibilmente più elevati.

Un'analisi più approfondita mostra come gli scenari 1 e 3 presentino risultati tra loro simili; tuttavia, il primo scenario risulta complessivamente migliore per ciascun parametro di valutazione economica considerato. Tale differenza è riconducibile principalmente alla diversa configurazione degli impianti di produzione e alla non omogeneità degli edifici coinvolti, dal momento che nel primo scenario è presente un edificio aggiuntivo da servire.

È comunque opportuno sottolineare che tali differenze non assumono un ruolo determinante nella scelta finale relativa alla CER, poiché i due scenari fanno riferimento a cabine primarie differenti, configurandosi quindi come studi tra loro indipendenti e non direttamente sostitutivi. In quest'ottica, la soluzione ottimale consisterebbe nell'implementazione congiunta del primo e del terzo scenario.

Si evidenzia inoltre come l'adozione della CER rappresenti una strategia tecnico-economica nettamente più vantaggiosa rispetto a tutte le configurazioni analizzate nel Capitolo 5.1. Confrontando infatti le soluzioni precedentemente individuate con quelle sviluppate nel presente Paragrafo 5.2, emerge chiaramente che tutti e tre gli scenari CER garantiscono prestazioni economiche superiori.

Per rendere immediatamente evidente tale confronto, si richiama anche la Tabella 35.

Si precisa inoltre che la differenza nel capitale iniziale tra gli scenari mostrati non deve essere interpretata in modo diretto, poiché nella Tabella 36 viene considerata l'installazione di tre distinti campi fotovoltaici, con conseguente incremento dei costi iniziali.

Infine, si ritiene opportuno evidenziare come, nello scenario 3 (CER), gli edifici effettivamente utilizzabili per la produzione fotovoltaica siano tre, sebbene, come mostrato in Figura 57, il numero avrebbe potuto essere potenzialmente doppio. Tale configurazione alternativa non è stata approfondita in sostituzione dello scenario tre adottato, al fine di mantenere confrontabili tra loro le due Comunità Energetiche Rinnovabili analizzate.

6 Ottimizzazione

L'ottimizzazione rappresenta una fase cruciale nei processi di progettazione e di supporto alle decisioni, poiché consente di individuare, all'interno dell'insieme delle soluzioni ammissibili, la configurazione in grado di massimizzare o minimizzare una determinata funzione obiettivo, nel rispetto di specifici vincoli tecnici, economici e normativi.

In termini generali, un problema di ottimizzazione si fonda sulla definizione di variabili decisionali, parametri di sistema e indicatori prestazionali, con lo scopo di identificare la soluzione più efficiente e coerente con gli obiettivi del caso studio.

Nel contesto ingegneristico, tale approccio assume un ruolo di primaria importanza, in quanto permette di bilanciare aspetti spesso tra loro contrastanti, quali le prestazioni tecniche, la convenienza economica, l'affidabilità operativa e la sostenibilità ambientale. L'impiego di metodologie di ottimizzazione consente pertanto di supportare in maniera rigorosa e sistematica il processo decisionale, orientando la progettazione verso soluzioni più razionali, robuste ed efficaci.

Nel caso specifico dell'ottimizzazione degli impianti di produzione installabili in copertura, la committenza ha scelto di finanziare inizialmente un unico edificio pilota, individuato nell'immobile sito al civico 2 di Via Panizzi. Tale scelta deriva da una strategia prudenziale e progressiva, finalizzata a testare preliminarmente la fattibilità tecnico-economica dell'intervento su un singolo caso studio. Qualora i risultati ottenuti evidenziassero risparmi energetici ed economici significativi, sarà possibile estendere successivamente l'installazione ad altri edifici, fino alla potenziale realizzazione della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) analizzata nel capitolo precedente.

In coerenza con le considerazioni sviluppate nel precedente capitolo, e in particolare con riferimento al primo scenario analizzato, si è scelto di prevedere l'installazione dell'impianto sulla falda di copertura esistente, senza modifiche sostanziali alla configurazione edilizia, implementando l'utilizzo di una pompa di calore aria-ACS.

Alla luce di tali premesse, lo studio si è concentrato sul singolo edificio pilota e sulle possibili configurazioni impiantistiche applicabili. Sono state individuate dieci differenti configurazioni di impianto, alcune delle quali ulteriormente suddivise mediante la notazione "a" e "b", utilizzata per distinguere rispettivamente la presenza e l'assenza della pompa di calore (PDC). Tale articolazione ha consentito di confrontare in modo sistematico le diverse soluzioni, valutandone

le prestazioni energetiche, economiche e gestionali, al fine di individuare la configurazione ottimale per una futura eventuale estensione dell'intervento.

L'obiettivo principale dell'analisi è consistito nella massimizzazione del Margine Operativo Lordo (MOL), perseguita contestualmente alla massimizzazione dell'autoconsumo energetico, così da individuare la configurazione ottimale sotto il profilo tecnico-economico.

Nel corso dello sviluppo dello studio sono stati introdotti specifici vincoli progettuali, definiti sulla base delle esigenze del caso studio e del quadro normativo di riferimento. In particolare, la produzione frigorifera non doveva superare il corrispondente fabbisogno annuale, pari a 4870 MWhf, mentre la potenza complessiva installata è stata limitata a 20 kW. Tale soglia è stata individuata al fine di poter accedere alla procedura autorizzativa semplificata, che consente l'esenzione da una serie di adempimenti burocratici e dall'installazione di dispositivi accessori, tra cui l'Autorizzazione Unica, la comunicazione all'Agenzia delle Dogane, il contatore M2 e il dispositivo di rincalzo.

D'altra parte, l'analisi della produzione frigorifera è stata condotta considerando un fabbisogno su scala di quartiere, in previsione di possibili future richieste da parte della committenza. Si precisa tuttavia che i consumi effettivamente da soddisfare risultano attualmente sensibilmente inferiori, come già evidenziato al termine del capitolo 2.3, relativo ai consumi frigoriferi, poiché riferiti esclusivamente agli otto alloggi oggetto di studio. Tale fabbisogno risulta così contenuto da poter essere coperto anche mediante pompe di calore di piccola taglia, dell'ordine di alcune decine di kW. Per questo motivo si è ritenuto più opportuno orientare l'ottimizzazione progettuale verso una configurazione in grado di rispondere non solo alle esigenze attuali, ma anche ai potenziali fabbisogni futuri.

Trattandosi di un'analisi tecnico-economica, finalizzata a ottenere risultati quanto più possibile svincolati dal singolo valore commerciale proposto dal fornitore, si è ritenuto opportuno richiedere preventivi a differenti aziende installatrici e produttrici di sistemi di generazione, tra cui SoLink, LONGi Solar e Sonnenkraft. Nei preventivi sono stati inclusi non soltanto i costi dei moduli e dei collettori, ma anche quelli relativi agli accessori elettrici e/o termici, al ricarico commerciale e all'obbligatorio tiro in quota, voce particolarmente significativa per installazioni in copertura.

L'obiettivo di questa fase preliminare è stato quello di determinare un costo specifico per pannello, così da poter confrontare in maniera omogenea le differenti soluzioni impiantistiche, rimandando a una fase successiva la definizione del numero ottimale di pannelli da installare.

Di seguito si riporta pertanto la tabella utilizzata per il calcolo del costo specifico, base quantitativa per le successive valutazioni di ottimizzazione.

Tabella 37: Divisione dei relativi costi

		COSTI			
Porzione di impianto	**Fonte dei prezzi**	**Fornitura materiali**	**Accessori sezione termica + posa**	**Accessori sezione elettrica + posa**	**Tiro in quota**
		[€]	[€]	[€]	[€]
PVT	prev. Solink	20.193 €	15.952 €	23.510 €	2.750 €
PV	perv. Longisolar	2.276 €	/	23.524 €	2.200 €
CST	prev. Sonnenkraft	11.285 €	10.239 €	/	1.650 €
PDC	prev Eneren + CME-20%	11.500 €	14.833 €	3.000 €	/
Resistenza [16]		1.000 €	/	500 €	/

Tabella 38: Calcolo del costo specifico in base ai preventivi.

Ricarico 20%	**Totale**	**n° pannelli**	**Potenza elettrica**	**Costo specifico elettrico**	**Costo specifico a pannello**
[€]	[€]	[°n]	[kWep]	[€/kWep]	[€/pannello]
12.481 €	74.885 €	35	13,1	5.706 €	2.140 €
5.600 €	33.600 €	35	16,8	1.999 €	959 €
4.635 €	27.809 €	21	/	/	1.324 €
5.867 €	35.200 €				
300 €	1.800 €				

Tenendo conto dei dati di targa dei pannelli, del numero complessivo di edifici considerati (37) e delle rispettive superfici disponibili in copertura, pari a 3100 m² per l'edificio oggetto di studio e 105000 m² per l'intero quartiere, è stato possibile procedere alla valutazione comparativa delle undici configurazioni impiantistiche individuate.

Tale fase di analisi ha consentito di verificare, per ciascuna casistica, la fattibilità tecnico-

[16] La resistenza elettrica svolge la funzione di supporto nei cicli antilegionella, consentendo il raggiungimento delle temperature richieste per il controllo della proliferazione della Legionella.

dimensionale, le prestazioni energetiche attese e la relativa convenienza economica, ponendo le basi per la successiva individuazione della soluzione migliore.

Tabella 39: Soluzione 0a e 0b

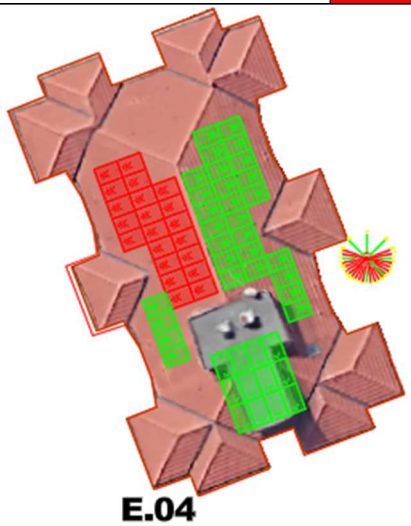
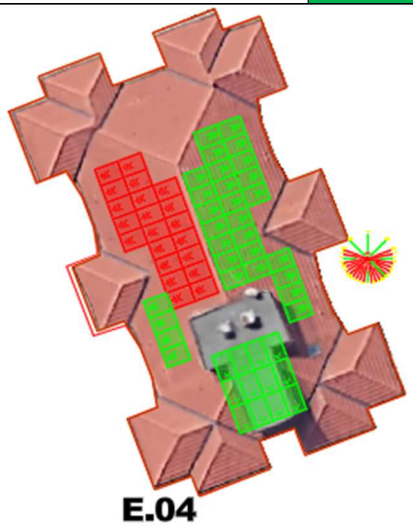
	0a (PVT+CST+PDC)						0b (PVT+CST)					
	PVT	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**	**PVT**	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**
	41					87.723 €	41					87.723 €
		0				0 €		0				0 €
			21			27.809 €			21			27.809 €
				1		35.200 €				0		0 €
					1	1.800 €					1	1.800 €
	62					**153.000 €**	**62**					**117.000 €**
Potenza	[kWep]					**15,38**						**15,38**
Producibilità	[kWhe]					9.684						9.684
Fabbisogno PDC / R	[kWhe]					0						0
Surplus	[kWhe]					9.684						9.684
Producibilità Quartiere	[Mwhe]					328						328
$E_{frigorifera}$ Quartiere	[MWhf]					**2.952**						**2.952**
Capex	[€]					5.661.000						4.329.000
Prezzo di vendita $E_{frigorifera}$	[€/MWhf]					100						100
Ricavi in 15 anni	[€]					4.428.087						4.428.087
MOL	[€]					**-1.232.913**						**99.087**
												

Tabella 40: Soluzione 1a e 1b

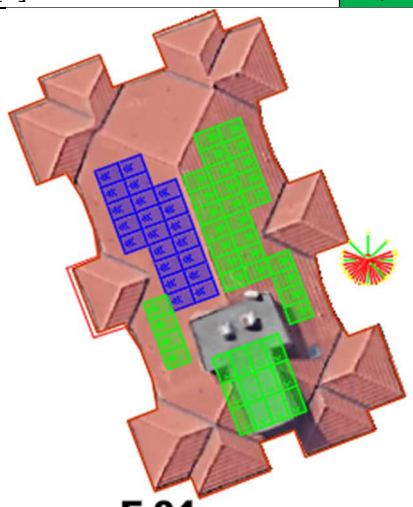
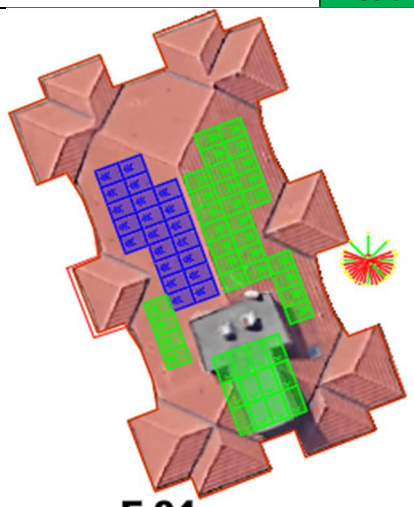
	1a (PVT+PV+PDC)						1b (PVT+PV)					
	PVT	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**	**PVT**	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**
	41					87.723 €	41					87.723 €
		21				20.148 €		21				20.148 €
			0			0 €			0			0 €
				1		35.200 €				0		0 €
					1	1.800 €					1	1.800 €
	62					**145.000 €**	**62**					**110.000 €**
Potenza	[kWep]					**23,99**						**23,99**
Producibilità	[kWhe]					16.502						16.502
Fabbisogno PDC / R	[kWhe]					553						1935
Surplus	[kWhe]					15.949						14.567
Producibilità Quartiere	[Mwhe]					540						493
$E_{frigorifera}$ Quartiere	[MWhf]					**4.862**						**4.441**
Capex	[€]					5.365.000						4.070.000
Prezzo di vendità $E_{frigorifera}$	[€/MWhf]					100						100
Ricavi in 15 anni	[€]					7.292.809						6.660.878
MOL	[€]					1.927.809						2.590.878
												

Tabella 41: Soluzione 2 e 3

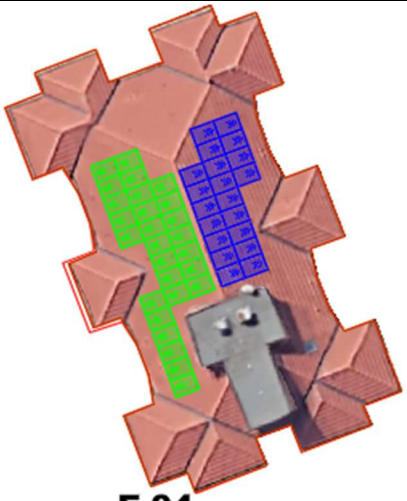
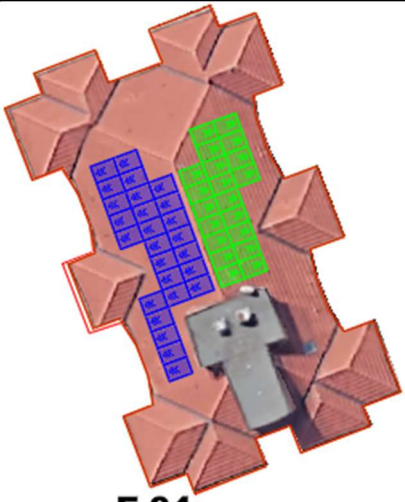
	2 (PVT+PV+PDC)						3 (PVT+PV+PDC)					
	PVT	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**	**PVT**	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**
	27					57.769 €	20					42.792 €
		20				19.189 €		26				24.945 €
			0			0 €			0			0 €
				1		35.200 €				1		35.200 €
					1	1.800 €					1	1.800 €
	47					**114.000 €**	**46**					**105.000 €**
Potenza	[kWep]					**18,33**						**18,16**
Producibilità	[kWhe]					12.539						12.887
Fabbisogno PDC / R	[kWhe]					1117						3289
Surplus	[kWhe]					11.422						95.98
Producibilità Quartiere	[Mwhe]					387						325
$E_{frigorifera}$ Quartiere	[MWhf]					**3.482**						**2.926**
Capex	[€]					4.218.000						3.885.000
Prezzo di vendità $E_{frigorifera}$	[€/MWhf]					100						100
Ricavi in 15 anni	[€]					5.222.802						4.388.763
MOL	[€]					**1.004.802**						**503.763**
												

Tabella 42: Soluzione 4 e 5

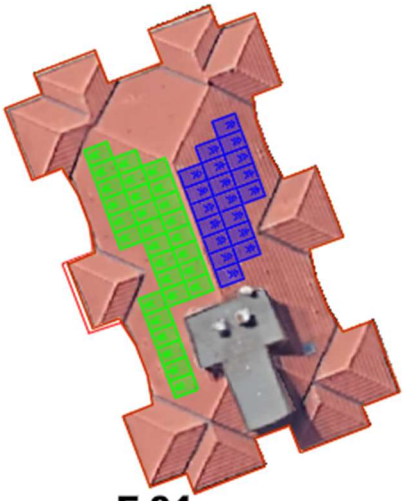
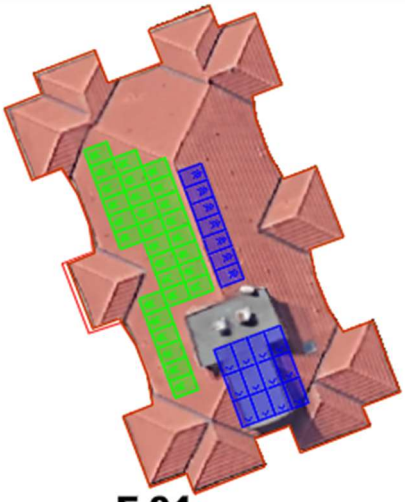
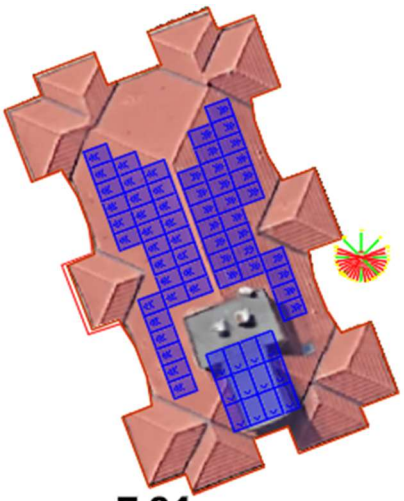
	4 (PVT+PV+PDC)						5 (PVT+PV+PDC)					
	PVT	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**	**PVT**	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**
	29					62.048 €	29					62.048 €
		19				18.229 €		19				18.229 €
			0			0 €			0			0 €
				1		35.200 €				1		35.200 €
					1	1.800 €					1	1.800 €
	48					**117.000 €**	**48**					**117.000 €**
Potenza	[kWep]					**18,67**						**18,67**
Producibilità	[kWhe]					12.762						13.330
Fabbisogno PDC / R	[kWhe]					979						979
Surplus	[kWhe]					11.783						12.351
Producibilità Quartiere	[Mwhe]					399						418
$E_{frigorifera}$ Quartiere	[MWhf]					**3.592**						**3.765**
Capex	[€]					4.329.000						4.329.000
Prezzo di vendità $E_{frigorifera}$	[€/MWhf]					100						100
Ricavi in 15 anni	[€]					5.387.872						5.647.594
MOL	[€]					**1.058.872**						**1.318.594**
												

Tabella 43: Soluzione 6 e 7

		6 (PV+PDC)						7 (PVT)					
		PVT	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**	**PVT**	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**
		0					0 €	67					143.352 €
			67				64.282 €		0				0 €
				0			0 €			0			0 €
					1		35.200 €				0		0 €
						1	1.800 €					1	1.800 €
		67					**101.000 €**	**67**					**145.000 €**
Potenza	[kWep]						**27,47**						**25,13**
Producibilità	[kWhe]						20.796						16.247
Fabbisogno PDC / R	[kWhe]						6.844						0
Surplus	[kWhe]						13.952						16.247
Producibilità Quartiere	[Mwhe]						473						550
$E_{frigorifera}$ Quartiere	[MWhf]						**4.253**						**4.953**
Capex	[€]						3.737.000						5.365.000
Prezzo di vendità $E_{frigorifera}$	[€/MWhf]						100						100
Ricavi in 15 anni	[€]						6.379.665						7.429.072
MOL	[€]						**2.642.665**						2.064.072



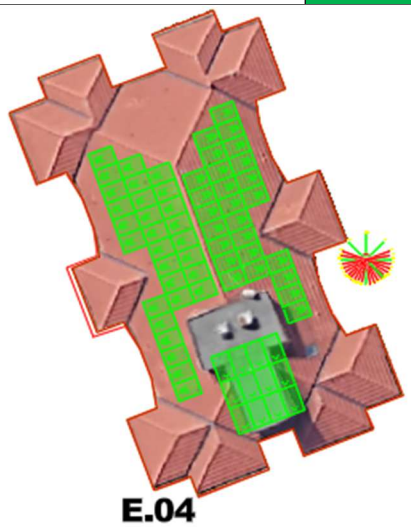


Tabella 44: Soluzione 8a e 8b

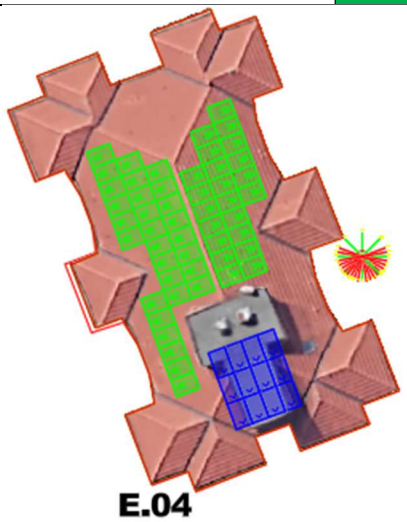
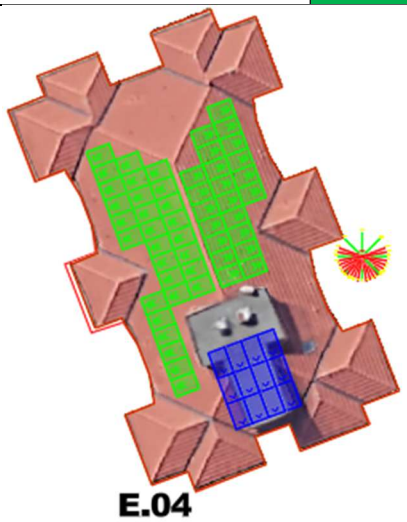
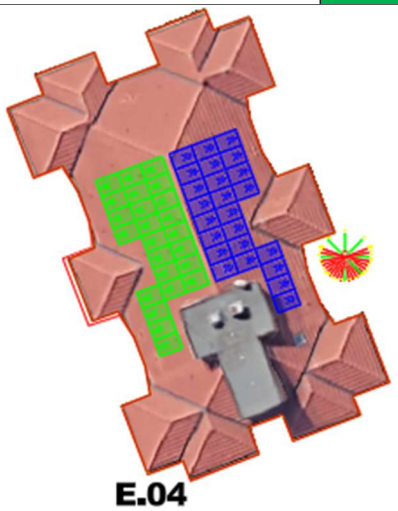
	8a (PVT+PV+PDC)						8b (PVT+PV)					
	PVT	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**	**PVT**	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**
	51					109.119 €	51					109.119 €
		12				11.513 €		12				11.513 €
			0			0 €			0			0 €
				1		35.200 €				0		0 €
					1	1.800 €					1	1.800 €
	63					**158.000 €**	**63**					**122.000 €**
Potenza	[kWep]					**24,05**						**24,05**
Producibilità	[kWhe]					16.229						16.229
Fabbisogno PDC / R	[kWhe]					85						297
Surplus	[kWhe]					16.144						15.932
Producibilità Quartiere	[Mwhe]					547						540
$E_{frigorifera}$ Quartiere	[MWhf]					**4.921**						**4.857**
Capex	[€]					5.846.000						4.514.000
Prezzo di vendità $E_{frigorifera}$	[€/MWhf]					100						100
Ricavi in 15 anni	[€]					7.381.974						7.285.035
MOL	[€]					1.535.974						2.771.035
												

Tabella 45: Soluzione 9 e 10

	9 (PVT+PV+PDC)						10a (PVT)					
	PVT	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**	**PVT**	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**
	24					51.350 €	52					111.258 €
		24				23.026 €		0				0 €
			0			0 €			0			0 €
				1		35.200 €				1		0 €
					1	1.800 €					1	1.800 €
	48					**111.000 €**	**52**					**113.000 €**
Potenza	[kWep]					**18,84**						**19,50**
Producibilità	[kWhe]					1.2916						16.247
Fabbisogno PDC / R	[kWhe]					1.605						0
Surplus	[kWhe]					1.1311						16.247
Producibilità Quartiere	[Mwhe]					383						550
$E_{frigorifera}$ Quartiere	[MWhf]					**3.448**						**4.953**
Capex	[€]					4.107.000						5.476.000
Prezzo di vendità $E_{frigorifera}$	[€/MWhf]					100						100
Ricavi in 15 anni	[€]					5.172.046						7.429.072
MOL	[€]					**1.065.046**						1.953.072



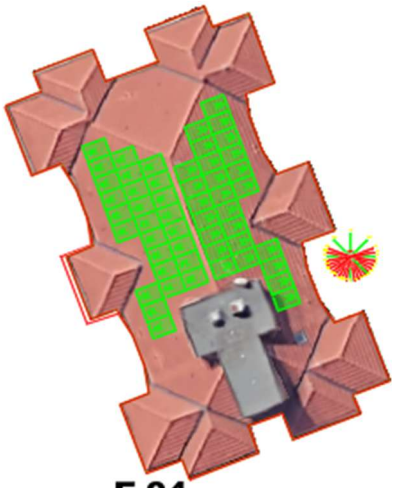
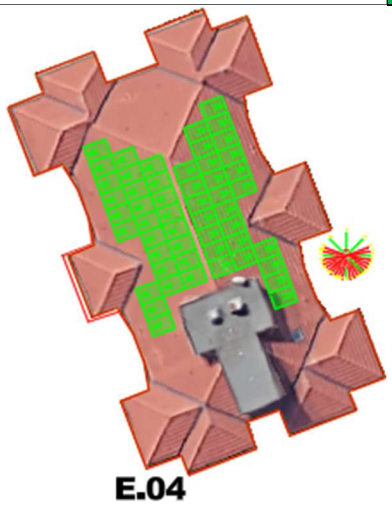


Tabella 46: Soluzione 10b

	10b (PVT+PDC)					
	PVT	**PV**	**CST**	**PDC**	**R**	**TOT**
	52					111.258 €
		0				0 €
			0			0 €
				0		35.200 €
					1	1.800 €
	52					**148.000 €**
Potenza	[kWep]					**19,50**
Producibilità	[kWhe]					16.247
Fabbisogno PDC / R	[kWhe]					0
Surplus	[kWhe]					16.247
Producibilità Quartiere	[Mwhe]					550
$E_{frigorifera}$ Quartiere	[MWhf]					**4.953**
Capex	[€]					4.181.000
Prezzo di vendità $E_{frigorifera}$	[€/MWhf]					100
Ricavi in 15 anni	[€]					7.429.072
MOL	[€]					**3.248.072**



E.04
52 pannelli
Scenario 10

L'analisi comparativa degli scenari consente di individuare preliminarmente le configurazioni che non rispettano i vincoli progettuali imposti. In particolare, risultano non ammissibili gli scenari 0a, 1a, 1b, 6, 7, 8a, 8b, 10a e 10b, in quanto eccedono almeno uno dei limiti definiti nella fase di impostazione del problema di ottimizzazione.

Tra questi, merita un approfondimento lo scenario 7 solo PVT, il quale, anche a seguito di un intervento di ridimensionamento da 67 a 52 pannelli (soluzioni 10a e10b), rimane comunque non accettabile. Sebbene tale modifica consenta di riportare la potenza installata al di sotto della soglia dei 20 kW, la produzione frigorifera permane superiore al fabbisogno richiesto, determinando quindi il mancato rispetto dei criteri di progetto.

È tuttavia opportuno sottolineare come la configurazione 10 rappresenti, in prospettiva, una soluzione di particolare interesse nel caso in cui si voglia orientare il sistema verso una strategia di centralizzazione della produzione frigorifera. In tale ottica, l'evoluzione climatica attesa e il conseguente incremento dei carichi di raffrescamento, soprattutto in contesti urbani ad alta densità come Milano, potrebbero renderla maggiormente sostenibile nel medio-lungo periodo. Si precisa inoltre che l'energia elettrica in eccesso costituisce un elemento positivo del bilancio energetico, poiché, qualora non venga impiegata per i servizi di climatizzazione, può essere immessa nella rete elettrica e ceduta a fini remunerativi.

Limitando l'attenzione alle sole configurazioni che rispettano i vincoli, emerge come lo scenario 0b, caratterizzato dall'impiego combinato di pannelli PVT e collettori solari termici (CST), presenti un Margine Operativo Lordo (MOL) particolarmente contenuto. A ciò si aggiunge una produzione frigorifera insufficiente a soddisfare pienamente il fabbisogno, evidenziando prestazioni complessivamente poco competitive. Tale risultato, letto congiuntamente all'esclusione dello scenario 0a, mette in luce come l'integrazione del CST con il PVT non risulti particolarmente vantaggiosa sotto il profilo prestazionale nel caso studio analizzato.

Le soluzioni 2 e 3 mostrano, in maniera analoga, valori di MOL e di produzione frigorifera inferiori rispetto agli scenari più performanti, pur senza presentare criticità marcate quanto quelle dello scenario 0b. Il loro contributo all'analisi risulta tuttavia particolarmente significativo, poiché consente di evidenziare con chiarezza l'importanza della corretta selezione delle falde di copertura per l'installazione dei moduli PVT e PV, come già discusso nella precedente sezione relativa all'analisi della producibilità energetica.

Gli scenari 4 e 5, invece, risultano sostanzialmente equivalenti in termini di numero e tipologia di pannelli installati, differenziandosi esclusivamente per il layout di posa dei moduli. Proprio tale differenza consente di mettere in evidenza il miglioramento prestazionale associato all'installazione in piano dei pannelli fotovoltaici, configurazione che determina un incremento della produzione di energia elettrica, con conseguente aumento sia dell'autoconsumo destinato alla copertura del fabbisogno frigorifero, sia del Margine Operativo Lordo.

Tra tutte le configurazioni ammissibili, lo scenario 9 si colloca come la soluzione installativa più equilibrata e performante, rappresentando il miglior compromesso tra redditività economica (MOL) e copertura del fabbisogno frigorifero. Tale risultato deriva dall'adozione di una configurazione bilanciata, basata sull'implementazione di un numero equivalente di pannelli fotovoltaici ibridi (PVT) e tradizionali (PV), capace di valorizzare simultaneamente la produzione elettrica e termica del sistema.

Alla luce di tali evidenze, lo scenario 9 viene assunto come configurazione di riferimento per gli approfondimenti successivi.

6.1 Scenario 9

Lo scenario di studio prevede l'installazione di 48 pannelli, suddivisi equamente tra moduli fotovoltaici ibridi PVT (Cellafredda SoLink) e moduli fotovoltaici tradizionali (LongiSolar), disposti sulle falde opportune della copertura: i pannelli PVT sulla falda Sud-Ovest e i pannelli PV sulla falda Sud-Est.

L'impianto occupa una superficie complessiva di circa 90 m², pari a 45 m² per ciascuna falda, con una disposizione simmetrica, come illustrato nella figura accanto (Figura 73).

La potenza nominale complessiva dell'impianto è pari a 18,84 kWp, di cui 9,00 kWp attribuibili alla sezione ibrida e i restanti 9,84 kWp alla sezione fotovoltaica tradizionale.

L'analisi si concentra in particolare sul periodo estivo, durante il quale risulta significativa la richiesta di energia frigorifera e il funzionamento dell'impianto risulta performante, come già evidenziato nella precedente analisi dei consumi energetici, con specifico riferimento alla sezione dedicata ai fabbisogni frigoriferi.

Figura 73: Istallazione impianto di produzione nello scenario 9

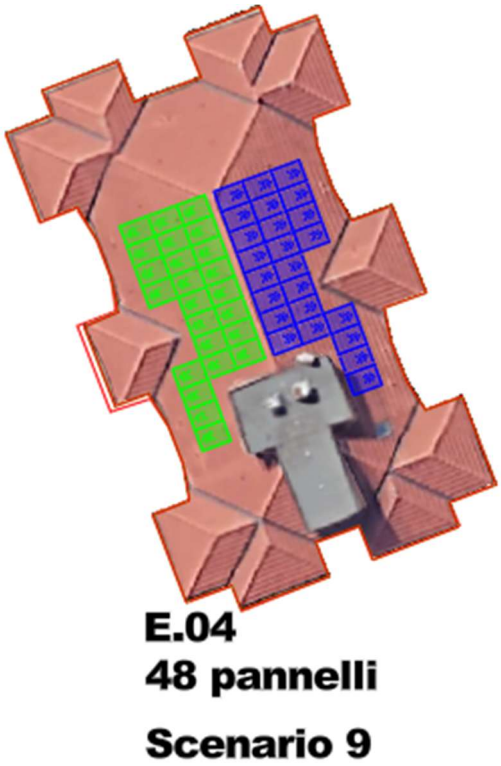


Tabella 47: Producibilità elettrica degli impianti PVT e PV nei mesi estivi

	PVT			PV		
	Azimuth: 70°	Tilt: 28°	N°: 24	Azimuth: -110°	Tilt: 28°	N°: 24
Mese	Producibilità elettrica [kWhe]			Producibilità elettrica [kWhe]		
Maggio		1205,9			1137,2	
Giugno		1327,4			1331,6	
Luglio		1412,5			1358,2	
Agosto		1212,5			1186,8	
Settembre		928,5			819,7	
Totale		**6086,8**			**5833,5**	

Una volta determinata la produzione elettrica totale nel periodo considerato (in questo caso, cinque mesi), è possibile calcolare la resa specifica dell'impianto, nota anche come "specific yield". Questo parametro riveste un ruolo fondamentale nella valutazione delle prestazioni energetiche dei sistemi fotovoltaici.

La resa specifica rappresenta il rapporto tra l'energia elettrica prodotta in un determinato intervallo temporale e la potenza nominale installata dell'impianto. Si esprime in kWh/kWp e costituisce un indice chiave per analizzare l'efficienza complessiva del sistema.

Dal punto di vista concettuale, tale parametro permette di normalizzare la produzione energetica rispetto alla potenza installata, rendendo quindi possibile il confronto tra impianti di diversa taglia o collocati in siti con condizioni ambientali differenti.

La resa specifica assume un duplice valore operativo:

- in fase di progettazione, consente di stimare la producibilità attesa e, di conseguenza, di effettuare un corretto dimensionamento dell'impianto;
- in fase di esercizio, risulta utile per il monitoraggio delle prestazioni, permettendo di individuare eventuali anomalie o cali di efficienza nel tempo.

Dal punto di vista matematico, la resa specifica si esprime tramite la seguente relazione:

$$Y_f = \frac{E_{\text{prod}}}{P_{\text{inst}}} \tag{13}$$

dove:

- Y_f è la resa specifica dell'impianto (kWh/kWp);
- E_{prod} è l'energia elettrica prodotta nel periodo di riferimento (kWh);
- P_{inst} è la potenza nominale totale installata (kWp).

Nel caso specifico analizzato, la resa specifica risulta pari a 676,3 kWh/kWp per il sistema Cellafredda (PVT) e a 592,8 kWh/kWp per il pannello fotovoltaico tradizionale. Tali valori sono coerenti con il sito di installazione e con l'orientamento dei moduli.

È opportuno precisare che questi risultati non devono essere confrontati direttamente con i valori di resa specifica riportati in letteratura, in tabelle tecniche o ottenuti tramite software di simulazione, poiché tali riferimenti sono generalmente espressi su base annuale, mentre nel presente studio il dato si riferisce a una base stagionale.

A seguito del calcolo della resa è possibile stabilire con ancora più certezza l'ottima qualità della Cellafredda, dal punto di vista elettrico avendo una resa specifica confrontabile con quelle degli impianti fotovoltaici tradizionali, ma ancora inferiore alle rese specifiche dei migliori pannelli del mercato.

Si tiene tuttavia a precisare che ciò non è più vero con la nuova uscita della Cellafredda 2026 dal momento che sulla stessa superfice di captazione si è passato da 375W a 500W un aumento non indifferente che ha comportato miglioramento competitivo con le più alte tecnologie del mercato.

Tuttavia, anche considerando la precedente Cellafredda, dal punto di vista termico essa rappresenta un'ottima soluzione impiantistica, in grado di coprire autonomamente una parte significativa dei fabbisogni termici durante i mesi estivi. Ciò avviene principalmente per due motivi: la riduzione dei consumi energetici e l'elevato livello di irraggiamento medio raggiunto in questo periodo, che determinano un minor utilizzo della pompa di calore, come evidenziato nelle tabelle riportate di seguito

Tabella 48: Copertura termica dell'impianto PVT nei mesi estivi

	PVT				
	Azimuth: 70°	Tilt: 28°	N°: 24		
Mese	Producibilità termica [kWht]			Fabbisogno [kWht]	Copertura
Maggio		3241		5304,7	61%
Giugno		4072		4520	90%
Luglio		4476		4670,5	96%
Agosto		3983		4324,5	92%
Settembre		2563		5134	50%
Totale		**18335**		**23953,1**	**77%**
				Media = 4790,6	

Con l'obiettivo dell'autoconsumo dei vettori climatizzanti, termici e frigoriferi, si può considerare l'utilizzo di tutta l'energia elettrica prodotta per sopperire i restanti due fabbisogni tramite una pompa di calore reversibile con un COP di 3.5 e un EER di 9.

Si tiene a precisare che il COP misura quanta energia termica la pompa di calore produce rispetto all'energia elettrica consumata, mentre l'EER indica quanta energia frigorifera produce rispetto all'energia elettrica consumata.

Tabella 49: Calcolo del consumo elettrico dalla pompa di calore per il vettore termico

	PVT + PV	Pompa di calore (PDC)		
Mese	Producibilità elettrica [kWhe]	Producibilità termica [kWht]	Consumo [kWhe]	Surplus di energia elettrica [kWhe]
Maggio	2343	2064	590	1754
Giugno	2659	448	128	2531
Luglio	2771	195	56	2715
Agosto	2399	341	98	2302
Settembre	1748	2571	734	1014
Totale	**11920**	**5619**	**1605**	**10315**

Tabella 50: Calcolo del consumo elettrico dalla pompa di calore per il vettore frigorifero

		Pompa di calore (PDC)			
Mese	Fabbisogno frigorifero [kWhf]	Consumo [kWhe]	Producibilità frigorifera [kWhf]	Copertura	Energia elettrica da rete [kWhe]
Maggio	21257	1754	15782	74%	608
Giugno	35429	2531	22779	64%	1406
Luglio	42514	2715	24435	57%	2009
Agosto	28343	2302	20716	73%	847
Settembre	14171	1014	9123	64%	561
Totale	**141714**	**10315**	**92835**	**66%**	**5431**

Dal punto di vista del fabbisogno frigorifero, nelle tabelle precedenti l'analisi non viene più condotta su scala di quartiere, poiché lo scenario di riferimento per la successiva fase di progettazione è stato definito a livello del singolo edificio.

Di conseguenza, il dimensionamento non considera più il fabbisogno complessivo dell'intero comparto residenziale, bensì quello specifico dell'edificio oggetto di studio. È evidente che i consumi frigoriferi di un intero fabbricato risultano significativamente superiori rispetto a quelli relativi ai soli otto alloggi inizialmente analizzati su scala ridotta.

Per tale ragione, si riporta anche il dimensionamento dettagliato del caso studio specifico, costituito da otto unità abitative servite complessivamente da 29 ventilconvettori, ciascuno caratterizzato da una potenza frigorifera nominale pari a 1,38 kWf, per una potenza frigorifera totale installata pari a 40,02 kWf.

Tabella 51: Calcolo del consumo elettrico dalla pompa di calore per il vettore frigorifero

		Pompa di calore (PDC)			
Mese	Fabbisogno frigorifero [kWhf]	Consumo [kWhe]	Producibilità frigorifera [kWhf]	Copertura	Surplus energia elettrica [kWhe]
Maggio	7749	861	7749	100%	893
Giugno	12915	1435	12915	100%	1096
Luglio	15498	1722	15498	100%	993
Agosto	10332	1148	10332	100%	1154
Settembre	5166	574	5166	100%	440
Totale	**51662**	**10315**	**51662**	**100%**	**4576**

Dalla nuova analisi emerge come il livello di copertura energetica complessiva raggiunto sia sufficiente a soddisfare integralmente i fabbisogni legati alla climatizzazione, rendendo pertanto possibile la vendita di energia elettrica in rete.

Però tale condizione è stata valutata trascurando i consumi elettrici comuni dell'edificio nella configurazione post-intervento; ne consegue che, in condizioni reali di esercizio, è ragionevole presumere un ulteriore peggioramento del bilancio energetico complessivo compromettendo la vendita e comportando l'acquisto.

Nella tabella seguente si considera il caso ipotetico che i consumi elettrici comuni rimanessero quelli attuali.

Tabella 52: Bilancio dell'energia elettrica nelle condizioni peggiori

Mese	Surplus energia elettrica [kWhe]	Fabbisogni elettrici [kWhe]	Energia elettrica prelevata da rete [kWhe]
Maggio	893	1286	393
Giugno	1096	1244	148
Luglio	993	1286	293
Agosto	1154	1286	132
Settembre	440	1244	804
Totale	**4576**	**6346**	**1170**

È opportuno sottolineare, tuttavia, come il ricorso alla rete elettrica rappresentasse una condizione ampiamente prevedibile, sia per ragioni di affidabilità e continuità del servizio, sia per la naturale variabilità stagionale della risorsa solare, che rende impossibile, soprattutto nei mesi invernali, una produzione elettrica e termica tale da coprire interamente i consumi attesi.

Dal punto di vista pragmatico, la produzione elettrica ottenuta risulta già prossima al limite massimo conseguibile dalla struttura, poiché l'impianto occupa la quasi totalità della superficie utile disponibile in copertura. Anche nell'ipotesi di un ulteriore incremento della produzione, ad esempio mediante l'implementazione esclusiva di moduli fotovoltaici come previsto nello Scenario 6, si determinerebbe una violazione del vincolo progettuale relativo alla potenza installata inferiore ai 20 kW, oltre alla perdita del contributo termico garantito dalla sezione ibrida PVT.

Quest'ultima assume infatti un ruolo centrale nella strategia impiantistica adottata, in quanto consente la produzione simultanea di energia elettrica e termica, raggiungendo nei mesi analizzati una copertura termica media pari al 77%, con un picco del 96% e un valore minimo del 50% nel primo mese autunnale. Tale prestazione consente inoltre di ridurre sensibilmente la superficie necessaria in copertura, evitando l'installazione aggiuntiva di collettori solari termici tradizionali (CST).

Dall'analisi dei risultati riportati nelle tabelle precedenti emerge con chiarezza come l'integrazione della pompa di calore all'interno del sistema energetico consenta di incrementare

sensibilmente l'efficienza complessiva dell'impianto, permettendo di soddisfare integralmente il fabbisogno di energia termica. Tale risultato è strettamente connesso alle elevate prestazioni energetiche della macchina, che consente di valorizzare in maniera ottimale l'energia disponibile, riducendo significativamente il fabbisogno di approvvigionamento dalla rete di teleriscaldamento.

In particolare, come evidenziato nelle precedenti tabelle di calcolo, l'energia elettrica residua derivante dal soddisfacimento del fabbisogno di acqua calda sanitaria viene parzialmente impiegata per l'alimentazione del sistema di climatizzazione estiva. Questo consente di ottenere una copertura completa, pari al 100%, del fabbisogno frigorifero dell'edificio durante il periodo estivo, garantendo il pieno funzionamento degli impianti senza ricorrere a ulteriori integrazioni energetiche esterne.

L'analisi dei flussi energetici dimostra pertanto come il sistema di produzione risulti non soltanto adeguato, ma addirittura sovradimensionato rispetto ai consumi termici e frigoriferi considerati nel periodo di esercizio estivo. Tale condizione rappresenta un elemento particolarmente favorevole dal punto di vista impiantistico ed energetico, in quanto testimonia l'elevata capacità del sistema di far fronte ai carichi richiesti assicurando continuità di esercizio, stabilità prestazionale e riduzione dei costi operativi.

Per quanto concerne invece i consumi elettrici associati ai servizi ausiliari e alle utenze delle parti comuni, come riportato nella Tabella 52, non risulta possibile raggiungere una completa autosufficienza energetica. Si rende pertanto necessario il prelievo di una quota residuale di energia elettrica dalla rete. Tuttavia, grazie all'elevata disponibilità di energia eccedente prodotta dal sistema a seguito delle diverse trasformazioni energetiche, il quantitativo di energia acquistata risulta estremamente contenuto rispetto alla configurazione impiantistica tradizionale.

Dal punto di vista economico, i benefici ottenuti risultano particolarmente rilevanti. Infatti, nei mesi oggetto di studio, il costo stagionale relativo alla sola componente elettrica passa da un valore iniziale di circa 2000 € a un intervallo compreso tra 280 € e 320 €. Tale riduzione evidenzia l'elevata efficacia del sistema proposto nel contenimento dei costi energetici e nella riduzione della dipendenza dalla rete elettrica.

La diminuzione della spesa energetica, quantificabile in circa 1700 € nel solo periodo estivo analizzato, assume un valore ancora più significativo se associata alla simultanea produzione

di acqua calda sanitaria e alla copertura integrale dei servizi di climatizzazione. Considerando inoltre un orizzonte temporale esteso all'intero anno solare, i benefici economici complessivi risultano ulteriormente amplificati, sia in termini di riduzione dei costi di esercizio sia in termini di miglioramento dell'efficienza energetica globale del sistema edificio-impianto.

Alla luce delle considerazioni esposte, l'intervento proposto può essere ritenuto pienamente vantaggioso sotto il profilo tecnico, energetico ed economico. I risultati ottenuti confermano infatti la validità della soluzione impiantistica adottata, evidenziando come l'investimento risulti non solo sostenibile, ma anche particolarmente remunerativo nel medio-lungo periodo, garantendo al contempo elevati standard prestazionali e una concreta riduzione dell'impatto energetico dell'edificio.

7 Progettazione impiantistica

La progettazione impiantistica costituisce una fase cardine nell'ambito dello sviluppo di sistemi energetici complessi, in quanto rappresenta il momento di sintesi tra le ipotesi di dimensionamento teorico, le condizioni vincolanti di esercizio e i requisiti prestazionali definiti dal committente. Essa consente la trasformazione delle scelte progettuali preliminari in configurazioni impiantistiche coerenti, verificabili e conformi al quadro normativo e regolatorio vigente, garantendo al contempo adeguati livelli di sicurezza, affidabilità e continuità di esercizio.

In tale contesto, la norma CEI 0-2[17] assume un ruolo di riferimento primario nella definizione dei criteri di progettazione degli impianti elettrici, distinguendo in maniera formale il concetto di progetto da quello di impianto elettrico. In particolare, il paragrafo 1.3.1 definisce il progetto come l'insieme organico di attività di analisi, studio e sintesi tecnica che, a partire dalle prestazioni richieste e dalle condizioni ambientali ed operative assegnate dal committente, consente di individuare le caratteristiche dimensionali, tipologiche, funzionali e tecnologiche dell'impianto elettrico. Tale processo include altresì la determinazione della stima economica necessaria alla realizzazione dell'opera, nonché la definizione delle condizioni per le verifiche, le prove, l'esercizio e la manutenzione degli impianti elettrici ed elettronici in conformità alla regola dell'arte.

La medesima norma sottolinea inoltre come il progetto costituisca lo strumento tecnico-normativo attraverso il quale garantire la rispondenza dell'opera alle esigenze del committente, nel rispetto delle disposizioni legislative e delle norme tecniche applicabili, con particolare riferimento al conseguimento dei requisiti di sicurezza elettrica e funzionalità nel ciclo di vita dell'impianto.

Ai fini di una corretta inquadratura normativa del processo progettuale e per completezza espositiva, si riporta di seguito la definizione di "progetto" così come formulata dalla norma CEI 0-2 al paragrafo 1.3.1 delle definizioni.

[17] Fonte: Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), CEI 0-2:2025 - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici.

"Il progetto è il momento di ideazione e deve essere redatto per tutti gli "impianti EEC (Elettrici, Elettronici e Comunicazione elettronica)".

Il progetto comprende gli studi che, partendo dalla conoscenza delle prestazioni richieste nelle condizioni ambientali e di funzionamento assegnate dal committente, produce le in-formazioni necessarie e sufficienti per l'individuazione delle caratteristiche dimensionali, tipologiche, funzionali e tecnologiche e la relativa stima economica per l'appalto, la realizzazione, le verifiche, le prove, l'esercizio e la manutenzione degli impianti EEC in conformità alla regola d'arte.

Il progetto è lo strumento per rispondere alle richieste del committente nel rispetto delle disposizioni di legge e delle norme tecniche, al fine di conseguire la sicurezza e la funzionalità dell'impianto nel tempo.

Il progetto degli impianti EEC di un'opera multidisciplinare deve essere redatto contestualmente al progetto dell'opera nel suo insieme. Per un uso razionale delle infrastrutture, per una corretta distribuzione degli impianti EEC e per un significativo contenimento dei costi dell'opera è indispensabile la collaborazione tra progettisti dei vari impianti EEC, il committente e i progettisti delle altre discipline, già nella fase del progetto di fattibilità tecnica ed economica."

Il quadro normativo di riferimento risulta ulteriormente completato dalla norma CEI 64-8[18], che costituisce il principale riferimento tecnico per la progettazione e l'esecuzione degli impianti elettrici in bassa tensione, e dal D.M. 37/2008[19], il quale disciplina in maniera organica le attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici. In particolare, l'articolo 5 del citato decreto sancisce l'obbligatorietà della progettazione per determinate tipologie impiantistiche, rafforzando il ruolo del progetto quale strumento imprescindibile ai fini della conformità normativa e della sicurezza degli impianti.

Nel presente elaborato, la progettazione impiantistica viene sviluppata come studio di massima di livello preliminare avanzato, finalizzato alla definizione coerente dell'architettura del sistema energetico e delle principali scelte tecnologiche, senza tuttavia raggiungere il livello di dettaglio proprio della progettazione esecutiva o della progettazione di fattibilità tecnico-economica. Le valutazioni economiche e le analisi di convenienza sono state infatti oggetto di

[18] Fonte: Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), CEI 64-8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
[19] Fonte: D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 - Regolamento per l'installazione degli impianti all'interno degli edifici, G.U. n. 61 del 12 marzo 2008.

approfondimento nei capitoli antecedenti (Capitolo 5 e 6) in una trattazione generale, mentre le scelte relative al campo di generazione fotovoltaica - in termini di tipo e numero di moduli, potenza installata e configurazione spaziale - risultano già definite nei capitoli 3 e 6, quest'ultimo nell'ambito del processo di ottimizzazione del sistema energetico.

In coerenza con tali premesse metodologiche, il presente capitolo è articolato secondo una struttura funzionale alla descrizione progressiva dei sottosistemi impiantistici costituenti l'architettura elettrica complessiva. In particolare, vengono affrontati i seguenti ambiti di analisi:

- progettazione del sistema di conversione statico (inverter), con riferimento al dimensionamento elettrico, numero e suddivisione stringhe;
- valutazione tecnico-funzionale dell'introduzione di un sistema di accumulo elettrochimico, finalizzata all'analisi dell'effettiva convenienza energetica e gestionale in relazione ai profili di produzione e consumo dell'impianto;
- Definizione dell'architettura dei quadri elettrici e della distribuzione dell'energia, includendo la scelta dei dispositivi nei quadri principali e terminali, dei cavi e delle modalità di posa, oltre ai criteri di dimensionamento. L'attività comprende anche la realizzazione dello schema unifilare generale, che rappresenta sinteticamente il sistema impiantistico e le interconnessioni tra i quadri.

Al fine di fornire un adeguato inquadramento del contesto impiantistico, si richiamano sinteticamente le principali informazioni già introdotte nei capitoli precedenti, così da definire in modo coerente lo scenario installativo adottato per le successive fasi di progettazione.

L'impianto oggetto di studio, configurato come sistema ibrido per la produzione combinata di energia elettrica e termica, risulta articolato in due distinti campi fotovoltaici:

- Il primo campo, installato sulla falda sud-est, è costituito da 24 moduli fotovoltaici in silicio cristallino da 410 Wp ciascuno, per una potenza complessiva pari a 9,84 kW. L'installazione è di tipo complanare rispetto alla falda inclinata di 28°, con esposizione pari a -110° rispetto al sud.
- Il secondo campo, posizionato sulla falda sud-ovest, è composto da 24 moduli fotovoltaico-termici (PVT) da 375 Wp ciascuno, per una potenza complessiva di 9 kW. Anche in questo caso l'installazione risulta complanare alla copertura inclinata di 28°, con esposizione pari a +70° rispetto al sud.

Si precisa sin d'ora che la verifica delle scariche atmosferiche non rientra nell'ambito del presente elaborato. Tuttavia, si sottolinea come la configurazione architettonica dell'edificio non subisca modifiche a seguito dell'installazione dei moduli fotovoltaici. In ogni caso, la progettazione è stata condotta secondo criteri di buona pratica impiantistica, adottando soluzioni atte alla riduzione delle interferenze elettromagnetiche e delle sovratensioni indotte.

In particolare, si è privilegiata, ove tecnicamente possibile, la realizzazione di cablaggi con geometrie atte a minimizzare l'area delle spire elettriche equivalenti, mediante la formazione di percorsi di collegamento delle stringhe tali da favorire la compensazione delle correnti indotte. Si raccomanda infatti, secondo buona pratica, la realizzazione di configurazioni con doppio anello a correnti contrapposte, in grado di ridurre parzialmente gli effetti delle sovratensioni indotte di origine atmosferica. Qualora tale configurazione non risulti realizzabile, è comunque opportuno adottare tracciati di cablaggio tali da minimizzare l'area del circuito equivalente costituito da moduli e connessioni.

A titolo esplicativo, si riportano di seguito esempi schematici di connessione dei moduli.

Figura 74: Connessione dei moduli

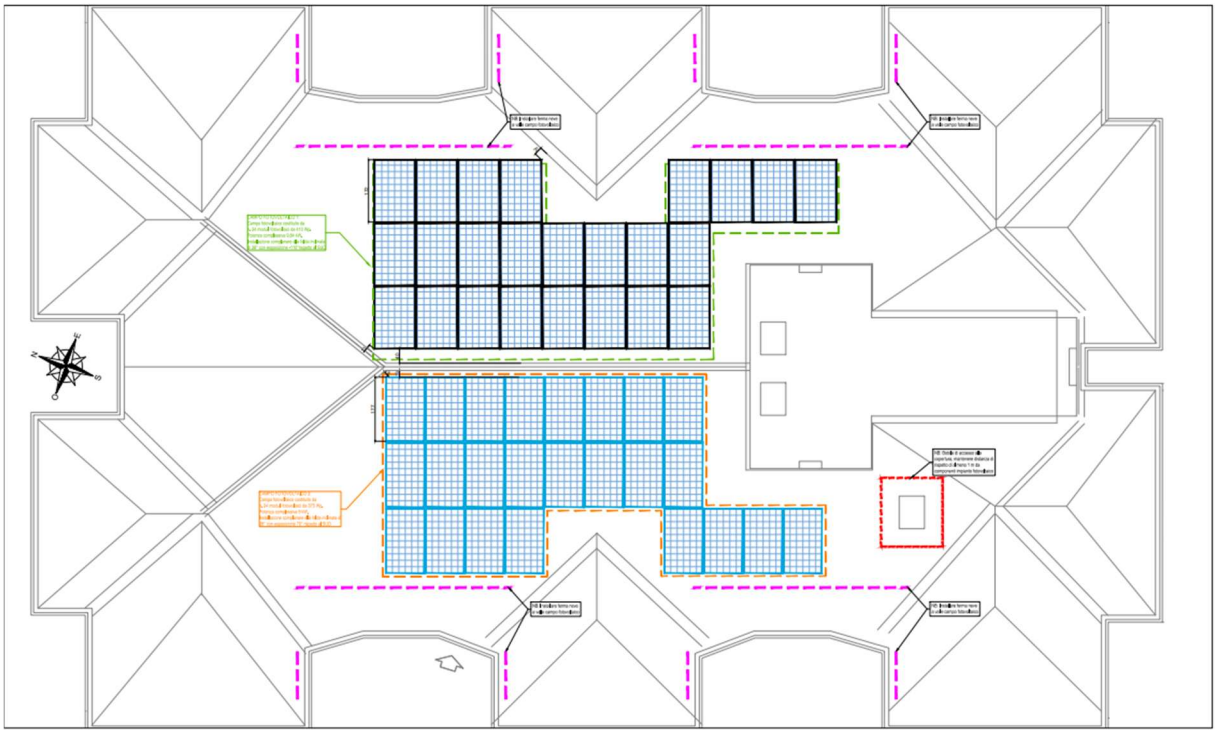
Per una più chiara interpretazione dell'assetto impiantistico, si allegano inoltre la legenda identificativa e la planimetria della copertura con indicazione dell'installazione.

In particolare: il riquadro evidenziato in rosso identifica la botola di accesso alla copertura, rispetto alla quale deve essere garantita una distanza di sicurezza minima pari a 1 m da qualsiasi componente dell'impianto fotovoltaico; le linee tratteggiate di colore viola individuano la posizione dei dispositivi fermaneve installati a valle del campo fotovoltaico, al fine di garantire la sicurezza in caso di accumulo nevoso e prevenire fenomeni di scivolamento incontrollato.

Figura 75: Legenda impianto fotovoltaico

	Modulo fotovoltaico Marca e modello: LONGi Solar LR5-54HPH-410W o equivalente Potenza nominale: 410 W Dimensioni indicative: 1722 x 1134 x 30 mm [h x l x p] Classe di reazione al fuoco: Classe 1
	Modulo fotovoltaico ibrido Marca e modello: Solink HCF-HC cellafredda o equivalente Potenza nominale: 375 W Dimensioni indicative: 1765 x 1048 x 35 mm [h x l x p] Classe di reazione al fuoco: Classe 1
	Inverter DC/AC Marca e modello: Goodwe serie SDT G3 GW10K-SDT-EU30 o equivalente Potenza nom. uscita: 10 kW Corrente max ingresso: 22 A Numero di MPPT: 2 Corrente max. uscita: 15,2 A Dimensioni indicative: 400 x 500 x 210 mm [h x l x p]
	Inverter DC/AC Marca e modello: Goodwe serie SDT G3 GW8K-SDT-30 o equivalente Potenza nom. uscita: 8 kW Corrente max ingresso: 22 A Numero di MPPT: 2 Corrente max. uscita: 13,4 A Dimensioni indicative: 400 x 500 x 210 mm [h x l x p]
Q.Ut. ...	**Quadro di campo fotovoltaico** Posizione di installazione indicata a progetto. Per i dettagli fare riferimento agli schemi elettrici dedicati.
STRINGA n	**Identificazione stringa fotovoltaico** Identificazione a progetto dei moduli collegati alla medesima stringa
DC DC	**Linea di collegamento in corrente continua tra campo FVT e inverter e accumulo - sezione indicata a progetto**
AC AC	**Linea di collegamento in corrente alternata tra inverter e impianto elettrico - sezione indicata a progetto**

Figura 76: Pianta piano copertura, disposizione dei moduli nel campo fotovoltaico



7.1 Progettazione del sistema di conversione statico

La progettazione del sistema di conversione statica rappresenta una fase fondamentale nell'ambito del dimensionamento dell'impianto, poiché il sistema di produzione e quello di utilizzazione operano, per loro natura intrinseca, in due regimi elettrici differenti. In particolare, il sistema di utenza lavora in corrente alternata sinusoidale a 50 Hz, corrispondente alla frequenza della rete elettrica nazionale, mentre il generatore fotovoltaico produce energia elettrica in corrente continua per effetto del fenomeno fotovoltaico.

Per tale ragione, l'impiego di un dispositivo di conversione risulta indispensabile. Tale dispositivo è costituito da un convertitore DC/AC, comunemente noto come inverter, il cui compito è trasformare l'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici in energia compatibile con la rete e con i carichi dell'edificio.

La scelta dell'inverter è stata effettuata valutando diversi produttori e selezionando le soluzioni che, sulla base dell'esperienza progettuale e delle caratteristiche tecniche disponibili, risultassero maggiormente conformi agli standard richiesti. In questa fase di analisi non è stata considerata esclusivamente la scelta del produttore, ma anche la configurazione impiantistica più opportuna, ovvero l'installazione di un unico inverter centralizzato oppure di due inverter distinti.

A seguito di un'attenta valutazione tecnica ed economica, la scelta è ricaduta su due inverter separati, destinati rispettivamente alla conversione della falda est e della falda ovest. Per entrambe le sezioni è stata individuata una taglia pari a 10 kW, valore standard ampiamente diffuso sul mercato e pienamente adeguato alla potenza di entrambi i campi fotovoltaici.

La decisione di adottare un inverter per ciascuna falda deriva principalmente da considerazioni di carattere energetico ed economico. Dal punto di vista dei costi, infatti, la somma di due inverter da 10 kW risulta solo leggermente superiore rispetto a quella di un singolo inverter da 20 kW, senza comportare quindi un reale svantaggio economico. Al contrario, tale configurazione consente di sfruttare in modo più efficiente la produzione fotovoltaica, tenendo conto della diversa esposizione delle falde.

Nelle ore mattutine, infatti, si registra una maggiore irradiazione solare sulla falda est e, di conseguenza, una produzione superiore rispetto alla falda ovest; nel pomeriggio si verifica la condizione opposta. Con un unico inverter centralizzato, il funzionamento alla massima potenza si avrebbe prevalentemente nelle ore centrali della giornata, mentre con due inverter separati è possibile mantenere ciascun convertitore più a lungo in prossimità delle condizioni ottimali di esercizio, aumentando così il rendimento complessivo del sistema.

L'obiettivo principale nella scelta della taglia dell'inverter è quello di garantire il funzionamento del convertitore, per il maggior tempo possibile, in prossimità del suo punto di massimo rendimento. A tal fine risulta fondamentale:

- conoscere la curva di rendimento dell'inverter;
- valutare se, quando e per quanto tempo il generatore fotovoltaico raggiungerà la propria potenza nominale.

Una regola pratica comunemente adottata consiste nel dimensionare l'inverter affinché operi in un intervallo compreso tra il 90% e il 110% della potenza installata del campo fotovoltaico. Più precisamente, si tende generalmente a sottodimensionare l'inverter nelle regioni del Nord Italia, caratterizzate da una minore disponibilità di irraggiamento, mentre nelle regioni meridionali si preferisce un leggero sovradimensionamento.

Tuttavia, tale criterio deve essere applicato con opportuna consapevolezza progettuale, poiché rappresenta una semplificazione che non tiene conto né delle taglie standard disponibili sul mercato né delle differenze di costo tra modelli di potenza simile. Nel caso in esame, ad esempio, il costo degli inverter varia in modo trascurabile nel range compreso tra 8 e 12 kW, aspetto che rafforza ulteriormente la scelta adottata anche sotto il profilo economico.

Inoltre, dal punto di vista elettrico, un eccessivo sottodimensionamento dell'inverter comporterebbe la limitazione della potenza producibile durante le ore di massimo irraggiamento, quando il campo fotovoltaico potrebbe raggiungere il proprio picco produttivo. In tali condizioni, l'inverter opererebbe in clipping, riducendo l'energia effettivamente convertita e immessa nel sistema.

Figura 77: Modello inverter Fronius

Per tutte queste ragioni, la soluzione finale individuata prevede l'installazione di due inverter da 10 kW prodotti dalla casa costruttrice Fronius, appartenenti alla serie Symo Advanced 10.0-3-M. La relativa scheda tecnica è riportata al termine del presente capitolo.

Il dimensionamento definitivo è stato successivamente verificato mediante l'utilizzo del software dedicato della casa produttrice, Solar.creator, che ha consentito di controllare il rispetto di tutti i limiti di accoppiamento sia del campo fotovoltaico sia dell'inverter, oltre a definire la configurazione ottimale delle stringhe.

Nel seguito viene pertanto riportato il dimensionamento ottenuto tramite Solar.creator; si precisa tuttavia che ciascuna verifica restituita dal software è stata ulteriormente controllata manualmente, al fine di garantire la correttezza progettuale e la piena affidabilità del dimensionamento finale.

Il dimensionamento mediante il software Solar.creator è strutturato in otto fasi distinte, al termine delle quali viene generato un rapporto tecnico finale utile sia per lo studio di progettazione sia per il committente.
Nel primo passaggio, il software richiede l'individuazione della localizzazione dell'immobile, dalla quale ricava automaticamente il valore di irraggiamento solare annuo del sito, per il successivo calcolo della producibilità fotovoltaica.
Nel secondo punto viene richiesto il profilo di carico, ovvero la curva dei consumi elettrici dell'utenza, indispensabile per definire il fabbisogno energetico della struttura e valutare correttamente il grado di autoconsumo dell'impianto.
Il terzo e il quarto passaggio sono dedicati alla caratterizzazione delle apparecchiature installate e delle loro specifiche tecniche. In particolare, vengono inseriti i dati relativi ai moduli fotovoltaici, coincidenti con quelli già descritti nell'introduzione del Capitolo 7, e viene selezionato l'inverter della casa produttrice Fronius, modello Fronius Symo Advanced 10.0-3-M, precedentemente citato.
Una volta acquisite tutte queste informazioni, Solar.creator è in grado di procedere con il dimensionamento vero e proprio, sviluppato nel quinto punto.
In questa fase vengono analizzate diverse possibili configurazioni impiantistiche, variando il numero di stringhe e i relativi collegamenti in serie e in parallelo, con l'obiettivo di ottenere il miglior rapporto di potenza possibile, considerando esclusivamente le configurazioni che rispettano tutte le verifiche elettriche e funzionali richieste.
La soluzione finale individuata è stata una configurazione simmetrica, suddividendo ciascuna falda ulteriormente in due stringhe, in modo da portare ogni inverter a operare con due stringhe da dodici moduli ciascuna.
Successivamente, sono stati verificati tutti i principali limiti di accoppiamento tra campo fotovoltaico e inverter, tra cui:

- la potenza nominale installata;
- la tensione di massima potenza (MPP) a 0°C e a 70°C;
- la tensione a vuoto a -10°C;
- la massima corrente di corto circuito;
- la massima corrente MPP al terminale;
- la massima corrente di cortocircuito al terminale;

In questa stessa fase è stata inoltre valutata la necessità di installare fusibili di stringa, combinatori di stringhe, ottimizzatori di potenza e l'eventuale presenza di perdite di rendimento significative. Per tutte queste verifiche, l'esito è risultato negativo, confermando la bontà della

configurazione scelta e l'assenza della necessità di ulteriori dispositivi di protezione o ottimizzazione.
È stata comunque impostata una perdita convenzionale di cavo pari al 2%, al fine di simulare una condizione cautelativa e analizzare il comportamento dell'impianto nella configurazione più sfavorevole, caratterizzata dalle massime perdite di linea realisticamente ipotizzabili.
Il sesto punto del software raccomanda l'installazione di uno smart meter, dispositivo necessario per il monitoraggio delle potenze immesse nella rete elettrica nazionale e per la gestione della comunicazione tra il sistema di produzione e quello di assorbimento dell'edificio, migliorando così il controllo energetico complessivo dell'impianto.
Il settimo passaggio è invece dedicato all'analisi economica e alla valutazione degli eventuali meccanismi incentivanti. In questa sezione vengono considerate le possibili tariffe incentivanti e le eventuali sovvenzioni disponibili, oltre alla stima del costo complessivo dell'impianto e dei relativi costi di esercizio e manutenzione.
Infine, nell'ottavo punto, il software elabora il rapporto tecnico conclusivo.
All'interno di tale rapporto vengono riportati i principali bilanci energetici, quota d'autoconsumo e produzione dell'impianto, rappresentati anche mediante elaborazioni grafiche di immediata comprensione. Questo consente anche ai soggetti non esperti del settore di valutare con maggiore chiarezza la convenienza tecnica ed economica dell'intervento proposto.
Per lo studio tecnico, tale documento costituisce una solida base preliminare per la successiva progettazione esecutiva. In particolare, nei paragrafi seguenti vengono riportate la verifica dei limiti di accoppiamento, risultata pienamente soddisfatta, e lo schema definitivo di disposizione delle stringhe dell'impianto.

Figura 78: Verifiche sull'accoppiamento inverter e campo fotovoltaico per ogni inverter di falda

1 x Symo Advanced 10.0-3-M

Rapporto inverter: 98% | Pmpp in 25°C: 9,84 kWp

Scheda tecnica

	PV1	PV2
Numero stringhe	1	1
Numero moduli	12	12
Array fotovoltaici	Array fotovoltaico 2	Array fotovoltaico 2
Tensione MPP a 70°C	321,70 V	321,70 V
Tensione a vuoto a -10°C	488,46 V	488,46 V
Tensione a vuoto a 70°C	393,70 V	393,70 V
MPP corrente a 25°C	13,12 A	13,12 A
Tensione MPP a 0°C	404,61 V	404,61 V
Corrente di corto circuito a 25°C	13,88 A	13,88 A
Potenza MPP a 25°C	4,92 kWp	4,92 kWp
Fusibili di stringa consigliati	No	No
Combinatore di stringhe (connettore a Y)	No	No
Perdita di rendimento	No	No

1 x Symo Advanced 10.0-3-M

Rapporto inverter: 90% | Pmpp in 25°C: 9,00 kWp

Scheda tecnica

	PV1	PV2
Numero stringhe	1	1
Numero moduli	12	12
Array fotovoltaici	Array fotovoltaico 1	Array fotovoltaico 1
Tensione MPP a 70°C	346,02 V	346,02 V
Tensione a vuoto a -10°C	549,79 V	549,79 V
Tensione a vuoto a 70°C	428,94 V	428,94 V
MPP corrente a 25°C	10,87 A	10,87 A
Tensione MPP a 0°C	451,77 V	451,77 V
Corrente di corto circuito a 25°C	11,56 A	11,56 A
Potenza MPP a 25°C	4,50 kWp	4,50 kWp
Fusibili di stringa consigliati	No	No
Combinatore di stringhe (connettore a Y)	No	No
Perdita di rendimento	No	No

Figura 79: Pianta piano copertura, disposizione delle stringhe nel campo fotovoltaico

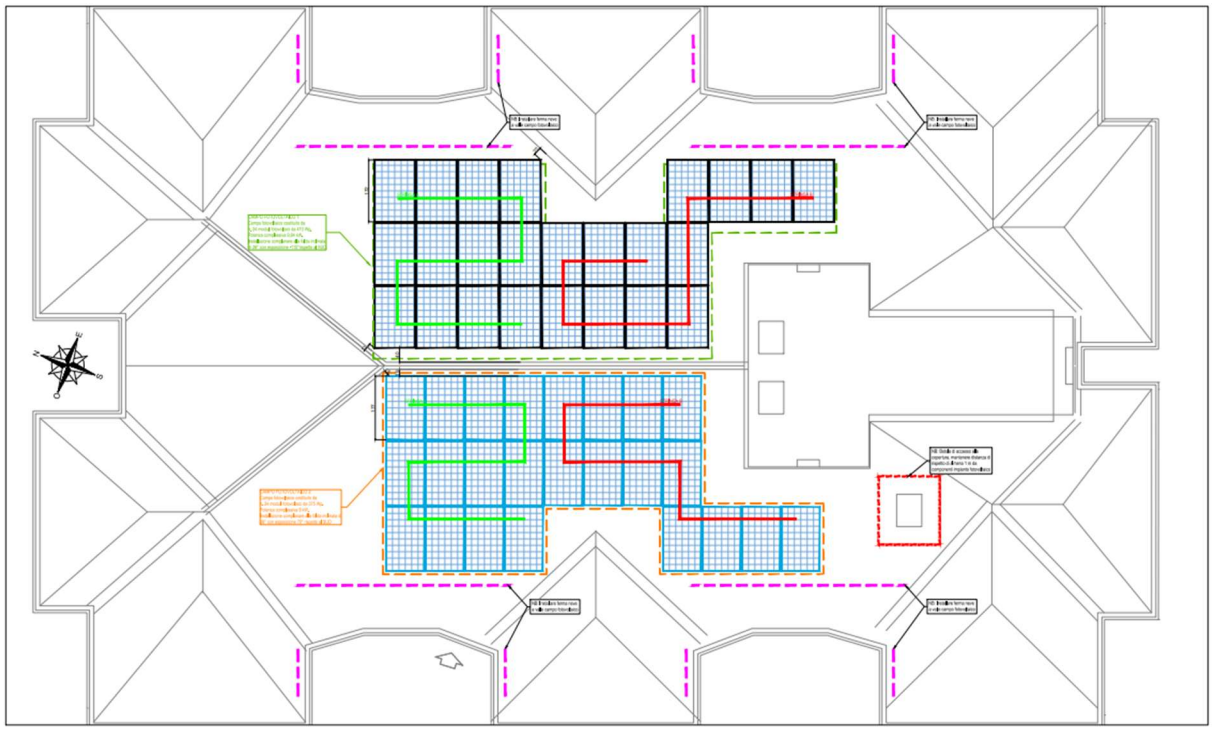


Figura 80: Scheda tecnica dell'inverter Fronius -Serie Symo Advanced - modello 10.0-3-M.

Dati tecnici
10.0/12.5/15.0 kW

			Symo Advanced					
			10.0-3-M		12.5-3-M		15.0-3-M	
Dati di entrata	Numero di MPP		2		2		2	
			MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2
	Corrente di entrata max. ($I_{dc\ max}$)	A	27,0	16,5[1]	27,0	16,5[1]	33,0	27,0
	Corrente di entrata max. utilizzabile ($I_{dc\ max\ MPPT\ 1+2}$)	A	43,5		43,5		51,0	
			MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2
	Massima corrente di corto circuito di stringa MPP1/MPP2 ($I_{sc\ pv}$)[2]	A	55,7	34	55,7	34	68	55,7
	Gamma di tensione CC in entrata ($U_{dc\ min}$ - $U_{dc\ max}$)	V	200 - 1000		200 - 1000		200 - 1000	
	Tensione di avvio alimentazione ($U_{dc\ start}$)	V	200		200		200	
	Range di tensione MPP utilizzabile	V	200 - 800		200 - 800		200 - 800	
	Gamma di tensione MPP (alla potenza nominale) ($U_{mpp\ min}$ - $U_{mpp\ max}$)	V	270 - 800		320 - 800		320 - 800	
			MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2
	Numero collegamenti CC		3	3	3	3	3	3
	Potenza max. del generatore FV ($P_{dc\ max}$)	Wpeak	15.000		18.800		22.500	
Dati di uscita	Potenza nominale CA ($P_{ac,r}$)	W	10.000		12.500		15.000	
	Max. potenza di uscita/potenza apparente	VA	10.000		12.500		15.000	
			380 VCA	400 VCA	380 VCA	400 VCA	380 VCA	400 VCA
	Corrente di uscita CA ($I_{ac\ nom}$)	A	15,2	14,4	18,9	18	22,7	21,7
	Collegamento alla rete (gamma di tensione)		3-NPE 400 V / 230 V oppure 3-NPE 380 V / 220 V (+20% / -30%)					
	Frequenza (gamma di frequenza)	Hz	50 / 60 (45 - 65)		50 / 60 (45 - 65)		50 / 60 (45 - 65)	
	Fattore di distorsione	%	< 1,75		< 2,0		< 1,5	
	Fattore di potenza ($\cos \varphi_{ac,r}$)		0 - 1 ind. / cap.					
Dati generali	Dimensioni (altezza x larghezza x profondità)	mm	725 x 510 x 225					
	Peso (inverter/con imballaggio)	kg	35,4 / 38,4		35,4 / 38,4		41,96 / 44,96	
	Grado di protezione		IP 66		IP 66		IP 66	
	Classe di protezione		1		1		1	
			CC	CA	CC	CA	CC	CA
	Categoria sovratensione (CC/CA)[3]		2	3	2	3	2	3
	Perdita di potenza notturna	W	<1		<1		<1	
	Tecnologia dell'inverter		Senza trasformatore					
	Raffreddamento		Active Cooling Technology (ventilazione meccanica)					
	Montaggio		All'interno e all'esterno					
	Range di temperatura ambiente	°C	-25 - +60		-25 - +60		-25 - +60	
	Umidità dell'aria consentita	%	0 - 100		0 - 100		0 - 100	
			Gamma di tensione illimitata/limitata					
	Altitudine massima	m	2.000 / 3.400		2.000 / 3.400		2.000 / 3.400	
	Tipologia di collegamento CC	mm²	6 morsetti a vite CC+ e 6 morsetti a vite CC 2,5 - da 16 mm					
	Tipologia di collegamento CA	mm²	Morsettiera a 5 poli CA da 2,5 - 16 mm²					
	Certificazioni e conformità normativa		IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, VDE 0126-1-1/A1, VDE AR-N 4105, G98/1, G99/1, AS/NZS 4777.2, UNE 206007-1, CEI 0-21, CEI 0-16, NRS 097-2-1, TOR Erzeuger Typ A, VDE AR-N 4110, EN 50549-1/-2, IEC 61683, IEC60068, IEC 63027:2023					
	Paese di fabbricazione		Austria					

[1] *14,0 A con tensioni < 420 V*
[2] *Isc pv = Isc max ≥ Isc (STC) x 1,25 secondo ad es.: IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021.*
[3] *Secondo la norma IEC 62109-1. È disponibile la barra DIN opzionale per la protezione da sovratensione di tipo 1 + 2 o di tipo 2.*
Maggiori informazioni sulla disponibilità degli inverter nel proprio paese sono disponibili su www.fronius.com.

Fronius Symo Advanced. Designed to rely on.

			Symo Advanced		
			10.0-3-M	12.5-3-M	15.0-3-M
Grado di efficienza	Grado di efficienza max.	%	97,8	97,8	97,9
	Grado di efficienza europeo (ηEU)	%	97,1	97,4	97,6
	Grado di efficienza degli inseguitori MPP	%	> 99,9	> 99,9	> 99,9
Dispositivi di protezione	Rilevamento archi voltaici - AFCI (Fronius Arc Guard)		Integrato		
	Misurazione dell'isolamento lato CC		Integrato		
	Comportamento in caso di sovraccarico		Spostamento del punto di lavoro, limitazione della potenza		
	Sezionatore CC		Integrato		
	Protezione contro l'inversione di polarità		Integrato		
	RCMU		Integrato		
Interfacce	WLAN/Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
	6 ingressi e 4 ingressi/uscite digitali		Collegamento al ricevitore di segnali di comando ciclici		
	USB (presa di tipo A)[4]		Datalogging, aggiornamento dell'inverter mediante chiavetta USB		
	2x RS422 (prese RJ45)[4]		Fronius Solar Net		
	Uscita segnale[4]		Energy Management (uscita relè senza potenziale)		
	Datalogger e server Web		Integrato		
	Ingresso esterno[4]		Collegamento al contatore S0/Analisi protezione contro le sovratensioni		
	RS485		Modbus RTU SunSpec o collegamento al contatore		

[4] *Disponibile anche in versione light.*

7.2 Valutazione tecnico-funzionale dell'introduzione di un sistema di accumulo elettrochimico

L'eventuale introduzione di un sistema di accumulo elettrochimico è stata oggetto di un'analisi dedicata finalizzata a valutarne la reale efficacia tecnico-economica all'interno dell'edificio oggetto di studio. Sebbene tale soluzione rappresenti, in linea generale, un'importante opportunità per incrementare l'autoconsumo fotovoltaico e ridurre la dipendenza dalla rete elettrica, nel caso specifico essa è risultata non particolarmente vantaggiosa né sotto il profilo funzionale né sotto quello economico.

La ragione principale di tale risultato è strettamente connessa alla strategia energetica adottata nel progetto, impostata sulla massimizzazione dell'autoconsumo istantaneo dell'energia prodotta dall'impianto in copertura. In particolare, l'energia elettrica e termica generata durante le ore centrali della giornata, caratterizzate dal massimo irraggiamento solare e quindi dalla massima producibilità dell'impianto, viene già ampiamente assorbita dai principali carichi elettrici dell'edificio, costituiti prevalentemente dalla produzione di acqua calda sanitaria (ACS) e dall'alimentazione della pompa di calore reversibile per la climatizzazione estiva.

La presenza della pompa di calore, che consente la valorizzazione dell'energia elettrica in eccesso attraverso la produzione simultanea di energia frigorifera, riduce in maniera significativa la quota di surplus energetico disponibile per un eventuale accumulo. Di conseguenza, il sistema di batterie installabile risulterebbe necessariamente di capacità limitata, con una ridotta capacità di contribuire ulteriormente all'aumento dell'autoconsumo complessivo.
Dal punto di vista economico, tale riduzione del potenziale energetico accumulabile comporta un beneficio marginale in termini di risparmio sui prelievi dalla rete e di ottimizzazione dei flussi energetici, insufficiente a compensare l'investimento iniziale richiesto per l'acquisto, l'installazione e la gestione del sistema di accumulo. In altre parole, il tempo di ritorno dell'investimento risulterebbe eccessivamente elevato e non coerente con i criteri di sostenibilità economica adottati nello sviluppo progettuale.
Questa valutazione ha influenzato in modo diretto anche la scelta della tipologia di inverter prevista per l'impianto nel capitolo precedente. In assenza di una reale convenienza nell'inserimento delle batterie, è stato ritenuto più opportuno adottare un inverter di stringa tradizionale, soluzione tecnologicamente consolidata, economicamente più competitiva e perfettamente adeguata allo scenario di esercizio definito. Tale scelta consente infatti una significativa riduzione dei costi iniziali rispetto all'adozione di un inverter ibrido, specificamente progettato per la gestione integrata di sistemi di accumulo elettrochimico.
È importante sottolineare che questa configurazione non preclude la possibilità di una futura implementazione di batterie di accumulo, qualora mutassero le condizioni economiche, normative o di utilizzo dell'edificio. Tuttavia, in tale eventualità, sarebbe necessario prevedere l'installazione di un convertitore aggiuntivo dedicato, con conseguente incremento della complessità impiantistica e dei costi complessivi dell'intervento.
Pertanto, nello scenario analizzato, la scelta di non integrare un sistema di accumulo elettrochimico risulta coerente con l'obiettivo generale della progettazione, orientata alla ricerca del miglior compromesso tra efficienza energetica, sostenibilità economica e semplicità realizzativa dell'impianto.

7.3 Architettura dell'impianto e distribuzione elettrica

In questo capitolo viene analizzata l'architettura dell'impianto e il sistema di distribuzione dell'energia elettrica, con particolare attenzione alla configurazione delle linee, ai criteri di dimensionamento e alle soluzioni progettuali adottate al fine di garantire affidabilità, sicurezza, continuità di servizio ed elevata efficienza energetica.

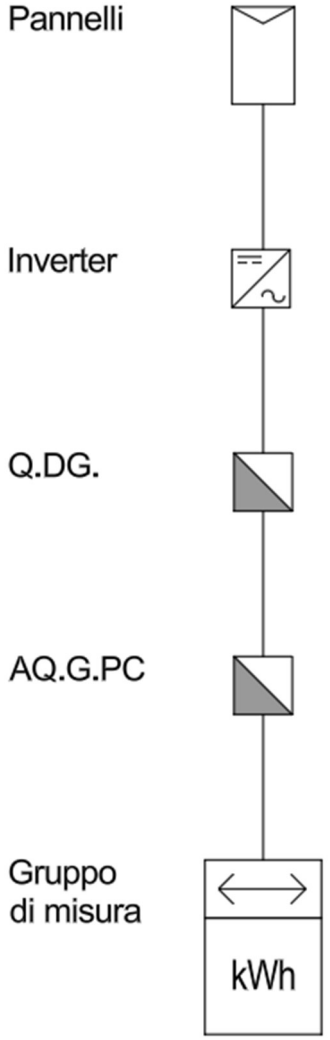
L'assetto impiantistico è stato sviluppato secondo una logica modulare e gerarchica, che consente una chiara separazione tra le sezioni di produzione, conversione, protezione, distribuzione e contabilizzazione dell'energia. Tale impostazione permette non solo una maggiore semplicità gestionale e manutentiva, ma anche una più elevata flessibilità operativa e una migliore integrazione con l'impianto elettrico esistente dell'edificio.

L'architettura complessiva dell'impianto si articola in cinque principali blocchi funzionali:

1. **Impianti di produzione**

I campi fotovoltaici PV e PVT rappresentano l'elemento cardine dell'intervento progettuale e costituiscono la sorgente primaria di generazione dell'energia elettrica. Nel caso studio sono presenti due distinti campi fotovoltaici installati su differenti falde di copertura, ciascuno organizzato in stringhe elettriche dedicate, per un totale complessivo di quattro stringhe. La suddivisione in più sottocampi consente di ottimizzare la captazione solare in funzione dell'orientamento e dell'inclinazione delle superfici disponibili, migliorando la producibilità annua e la gestione elettrica del sistema.

Figura 81: Schema architetturale dell'impianto elettrico fotovoltaico



2. **Inverter**

L'inverter costituisce l'elemento di conversione statica che realizza l'accoppiamento tra il sistema di produzione e l'impianto utilizzatore. La sua funzione principale consiste nella trasformazione dell'energia elettrica prodotta in corrente continua (DC) dai moduli fotovoltaici in energia elettrica in corrente alternata (AC), compatibile con la rete elettrica dell'edificio e con la rete pubblica di distribuzione. Oltre alla funzione di conversione, l'inverter svolge attività di controllo,

monitoraggio e ottimizzazione del punto di massima potenza (MPPT), contribuendo in modo determinante alle prestazioni complessive dell'impianto.

3. **Quadro di generatore**

Il quadro di generatore rappresenta il nodo di raccolta, protezione e gestione dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico prima della sua immissione nel sistema di distribuzione interno. Esso ospita i dispositivi di sezionamento, protezione contro sovracorrenti e sovratensioni, nonché gli apparati necessari al coordinamento elettrico tra il generatore e l'avanquadro generale dell'edificio. La sua funzione risulta essenziale per garantire la sicurezza dell'impianto e la conformità alle prescrizioni normative vigenti.

4. **Avanquadro generale delle parti comuni**

L'avanquadro generale costituisce il principale punto di smistamento dell'energia elettrica destinata ai servizi comuni dell'edificio. Esso riceve l'energia sia dal quadro di generatore sia dal punto di fornitura della rete elettrica e provvede alla distribuzione verso i diversi sottosistemi serviti. In particolare, alimenta il quadro generale esistente ante operam e il quadro della sottocentrale termica, garantendo la corretta gestione dei carichi elettrici e l'integrazione tra produzione rinnovabile e rete di supporto.

5. **Gruppo di misura**[20]

Il gruppo di misura assolve alla funzione di rilevazione e registrazione dei flussi energetici prodotti, autoconsumati, prelevati e immessi in rete. Tale componente risulta indispensabile sia ai fini tecnici di monitoraggio delle prestazioni dell'impianto, sia ai fini gestionali, amministrativi e contrattuali, in particolare per la contabilizzazione dell'energia e per l'accesso ai meccanismi di incentivazione e valorizzazione economica dell'energia prodotta.

[20] Fonte: Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), CEI 0-21:2022 - Regola tecnica per la connessione alle reti BT, prescrizioni relative al gruppo di misura/contatore.

Poiché tali elementi risultano fisicamente distribuiti in differenti punti dell'edificio, si rende necessaria la realizzazione di un sistema di connessione mediante linee elettriche opportunamente dimensionate, in grado di garantire il corretto trasferimento di potenza, minimizzando le perdite e rispettando i criteri di sicurezza elettrica previsti dalla normativa vigente.

L'impianto di produzione e i relativi inverter, geometricamente separati per distinguere chiaramente i due campi installati sulle differenti falde e per agevolare le operazioni di manutenzione, sono collocati in copertura.

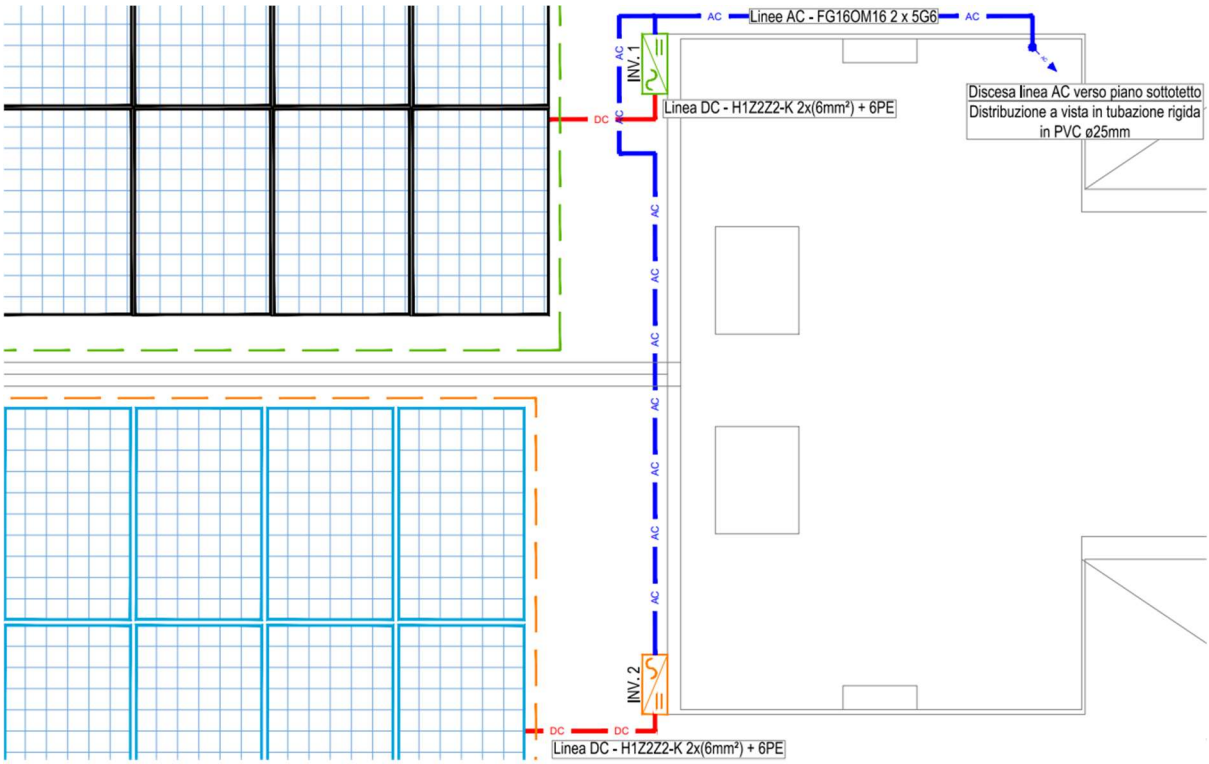
La scelta progettuale di installare gli inverter direttamente in copertura, al di sotto di una tettoia realizzata per la protezione dagli agenti atmosferici, risulta tecnicamente preferibile poiché consente di ridurre significativamente la lunghezza delle linee in corrente continua (DC). Tale configurazione permette infatti di limitare le perdite per effetto Joule associate alla resistenza dei conduttori, migliorando il rendimento complessivo dell'impianto.

La riduzione delle tratte lato DC assume particolare rilevanza anche sotto il profilo economico, poiché i cavi in corrente continua risultano generalmente più costosi rispetto a quelli lato AC e richiedono maggiori accorgimenti progettuali in termini di isolamento, sezionamento e protezione contro sovratensioni e archi elettrici. Una minore estensione delle linee DC consente pertanto una riduzione sia dei costi di installazione sia della complessità impiantistica.

Dal punto di vista della sicurezza elettrica, la corrente continua presenta criticità maggiori rispetto alla corrente alternata, soprattutto in presenza di guasti permanenti o fenomeni di arco elettrico, la cui estinzione risulta più complessa. Per tale motivo, il contenimento della lunghezza dei cavi DC contribuisce significativamente ad aumentare il livello di sicurezza dell'intero sistema e a semplificare l'adozione delle necessarie misure di protezione.

La soluzione adottata viene inoltre rappresentata graficamente nella figura successiva, riportante la distribuzione del piano di copertura, nella quale sono evidenziati il posizionamento degli inverter e i principali percorsi delle linee elettriche di connessione.

Figura 82: Distribuzione piano copertura



Come intuibile nella figura antecedente la linea d'uscita dell'inverter, lato AC, di dirige in discesa verso il piano sottotetto tramite un percorso a vista in una tubazione rigida.

Seguendo l'architettura precedentemente spiegata, tale tubazione porta al quadro di generatore o più comunemente noto come quadro AC, essendo posto a valle dell'inverter. Esso viene spesso istallato in locali tecnici quali sottotetti o vani dedicati in prossimità dell'inverter in funzione della configurazione architettonica ed impiantistica dell'edificio. Tale collocazione consente l'istallazione in ambienti interni protetti garantendo una maggiore sicurezza nei confronti degli agenti atmosferici e delle sollecitazioni ambientali, facilitando al contempo le operazioni di manutenzione, ispezione e intervento.

Dal punto di vista funzionale, il quadro AC integra i dispositivi di protezione e sezionamento necessari al corretto interfacciamento dell'inverter con la rete elettrica, assicurando la selettività delle protezioni e il rispetto delle prescrizioni normative vigenti in materia di connessione alla rete e sicurezza degli impianti elettrici.

Figura 83: Planimetria piano sottotetto

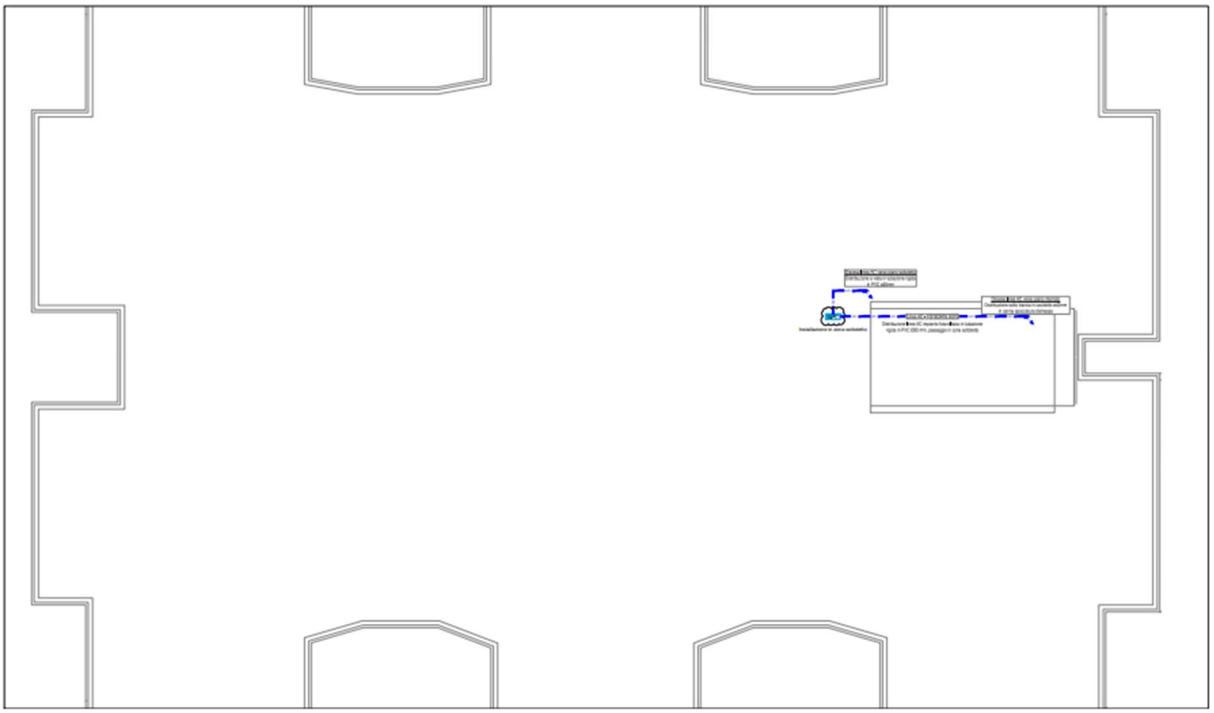
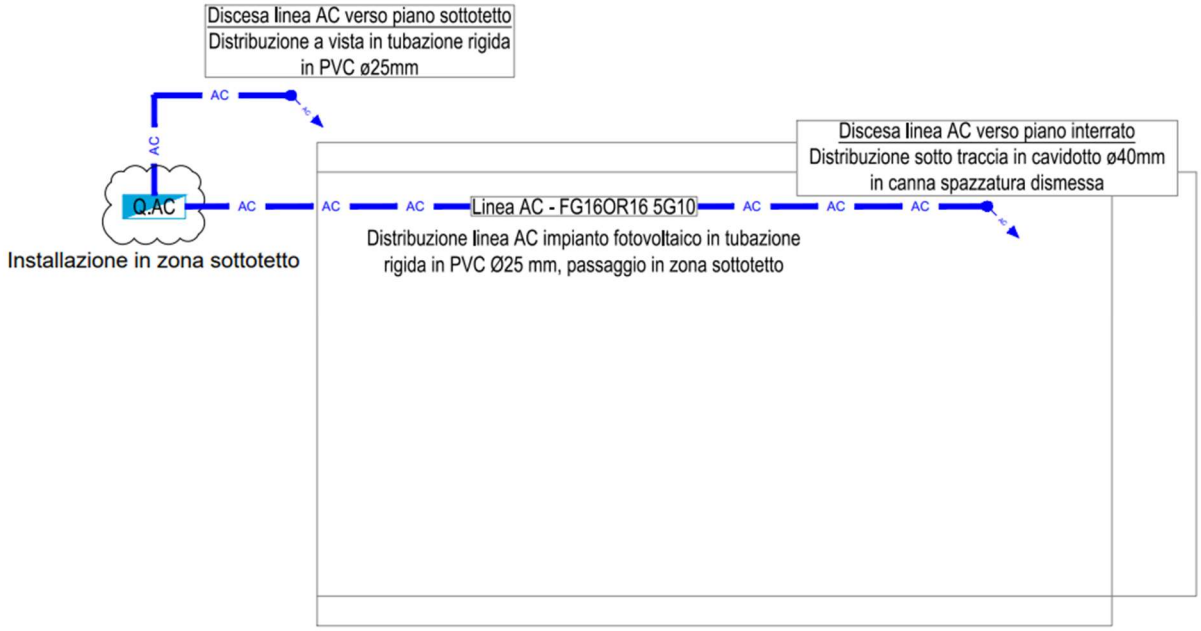


Figura 84: Macrofotografia del piano sottotetto



In maniera analoga, la distribuzione elettrica tra i due quadri prosegue verso il basso, raggiungendo il piano interrato tramite un cavedio verticale.

Il cavedio è uno spazio tecnico a sviluppo verticale all'interno dell'edificio, destinato al passaggio e al collegamento delle reti impiantistiche tra i diversi livelli. Nel caso in esame, tale

funzione è svolta dalla canna originariamente destinata allo smaltimento dei rifiuti, attualmente dismessa e riconvertita a vano tecnico per il passaggio delle linee impiantistiche.

Figura 85: Planimetria piano interrato

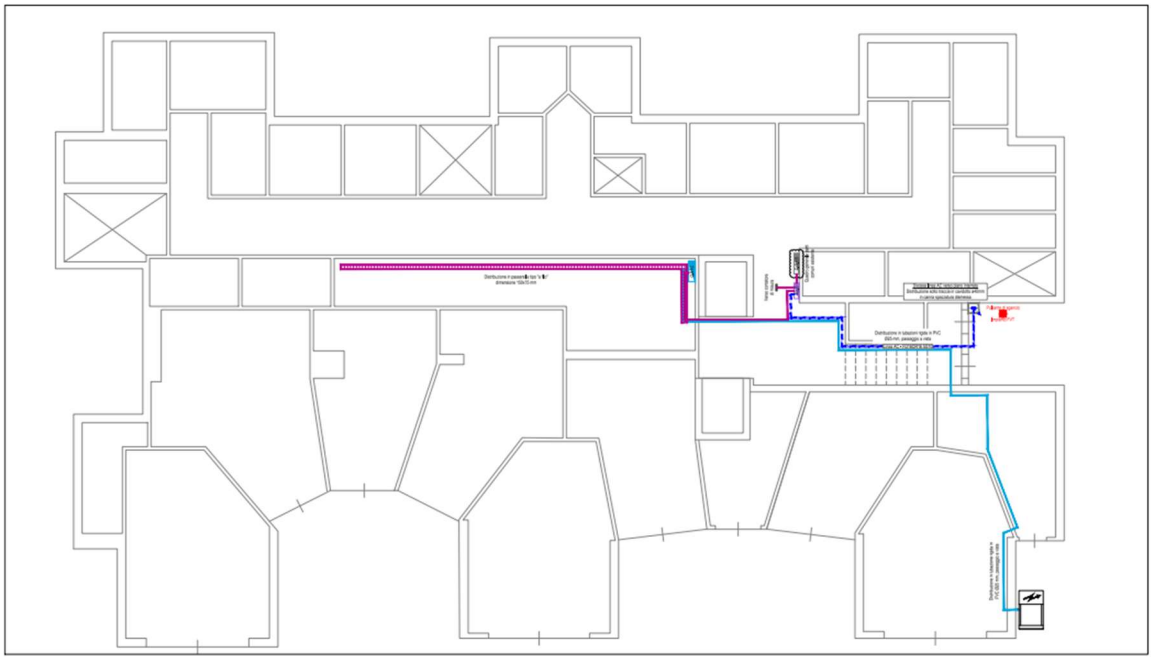
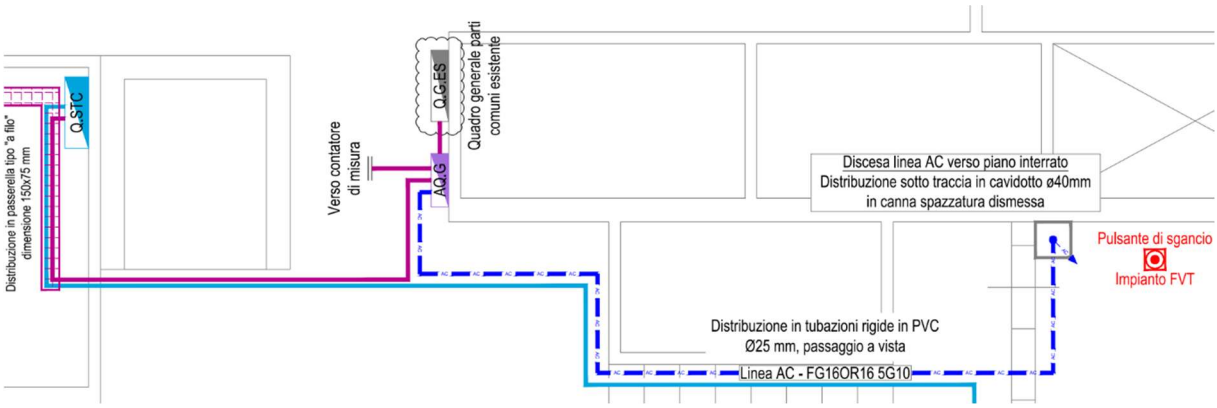


Figura 86: Macrofotografia del piano interrato



Nel piano interrato sono installati sia l'avanquadro generale dei servizi comuni sia il punto di misura (contatore), quest'ultimo collocato in un locale tecnico dedicato, in prossimità dell'avanquadro stesso.

La macrofotografia sopra riportata evidenzia i collegamenti tra i quadri, la presenza del quadro dei servizi comuni ante intervento, la tipologia di posa dei cavi e il pulsante di sgancio, conformi alle prescrizioni normative vigenti e alle disposizioni impartite dai Vigili del Fuoco. La medesima immagine non include, tuttavia, la pompa di calore installata nella porzione meridionale

del piano interrato; per la sua esatta collocazione si rimanda alla figura precedente alla macrofotografia.

All'interno delle planimetrie riportate nel capitolo sono state inoltre inserite informazioni relative alle linee elettriche, quali sigla identificativa dei cavi, sezione e tipologia di posa. Tale livello di dettaglio non è normalmente richiesto in uno studio preliminare o di massima, ma appartiene piuttosto a una fase progettuale più avanzata e di dettaglio esecutivo.

Nel presente elaborato, tuttavia, si è scelto di anticipare tale approfondimento in quanto la progettazione impiantistica è stata sviluppata a partire dalla definizione dell'architettura complessiva dell'impianto, includendo sin dalle fasi iniziali anche la caratterizzazione delle linee elettriche. In particolare, la scelta dei conduttori prende avvio dal calcolo della potenza d'impiego, dalla quale si ricava successivamente la corrente d'impiego, parametro fondamentale per la verifica delle linee.

La potenza d'impiego rappresenta la potenza assorbita in condizioni di funzionamento ordinario dell'impianto in regime nominale, tenendo conto dei fenomeni di utilizzazione e contemporaneità. Tali fenomeni sono modellizzati mediante opportuni coefficienti: il primo, relativo all'utilizzazione, esprime il rapporto tra la potenza effettivamente assorbita e la potenza massima installata; il secondo, relativo alla contemporaneità, tiene conto del grado di simultaneità delle utenze collegate allo stesso nodo e deve essere valutato per ciascun quadro di smistamento della rete elettrica.

Nel caso dei circuiti in corrente continua, tale procedura non viene riprodotta, assumendo cautelativamente l'impianto di produzione operante sempre nelle condizioni di massimo carico.

Inoltre, si assumono coefficienti di contemporaneità unitari nei casi in cui il quadro presenti una sola linea in ingresso e una sola in uscita, non configurandosi in tal caso come nodo di smistamento, come nel caso del quadro del generatore (quadro AQ.G.PC).

La corrente d'impiego, nei rispettivi regimi di funzionamento continuo e alternato, può essere espressa come segue:

$$I_{b_DC} = N°_{stringhe} * 1.25 * I_{cc}$$

14

$$I_{b_trifase} = \frac{P_b}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi}$$

15

Di conseguenza, il dimensionamento delle linee deve essere verificato secondo entrambi i criteri sopra descritti, assicurando il rispetto simultaneo dei vincoli elettrici e normativi, sia in termini di portata termica sia di prestazione in regime permanente.

La verifica della corrente può essere quindi formalizzata secondo la relazione generale:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

16

dove $I_b$rappresenta la corrente d'impiego, $I_n$la corrente nominale del dispositivo di protezione e $I_z$la portata del cavo nelle condizioni reali di installazione.

La portata del cavo I_zè esprimibile come:

$$I_z = I_{z_30} \cdot K_T \cdot K_G$$

17

in cui I_{z_30}rappresenta la portata in condizioni standard di riferimento (30°C), mentre K_Tè il coefficiente di correzione termica legato alla temperatura ambiente effettiva e $K_G$il coefficiente di raggruppamento, che tiene conto dell'influenza termica dovuta alla posa di più circuiti affiancati o comunque mutuamente interferenti.

La seconda condizione di verifica riguarda la caduta di tensione lungo la linea, definita in termini percentuali rispetto alla tensione nominale del sistema:

$$\Delta V \leq \Delta V_{max}$$

18

dove ΔV_{max}assume valore pari al 4% per i circuiti in corrente alternata, in conformità alla normativa CEI 64-8.

Per i sistemi in corrente continua, in accordo con le norme CEI EN 62548[21] e CEI 82-25[22], la caduta di tensione deve invece essere limitata al minimo tecnicamente ed economicamente

[21] Fonte: Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), CEI EN 62548:2017 - Impianti fotovoltaici (FV) - Requisiti di progettazione per i sistemi fotovoltaici (FV).

[22] Fonte: Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), CEI 82-25:2021 - Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.

sostenibile, con valori tipici di progetto pari a circa il 2% per le dorsali principali e compresi tra l'1% e l'1,5% per i circuiti lato stringhe, al fine di garantire l'ottimizzazione del rendimento energetico complessivo dell'impianto fotovoltaico.

Il rispetto congiunto di tali condizioni costituisce pertanto il criterio fondamentale per la corretta selezione della sezione dei conduttori e per la validazione del sistema di distribuzione elettrica, assicurando al contempo sicurezza, affidabilità e continuità di servizio dell'impianto.

In particolare, al fine di garantire la sicurezza elettrica degli impianti, la norma CEI 64-8, nella Parte 5, prescrive i criteri di protezione contro il sovraccarico e il cortocircuito dei conduttori.

La protezione contro il sovraccarico si considera soddisfatta mediante la verifica congiunta delle seguenti disuguaglianze:

$$\begin{cases} I_b \leq I_n \leq I_z \\ I_f \leq 1{,}45\, I_z \end{cases} \tag{19}$$

Dove I_f è la corrente convenzionale di funzionamento del dispositivo di protezione, ossia la corrente che ne determina l'intervento entro un tempo prefissato.

In funzione della tipologia di dispositivo, si assumono i seguenti valori convenzionali:

- interruttori automatici per uso domestico: $I_f = 1{,}45\, I_n$;
- interruttori automatici per uso industriale: $I_f = 1{,}30\, I_n$;
- fusibili: $I_f = 1{,}60\, I_n$.

Per quanto concerne la protezione contro il cortocircuito, la norma prevede due verifiche fondamentali. La prima riguarda il potere di interruzione del dispositivo di protezione, che deve essere adeguato a interrompere la massima corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. La seconda verifica è di tipo termico e riguarda l'energia specifica passante, che deve risultare inferiore all'energia sopportabile dal conduttore, affinché non si verifichino danneggiamenti dell'isolamento o una riduzione significativa della vita utile del cavo.

L'obiettivo complessivo di tali prescrizioni è garantire che i conduttori siano in grado di sopportare, senza subire deterioramenti, gli effetti termici associati a correnti di guasto elevate nel

tempo intercorrente tra l'insorgenza del guasto e l'intervento del dispositivo di protezione, assicurando così la continuità di servizio e la sicurezza dell'impianto.

$$\begin{cases} I_{CU} > I_{CC_max} \\ i^2 t \leq K^2 S^2 \end{cases} \tag{20}$$

La norma CEI 64-8 non si limita a trattare il mero dimensionamento dei dispositivi di protezione, bensì introduce il concetto più ampio di coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione.

Tale approccio si basa sulla verifica di specifiche condizioni di funzionamento che garantiscano, in ogni circostanza, la protezione dei cavi contro sovraccarichi e cortocircuiti, nonché la sicurezza delle persone e dei beni.

A fini esemplificativi, si presentano le tabelle relative al calcolo della caduta di tensione percentuale lungo le linee di competenza. In esse si evidenzia il rispetto dei criteri normativi.

Tabella 53: Calcolo caduta di tensione totale percentuale dal primo campo fotovoltaico

		Tratto linea		Tratto linea		Tratto linea	
		da	a	da	a	da	a
		Moduli_1	Inverter_1	Inverter_1	Q.DG	Q.DG	AQ.G.PC
Lunghezza Tratto Linea	**[km]**	0,004		0,010		0,050	
Potenza	**[kW]**	9,840		10,000		20,000	
Tensione	**[kV]**	0,375		0,400		0,400	
Corrente d'impiego	**[A]**	17,000		15,000		30,000	
cos(ϕ)		1		0,970		0,970	
sin(ϕ)		0		0,243		0,243	
Codice cavo		H1Z2Z2-K		FG16OM16		FG16OR16	
Tipo cavo		Unipolare		Multipolare		Multipolare	
Sezione conduttore	**[mm2]**	6,000		6,000		10,000	
Portata conduttore	**[A]**	36,400		44,000		60,000	
Formazione linea		2(1x6)		1(5x6)		1(5x10)	
Resistenza singolo conduttore	**[Ω/km]**	3,390		4,950		1,910	
Reattanza singolo conduttore	**[Ω/km]**	0		0,100		0,100	
Caduta di tensione percentuale	**%**	1,200		0,310		1,210	
Caduta di tensione totale percentuale	**%**	1,200		1.520			

NB: Ai fini della presente trattazione, la caduta di tensione tra AQ.G.PC. e il gruppo di misura viene considerata trascurabile.

Tabella 54: Calcolo caduta di tensione totale percentuale dal secondo campo fotovoltaico

		Tratto linea		Tratto linea		Tratto linea	
		da	**a**	**da**	**a**	**da**	**a**
		Moduli_2	**Inverter_2**	**Inverter_2**	**Q.DG**	**Q.DG**	**AQ.G.PC**
Lunghezza Tratto Linea	**[km]**	0,004		0,015		0,050	
Potenza	**[kW]**	9,000		10,000		20,000	
Tensione	**[kV]**	0,414		0,400		0,400	
Corrente d'impiego	**[A]**	14,000		15,000		30,000	
cos(ϕ)		1		0,970		0,970	
sin(ϕ)		0		0,243		0,243	
Codice cavo		H1Z2Z2-K		FG16OM16		FG16OR16	
Tipo cavo		Unipolare		Multipolare		Multipolare	
Sezione conduttore	**[mm2]**	6,000		6,000		10,000	
Portata conduttore	**[A]**	36,400		44,000		60,000	
Formazione linea		2(1x6)		1(5x6)		1(5x10)	
Resistenza singolo conduttore	**[Ω/km]**	3,390		4,950		1,910	
Reattanza singolo conduttore	**[Ω/km]**	0		0,100		0,100	
Caduta di tensione percentuale	**%**	0,910		0,470		1,210	
Caduta di tensione totale percentuale	**%**	0,910		1,680			

NB: Ai fini della presente trattazione, la caduta di tensione tra AQ.G.PC. e il gruppo di misura viene considerata trascurabile.

A seguito della scelta della tipologia e della sezione dei conduttori, si è proceduto al dimensionamento dei dispositivi di protezione contro il sovraccarico e il cortocircuito. Anche in questo caso, mediante l'ausilio di apposite tabelle di calcolo, sono state verificate le disuguaglianze previste dalla normativa vigente CEI 64-8/5.

Tali verifiche sono state successivamente convalidate tramite il software Integra.

Di seguito si riportano esclusivamente le conclusioni del coordinamento sulla scelta dei dispositivi di protezione. Si precisa che, in questa fase, potrebbero emergere situazioni tali da richiedere un incremento della sezione dei conduttori; tuttavia, ciò non si verifica nel presente caso, in quanto i dati precedentemente riportati in forma tabellare sono già definitivi e tengono conto anche delle verifiche condotte in questo paragrafo.

Tabella 55: Coordinamento delle protezioni

INTERRUTTORI							
Linea	**Posizione**	**Tipo**	**I_n [A]**	**I_d [A]**	**I_{CU} [kA]**	**Caratt. Diff.**	**Curva**
Invert_1 – Q.DG.	Q.DG.	MTD	16	0,3	10	A	C
Invert_2 – Q.DG.	Q.DG.	MTD	16	0,3	10	A	C
Q.DG. – AQ.G.PC	AQ.G.PC	MTD	32	0,2	10	AS	C
Q.DG. – AQ.G.PC	Q.DG.	IMS	32				

SEZIONATORI CON FUSIBILI INCORPORATI			
Linea	**Posizione**	**Nome**	**I_n [A]**
Alimentazione DDI	Q.DG.	F1	2
Alimentazione UPS	Q.DG.	F2	6
UPS - DDI	Q.DG.	F3	2
Protezione sgancio	Q.DG.	F4	2

CONTATTORE			
Linea	**Posizione**	**Nome**	**I_n [A]**
Interna al quadro	Q.DG.	DDI	40

Negli impianti fotovoltaici connessi in bassa tensione e caratterizzati da potenze superiori a 11,08 kW, la normativa tecnica vigente impone l'adozione di un sistema di protezione di interfaccia esterno agli inverter. In particolare, la norma CEI 0-21 prescrive che, al superamento di tale soglia di potenza, le funzioni di protezione non siano affidate esclusivamente agli inverter, bensì a un dispositivo dedicato e indipendente, al fine di garantire maggiore affidabilità, selettività e sicurezza nel distacco dell'impianto dalla rete elettrica.

In tale contesto si inserisce il Dispositivo di Interfaccia (DDI), installato all'interno del Quadro di Generatore (Q.DG.), che costituisce l'elemento preposto alla protezione di interfaccia tra l'impianto di produzione e la rete elettrica. Esso ha il compito di monitorare in modo continuo i parametri elettrici della rete e di assicurare il rispetto dei requisiti di sicurezza, esercizio e connessione previsti dalla normativa vigente.

Il DDI è alimentato tramite un sistema di alimentazione in continuità (UPS - Uninterruptible Power Supply), al fine di garantirne il funzionamento anche in assenza della tensione di rete. Tale configurazione consente di mantenere attive le funzioni di protezione anche in condizioni di guasto o disalimentazione, assicurando così l'affidabilità e la tempestività degli interventi di sgancio dell'impianto.

Dal punto di vista funzionale, il DDI integra un relè di protezione che controlla in maniera continua i principali parametri elettrici della rete, in particolare tensione e frequenza. Al superamento delle soglie impostate, il relè comanda l'apertura di un dispositivo di manovra, nel caso in esame un contattore, determinando la disconnessione degli inverter dalla rete. Tale meccanismo è essenziale per prevenire condizioni di esercizio anomale, come il funzionamento in isola non intenzionale, e per garantire la sicurezza sia dell'impianto sia della rete pubblica.

Le modalità di funzionamento, le soglie di intervento e i requisiti prestazionali del dispositivo di interfaccia sono definiti dalle norme tecniche di riferimento, in particolare dalla CEI 0-21 per gli impianti connessi in bassa tensione, che stabilisce i criteri di protezione e le logiche di distacco degli impianti di generazione dalla rete.

A completamento del sistema di protezione dell'impianto, un ulteriore elemento fondamentale è rappresentato dal SPD (Surge Protective Device). Negli impianti fotovoltaici, la presenza di sovratensioni, sia di origine atmosferica (fulminazioni dirette o indirette), sia di origine interna o di rete (manovre, guasti, commutazioni), costituisce un fattore di rischio significativo per l'integrità dei componenti elettrici ed elettronici. Per tale motivo, le norme tecniche, in

particolare la CEI 64-8 e la CEI EN 62305[23], prevedono l'adozione di adeguati sistemi di protezione contro le sovratensioni.

In tale contesto assume particolare rilevanza lo SPD, dispositivo progettato per limitare le sovratensioni transitorie e convogliare verso terra le correnti impulsive associate, con la finalità di preservare l'integrità delle apparecchiature elettriche e garantire la continuità di esercizio dell'impianto.

Con riferimento al lato in corrente continua (DC) del sistema fotovoltaico, la necessità di installare dispositivi di protezione contro le sovratensioni deve essere determinata mediante un'adeguata analisi del rischio, condotta in funzione delle caratteristiche specifiche dell'impianto, quali la configurazione del campo fotovoltaico, la lunghezza delle condutture, la modalità di posa dei cavi e il livello di esposizione alle scariche atmosferiche. Qualora tale valutazione ne evidenzi l'opportunità o la necessità, gli SPD vengono generalmente installati in prossimità delle string box e/o degli inverter, al fine di mitigare gli effetti delle sovratensioni indotte o condotte provenienti dal campo fotovoltaico, contribuendo alla salvaguardia dei componenti dell'impianto e al mantenimento delle relative prestazioni nel tempo.

Nell'impianto in esame, lo SPD è installato all'interno del Quadro di Generatore (Q.DG.), dove svolge la funzione di protezione delle linee provenienti dal campo fotovoltaico, particolarmente esposte a sovratensioni di origine atmosferica.

Tuttavia, le sovratensioni possono propagarsi anche dalla rete elettrica di alimentazione. Per tale ragione, un ulteriore SPD è installato nell'avanquadro generale delle parti comuni lato rete, con la funzione di proteggere l'impianto da disturbi e transitori provenienti dalla rete di distribuzione.

Tale configurazione consente di realizzare una protezione coordinata su più livelli, migliorando l'affidabilità complessiva del sistema e riducendo il rischio di danneggiamento delle apparecchiature.

In un'ottica più generale, la sicurezza di un impianto fotovoltaico non dipende unicamente dalla presenza dei singoli dispositivi di protezione, bensì dal loro corretto coordinamento funzionale e dal dimensionamento coerente delle linee elettriche, così da garantire piena selettività e tempestività degli interventi in caso di guasto o condizione anomala.

[23] Fonte: Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), CEI EN 62305:2013 - Protezione contro i fulmini.

Proprio a tal fine, a monte della linea degli impianti fotovoltaici, nel quadro AQ.G.PC, è stato installato un interruttore magnetotermico-differenziale (MTD) dotato di differenziale selettivo di tipo BS, in modo tale da garantire un intervento ritardato rispetto agli interruttori magnetotermico-differenziali di tipo B presenti nel Q.DG.

Si precisa inoltre che la protezione contro i contatti diretti è garantita mediante l'isolamento dei conduttori e delle apparecchiature elettriche, quali quadri e inverter.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata tramite il doppio isolamento del quadro di generatore (Q.DG), unico componente facilmente accessibile a terzi. Gli inverter installati in copertura risultano accessibili esclusivamente mediante accesso alla copertura stessa e pertanto con maggiore difficoltà rispetto agli altri componenti d'impianto; per tali apparecchiature la protezione contro i contatti indiretti è verificata mediante il coordinamento tra la resistenza di terra dell'impianto e la corrente di intervento delle protezioni, in conformità alle prescrizioni normative vigenti. Il contatore e l'avanquadro generale sono inoltre collocati all'interno di appositi spazi delimitati e non accessibili a personale non autorizzato.

In conclusione, l'integrazione tra il corretto dimensionamento delle linee, il coordinamento delle protezioni, il Dispositivo di Interfaccia, gli SPD e i criteri di selettività consente di assicurare un elevato livello di sicurezza globale dell'impianto. Tale approccio sistemico garantisce non solo la protezione delle apparecchiature e dei componenti, ma anche la continuità e l'affidabilità dell'esercizio dell'intero sistema elettrico connesso alla rete, in conformità ai requisiti normativi vigenti.

Figura 87: Schema elettrico unifilare

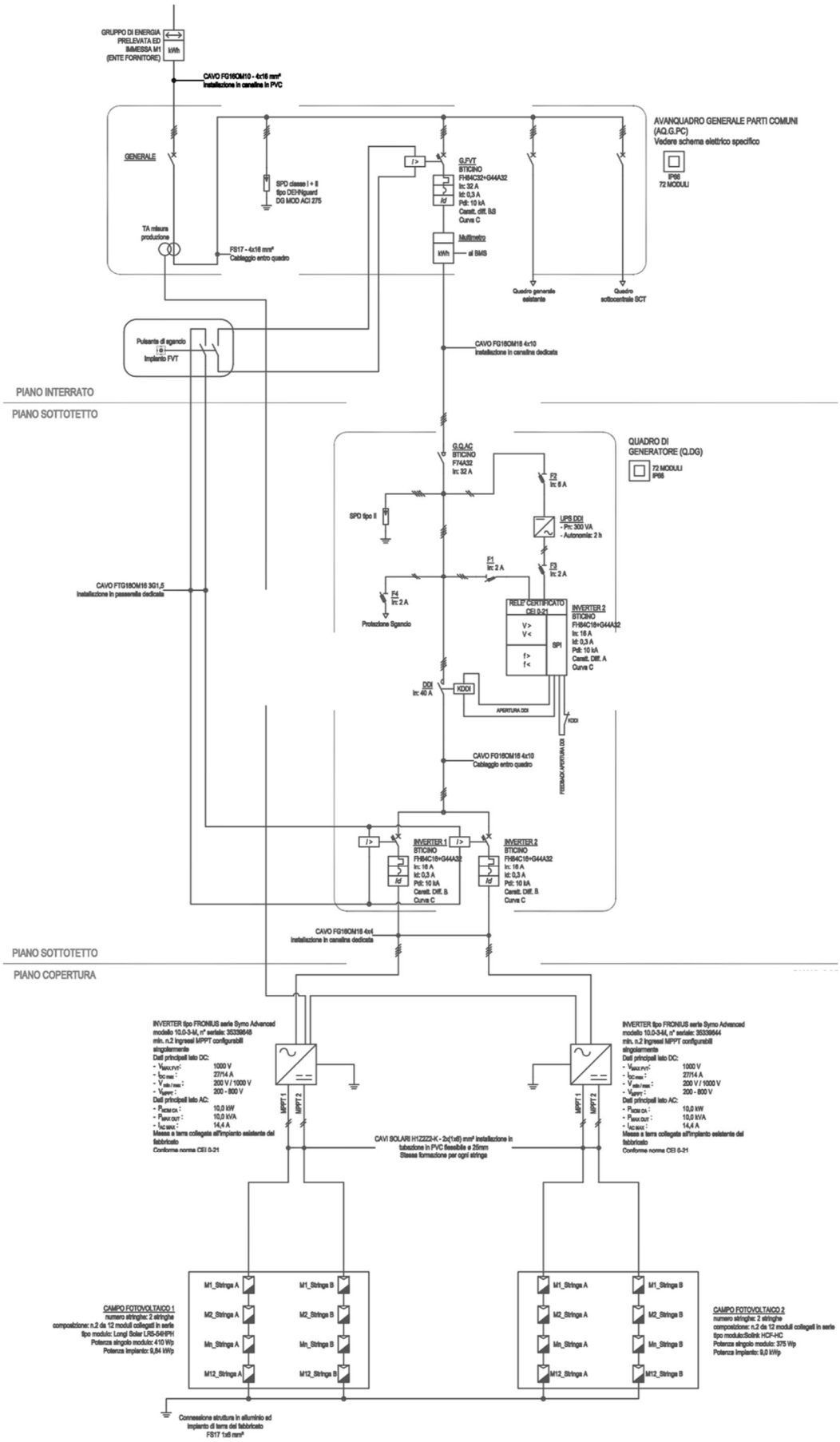


Figura 88: Macrofotografia dell'avanquadro generale parti comuni (AQ.G.PC)

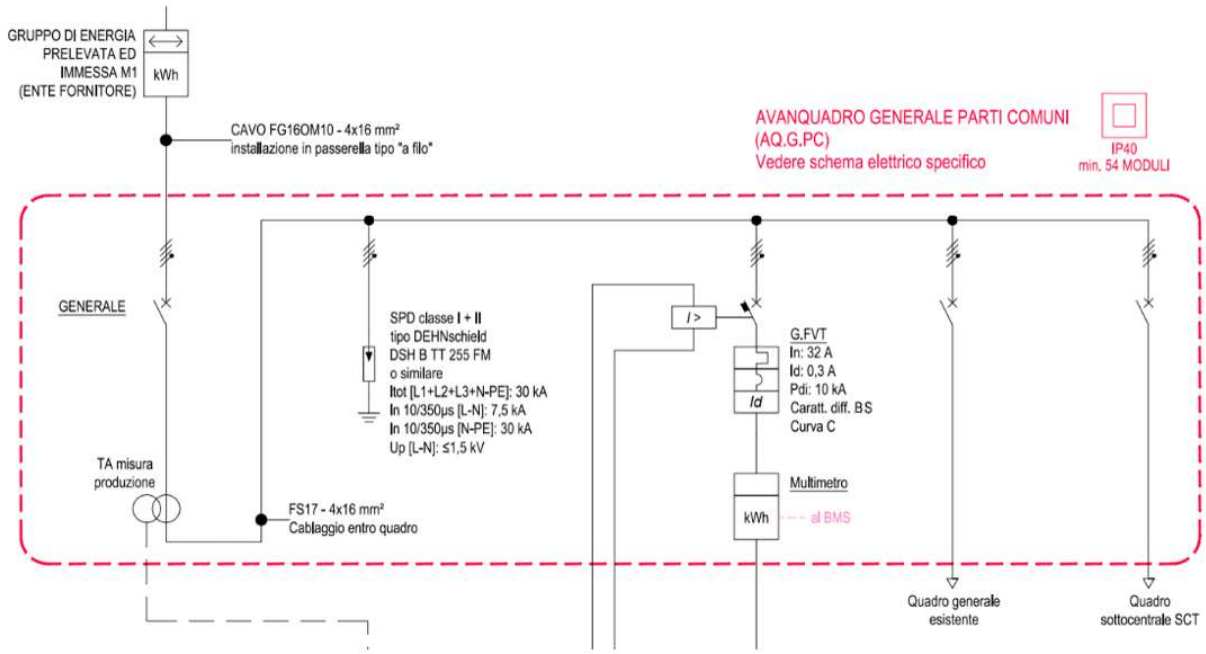


Figura 89: Macrofotografia del quadro di generatore (Q.DG o Q.AC)

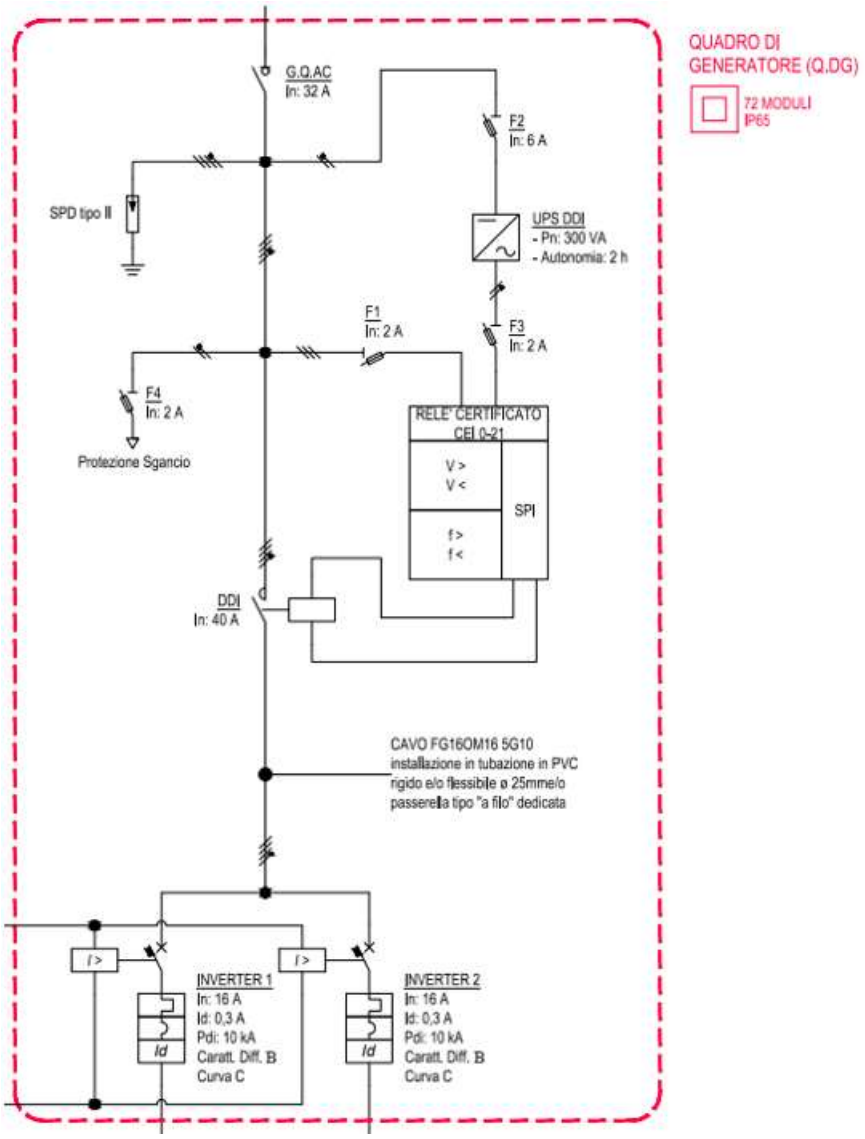
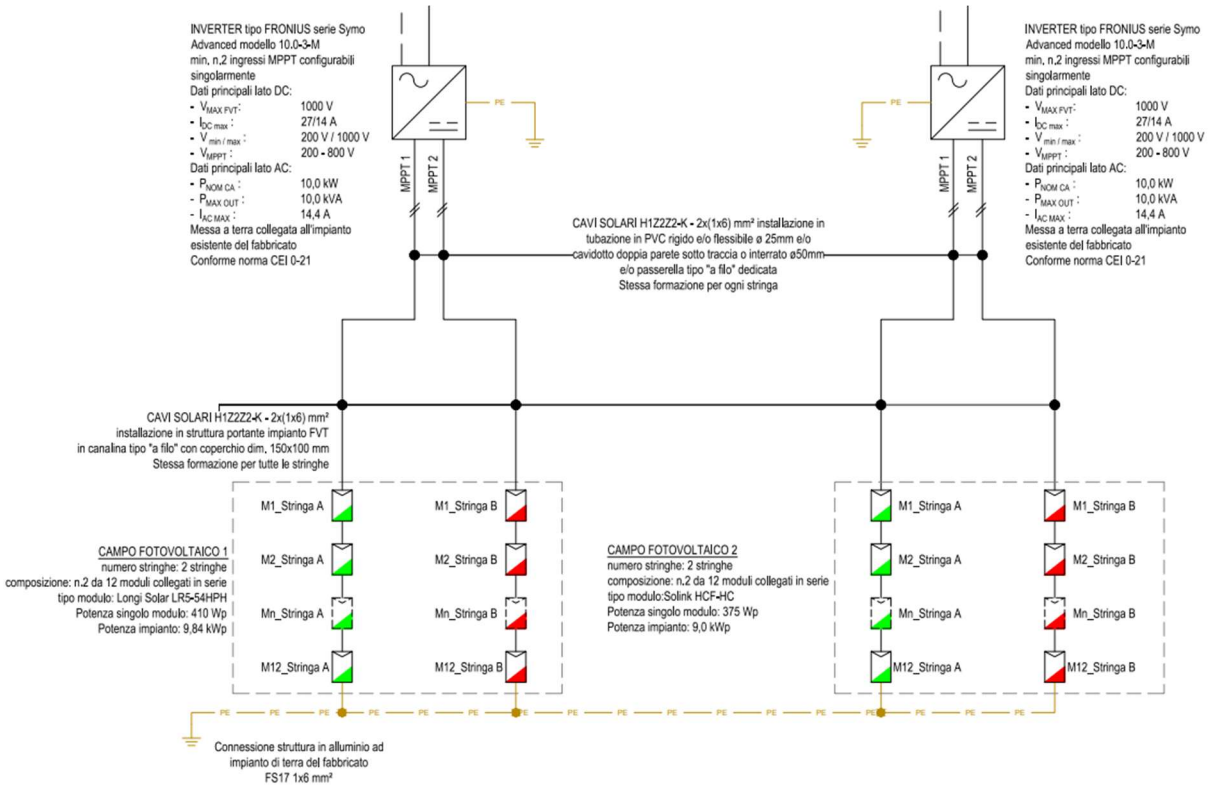


Figura 90: Macrofotografia dell'impianto di produzione (PV e PVT)



NB: Le sigle dei cavi fanno riferimento alle norme CEI di classificazione: in particolare le categorie generali rientrano nelle CEI 0-2, mentre le caratteristiche costruttive e applicative dei cavi elettrici sono definite nelle norme CEI 20-27 [24]e successive, che stabiliscono requisiti tecnici, modalità di designazione e criteri di impiego dei conduttori.

[24] Fonte: Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), CEI 20-27 - Cavi per energia e per segnalamento - Metodi di prova per la non propagazione della fiamma dei cavi in condizioni specifiche.

8 Conclusione

L'attività di ricerca sviluppata nel presente elaborato ha consentito di approfondire in maniera critica e sistematica il potenziale applicativo dei sistemi fotovoltaico-termici (PVT) nell'ambito della riqualificazione energetica del patrimonio edilizio residenziale esistente. In un contesto caratterizzato da una crescente attenzione verso la decarbonizzazione dei consumi energetici, la riduzione delle emissioni climalteranti e l'incremento dell'autonomia energetica degli edifici, lo studio ha evidenziato come l'integrazione tra produzione elettrica e produzione termica possa rappresentare una soluzione tecnologicamente affidabile, energeticamente efficiente ed economicamente sostenibile.

L'analisi condotta ha dimostrato come il sistema edificio-impianto debba oggi essere interpretato non più come un insieme di elementi indipendenti, ma come un organismo energetico integrato, nel quale involucro edilizio, produzione da fonti rinnovabili, sistemi di accumulo, regolazione impiantistica e gestione intelligente dei carichi concorrano simultaneamente al raggiungimento di elevate prestazioni energetiche. In tale prospettiva, i sistemi PVT assumono un ruolo particolarmente strategico, poiché consentono di massimizzare lo sfruttamento della superficie disponibile in copertura attraverso la produzione simultanea di energia elettrica e termica, aspetto di fondamentale importanza soprattutto nel contesto degli edifici esistenti, spesso caratterizzati da superfici tecniche limitate e da vincoli architettonici.

Le analisi di fattibilità tecnica hanno evidenziato che, anche in assenza dell'integrazione con una pompa di calore, un impianto costituito da due campi di produzione bilanciati, uno fotovoltaico tradizionale (PV) e uno ibrido (PVT), è in grado di soddisfare integralmente i consumi elettrici e una quota significativa dei fabbisogni termici, raggiungendo una copertura media pari al 77% nei mesi estivi e nel primo mese autunnale.

L'obiettivo della committenza risultava tuttavia più ambizioso, prevedendo la completa copertura sia dei consumi termici legati alla produzione di acqua calda sanitaria, sia dei consumi destinati alla climatizzazione estiva degli otto alloggi oggetto di riqualificazione. Tale risultato è stato ampiamente verificato nel sottocapitolo 6.1 relativo all'ottimizzazione dell'impianto. In particolare, nella configurazione ottimale individuata (scenario 9) la copertura dei vettori termici e frigoriferi risulta soddisfatta in ogni mese considerato.

Questo risultato appare coerente con la potenza installata e con la stagionalità dello studio. Durante i mesi estivi, infatti, la riduzione dei consumi di acqua calda sanitaria, unita all'elevata

producibilità dei moduli PVT, comporta che gran parte dell'energia elettrica generata venga destinata alla produzione del vettore frigorifero. Tale simultaneità tra produzione e fabbisogno consente di evitare l'impiego di sistemi di accumulo elettrico, che risulterebbero scarsamente vantaggiosi. Inoltre, l'energia elettrica residua dopo i processi di trasformazione si è dimostrata sufficiente a coprire una quota considerevole dei consumi elettrici comuni dell'edificio.

Dal punto di vista economico, l'investimento ha evidenziato risultati favorevoli per tutti gli indicatori analizzati nel Capitolo 5, relativo alle valutazioni preliminari, nonché per l'indicatore economico MOL studiato su scala di quartiere nel Capitolo 6 dedicato all'ottimizzazione. Lo studio non consente tuttavia di determinare il reale margine economico della committenza, poiché risultano stimabili le future spese energetiche, ma non i ricavi derivanti dalla vendita o locazione degli alloggi ristrutturati.

Nonostante ciò, è opportuno sottolineare come l'investimento sia stato prontamente approvato dalla committenza a seguito delle valutazioni di fattibilità economica effettuate internamente. Inoltre, le analisi sviluppate nella presente tesi mostrano come, in numerosi scenari considerati, e in particolare nello scenario 9, i benefici economici risultino superiori ai costi d'investimento, confermando la sostenibilità dell'intervento non soltanto dal punto di vista energetico e ambientale, ma anche sotto il profilo finanziario e gestionale.

L'elaborato assume inoltre un rilevante valore metodologico, poiché l'approccio sviluppato può essere agevolmente replicato in contesti analoghi. La trattazione mantiene infatti un carattere sufficientemente generale da consentire la modifica del numero, della tipologia e del modello dei moduli impiegati senza compromettere l'impostazione complessiva dello studio. Analogamente, anche variazioni relative ai fabbisogni termici ed elettrici possono essere integrate con facilità, adattando il sistema di produzione alle differenti esigenze energetiche. Tale flessibilità rende il metodo applicabile non solo al singolo edificio pilota, ma anche a insiemi di edifici o a interi quartieri, come dimostrato nei capitoli precedenti.

Un ulteriore aspetto di particolare rilevanza riguarda il ruolo delle incentivazioni statali, in particolare quelle promosse dal GSE. Nel sottocapitolo 5.2 è stato infatti approfondito il tema delle comunità energetiche rinnovabili (CER), che rappresentano una soluzione particolarmente efficace su scala di quartiere. L'introduzione di due CER, corrispondenti alle rispettive cabine primarie, consente di raggiungere gli obiettivi energetici prefissati con una significativa riduzione sia dei costi operativi sia, soprattutto, dei costi iniziali di investimento. Tali risultati

sarebbero difficilmente ottenibili mediante una semplice estensione scalare dell'impianto senza il supporto degli strumenti incentivanti.

Pur offrendo risultati significativi e prospettive incoraggianti, lo studio presenta alcune limitazioni. Tra queste si evidenziano il numero ancora ridotto di produttori di pannelli ibridi, le caratteristiche specifiche dell'edificio analizzato e la particolare omogeneità del quartiere considerato, il numero limitato di alloggi climatizzabili, la complessità gestionale delle comunità energetiche rinnovabili e la mancata analisi di ulteriori strumenti incentivanti, quali ad esempio l'Ecobonus.

Per quanto concerne la tecnologia PVT, sebbene essa non possa ancora considerarsi pienamente consolidata, tale limite può essere parzialmente ridimensionato dal fatto che il modulo ibrido deriva dall'integrazione di due tecnologie mature e consolidate da oltre vent'anni: il pannello fotovoltaico tradizionale e il collettore solare termico. Inoltre, le principali aziende produttrici operano già da tempo in entrambi i settori, rendendo plausibile una progressiva stabilizzazione tecnologica del comparto.

Rimane tuttavia evidente il limite rappresentato dal numero ancora contenuto di produttori disponibili sul mercato, con conseguenze economiche e tecniche rilevanti: costi elevati, limitata standardizzazione e ridotta disponibilità di installatori specializzati. A ciò si aggiunge il fatto che la produzione termica avviene a temperature relativamente basse, rendendo tali sistemi particolarmente adatti alla produzione di acqua calda sanitaria ma meno competitivi in ambito industriale. Inoltre, sebbene il presente elaborato non approfondisca specificamente tale aspetto, dall'esperienza maturata emerge chiaramente come il massimo potenziale dei sistemi PVT si raggiunga attraverso l'integrazione con pompe di calore e sistemi di accumulo termico.

È inoltre opportuno ricordare che lo studio è stato sviluppato prevalentemente sui mesi estivi, corrispondenti alle condizioni di massima producibilità. Nei restanti periodi dell'anno la produzione elettrica risulterà inevitabilmente inferiore e potrà coprire soltanto una quota dell'autoconsumo, mentre la produzione termica potrà ridursi sensibilmente nelle giornate caratterizzate da condizioni meteorologiche sfavorevoli.

Anche le caratteristiche morfologiche dell'edificio oggetto di studio hanno influito positivamente sui risultati ottenuti. La copertura si colloca infatti in una posizione elevata rispetto al contesto urbano circostante, limitando fenomeni di ombreggiamento da parte di edifici adiacenti. Inoltre, il quartiere presenta una notevole uniformità architettonica e impiantistica,

condizione che ha semplificato considerevolmente le analisi di scalabilità. In contesti differenti, caratterizzati da ombreggiamenti più marcati o da edifici maggiormente eterogenei, potrebbero invece verificarsi riduzioni di producibilità e incrementi dei costi dovuti, ad esempio, all'installazione di ottimizzatori.

Un ulteriore limite emerso riguarda il numero massimo di alloggi climatizzabili tramite la superficie disponibile in copertura. Sebbene i fabbisogni di climatizzazione estiva siano aumentati sensibilmente nell'ultimo decennio, le coperture condominiali risultano spesso insufficienti a sostenere integralmente tali richieste energetiche. Nel caso studio analizzato, la saturazione completa della copertura e la scelta di una pompa di calore di poche decine di kW consentivano di soddisfare integralmente la produzione di acqua calda sanitaria e la climatizzazione estiva di un massimo di cinque alloggi, estendibili a otto mediante regolazione centralizzata. L'eventuale incremento dei carichi frigoriferi comporterebbe inevitabilmente un maggiore ricorso all'energia elettrica prelevata dalla rete, con conseguente aumento dei costi operativi.

Infine, una limitazione significativa è risultata legata alla configurazione distributiva delle cabine primarie, che suddividono il quartiere in due aree distinte, riducendo il potenziale complessivo delle comunità energetiche rinnovabili. In assenza di tale vincolo, i benefici economici e gestionali sarebbero potuti risultare ancora maggiori. Questa riflessione apre inoltre la possibilità di approfondire ulteriori forme incentivanti, come l'Ecobonus, che tuttavia richiederebbe certificazioni specifiche, ad esempio la Solar Keymark, non disponibili per alcuni modelli considerati nello studio, limitando ulteriormente le opzioni progettuali e incrementando potenzialmente i costi.

Le prospettive future appaiono comunque estremamente promettenti. Un'estensione dello studio all'intero Quartiere Grigioni richiederebbe analisi più approfondite, soprattutto in relazione ai diversi strumenti incentivanti disponibili, ai possibili modelli di gestione energetica condivisa e all'integrazione con sistemi avanzati di accumulo e controllo intelligente dei carichi. Tuttavia, i risultati ottenuti sul palazzo pilota costituiscono già una base concreta, affidabile e replicabile per future implementazioni su scala più ampia.

Parallelamente, il settore dei sistemi ibridi PVT sta attraversando una fase di rapida evoluzione tecnologica. Ogni anno nuovi produttori entrano nel mercato, contribuendo a ridurre il limite legato alla scarsa diffusione della tecnologia e favorendo un progressivo miglioramento delle prestazioni energetiche e dell'affidabilità dei sistemi. Nel caso specifico, l'evoluzione del modulo Cellafredda evidenzia già significativi incrementi delle prestazioni elettriche, a fronte di

una lieve riduzione della resa termica, lasciando intravedere ulteriori margini di sviluppo per le future generazioni di moduli.

Tale evoluzione non riguarda esclusivamente i sistemi ibridi, ma più in generale l'intero settore delle tecnologie energetiche rinnovabili. La progressiva riduzione dei costi, il continuo inasprimento degli obiettivi europei in materia di sostenibilità energetica, la crescente elettrificazione dei consumi e la diffusione di modelli energetici decentralizzati stanno accelerando profondamente la trasformazione del settore edilizio e impiantistico.

In questo scenario, il presente lavoro non rappresenta soltanto uno studio applicativo circoscritto a un singolo caso edilizio, ma si configura come una riflessione più ampia sul ruolo che le tecnologie integrate da fonte rinnovabile potranno assumere nella transizione energetica dei contesti urbani. L'integrazione tra efficientamento edilizio, autoproduzione energetica e condivisione intelligente dell'energia costituisce infatti uno dei principali strumenti attraverso cui sarà possibile affrontare le future sfide ambientali, economiche e sociali legate alla sostenibilità.

Pertanto, i risultati ottenuti confermano la rilevanza strategica dei sistemi PVT e delle configurazioni energetiche condivise, evidenziando come tali soluzioni possano contribuire concretamente alla realizzazione di edifici e quartieri energeticamente più autonomi, efficienti e resilienti. La metodologia sviluppata e le considerazioni emerse pongono dunque solide basi teoriche e applicative per futuri approfondimenti scientifici e per successive implementazioni progettuali su scala urbana e territoriale.

Riferimenti bibliografici

[1] Comitato Elettrotecnico Italiano. CEI 0-2 - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici.

[2] Comitato Elettrotecnico Italiano. CEI 0-21 - Regola tecnica per la connessione alle reti BT, prescrizioni relative al gruppo di misura/contatore.

[3] Comitato Elettrotecnico Italiano. CEI 20-27 - Cavi per energia e per segnalamento - Metodi di prova per la non propagazione della fiamma dei cavi in condizioni specifiche.

[4] Comitato Elettrotecnico Italiano. CEI 64-8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e a 1 500 V in corrente continua, Milano, CEI, ultima edizione vigente.

[5] Comitato Elettrotecnico Italiano. CEI 82-25 - Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.

[6] Comitato Elettrotecnico Italiano, European Norm. CEI EN 62305 - Protezione contro i fulmini.

[7] Comitato Elettrotecnico Italiano, European Norm. CEI EN 62548 - Impianti fotovoltaici (FV) - Requisiti di progettazione per i sistemi fotovoltaici (FV).

[8] Decreto Ministeriale. D.M. 22/01/2008, n. 37 - Regolamento per l'installazione degli impianti all'interno degli edifici.

[9] Ente Italiano di Normazione, European Norm, International Organization for Standardization. UNI EN ISO 52016/1: In Prestazione energetica degli edifici - Fabbisogno di energia per riscaldamento e raffrescamento, temperature interne e carichi sensibili e la-tenti (p. Parte 1: Procedure di calcolo).

[10] Gestore dei Servizi Energetici. GSE: Gruppi di autoconsumatori e comunità di energia rinnovabile/autoconsumatori a distanza.

[11] International Electrotechnical Commission. IEC 61215: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval.

[12] International Electrotechnical Commission. IEC 61646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval.

[13] Linee guida dei Vigili del Fuoco. Linee guida VVF 01/09/2025, n. 14030 - prot. DCPREV - Linea guida di prevenzione incendi per la progettazione, installazione, esercizio, manutenzione di impianti fotovoltaici.

[14] Scheda tecnica. LONGISOLAR modello LR5-54HPH. [15] Scheda tecnica. SONNEN-KRAFT modello PFMS2000.
[15] Scheda tecnica. SoLink modello Cellafredda.
[16] Sito web. Arpa - ARPA Lombardia.
[17] Sito web. Google Maps - Elaborazione propria.
[18] Sito web. Joint Research Centre - PVGIS.

Ringraziamenti

Ci tengo a ringraziare in questo scritto il mio relatore, dott. ing. Repetto Maurizio, che ancora una volta ha rappresentato una guida preziosa durante questo percorso accademico, per la disponibilità, la competenza e i consigli forniti nello sviluppo di questo lavoro di tesi.

Un sincero ringraziamento va a EQ Ingegneria Società tra Professionisti, e in particolare alla sezione elettrica, per l'opportunità di crescita professionale e personale concessami durante questo percorso. Ringrazio in modo speciale Marco Riba e Matteo Passet per il supporto, la disponibilità e gli insegnamenti condivisi.

Un grazie particolare a Massimo Peirone, sempre disponibile, premuroso e presente nei miei confronti: il suo supporto umano e professionale ha significato molto per me.

Ringrazio la mia famiglia, stretta e allargata, che mi ha accompagnato e sostenuto durante tutti questi anni.

A mia madre, per l'aiuto e la cura che mi ha dedicato fin dall'infanzia, permettendomi di costruire le basi del mio percorso.

A mio padre, che a modo suo è sempre riuscito a motivarmi, anche con qualche energico "Studiaaa!".

Ai miei fratelloni e a mia sorella, che con il loro esempio mi hanno sempre spinto a puntare più in alto e a credere maggiormente in me stesso.

Infine, un grazie speciale alla mia ragazza, che ha saputo sostenermi anche nei momenti più stressanti e nei miei momenti di maggiore tensione, riuscendo sempre a strapparmi un sorriso e a riportarmi il buon umore anche nei periodi più difficili.

Ringrazio anche tutti i miei amici e le mie amiche, che hanno reso questi anni universitari non solo un percorso di studio, ma un'esperienza divertente, intensa e indimenticabile.