

Politecnico di Torino

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Anno Accademico 2025/2026

Sessione di laurea settembre 2026

Pianificazione ottimale di sistemi fotovoltaici per l'Autoconsumo Collettivo nelle Comunità Energetiche con utenti residenziali

Relatore:

Paolo Lazzeroni

Candidato:

Mattia Cocca

Abstract

Le Comunità Energetiche Rinnovabili e le configurazioni di autoconsumo collettivo rappresentano strumenti di crescente interesse nel quadro della transizione energetica, in quanto consentono di valorizzare localmente la produzione da fonti rinnovabili e di promuovere un uso più efficiente dell'energia. In tale contesto, la presente tesi analizza il ruolo della corrispondenza temporale tra produzione fotovoltaica e domanda energetica ai fini della prestazione complessiva della configurazione. Il lavoro assume come caso di studio un edificio condominiale residenziale rappresentativo, utilizzato come utenza di riferimento per l'analisi dei consumi collettivi nell'ambito di una configurazione di autoconsumo collettivo. A partire dalla definizione delle caratteristiche tecnico-energetiche dell'edificio, vengono stimati i carichi termici e successivamente convertiti in consumi elettrici mediante pompe di calore reversibili, così da costruire un profilo di domanda coerente con il funzionamento della configurazione analizzata. Su tale base, viene modellata la producibilità di un impianto fotovoltaico e viene valutata la relazione tra generazione e domanda in termini di energia condivisa, autoconsumo e autosufficienza. Il problema viene quindi affrontato mediante un approccio di ottimizzazione multi-obiettivo, finalizzato a individuare la configurazione impiantistica più efficace rispetto alla massimizzazione degli indicatori energetici e alla minimizzazione del Levelized Cost of Energy (LCOE). Tra le variabili decisionali considerate rientrano la taglia dell'impianto e i principali parametri geometrici che ne influenzano la producibilità, quali inclinazione e orientamento dei moduli. L'analisi consente di inquadrare il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico non come un problema basato esclusivamente sulla producibilità annua, ma come una valutazione integrata tra prestazioni energetiche, corrispondenza temporale tra produzione e consumo e convenienza economica della configurazione.

Abstract (English)

Renewable Energy Communities and shared self-consumption configurations are gaining increasing relevance within the energy transition framework, as they enable the local valorization of renewable electricity generation and promote a more efficient use of energy. In this context, this thesis investigates the role of the temporal matching between photovoltaic generation and energy demand in determining the overall performance of the configuration. The study considers a representative residential condominium building as a case study and as the reference user for the analysis of collective energy consumption within a shared self-consumption scheme. Starting from the technical and energy characteristics of the building, thermal loads are estimated and then converted into electrical consumption through reversible heat pumps, in order to construct a demand profile consistent with the operation of the analyzed configuration. On this basis, the productivity of a photovoltaic system is modeled and the relationship between generation and demand is assessed in terms of shared energy, self-consumption, and self-sufficiency. The design problem is then addressed through a multi-objective optimization approach aimed at identifying the most effective system configuration with respect to the maximization of energy performance indicators and the minimization of the Levelized Cost of Energy (LCOE). The decision variables include the system size and the main geometric parameters affecting photovoltaic productivity, such as module tilt and azimuth. The analysis makes it possible to frame photovoltaic system sizing not merely as a problem of maximizing annual energy production, but as an integrated assessment of energy performance, temporal matching between production and demand, and overall economic convenience of the configuration.

Indice

Abstract I

English Abstract II

Elenco delle tabelle VII

Elenco delle figure IX

Introduzione XI

1 Comunità Energetiche Rinnovabili e autoconsumo condiviso nel contesto della transizione energetica 1

1.1 Contesto energetico e generazione distribuita 1

1.1.1 Tipologie di autoconsumo 3

1.1.2 Soggetti partecipanti e ruoli energetici 6

1.1.3 Finalità e ragioni della diffusione 7

1.2 Quadro normativo europeo e recepimento italiano 8

1.2.1 Il contesto normativo europeo 8

1.2.2 L'evoluzione normativa in Italia 9

1.2.3 Requisiti tecnici e meccanismi di incentivazione 10

1.3 Benefici e criticità dell'autoconsumo condiviso nel settore residenziale 12

1.3.1 Benefici energetici e ambientali 12

1.3.2 Benefici economici e sociali 13

1.3.3 Limiti e criticità applicative 15

1.4 Inquadramento del caso studio 16

2 Stima del carico termico di un edificio tipo rappresentativo 18
2.1 Definizione dell'Edificio di Riferimento 19
2.2 Modello di simulazione del carico di raffrescamento 21
2.2.1 Classificazione dei carichi e presupposti del modello 22
2.2.2 Trasmissione termica (q_{tr}) 23
2.2.3 Radiazione solare (q_{sol}) 24
2.2.4 Scambio termico per ventilazione e infiltrazioni (q_{vent}) 26
2.2.5 Apporti termici interni (q_{int}) 27
2.3 Modello di simulazione del carico di riscaldamento 29
2.3.1 Calcolo delle dispersioni termiche complessive (Q_{loss}) 30
2.3.2 Gradi Giorno, zonizzazione climatica e fabbisogno effettivo . 30
2.4 Analisi Energetica Stagionale e Modellazione della Pompa di Calore 32
2.4.1 Selezione della pompa di calore e logica di dimensionamento 32
2.4.2 Il Concetto di Part Load Ratio (PLR) e i Dati Prestazionali Reali 33
2.4.3 Calcolo dei Consumi Elettrici Orari 35

3 Modellazione e ottimizzazione del sistema fotovoltaico 36
3.1 Definizione della domanda elettrica dell'edificio 37
3.2 Modellazione della producibilità fotovoltaica 38
3.3 Bilancio energetico e indicatori di prestazione 41
3.4 Valutazione economica mediante il Levelized Cost of Energy 43
3.5 Formulazione e procedura del problema di ottimizzazione multi-obiettivo 44
3.6 Applicazione territoriale della metodologia 47

4 Discussione dei Risultati 48
4.1 Caso studio di Torino 49
4.1.1 Caratterizzazione energetico-ambientale dell'edificio 49
4.1.2 Dimensionamento e prestazioni del sistema fotovoltaico . . . 56
4.2 Analisi regionale del Piemonte 59
4.2.1 Variabilità regionale dei carichi termici 59

4.2.2 Configurazioni ottimali e prestazioni del sistema fotovoltaico 63
4.2.3 Distribuzione spaziale dei risultati 68
4.3 Confronto tra Piemonte e Sicilia 72
4.3.1 Confronto dei carichi e dei consumi della pompa di calore . . 72
4.3.2 Confronto delle configurazioni fotovoltaiche 76
4.3.3 Confronto degli indicatori energetici ed economici 76
4.3.4 Discussione dei principali driver climatici 78
4.3.5 Distribuzione spaziale dei risultati in Sicilia 79
4.4 Sintesi dei risultati 83

Bibliografia 91

Elenco delle tabelle

1.1 Principali configurazioni di autoconsumo nel quadro normativo attuale 6

1.2 Principali componenti economiche nelle CER e nell'autoconsumo condiviso 14

2.1 Caratteristiche geometriche dell'edificio archetipo 20

2.2 Parametri termo-fisici dell'involucro edilizio nello stato di fatto (ANTE) e nello scenario post-intervento (POST) [11]. 21

2.3 Parametri e valori nominali per la stima dei carichi interni. 28

2.4 Profili orari adimensionali per la modulazione dei carichi interni. . . 28

2.5 Limiti di esercizio degli impianti di riscaldamento per zona climatica (D.P.R. 412/93). 31

2.6 Matrice dei valori reali di EER al variare di T_{est} e del carico parziale (PLR). 34

2.7 Matrice dei valori reali di COP al variare di T_{est} e del carico parziale (PLR). 34

4.1 Confronto dei principali indicatori energetici tra Stato di Fatto e scenario di Restauro per il caso studio di Torino. 49

4.2 Configurazioni fotovoltaiche ottimali per il sito di Torino. 56

4.3 Bilancio energetico annuale delle configurazioni fotovoltaiche ottimali per Torino. 57

4.4 Indicatori energetici ed economici delle configurazioni fotovoltaiche ottimali per Torino. 57

4.5 Valori medi regionali dei principali indicatori di domanda termica e frigorifera nel territorio piemontese. 59

4.6 Configurazione fotovoltaica ottimale media a scala regionale per il Piemonte. 63
4.7 Principali indicatori di prestazione delle configurazioni fotovoltaiche ottimali a scala regionale per il Piemonte. 65
4.8 Confronto tra i parametri più significativi dei sottoscenari di riscaldamento e raffrescamento nel Piemonte. 67
4.9 Confronto dei consumi elettrici della pompa di calore tra Piemonte e Sicilia. 72
4.10 Confronto dei principali parametri di dimensionamento fotovoltaico tra Piemonte e Sicilia. 76
4.11 Confronto dell'indice di autosufficienza (SS) tra Piemonte e Sicilia nei vari scenari. 77
4.12 Confronto tra i principali indicatori energetici ed economici ottenuti per Piemonte e Sicilia. 84

Elenco delle figure

2.1 Edificio residenziale multipiano (1961–1975), rappresentativo del patrimonio edilizio italiano [11]. 19

4.1 Profilo continuo su base oraria del carico termico e frigorifero specifico (W/m^2) per lo Stato di Fatto (Baseline) e lo scenario di Restauro (Retrofit). 51

4.2 Profilo di consumo orario della potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore (kW) nei periodi di climatizzazione invernale ed estiva. 52

4.3 Scomposizione delle componenti del carico termico di picco e profilo di temperatura esterna durante la giornata invernale di calcolo: confronto tra Stato di Fatto (sinistra) e Restauro (destra). 54

4.4 Scomposizione delle componenti del carico frigorifero di picco e contributo degli apporti gratuiti durante la giornata estiva di calcolo: confronto tra Stato di Fatto (sinistra) e Restauro (destra). 55

4.5 Distribuzione regionale del fabbisogno termico annuale e del picco di riscaldamento nei 2613 siti analizzati: confronto tra Stato di Fatto e scenario di Restauro. 61

4.6 Distribuzione regionale del fabbisogno frigorifero annuale e del picco di raffrescamento nei 2613 siti analizzati: confronto tra Stato di Fatto e scenario di Restauro. 62

4.7 Distribuzione delle variabili di decisione (*violin plot*) per i tre scenari analizzati: (a) No HP, (b) Stato di Fatto e (c) Restauro. 64

4.8 Distribuzione degli indicatori prestazionali ed economici (*violin plot*) per i tre scenari analizzati: (a) No HP, (b) Stato di Fatto e (c) Restauro. 66

4.9 Distribuzione spaziale della potenza fotovoltaica ottimale nello scenario Restauro Totale. 69
4.10 Distribuzione spaziale dell'inclinazione ottimale dei moduli fotovoltaici nello scenario Restauro Totale. 70
4.11 Distribuzione spaziale dell'azimuth ottimale nello scenario Restauro Totale. 71
4.12 Distribuzione regionale del fabbisogno termico annuale e del picco di riscaldamento nei 3553 siti analizzati in Sicilia: confronto tra Stato di Fatto e scenario di Restauro. 74
4.13 Distribuzione regionale del fabbisogno frigorifero annuale e del picco di raffrescamento nei 3553 siti analizzati in Sicilia: confronto tra Stato di Fatto e scenario di Restauro. 75
4.14 Distribuzione spaziale della potenza fotovoltaica ottimale nello scenario Restauro Totale in Sicilia. 80
4.15 Distribuzione spaziale dell'inclinazione ottimale dei moduli fotovoltaici nello scenario Restauro Totale in Sicilia. 81
4.16 Distribuzione spaziale dell'azimuth ottimale nello scenario Restauro Totale in Sicilia. 82

Introduzione

La transizione energetica in corso richiede un progressivo superamento del modello tradizionale di produzione centralizzata dell'energia a favore di configurazioni più distribuite, flessibili e orientate alla valorizzazione delle fonti rinnovabili. In questo scenario, le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e le configurazioni di autoconsumo collettivo assumono un ruolo di particolare rilievo, poiché consentono di associare la produzione locale di energia elettrica da fonte rinnovabile ai fabbisogni di una pluralità di utenti, promuovendo benefici di natura energetica, economica, ambientale e sociale.

L'interesse verso tali configurazioni deriva non soltanto dalla possibilità di incrementare la quota di energia rinnovabile utilizzata localmente, ma anche dal contributo che esse possono offrire alla riduzione dei prelievi dalla rete, al contenimento delle perdite di trasmissione e al miglioramento dell'efficienza complessiva del sistema energetico. Tuttavia, l'efficacia delle configurazioni di autoconsumo condiviso non dipende esclusivamente dalla quantità di energia prodotta, bensì anche dalla corrispondenza temporale tra i profili di generazione e quelli di consumo. In altre parole, il reale beneficio associato alla produzione fotovoltaica è strettamente legato alla capacità della configurazione di utilizzare localmente l'energia nel momento stesso in cui essa viene generata.

In tale prospettiva, il settore residenziale e, in particolare, il contesto condominiale rappresentano un ambito di studio particolarmente significativo. La presenza di utenze multiple, la disponibilità di superfici destinabili all'installazione di impianti fotovoltaici e la varietà dei profili di domanda rendono infatti il condominio un caso di riferimento utile per analizzare le potenzialità e i limiti dell'autoconsumo condiviso. La presente tesi assume pertanto come caso di studio un edificio condominiale residenziale rappresentativo, utilizzato come utenza di riferimento per la costruzione di una metodologia di analisi e progettazione applicabile a una configurazione energetica realistica. Al fine di valutare l'influenza delle condizioni climatiche e territoriali sui risultati dell'analisi, la metodologia sviluppata viene applicata a differenti contesti geografici, considerando sia il caso di singole città, sia estendendo l'analisi a livello regionale . Tale estensione consente di confrontare il

comportamento della configurazione analizzata in scenari caratterizzati da diverse condizioni ambientali ed energetiche e di restituire i risultati in forma spaziale mediante la costruzione di mappe tematiche, utili a evidenziare la distribuzione geografica delle prestazioni ottenute.

Poiché, nei contesti residenziali, una quota rilevante dei consumi è connessa ai fabbisogni per la climatizzazione ambientale, la corretta caratterizzazione della domanda energetica richiede una preliminare stima dei carichi termici dell'edificio. Per questa ragione, il lavoro affronta in primo luogo la definizione dell'edificio di riferimento e la valutazione dei relativi carichi termici, che vengono successivamente convertiti in consumi elettrici mediante l'utilizzo di mappe prestazionali di pompe di calore reversibili. Questo passaggio consente di costruire un profilo di domanda coerente con il funzionamento effettivo della configurazione analizzata e costituisce la base informativa per la successiva modellazione del sistema fotovoltaico.

Su tali basi, la tesi si propone di affrontare il problema del dimensionamento ottimale di un impianto fotovoltaico a servizio dell'utenza considerata, tenendo conto non solo della potenza installata, ma anche dei principali parametri geometrici che ne influenzano la producibilità, quali inclinazione e orientamento dei moduli. L'obiettivo non è massimizzare esclusivamente la produzione annua di energia, ma individuare una configurazione capace di migliorare la corrispondenza temporale tra produzione e domanda, incrementare gli indicatori di prestazione energetica della configurazione e, al tempo stesso, garantire adeguati livelli di convenienza economica.

Il problema viene pertanto formulato come un problema di ottimizzazione multi-obiettivo, finalizzato a massimizzare energia condivisa, autoconsumo e autosufficienza e a minimizzare il Levelized Cost of Energy (LCOE). In questa prospettiva, il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico viene interpretato come un problema di compromesso tra obiettivi tra loro parzialmente concorrenti, nel quale la sola producibilità energetica non costituisce un criterio sufficiente di valutazione.

Il lavoro è articolato come segue. Il Capitolo 1 presenta il quadro teorico, normativo e organizzativo di riferimento relativo alle Comunità Energetiche Rinnovabili, alle configurazioni di autoconsumo condiviso e al ruolo della generazione distribuita nel contesto della transizione energetica. Il Capitolo 2 è dedicato alla definizione del caso di studio e allo sviluppo del modello per la stima dei carichi termici dell'edificio, successivamente convertiti in consumi elettrici mediante pompe di calore. Il Capitolo 3 affronta la modellazione della producibilità fotovoltaica e la formulazione del problema di ottimizzazione multi-obiettivo, definendo variabili decisionali, indicatori di prestazione e criteri di valutazione delle soluzioni. Il Capitolo 4, infine, presenta e discute i risultati ottenuti, analizzando le configurazioni impiantistiche individuate e valutandone le prestazioni energetiche ed economiche.

Capitolo 1

Comunità Energetiche Rinnovabili e autoconsumo condiviso nel contesto della transizione energetica

Il presente capitolo delinea il quadro normativo, organizzativo ed economico delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e delle configurazioni di autoconsumo condiviso nel contesto italiano. L'obiettivo non è fornire un'analisi meramente giuridica della disciplina, bensì una sintesi funzionale alla comprensione delle logiche che governano la condivisione locale dell'energia e dei principali elementi che ne determinano la rilevanza tecnica ed economica.

In particolare, verrà analizzato il ruolo della contemporaneità tra produzione e consumo, che costituisce il presupposto logico del lavoro sviluppato nei capitoli successivi. Su tale base nei successivi capitoli verranno analizzati i carichi termici di un edificio di riferimento e affrontato il problema del dimensionamento ottimale di un impianto fotovoltaico, con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo e l'autosufficienza della configurazione, nonché di minimizzare il costo livellato dell'energia.

1.1 Contesto energetico e generazione distribuita

Negli ultimi decenni il settore energetico è stato interessato da un processo di profonda trasformazione, determinato dalla necessità di ridurre le emissioni climalteranti,

contenere la dipendenza dai combustibili fossili e incrementare la sostenibilità dei sistemi di produzione e consumo dell'energia [1, 2]. In tale contesto, la transizione energetica rappresenta uno degli assi principali delle politiche europee e nazionali, orientate alla decarbonizzazione del sistema economico e alla progressiva integrazione delle fonti energetiche rinnovabili nel mix di generazione [3]. Il modello energetico tradizionale, basato su una produzione centralizzata da grandi impianti e su un flusso unidirezionale dell'energia verso gli utenti finali, sta progressivamente lasciando spazio a una configurazione più distribuita, flessibile e partecipativa. La crescente diffusione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici ed eolici di piccola e media taglia, ha infatti favorito l'affermazione del paradigma della generazione distribuita, nel quale la produzione di energia avviene in prossimità dei luoghi di consumo e può essere integrata direttamente all'interno delle reti di distribuzione locali.

La generazione distribuita presenta numerosi vantaggi potenziali. Da un lato, essa consente di valorizzare le risorse energetiche disponibili a livello locale, riducendo le perdite associate al trasporto dell'energia e contribuendo a una maggiore efficienza complessiva del sistema. Dall'altro, permette di promuovere un ruolo più attivo dei consumatori, i quali possono evolvere da semplici utenti passivi a soggetti in grado di produrre, autoconsumare, condividere e, in alcuni casi, immettere in rete l'energia elettrica generata.

Tuttavia, l'integrazione crescente delle fonti rinnovabili non programmabili pone anche nuove criticità dal punto di vista tecnico e gestionale. La produzione da fonte solare, ad esempio, è fortemente dipendente dalle condizioni meteorologiche e presenta una marcata variabilità temporale, che non sempre risulta coerente con l'andamento della domanda energetica. Ne deriva l'esigenza di sviluppare modelli, strategie e configurazioni impiantistiche in grado di migliorare la corrispondenza tra produzione e consumo, così da incrementare l'utilizzo locale dell'energia prodotta e ridurre gli scambi con la rete elettrica.

In questo scenario assumono particolare rilievo i modelli di **autoconsumo**, sia individuale sia collettivo, e più in generale le configurazioni energetiche decentrate basate sulla condivisione locale dell'energia. Tali soluzioni risultano particolarmente interessanti nel settore residenziale, dove la presenza di consumi elettrici e termici distribuiti, unita alla possibilità di installare impianti fotovoltaici in ambito edilizio, offre concrete opportunità di efficientamento energetico e di riduzione dei costi per gli utenti.

Tra gli strumenti più rilevanti emersi in questo contesto si collocano le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), che rappresentano una delle principali innovazioni introdotte nel quadro della transizione energetica europea e della promozione delle fonti rinnovabili [4]. Esse consentono di aggregare più soggetti all'interno di una

configurazione organizzata finalizzata alla produzione, condivisione e valorizzazione locale dell'energia rinnovabile, con potenziali benefici di natura energetica, economica, ambientale e sociale.

Sotto questo profilo, le CER e le configurazioni di autoconsumo condiviso assumono particolare rilievo poiché consentono di estendere la logica dell'autoconsumo dal singolo utente a una pluralità di soggetti caratterizzati da profili di domanda differenti. Tale aggregazione può aumentare la quota di energia rinnovabile utilizzata localmente, migliorando la corrispondenza temporale tra produzione e consumo e riducendo, almeno in parte, sia l'energia prelevata dalla rete sia quella in eccedenza immessa. L'evoluzione del sistema energetico verso modelli maggiormente distribuiti e partecipativi ha determinato un progressivo ampliamento del concetto di autoconsumo. Se in una formulazione tradizionale esso era associato alla condizione in cui un singolo utente produce e utilizza localmente l'energia generata dal proprio impianto, oggi il medesimo principio si estende anche a configurazioni più articolate, nelle quali l'energia prodotta da fonte rinnovabile può essere condivisa tra più soggetti o valorizzata virtualmente all'interno di un medesimo perimetro elettrico. Tale evoluzione riflette l'esigenza di promuovere un uso più efficiente dell'energia rinnovabile, favorendo al tempo stesso una maggiore partecipazione degli utenti finali alla transizione energetica [4, 5].

In termini generali, è possibile distinguere quattro principali configurazioni di riferimento:

- l'autoconsumo individuale
- l'autoconsumo individuale a distanza
- l'autoconsumo collettivo
- le Comunità Energetiche Rinnovabili.

Tali configurazioni si differenziano per assetto organizzativo, numero dei partecipanti, estensione del perimetro di condivisione e modalità di valorizzazione dell'energia, ma risultano accomunate dalla finalità di promuovere l'utilizzo locale della produzione da fonti rinnovabili.

1.1.1 Tipologie di autoconsumo

Nel quadro normativo e regolatorio attuale è possibile distinguere quattro principali forme di autoconsumo, differenti per assetto organizzativo, numero dei partecipanti e modalità di valorizzazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili:

1. **Autoconsumo individuale**. È la configurazione più semplice, nella quale un singolo soggetto produce energia elettrica mediante un impianto di generazione, tipicamente fotovoltaico, e la utilizza per soddisfare in tutto o in parte il proprio fabbisogno energetico. In tale configurazione, il beneficio energetico ed economico dipende principalmente dalla quota di energia prodotta che viene consumata direttamente dall'utenza stessa, mentre l'eventuale eccedenza può essere immessa nella rete elettrica secondo i meccanismi previsti dalla regolazione vigente.

2. **Autoconsumo individuale a distanza**. Questa configurazione consente a un singolo cliente finale di associare al proprio punto di prelievo un impianto a fonte rinnovabile ubicato in un sito diverso rispetto all'utenza di consumo, purché entrambi ricadano nel medesimo perimetro elettrico definito dalla normativa vigente. In tal caso, la valorizzazione dell'energia avviene in forma virtuale, sulla base delle misure di immissione e prelievo rilevate dalla rete pubblica. Tale modello risulta particolarmente rilevante nei casi in cui l'utente non disponga di superfici idonee all'installazione dell'impianto nel sito di consumo, ma possa comunque accedere ai benefici dell'autoproduzione tramite una configurazione dislocata.

3. **Autoconsumo collettivo**. Riguarda configurazioni nelle quali più utenti finali, situati all'interno del medesimo edificio o condominio, condividono l'energia elettrica prodotta da uno o più impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale modello si caratterizza per una struttura relativamente semplice, poiché i partecipanti risultano accomunati dalla prossimità fisica e dall'appartenenza a un medesimo contesto edilizio. Per questa ragione, l'autoconsumo collettivo risulta particolarmente adatto alle applicazioni in ambito residenziale condominiale, dove la disponibilità di superfici comuni, come le coperture, può essere sfruttata per l'installazione di impianti fotovoltaici a servizio di più utenze.

4. **Comunità Energetiche Rinnovabili**. Presentano un livello di articolazione maggiore rispetto all'autoconsumo collettivo. Esse si configurano come soggetti giuridici autonomi, fondati sulla partecipazione aperta e volontaria di persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, con l'obiettivo principale di fornire benefici ambientali, economici o sociali ai propri membri o al territorio di riferimento, piuttosto che perseguire il profitto finanziario [4]. In questo senso, la CER non coincide semplicemente con una modalità di ripartizione dell'energia prodotta, ma rappresenta un modello organizzativo attraverso cui più soggetti collaborano alla produzione, condivisione e valorizzazione locale dell'energia rinnovabile.

Dal punto di vista organizzativo, le CER introducono elementi ulteriori rispetto alle altre configurazioni di autoconsumo. Esse richiedono infatti la costituzione di

un soggetto giuridico, l'individuazione di un referente incaricato dei rapporti con il GSE e la definizione di criteri interni per la ripartizione dei benefici economici derivanti dall'energia condivisa. Tali criteri possono essere stabiliti secondo logiche differenti, ad esempio in misura proporzionale ai consumi, alla quota di investimento sostenuta o in base a regole definite convenzionalmente dai membri.

Nell'ambito delle configurazioni di autoconsumo diffuso e delle Comunità Energetiche Rinnovabili, è utile distinguere i partecipanti in funzione del loro rapporto con la produzione e con il consumo di energia elettrica. Tale distinzione consente di chiarire meglio sia il ruolo energetico dei soggetti coinvolti, sia la diversa natura dei benefici conseguibili all'interno della configurazione.

- **Consumer**: È il soggetto che partecipa alla configurazione esclusivamente come consumatore di energia elettrica, senza disporre di un proprio impianto di generazione. Il suo interesse principale consiste nella possibilità di beneficiare dei vantaggi economici ed energetici derivanti dalla condivisione dell'energia prodotta localmente da altri membri della configurazione.

- **Prosumer**: È il soggetto che riveste contemporaneamente il ruolo di produttore e consumatore. Dispone di un impianto di generazione da fonte rinnovabile, utilizza almeno una parte dell'energia prodotta per i propri fabbisogni e può condividere o immettere in rete l'energia eccedentaria. Nell'ambito delle CER, il prosumer rappresenta spesso la figura centrale dal punto di vista energetico, poiché contribuisce sia alla produzione sia all'utilizzo locale dell'energia.

- **Produttore puro**: È il soggetto che partecipa alla configurazione esclusivamente come produttore di energia elettrica da fonte rinnovabile, senza essere associato a un corrispondente punto di consumo finale all'interno della configurazione stessa. Il suo ruolo consiste quindi nella messa a disposizione dell'energia prodotta, che potrà essere condivisa virtualmente con gli altri partecipanti o immessa in rete secondo i meccanismi previsti dalla regolazione vigente.

Questa distinzione risulta particolarmente utile nelle CER, poiché la configurazione può includere soggetti con funzioni differenti ma complementari. La presenza congiunta di consumer, prosumer e produttori puri contribuisce infatti a definire sia il profilo energetico complessivo della comunità, sia le modalità con cui vengono ripartiti i benefici economici derivanti dall'autoconsumo condiviso.

Tabella 1.1: Principali configurazioni di autoconsumo nel quadro normativo attuale

Assetto	**Utenti**	**Perimetro tipico**	**Caratteristica principale**
Autoconsumo individuale	Singolo utente	Singola utenza	Consumo diretto dell'energia prodotta dal proprio impianto.
Autoconsumo individuale a distanza	Singolo utente	Stesso perimetro elettrico	Valorizzazione virtuale della produzione in un sito diverso da quello di consumo.
Autoconsumo collettivo	Più utenti finali	Edificio o condominio	Condivisione dell'energia tra utenze appartenenti al medesimo contesto edilizio.
CER	Più soggetti diversi	Area sottesa alla medesima cabina primaria	Configurazione finalizzata a benefici energetici, economici, ambientali e sociali.

1.1.2 Soggetti partecipanti e ruoli energetici

Nell'ambito delle configurazioni di autoconsumo diffuso e delle Comunità Energetiche Rinnovabili, è utile distinguere i partecipanti in funzione del loro rapporto con la produzione e con il consumo di energia elettrica. Tale distinzione consente di chiarire meglio sia il ruolo energetico dei soggetti coinvolti, sia la diversa natura dei benefici conseguibili all'interno della configurazione.

- **Consumer**. È il soggetto che partecipa alla configurazione esclusivamente come consumatore di energia elettrica, senza disporre di un proprio impianto di generazione. Il suo interesse principale consiste nella possibilità di beneficiare dei vantaggi economici ed energetici derivanti dalla condivisione dell'energia prodotta localmente da altri membri della configurazione.
- **Prosumer**. È il soggetto che riveste contemporaneamente il ruolo di produttore e consumatore. Dispone di un impianto di generazione da fonte rinnovabile,

utilizza almeno una parte dell'energia prodotta per i propri fabbisogni e può condividere o immettere in rete l'energia eccedentaria. Nell'ambito delle CER, il prosumer rappresenta spesso la figura centrale dal punto di vista energetico, poiché contribuisce sia alla produzione sia all'utilizzo locale dell'energia.

- **Produttore puro**. È il soggetto che partecipa alla configurazione esclusivamente come produttore di energia elettrica da fonte rinnovabile, senza essere associato a un corrispondente punto di consumo finale all'interno della configurazione stessa. Il suo ruolo consiste quindi nella messa a disposizione dell'energia prodotta, che potrà essere condivisa virtualmente con gli altri partecipanti o immessa in rete secondo i meccanismi previsti dalla regolazione vigente.

Questa distinzione risulta particolarmente utile nelle CER, poiché la configurazione può includere soggetti con funzioni differenti ma complementari. La presenza congiunta di consumer, prosumer e produttori puri contribuisce infatti a definire sia il profilo energetico complessivo della comunità, sia le modalità con cui vengono ripartiti i benefici economici derivanti dall'autoconsumo condiviso.

1.1.3 Finalità e ragioni della diffusione

La crescente attenzione verso le configurazioni di autoconsumo condiviso e, in particolare, verso le Comunità Energetiche Rinnovabili è riconducibile a una pluralità di fattori.

- In primo luogo, tali modelli consentono di valorizzare maggiormente la produzione locale da fonti rinnovabili, favorendo un uso più efficiente dell'energia generata in prossimità dei luoghi di consumo. Essi contribuiscono inoltre a rafforzare il ruolo della generazione distribuita e a promuovere modelli energetici più decentrati e partecipativi.
- In secondo luogo, queste configurazioni presentano potenziali benefici di natura economica e sociale. La possibilità di condividere l'energia prodotta localmente consente infatti di distribuire i vantaggi tra più partecipanti, favorendo una riduzione della spesa energetica e una maggiore consapevolezza nei confronti dei consumi. Nel caso delle CER, a tali aspetti si aggiunge una dimensione collettiva più ampia, che può tradursi in benefici per il territorio, in una maggiore partecipazione degli utenti ai processi energetici e in possibili ricadute positive in termini di inclusione e coesione sociale [6, 7].
- Un ulteriore elemento che ha favorito la diffusione di queste configurazioni è rappresentato dall'evoluzione del quadro normativo europeo e nazionale,

che ha progressivamente riconosciuto il ruolo dei consumatori attivi e delle comunità energetiche come soggetti rilevanti nella transizione energetica [4, 8]. Tale evoluzione ha reso possibile il passaggio da modelli teorici di condivisione dell'energia a configurazioni concretamente implementabili nei diversi contesti applicativi.

Nel settore residenziale, e in particolare in ambito condominiale, l'interesse verso l'autoconsumo condiviso risulta particolarmente elevato, poiché esso consente di associare la produzione fotovoltaica installata sugli edifici a una pluralità di utenze caratterizzate da fabbisogni differenziati. Per questa ragione, tali configurazioni rappresentano un riferimento particolarmente significativo per gli studi finalizzati alla progettazione e al dimensionamento di impianti fotovoltaici destinati alla condivisione dell'energia.

1.2 Quadro normativo europeo e recepimento italiano

Come già analizzato precedentemente, lo sviluppo delle configurazioni di autoconsumo condiviso e delle Comunità Energetiche Rinnovabili si inserisce in un più ampio processo di trasformazione del sistema energetico europeo, orientato a una partecipazione più attiva dei consumatori ai mercati dell'energia. In tale contesto, il legislatore europeo ha progressivamente riconosciuto il ruolo dei clienti attivi e delle comunità energetiche come soggetti in grado di contribuire non solo alla produzione di energia rinnovabile, ma anche alla flessibilità, all'efficienza e alla resilienza del sistema elettrico [4, 5].

L'introduzione di un quadro normativo specifico per queste configurazioni ha rappresentato un passaggio fondamentale nel superamento del modello tradizionale, nel quale la produzione e il consumo di energia erano concepiti in forma sostanzialmente separata e centralizzata. La possibilità di produrre, condividere e valorizzare localmente l'energia rinnovabile ha infatti richiesto la definizione di nuove categorie giuridiche, di criteri tecnici per l'accesso ai meccanismi di sostegno e di regole per la misurazione e la ripartizione dell'energia condivisa.

1.2.1 Il contesto normativo europeo

Il principale riferimento normativo europeo in materia di Comunità Energetiche Rinnovabili è costituito dalla Direttiva (UE) 2018/2001, nota come RED II, relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili [4]. Tale direttiva introduce formalmente la nozione di *renewable energy community*, definendola come un

soggetto giuridico basato sulla partecipazione aperta e volontaria, autonomo e controllato da membri situati in prossimità degli impianti di produzione. Essa stabilisce inoltre che l'obiettivo principale della comunità debba consistere nel fornire benefici ambientali, economici o sociali ai propri membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che nel perseguimento del profitto finanziario.

Accanto alla RED II, un ulteriore riferimento essenziale è rappresentato dalla Direttiva (UE) 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica, che rafforza il ruolo dei clienti attivi e delle comunità energetiche dei cittadini all'interno del nuovo assetto del sistema elettrico europeo [5]. Le due direttive, considerate congiuntamente, delineano un quadro nel quale i consumatori non sono più considerati meri destinatari passivi del servizio elettrico, ma soggetti che possono partecipare attivamente alla produzione, al consumo, all'accumulo e alla condivisione dell'energia.

1.2.2 L'evoluzione normativa in Italia

In Italia, il recepimento del quadro europeo relativo all'autoconsumo condiviso e alle Comunità Energetiche Rinnovabili è avvenuto in modo progressivo. Una prima fase di apertura si è avuta con il Decreto-Legge 30 dicembre 2019, n. 162, noto come *Milleproroghe*, che ha introdotto in via sperimentale la possibilità di attivare configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche in coerenza con le indicazioni europee. Tale fase ha rappresentato un primo passaggio verso il riconoscimento operativo di queste configurazioni nel contesto nazionale, pur mantenendo limiti applicativi ancora restrittivi sia in termini di perimetro elettrico sia in termini di potenza degli impianti ammissibili. Il recepimento organico della RED II è stato successivamente realizzato mediante il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199, che costituisce il principale riferimento normativo italiano in materia di promozione dell'energia da fonti rinnovabili [8]. Con tale provvedimento, l'ordinamento nazionale ha definito in modo più strutturato il quadro delle configurazioni di autoconsumo diffuso, chiarendo i soggetti ammissibili, i principi generali di funzionamento e il ruolo delle comunità energetiche nel sistema energetico italiano. Il passaggio dalla fase transitoria al regime ha comportato un ampliamento significativo del perimetro di applicazione delle configurazioni ammesse. In particolare, mentre la disciplina sperimentale era riferita a soggetti connessi alla medesima cabina secondaria, il nuovo assetto normativo ha esteso la condivisione ai soggetti ricadenti nell'area sottesa alla medesima cabina primaria, consentendo una maggiore flessibilità organizzativa e una più ampia aggregazione dei carichi. Parallelamente, sono stati ampliati anche i limiti di potenza degli impianti, rendendo più agevole l'applicazione delle CER e dell'autoconsumo condiviso in contesti residenziali, terziari e di scala locale. L'attuazione concreta delle disposizioni legislative è stata demandata ai provvedimenti regolatori e applicativi emanati

dai soggetti istituzionalmente competenti, in particolare ARERA e GSE, che hanno definito le modalità di accesso alle configurazioni, i criteri per il calcolo dell'energia condivisa e i meccanismi di valorizzazione economica. Ne deriva un assetto multilivello, nel quale la normativa primaria definisce i principi generali, mentre la disciplina regolatoria e attuativa specifica gli aspetti operativi necessari alla concreta implementazione delle configurazioni di autoconsumo condiviso. In particolare, ARERA, attraverso il *Testo Integrato Autoconsumo Diffuso* (TIAD), ha definito il quadro regolatorio di riferimento per le configurazioni di autoconsumo diffuso, precisando definizioni, requisiti tecnici, criteri di misura e principi di valorizzazione. Il GSE, invece, svolge il ruolo di soggetto attuatore per quanto riguarda la qualifica delle configurazioni, la gestione delle richieste di accesso ai benefici previsti e la determinazione dei corrispettivi economici associati all'energia condivisa, sulla base delle regole operative vigenti.

1.2.3 Requisiti tecnici e meccanismi di incentivazione

Dal punto di vista tecnico, le configurazioni di autoconsumo condiviso e le CER sono caratterizzate da requisiti specifici relativi alla localizzazione dei soggetti partecipanti, alla connessione degli impianti e alle modalità di misurazione dell'energia condivisa. Sebbene i dettagli applicativi siano definiti dalla regolazione vigente, il principio generale è che la condivisione dell'energia avvenga tra soggetti collocati entro un determinato perimetro elettrico, così da garantire una relazione di prossimità tra produzione e consumo. In termini pratici, tale vincolo si traduce tipicamente nell'appartenenza dei partecipanti alla medesima cabina secondaria o, nel regime attuale, alla medesima cabina primaria, a seconda della configurazione considerata. Un elemento centrale di tali configurazioni è rappresentato dalla definizione di energia condivisa, intesa come la quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e simultaneamente consumata dai partecipanti appartenenti alla medesima configurazione. In termini operativi, essa può essere espressa, per ciascun intervallo orario h, come:

$$E_{\text{share},h} = \min\Big(E_{\text{prod},h}, \sum_i E_{\text{load},i,h}\Big),$$

dove $E_{\text{prod},h}$ rappresenta l'energia immessa dagli impianti della configurazione e $\sum_i E_{\text{load},i,h}$ il fabbisogno complessivo dei partecipanti nel medesimo intervallo temporale. Tale definizione evidenzia come la valorizzazione dell'energia condivisa dipenda non solo dalla quantità complessiva di energia prodotta, ma anche dalla contemporaneità tra generazione e domanda, aspetto che assume particolare rilievo nelle applicazioni residenziali. Sotto il profilo economico, il quadro normativo italiano prevede specifici meccanismi di incentivazione e valorizzazione dell'energia

condivisa, concepiti per favorire la diffusione delle configurazioni di autoconsumo diffuso. Tali strumenti si affiancano agli ordinari benefici associati all'autoconsumo diretto dell'energia prodotta, contribuendo a migliorare la convenienza economica complessiva delle iniziative.

La presenza di un incentivo specificamente associato alla condivisione dell'energia costituisce uno degli elementi che rendono queste configurazioni particolarmente interessanti nel settore residenziale, dove la possibilità di aggregare profili di carico differenti può incrementare la quota di energia rinnovabile utilizzata localmente. In tale prospettiva, la regolazione non svolge soltanto una funzione autorizzativa, ma orienta anche la convenienza tecnico-economica delle scelte progettuali, influenzando il dimensionamento degli impianti e la valutazione delle prestazioni energetiche ed economiche delle configurazioni considerate.

Ai fini della presente trattazione, l'evoluzione del quadro normativo può essere sintetizzata nei seguenti passaggi principali:

- **Direttiva (UE) 2018/2001 – RED II**: introduce la nozione di comunità di energia rinnovabile e riconosce il ruolo dei consumatori attivi nella promozione delle fonti rinnovabili.

- **Direttiva (UE) 2019/944**: rafforza il quadro relativo ai clienti attivi e alle comunità energetiche nel mercato interno dell'energia elettrica.

- **D.L. 162/2019 (*Milleproroghe*)**: avvia in Italia una fase sperimentale per l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche, con vincoli più restrittivi in termini di perimetro elettrico e taglia degli impianti.

- **D.Lgs. 199/2021**: recepisce in modo organico la RED II e definisce il quadro nazionale dell'autoconsumo diffuso e delle CER, ampliando il perimetro delle configurazioni ammesse.

- **TIAD di ARERA**: disciplina gli aspetti regolatori e tecnici delle configurazioni di autoconsumo diffuso, con particolare riferimento ai criteri di misura, valorizzazione e ripartizione dell'energia condivisa.

- **Regole operative del GSE**: definiscono le modalità applicative per la qualifica delle configurazioni, l'accesso ai benefici e la gestione dei corrispettivi economici associati all'energia condivisa.

1.3 Benefici e criticità dell'autoconsumo condiviso nel settore residenziale

Le Comunità Energetiche Rinnovabili e, più in generale, le configurazioni di autoconsumo condiviso rappresentano uno degli strumenti più promettenti per favorire la diffusione delle fonti rinnovabili nel settore residenziale. Il loro interesse risiede nella possibilità di coniugare obiettivi energetici, economici, ambientali e sociali, promuovendo una maggiore valorizzazione della produzione locale e una partecipazione più attiva degli utenti finali. Tuttavia, accanto ai benefici potenziali, tali configurazioni presentano anche alcune criticità applicative che devono essere attentamente considerate in fase di analisi e progettazione. In termini sintetici, i potenziali vantaggi delle configurazioni di autoconsumo condiviso possono essere ricondotti a quattro dimensioni principali:

- **energetica**, per effetto dell'aumento della quota di energia rinnovabile utilizzata localmente;
- **economica**, grazie alla riduzione dei prelievi dalla rete e alla valorizzazione dell'energia condivisa;
- **ambientale**, per la riduzione del ricorso a fonti fossili e delle emissioni associate ai consumi finali;
- **sociale**, in relazione alla partecipazione attiva degli utenti e alla possibile distribuzione condivisa dei benefici.

1.3.1 Benefici energetici e ambientali

Dal punto di vista energetico, uno dei principali vantaggi delle CER consiste nella possibilità di incrementare la quota di energia rinnovabile utilizzata localmente, migliorando il livello di autoconsumo dei partecipanti e riducendo il ricorso all'energia prelevata dalla rete. Questo aspetto assume particolare rilievo nel caso del fotovoltaico, la cui diffusione in ambito residenziale consente di sfruttare superfici disponibili sugli edifici, come le coperture, per produrre energia in prossimità dei luoghi di utilizzo. La condivisione dell'energia tra più utenti consente inoltre di valorizzare la produzione in misura maggiore rispetto a quanto avverrebbe nel caso di utenze isolate, poiché la presenza di consumi differenziati può favorire un migliore assorbimento della generazione disponibile. In tal senso, l'aggregazione di profili di carico differenti aumenta la probabilità di coincidenza temporale tra produzione e domanda, contribuendo a incrementare la quota di energia condivisa e a migliorare

l'efficienza complessiva della configurazione. Le CER favoriscono pertanto un'integrazione più efficace della generazione distribuita nei sistemi energetici locali e promuovono un uso più razionale delle risorse rinnovabili disponibili sul territorio. Sotto il profilo ambientale, la diffusione delle CER risulta coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione e di incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili [1, 2]. La sostituzione, anche parziale, dell'energia prelevata dalla rete con energia elettrica generata localmente da impianti fotovoltaici consente infatti di ridurre il ricorso a fonti fossili nel bilancio energetico complessivo e di contenere le emissioni associate ai consumi finali. In ambito residenziale, tali benefici possono risultare ancora più significativi nei casi in cui l'energia elettrica prodotta venga impiegata anche per la copertura di fabbisogni termici mediante pompe di calore o altri sistemi elettrici, favorendo così un più ampio processo di elettrificazione dei consumi finali.

1.3.2 Benefici economici e sociali

Accanto agli aspetti energetici e ambientali, le CER presentano potenziali benefici di natura economica. La possibilità di condividere l'energia prodotta localmente tra più utenti consente infatti di distribuire i vantaggi della generazione fotovoltaica su una pluralità di partecipanti, migliorando la convenienza complessiva dell'investimento e riducendo, almeno in parte, il costo dell'energia acquistata dalla rete. A ciò si aggiungono i meccanismi di incentivazione e di valorizzazione dell'energia condivisa previsti dal quadro regolatorio, che possono contribuire a rafforzare la sostenibilità economica delle iniziative. In termini generali, i benefici economici riconducibili a tali configurazioni possono essere ricondotti a tre componenti principali: il risparmio ottenuto grazie al minore prelievo di energia dalla rete, la valorizzazione della quota di energia condivisa all'interno della configurazione e l'eventuale beneficio associato all'energia eccedentaria immessa in rete. La rilevanza relativa di tali componenti dipende dalle caratteristiche del profilo di domanda, dalla producibilità dell'impianto, dal livello di contemporaneità tra produzione e consumo e dal quadro regolatorio applicabile. Sotto il profilo economico, la convenienza delle configurazioni di autoconsumo condiviso e delle Comunità Energetiche Rinnovabili non dipende da un unico ricavo, ma dalla combinazione di più componenti, legate sia all'energia autoconsumata direttamente sia a quella condivisa o eventualmente immessa in rete. In termini generali, i principali benefici economici possono essere ricondotti alle voci riportate in Tabella 1.2.

Tabella 1.2: Principali componenti economiche nelle CER e nell'autoconsumo condiviso

Componente	**Origine del beneficio**	**Osservazioni**
Risparmio da autoconsumo diretto	Minore acquisto di energia dalla rete	Dipende dalla quota di produzione che viene consumata istantaneamente dall'utenza e quindi dal grado di contemporaneità tra generazione e domanda.
Tariffa premio sull'energia condivisa	Incentivo riconosciuto dal GSE sulla quota di energia condivisa	Rappresenta una delle principali leve della convenienza economica delle CER; si applica soltanto all'energia condivisa e non all'intera produzione.
Valorizzazione della componente associata alla condivisione	Corrispettivo riconosciuto in relazione all'energia condivisa secondo la regolazione vigente	Si aggiunge alla tariffa premio e contribuisce alla remunerazione complessiva della condivisione locale dell'energia.
Valorizzazione dell'energia eccedentaria	Remunerazione dell'energia non autoconsumata né condivisa e immessa in rete	Può avvenire tramite i meccanismi previsti dalla disciplina vigente, tra cui il ritiro dedicato; in genere rappresenta una voce complementare rispetto ai benefici associati all'autoconsumo e alla condivisione.

Nel settore residenziale, tali vantaggi assumono particolare rilevanza nei contesti condominiali, nei quali la realizzazione di un impianto comune consente di ripartire i benefici tra più utenze e di ridurre alcune delle barriere tecniche ed economiche che limiterebbero l'adozione di impianti individuali. In questo senso, le CER e l'autoconsumo condiviso possono favorire una maggiore accessibilità alle tecnologie rinnovabili e una più ampia diffusione della generazione distribuita. Dal punto di vista sociale, queste configurazioni promuovono un modello energetico più partecipativo, nel quale cittadini, enti locali e altri soggetti del territorio assumono un ruolo attivo nella gestione delle risorse energetiche. Le CER possono pertanto contribuire ad accrescere la consapevolezza energetica degli utenti, stimolare comportamenti di consumo più responsabili e generare ricadute positive in termini di collaborazione, inclusione e coesione territoriale [7]. In prospettiva, esse possono

inoltre rappresentare uno strumento utile anche per il contrasto alla vulnerabilità energetica, purché siano progettate e gestite in modo da garantire una distribuzione equa dei benefici.

1.3.3 Limiti e criticità applicative

Nonostante i numerosi vantaggi potenziali, le CER presentano anche alcuni elementi di criticità che ne possono limitare l'efficacia o la diffusione. Le principali criticità che possono limitare l'efficacia di tali configurazioni riguardano:

- la variabilità temporale della produzione da fonte rinnovabile;
- la non perfetta coincidenza tra profili di generazione e profili di consumo;
- la complessità organizzativa e gestionale delle configurazioni collettive;
- l'incertezza economica legata a costi, producibilità e quadro incentivante;
- le possibili criticità tecnico-elettriche nella rete di distribuzione locale.

Una prima questione riguarda la variabilità della produzione da fonte rinnovabile, in particolare nel caso del fotovoltaico, la cui generazione dipende dalle condizioni meteorologiche, dall'alternanza giorno–notte e dalla stagionalità. Tale caratteristica rende non sempre immediata la valorizzazione ottimale dell'energia prodotta, soprattutto quando i profili di consumo degli utenti non risultano ben allineati con il profilo di generazione dell'impianto. A questo si aggiungono alcune criticità di natura tecnico-elettrica. L'integrazione diffusa della generazione fotovoltaica nelle reti di distribuzione può infatti determinare, in specifiche condizioni operative, effetti quali sovratensioni locali, inversione dei flussi di potenza e maggiore variabilità dei profili di scambio con la rete. Sebbene tali fenomeni non precludano l'adozione delle configurazioni di autoconsumo condiviso, essi richiedono un'adeguata attenzione progettuale e possono rendere utile il ricorso a sistemi di accumulo, strategie di *demand response* o funzionalità avanzate degli inverter per migliorare la gestione dei flussi energetici. Una seconda criticità riguarda la complessità organizzativa e gestionale di queste configurazioni. In particolare, le CER richiedono il coordinamento di una pluralità di soggetti, la definizione di regole interne di partecipazione e la gestione degli aspetti amministrativi, tecnici ed economici necessari al loro funzionamento. Anche nelle forme più semplici di autoconsumo collettivo, la presenza di più utenti implica la necessità di stabilire criteri condivisi per la ripartizione dei benefici e per la gestione del sistema comune. Ulteriori elementi di incertezza sono legati alla convenienza economica effettiva dell'investimento, che dipende da molteplici fattori, tra cui il costo iniziale degli impianti, la producibilità del sito,

la struttura dei consumi, il quadro incentivante e la configurazione prescelta. Ne consegue che l'adozione di una CER o di un sistema di autoconsumo condiviso non garantisce automaticamente prestazioni ottimali, ma richiede una valutazione specifica del contesto applicativo e delle soluzioni progettuali disponibili. Nel settore residenziale e, in particolare, in ambito condominiale, tali considerazioni assumono un'importanza ancora maggiore. L'efficacia della configurazione dipende infatti in misura rilevante dalle caratteristiche della domanda energetica aggregata e dalla capacità di adattare il sistema di generazione alle esigenze dell'utenza. Per questa ragione, la progettazione di un impianto fotovoltaico destinato alla condivisione dell'energia non può basarsi unicamente sulla stima della producibilità annua, ma deve tenere conto anche della struttura temporale dei consumi, delle specificità del caso considerato e delle possibili soluzioni in grado di migliorare la corrispondenza tra produzione e domanda.

1.4 Inquadramento del caso studio

Le considerazioni sviluppate nei paragrafi precedenti mostrano come, nel settore residenziale, l'efficacia delle configurazioni di autoconsumo condiviso e delle Comunità Energetiche Rinnovabili dipenda non solo dalla disponibilità di risorse rinnovabili e dal quadro normativo di riferimento, ma anche dalle caratteristiche della domanda energetica degli utenti coinvolti. In particolare, nei contesti condominiali, la presenza di una pluralità di utenze e la possibilità di installare impianti fotovoltaici sulle superfici comuni rendono particolarmente rilevante l'analisi della relazione tra profilo di generazione e profilo di consumo aggregato. In tale prospettiva, la presente tesi considera come caso di studio un edificio condominiale residenziale rappresentativo, assunto come utenza di riferimento per l'analisi dei consumi collettivi nell'ambito di una configurazione di autoconsumo condiviso. La scelta di un edificio tipo consente di sviluppare una metodologia applicabile a un contesto realistico e, al tempo stesso, sufficientemente generale da fornire indicazioni utili ai fini della progettazione energetica. Il caso studio viene pertanto costruito a partire da ipotesi tecnico-energetiche coerenti con un contesto residenziale reale, che riguardano le caratteristiche dell'edificio, i profili d'uso, i fabbisogni energetici e la producibilità dell'impianto fotovoltaico. Tali elementi costituiranno la base informativa per la successiva modellazione del problema.

L'impostazione metodologica della tesi può essere sintetizzata nella seguente sequenza:

- definizione dell'edificio di riferimento e stima dei carichi termici;

- conversione dei fabbisogni termici in consumi elettrici mediante pompe di calore;
- modellazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico;
- valutazione della corrispondenza temporale tra produzione e domanda;
- ottimizzazione multiobiettivo rispetto a energia condivisa, autoconsumo, autosufficienza e LCOE.

Poiché nei contesti residenziali una quota rilevante dei consumi è associata ai fabbisogni termici per climatizzazione, la corretta caratterizzazione della domanda energetica richiede una preliminare stima dei carichi termici dell'edificio. Tali carichi vengono successivamente ricondotti ai corrispondenti consumi elettrici attraverso l'impiego di pompe di calore reversibili, così da definire il profilo di domanda complessivo dell'utenza considerata. Questo passaggio risulta essenziale per valutare in modo realistico il potenziale di autoconsumo condiviso e per impostare correttamente la successiva fase di progettazione dell'impianto fotovoltaico, nella quale la struttura temporale dei consumi assume un ruolo determinante tanto quanto la producibilità energetica annua. L'obiettivo del lavoro è individuare una configurazione ottimale dell'impianto fotovoltaico a servizio dell'utenza analizzata, considerando non solo la potenza installata, ma anche i principali parametri geometrici che ne influenzano la producibilità, quali inclinazione e orientamento. Il problema viene affrontato mediante un approccio multiobiettivo finalizzato a massimizzare gli indicatori di prestazione energetica della configurazione, quali energia condivisa, autoconsumo e autosufficienza, e a minimizzare il *Levelized Cost of Energy* (LCOE). In tal modo, la progettazione dell'impianto viene impostata come ricerca di un compromesso tra obiettivi tra loro parzialmente concorrenti, nel quale la corrispondenza temporale tra produzione fotovoltaica e domanda aggregata costituisce un elemento centrale della valutazione. Sulla base di tali premesse,viene in primis definito l'edificio di riferimento e sviluppato il modello per la stima dei carichi termici, successivamente convertiti in consumi elettrici. In tale ambito vengono esplicitate le principali assunzioni relative alle caratteristiche dell'involucro edilizio, alle condizioni di utilizzo, ai parametri di funzionamento delle pompe di calore e alla costruzione dei profili di domanda energetica. In seguito viene formulato il problema di dimensionamento ottimale dell'impianto fotovoltaico mediante una procedura multiobiettivo che considera come variabili decisionali la taglia dell'impianto, il *tilt* e l'*azimuth* dei moduli, nonché gli indicatori energetici ed economici utilizzati per la valutazione delle soluzioni. Infine vengono presentati e discussi i risultati ottenuti, con particolare attenzione alle prestazioni energetiche ed economiche delle configurazioni analizzate. Il quadro teorico, normativo e applicativo delineato nel presente capitolo costituisce pertanto la base di riferimento per i successivi sviluppi della tesi.

Capitolo 2

Stima del carico termico di un edificio tipo rappresentativo

In questo capitolo viene definito un edificio archetipo rappresentativo del patrimonio edilizio residenziale italiano, con particolare attenzione alle tipologie maggiormente diffuse sul territorio nazionale. L'edificio considerato viene assunto come utenza di riferimento per l'autoconsumo collettivo all'interno di una **comunità energetica** , così da poter analizzare il comportamento dei fabbisogni termici ed elettrici su scala aggregata.

Successivamente, viene sviluppato un modello semplificato di simulazione energetica finalizzato alla stima dei fabbisogni annuali di riscaldamento e raffrescamento dell' edificio. La metodologia adottata si basa su un approccio semplificato di tipo HCLFM (Hourly Cooling Load Factor Method), inizialmente utilizzato per la valutazione dei carichi termici estivi e successivamente esteso anche alla stagione invernale.

In seguito, viene valutato il consumo elettrico associato ai carichi termici dell' edificio attraverso la scelta di pompe di calore reversibili e delle relative mappe prestazionali, utilizzate per definire i valori di COP ed EER in funzione della temperatura esterna.

Infine, il modello sviluppato viene applicato su scala territoriale mediante l'utilizzo di dataset climatici orari relativi sia a singole città sia a regioni rappresentative del territorio italiano, consentendo una valutazione spaziale dei consumi termici ed elettrici dell'edificio considerato nelle varie aree analizzate.

2.1 Definizione dell'Edificio di Riferimento

Nel presente lavoro, l'analisi dei carichi termici viene condotta facendo riferimento a un edificio tipo rappresentativo del patrimonio edilizio residenziale italiano. Il modello utilizzato è stato adottato a partire dallo studio di tesi di Porcelli [9]. La scelta di utilizzare un edificio di riferimento già presente in letteratura consente di garantire coerenza metodologica e confrontabilità dei risultati, oltre a ridurre le incertezze legate alla definizione geometrica e costruttiva del modello.

La selezione della tipologia edilizia è stata effettuata considerando la distribuzione del patrimonio edilizio residenziale italiano, con particolare riferimento ai periodi di costruzione. In base ai dati ISTAT [10], la quota più rilevante degli edifici residenziali è stata realizzata tra il 1961 e il 1980. Tale evidenza è stata ulteriormente analizzata attraverso la *Building Typology Brochure – Italy* [11], che consente di caratterizzare in modo più dettagliato le tipologie edilizie tipiche di tale periodo. Sulla base di queste informazioni, è stato individuato come riferimento un edificio residenziale multipiano appartenente alla classe costruttiva 1961–1975, rappresentativo delle caratteristiche edilizie più diffuse in quegli anni. In Figura 2.1 è riportato un esempio di edificio residenziale multifamiliare rappresentativo della tipologia costruttiva diffusa nel periodo 1961–1975.



Figura 2.1: Edificio residenziale multipiano (1961–1975), rappresentativo del patrimonio edilizio italiano [11].

L'edificio di riferimento considerato è un condominio multipiano composto da otto piani fuori terra e 40 unità abitative totali. Le principali caratteristiche geometriche e termofisiche del modello, tra cui volumi, superfici disperdenti e

proprietà dell'involucro, sono riportate nelle sezioni successive e derivano da [9], con riferimento alle fonti tecniche utilizzate nello studio originale. Oltre ai principali parametri geometrici globali, nel modello sono state ricavate anche le superfici disperdenti utilizzate nel calcolo dinamico dei carichi termici. In particolare, a partire dal volume lordo e dal rapporto di forma S/V, è stata stimata la superficie disperdente totale dell'involucro edilizio, successivamente suddivisa in superfici opache verticali, superfici trasparenti, copertura e solaio inferiore.

Il modello considera inoltre un'altezza complessiva dell'edificio pari a 25,1 m, ottenuta assumendo un'altezza del primo piano pari a 4 m e dei successivi pari a 3 m, includendo lo spessore interpiano. Il volume netto climatizzato è stato stimato a partire dalla superficie utile climatizzata e dall'altezza interna netta dei piani.

Le principali caratteristiche geometriche dell'edificio archetipo sono riportate in Tabella 2.1.

Tabella 2.1: Caratteristiche geometriche dell'edificio archetipo

Parametro	Valore
Superficie utile climatizzata A_f	2869 m^2
Volume lordo V	9438 m^3
Volume netto climatizzato V_n	7120 m^3
Rapporto di forma S/V	0.46 m^{-1}
Superficie disperdente totale S_d	4341 m^2
Superficie opaca verticale	3298 m^2
Superficie trasparente	404 m^2
Superficie copertura	325 m^2
Superficie solaio inferiore	325 m^2
Numero di piani	8
Numero di appartamenti	40
Altezza primo piano	4.0 m
Altezza piani successivi	3.0 m
Altezza complessiva edificio	25.1 m

Per la valutazione delle prestazioni energetiche e del fabbisogno estivo/invernale, sono stati posti a confronto due distinti scenari:

- **Stato di fatto (Ante-intervento):** caratterizzato dalle proprietà termofisiche originarie dei componenti edilizi tipici degli anni '60-'70;
- **Scenario di riqualificazione (Retrofit standard):** basato sugli interventi di isolamento termico e sostituzione componenti definiti nella *Building Typology Brochure* [11].

Lo scenario di retrofit prevede l'integrazione di strati isolanti sulle superfici opache e la sostituzione dei serramenti originari con elementi ad alta efficienza termica. Nello specifico, gli interventi sull'involucro opaco comprendono:

- **Pareti esterne:** applicazione di un sistema di isolamento a cappotto (spessore 8–9 cm), con riduzione della trasmittanza da 1,10 W/(m^{2}K) a 0,33 W/(m^{2}K);
- **Copertura:** inserimento di uno strato isolante (3 cm), portando la trasmittanza da 2,20 W/(m^{2}K) a 0,80 W/(m^{2}K);
- **Solaio inferiore:** isolamento dell'estradosso/intradosso (10–11 cm), riducendo la trasmittanza da 1,56 W/(m^{2}K) a 0,30 W/(m^{2}K);
- **Serramenti ed infissi:** sostituzione integrale dei componenti trasparenti esistenti ($U = 4{,}90$ W/(m^{2}K), $g_{gl,n} = 0{,}85$) con infissi prestazionali a basso emissivo ($U = 2{,}00$ W/(m^{2}K), $g_{gl,n} = 0{,}67$).

Inoltre, ai fini della modellazione del carico di raffrescamento, sono state introdotte schermature solari mobili, simulate mediante la riduzione del coefficiente di schermatura C_z da 0,80 (stato attuale) a 0,50 (stato riqualificato).

Tabella 2.2: Parametri termo-fisici dell'involucro edilizio nello stato di fatto (ANTE) e nello scenario post-intervento (POST) [11].

Componente / Parametro	**ANTE**	**POST**
Trasmittanza pareti esterne, U (W/(m^{2}K))	1,10	0,33
Trasmittanza copertura, U (W/(m^{2}K))	2,20	0,80
Trasmittanza solaio inferiore, U (W/(m^{2}K))	1,56	0,30
Trasmittanza superfici vetrate, U (W/(m^{2}K))	4,90	2,00
Fattore solare vetri, $g_{gl,n}$ (-)	0,85	0,67
Coefficiente di schermatura, C_z (-)	0,80	0,50

2.2 Modello di simulazione del carico di raffrescamento

Il modello di simulazione del carico di raffrescamento adottato nel presente lavoro si basa sull'approccio semplificato HCLFM (*Hourly Cooling Load Factor Method*), proposto da Duanmu et al. [12] per la stima dei carichi termici in ambito di pianificazione energetica urbana.

La scelta di tale metodologia nasce dall'esigenza di superare la complessità dei modelli dinamici di simulazione dettagliata, specialmente in contesti in cui le informazioni geometriche e costruttive degli edifici non sono completamente disponibili. Poiché l'edificio oggetto di studio non è un caso reale esistente, ma un archetipo teorico rappresentativo del patrimonio edilizio italiano del periodo 1961–1975, l'assenza di dati storici reali sui consumi ha escluso a priori la possibilità di sviluppare modelli di tipo *data-driven* (basati sull'analisi dei dati). Al contempo, l'utilizzo di un modello termofisico a parametri concentrati iper-dettagliato avrebbe comportato un onere computazionale eccessivo, rendendo inattuabile la scalabilità dell'algoritmo per le successive analisi territoriali su aree vaste. L'approccio HCLFM si è dimostrato il compromesso ideale, garantendo una rappresentazione fisicamente coerente dell'evoluzione oraria dei fabbisogni energetici attraverso una struttura non computazionalmente pesante.

Nel presente lavoro, la formulazione teorica dell'HCLFM è stata digitalizzata in ambiente Python ed estesa su scala annuale per un ciclo completo di 8760 ore. L'attivazione del servizio di raffrescamento è stata circoscritta esclusivamente al periodo compreso tra i mesi di giugno e settembre inclusi. Tale vincolo consente di escludere picchi di richiesta isolati o anomalie nei mesi intermedi (autunnali o primaverili).Le variabili climatiche utilizzate includono la temperatura esterna a bulbo secco e l'irradianza solare globale, associate alla specifica distribuzione geografica (latitudine, longitudine e quota), permettendo così di valutare le condizioni di esercizio reali anziché profili ideali.

2.2.1 Classificazione dei carichi e presupposti del modello

Coerentemente con l'impostazione metodologica di riferimento, i fattori che governano l'interazione energetica del sistema edificio-impianto sono stati scissi in macro-categorie e ricondotti a due contributi principali di carico sensibile specifico (q_{cool}), espressi in W/m^2:

1. **Carichi esterni:** esplicitamente influenzati dalle forzanti meteorologiche locali, i quali includono lo scambio termico attraverso l'involucro edilizio opaco e trasparente (q_{tr} e q_{sol}) e il carico associato ai fenomeni di ventilazione e infiltrazione d'aria (q_{vent}).

2. **Carichi interni:** indipendenti dalle condizioni climatiche esterne ed associati ai flussi termici endogeni dissipati dagli occupanti (q_{occ}), dai sistemi di illuminazione artificiale (q_{lit}) e dalle apparecchiature elettriche ed elettrodomestici (q_{equ}).

Dal punto di vista termofisico, il bilancio energetico per la determinazione della richiesta oraria di raffrescamento è definito dalla seguente sommatoria algebrica:

$$q_{\text{cool}}(\tau) = q_{\text{tr}}(\tau) + q_{\text{sol}}(\tau) + q_{\text{vent}}(\tau) + q_{\text{int}}(\tau) \quad [\text{W/m}^2] \tag{2.1}$$

Tutti questi termini sono stati valutati imponendo una temperatura interna operativa di set-point per la climatizzazione estiva pari a $T_i = 26\,^{\circ}\text{C}$, in conformità con i requisiti di comfort stabiliti dall'art. 3 del D.P.R. 74/2013 .

Per consentire una rapida ed efficiente stima computazionale del profilo orario senza inficiare l'accuratezza del risultato, il modello HCLFM si fonda su tre ipotesi semplificative fondamentali:

- **Linearità dell'involucro:** Si assume una relazione lineare tra il flusso termico per conduzione e convezione attraverso i componenti d'involucro e la differenza di temperatura tra l'aria ambiente esterna e l'aria interna di progetto.
- **Linearità dei flussi d'aria:** Il carico associato al ricambio d'aria, indotto sia per via fisiologica sia tramite infiltrazioni incontrollate, presenta una correlazione lineare con lo scarto termico tra i due ambienti, assumendo un tasso di ricambio volumetrico orario costante.
- **Invarianza meteorologica dei carichi interni:** Gli apporti termici endogeni legati alle attività umane e ai profili d'uso delle utenze elettriche sono considerati svincolati dalle oscillazioni microclimatiche esterne.

2.2.2 Trasmissione termica (q_{tr})

Il termine Q_{tr} modella lo scambio termico orario per conduzione e convezione attraverso i diversi macro-elementi che costituiscono l'involucro edilizio dell'edificio archetipo. L'approccio computazionale adotta un regime pseudo-stazionario a passo orario, formalizzato dalla seguente espressione generica:

$$Q_{tr}(\tau) = \sum_j (U_j \cdot A_j) \cdot (T_{\text{est}}(\tau) - T_i) \quad (\text{W}) \tag{2.2}$$

dove $T_{\text{est}}(\tau)$ rappresenta la temperatura dell'aria esterna alla coordinata temporale oraria τ, T_i è la temperatura interna di set-point impostata a $T_{i,\text{est}} = 26°\text{C}$, mentre U_j e A_j identificano, rispettivamente, la trasmittanza termica $[W/(m^2 \cdot K)]$ e la superficie geometrica $[m^2]$ del j-esimo componente disperdente.

Al fine di riflettere l'effettiva configurazione geometrico-architettonica del condominio archetipo analizzato, la sommatoria è stata esplicitata scomponendo l'involucro globale in tre macro-superfici principali:

1. **Pareti esterne nette opache ($A_{\mathbf{ext}}$):** Superfici perimetrali verticali a contatto diretto con l'ambiente esterno, ricavate sottraendo dal totale dell'involucro opaco i contributi delle pareti interne e delle strutture orizzontali.

2. **Superfici trasparenti ($A_{\mathbf{t}}$):** Finestrature e componenti vetrati globali dell'edificio.

3. **Copertura superiore ($A_{\mathbf{top}}$):** Superficie orizzontale superiore delimitante l'ultimo piano climatizzato verso l'ambiente esterno.

Si evidenzia che la superficie del basamento inferiore ($A_{\text{bot}} = 325.03\ \text{m}^2$), pur definita geometricamente nel modello, viene volutamente esclusa dal computo del carico dinamico estivo a causa dell'elevata inerzia termica del terreno, il quale non risente delle repentine fluttuazioni orarie della temperatura dell'aria esterna T_{est}.

L'equazione di bilancio per conduzione oraria implementata assume pertanto la forma estesa:

$$Q_{tr}(\tau) = (U_{\text{ext}} \cdot A_{\text{ext}} + U_{\text{t}} \cdot A_{\text{t}} + U_{\text{top}} \cdot A_{\text{top}}) \cdot (T_{\text{est}}(\tau) - T_i) \tag{2.3}$$

Il carico di trasmissione è stato poi normalizzato rispetto alla superifcie calpestabile:

$$q_{\text{tr}}(\tau) = \frac{Q_{\text{tr}}(\tau)}{A_f} \quad ([W/m^2) \tag{2.4}$$

I parametri geometrici e termofisici utilizzati sono stati precedentemente riportati rispettivamente nelle tabelle 2.1 e 2.2.

2.2.3 Radiazione solare ($q_{\mathbf{sol}}$)

Il calcolo degli apporti solari attraverso le superfici vetrate rappresenta uno degli elementi di maggiore scostamento rispetto alla formulazione originaria del metodo HCLFM. Nel lavoro di Duanmu et al. [12], il carico termico indotto dalla radiazione solare (Q_s) viene determinato per un edificio a pianta quadrata attraverso una configurazione di picco statico:

$$Q_s = C_Z \cdot D_{j,\max} \cdot CLQ \cdot A_{\text{t}} \quad (\text{W}) \tag{2.5}$$

dove A_{t} rappresenta la superficie trasparente totale, C_Z il coefficiente di schermatura del vetro, $D_{j,\max}$ il valore massimo tabulato del fattore di guadagno termico solare e CLQ il Cooling Load Factor. Questa impostazione classica è strutturata per ovviare alla **mancanza di una serie storica oraria continua** sull'irraggiamento

solare nel sito di interesse, costringendo il progettista a basarsi su coefficienti teorici e costanti di progetto riferiti al giorno critico.

Nel presente studio, la disponibilità di un **dataset climatico orario reale e completo** per i territori analizzati ha permesso di superare tale limite, evolvendo la funzione del carico solare in un algoritmo interamente dinamico operante sulle 8760 ore dell'anno (τ). Mantenendo la scomposizione geometrica semplificata del metodo HCLFM, i coefficienti statici $D_{j,\max}$ e CLQ sono stati sostituiti dalle reali forzanti radiative, modellate in ambiente Python secondo i seguenti passaggi sequenziali:

1. **Smorzamento della radiazione ($G_{\mathbf{smooth}}$):** Per tenere conto dell'inerzia termica delle strutture e del ritardo con cui il calore radiativo si traduce in effettivo carico per l'impianto di condizionamento, l'irradianza globale orizzontale oraria estratta dal file climatico ($G_i(\tau)$) viene filtrata mediante una media mobile (*rolling window*) su un intervallo di 3 ore:

$$G_{\text{smooth}}(\tau) = \frac{1}{3}\sum_{k=0}^{2} G_i(\tau - k) \quad (\text{W/m}^2) \tag{2.6}$$

2. **Conversione sul piano verticale ($I_{\mathbf{vert}}$):** Non disponendo dei profili separati per orientamento, il flusso orizzontale mediato viene proiettato sulle superfici verticali dell'involucro attraverso un coefficiente di accoppiamento geometrico fisso ($k_{\text{vert}} = 0.75$):

$$I_{\text{vert}}(\tau) = G_{\text{smooth}}(\tau) \cdot k_{\text{vert}} \quad (\text{W/m}^2) \tag{2.7}$$

3. **Fattore di esposizione ambientale ($F_{\mathbf{env}}$):** Per evitare una sovrastima del carico dovuta all'ipotesi che l'intero perimetro vetrato sia contemporaneamente esposto al sole, viene definito un fattore di riduzione per orientamento ($f_{\text{esposizione}} = 0.35$). Questo termine viene combinato con il coefficiente di schermatura delle finestre C_z (i cui valori per lo *Stato di Fatto* e lo *Scenario Restauro* sono dettagliati in Tabella 2.2):

$$F_{\text{env}} = C_Z \cdot f_{\text{esposizione}} \tag{2.8}$$

L'equazione finale per la determinazione dell'apporto solare orario complessivo (Q_{sol}, espresso in Watt) assume quindi una forma analitica sensibile all'evoluzione meteoclimatica e alle proprietà ottiche del vetro:

$$Q_{\text{sol}}(\tau) = I_{\text{vert}}(\tau) \cdot F_{\text{env}} \cdot A_{\text{t}} \cdot g_{\text{gl,n}} \quad (\text{W}) \tag{2.9}$$

In questa formulazione, A_{t} rappresenta la superficie trasparente pari a 404 m^2, $g_{\text{gl,n}}$ identifica il fattore solare del vetro.

Infine, per mantenere la coerenza del modello, il carico solare orario viene normalizzato rispetto alla superficie utile totale dell'edificio ($A_f = 2869$ m^2) per ricavare il contributo specifico espresso in W/m^2:

$$q_{\text{sol}}(\tau) = \frac{Q_{\text{sol}}(\tau)}{A_f} \quad (\text{W/m}^2) \tag{2.10}$$

2.2.4 Scambio termico per ventilazione e infiltrazioni (q_{vent})

Il contributo Q_{vent} esprime la potenza termica sensibile necessaria per variare la temperatura della portata d'aria esterna, entrante nel volume climatizzato per effetto delle infiltrazioni attraverso i giunti dell'involucro edilizio e della ventilazione naturale.

In accordo con le specifiche tecniche nazionali vigenti per gli edifici residenziali privati di ventilazione meccanica forzata, definite dal D.M. 26 Giugno 2015 ("Requisiti Minimi") e coerentemente con le linee guida della norma UNI EN ISO 52016-1, è stato assunto un tasso di ricambio d'aria orario costante (n_{aria}) pari a $0.6\,\text{h}^{-1}$. Tale valore sintetizza l'apporto combinato di ventilazione fisiologica e infiltrazioni d'aria non controllate per la tipologia edilizia considerata.

Il carico termico orario associato a tale portata è modellato secondo la seguente espressione fisica:

$$Q_{\text{vent}} = \frac{\rho_{\text{aria}} \cdot c_{p,\text{aria}} \cdot V_n \cdot n_{\text{aria}}}{3600} \cdot (T_{\text{ext}} - T_i) \tag{2.11}$$

I parametri fisici e geometrici integrati nell'algoritmo di calcolo sono definiti come segue:

- ρ_{aria}: densità dell'aria secca in condizioni standard, assunta pari a $1.225\,\text{kg/m}^3$;
- $c_{p,\text{aria}}$: calore specifico a pressione costante dell'aria, pari a $1005\,\text{J/(kg} \cdot \text{K)}$;
- V_n: volume netto climatizzato del condominio, valutato pari a $8125.6\,\text{m}^3$ a partire dall'area netta di piano al netto dei vani scala;
- n_{aria}: tasso di ricambio d'aria, pari a $0.6\,\text{h}^{-1}$ (ovvero frazione del volume d'aria interno interamente rinnovata in un'ora);
- T_{ext} e T_i: rispettivamente, la temperatura dell'aria esterna ricavata su base oraria dal dataset climatico locale e la temperatura di set-point interno ($26\,^\circ$C).

Il fattore di conversione numerico presente al denominatore (3600) è finalizzato a convertire la portata volumetrica oraria in portata massica al secondo, garantendo la coerenza dimensionale dell'equazione espressa in Watt (W). Nel codice di calcolo, tale carico è stato successivamente normalizzato rispetto alla superficie utile calpestabile ($A_f = 2869\,\mathrm{m}^2$) per uniformità con gli altri contributi di bilancio energetico.

2.2.5 Apporti termici interni ($q_{\mathbf{int}}$)

Il calcolo degli apporti termici interni (Q_{int}) tiene conto del calore endogeno generato all'interno dei volumi climatizzati. Nel contesto residenziale analizzato, tale contributo è decomposto in tre componenti principali: la presenza degli occupanti (Q_{occ}), l'impianto di illuminazione (Q_{lit}) e l'utilizzo di apparecchiature elettriche ed elettrodomestici (Q_{equ}).

Per riprodurre il comportamento dinamico dell'utenza su base giornaliera, ciascun contributo è stato modulato attraverso profili orari adimensionali di contemporaneità e utilizzo (λ, m, δ), ipotizzati a partire dalla letteratura tecnica di settore e dalle indicazioni normative UNI EN ISO 52000-1. Le potenze specifiche sono state calcolate direttamente in relazione alla superficie utile calpestabile ($A_f = 2869\,\mathrm{m}^2$) mediante la seguente formulazione:

$$q_{\mathrm{int}}(\tau) = q_{\mathrm{occ}}(\tau) + q_{\mathrm{lit}}(\tau) + q_{\mathrm{equ}}(\tau) \tag{2.12}$$

Nello specifico, le singole componenti orarie espresse in $\mathrm{W/m}^2$ seguono le equazioni riportate nel metodo HCLFM di seguito elencate:

$$q_{\mathrm{occ}}(\tau) = (F_{\mathrm{cont,occ}} \cdot f_{\mathrm{sens}} \cdot \lambda(\tau)) \cdot (q_{\mathrm{met}} \cdot \rho_{\mathrm{occ}}) \tag{2.13}$$

$$q_{\mathrm{lit}}(\tau) = (F_{\mathrm{cont,lit}} \cdot m(\tau)) \cdot q_{\mathrm{illuminazione}} \tag{2.14}$$

$$q_{\mathrm{equ}}(\tau) = (F_{\mathrm{cont,equ}} \cdot \delta(\tau)) \cdot q_{\mathrm{equipment}} \tag{2.15}$$

I fattori di contemporaneità fisso, le densità di affollamento e i carichi nominali di picco associati alle tre categorie sono dettagliati nella Tabella 2.3, i cui valori di riferimento sono desunti dalle norme UNI/TS 11300-1 per le potenze specifiche e la densità di affollamento, e dalla UNI EN ISO 7730 per il tasso metabolico e la frazione sensibile del calore umano. La modulazione oraria dei coefficienti adimensionali è invece riassunta nella Tabella 2.4.

Tabella 2.3: Parametri e valori nominali per la stima dei carichi interni.

Parametro	**Descrizione**	**Valore**	**Unità di misura**
$F_{\text{cont,occ}}$	Fattore di riduzione/contemporaneità occupanti	0.85	–
f_{sens}	Frazione di calore sensibile emesso dall'uomo	0.90	–
q_{met}	Tasso metabolico medio per attività leggera	115	W/persona
ρ_{occ}	Densità di affollamento dell'edificio	0.028	persone/m^2
$F_{\text{cont,lit}}$	Coefficiente di contemporaneità illuminazione	0.70	–
$q_{\text{illuminazione}}$	Potenza specifica installata per illuminazione	12	W/m^2
$F_{\text{cont,equ}}$	Coefficiente di contemporaneità apparecchiature	0.80	–
$q_{\text{equipment}}$	Potenza specifica nominale elettrodomestici	5	W/m^2

Tabella 2.4: Profili orari adimensionali per la modulazione dei carichi interni.

Fascia Oraria	**Occupazione** (λ)	**Luci** (m)	**Apparecchi** (δ)
00:00 - 05:59	1.00	0.05	0.25
06:00 - 06:59	1.00	0.40	0.25
07:00 - 07:59	0.30	0.40	0.60
08:00 - 11:59	0.30	0.10	0.40
12:00 - 13:59	0.30	0.20	0.80
14:00 - 15:59	0.30	0.10	0.50
16:00 - 17:59	0.80	0.10	0.50
18:00 - 19:59	0.80	0.60	0.95
20:00 - 21:59	1.00	0.90	0.95
22:00 - 23:59	1.00	0.30	0.40

L'andamento temporale dei tre profili è stato ipotizzato considerando un tipico contesto multifamiliare residenziale nel corso delle 24 ore. Nelle prime ore della giornata (00:00 - 05:59), il profilo di occupazione assume il valore unitario ($\lambda = 1.00$) a causa del riposo notturno degli abitanti; di contro, il fattore legato all'illuminazione è ridotto al minimo tecnologico ($m = 0.05$), mentre la quota per

le apparecchiature elettriche ($\delta = 0.25$) si attesta su un valore di fondo costante, imputabile esclusivamente ai dispositivi sempre attivi come frigoriferi e sistemi in modalità stand-by.

La fascia mattutina (06:00 - 07:59) evidenzia la fase di risveglio della popolazione condominiale, caratterizzata da un repentino incremento nell'uso delle luci e delle apparecchiature per la preparazione della colazione, seguito da un drastico calo dell'occupazione ($\lambda = 0.30$) dovuto all'uscita degli inquilini per lo svolgimento delle attività lavorative e scolastiche. Tale condizione di minimo affollamento si protrae per tutta la mattina (08:00 - 11:59), garantendo un carico termico interno contenuto, complice anche il ridotto utilizzo di luce artificiale ($m = 0.10$) favorita dalla disponibilità di radiazione solare diurna.

Nelle ore centrali (12:00 - 13:59) si registra il primo picco termico giornaliero legato alle apparecchiature elettriche ($\delta = 0.80$), riconducibile ai consumi per la cottura dei cibi durante la pausa pranzo. Nel corso del pomeriggio (14:00 - 17:59), a fronte di carichi elettrici e illuminazione stabili, si osserva il progressivo rientro dei primi occupanti all'interno delle unità immobiliari, con il coefficiente λ che risale a 0.80 a partire dalle ore 16:00.

Il picco termico massimo complessivo si manifesta nella fascia serale (18:00 - 21:59). In questo intervallo si combinano la massima compresenza simultanea degli abitanti ($\lambda = 1.00$), il picco di accensione dei sistemi di illuminazione artificiale ($m = 0.90$) e il picco assoluto di utilizzo degli elettrodomestici e dei sistemi di intrattenimento ($\delta = 0.95$), legati alla preparazione della cena e alle attività domestiche serali. Infine, nella tarda serata (22:00 - 23:59), il modello riproduce la fase di pre-riposo, registrando lo spegnimento graduale e scalettato di luci e carichi elettrici prima del ripristino dei valori minimi della linea di base notturna.

2.3 Modello di simulazione del carico di riscaldamento

Per la stima dei fabbisogni invernali dell'edificio archetipo, l'approccio computazionale è stato strutturato in conformità con la normativa tecnica UNI 12831 per la stima del fabbisogno termico di riscaldamento. A differenza del caso estivo, in cui i carichi agiscono quasi interamente come elementi passivi da abbattere, il fabbisogno termico di riscaldamento è regolato dal bilancio dinamico tra le dispersioni totali della struttura verso l'ambiente esterno e i guadagni termici gratuiti. Per l'intera stagione di riscaldamento è stata assunta una temperatura interna di set-point ($T_{\text{int,inv}}$) pari a **20 °C**.

Coerentemente con i metodi di calcolo standardizzati, la richiesta termica netta oraria specifica dell'edificio ($Q_{\text{heat,net}}$) viene determinata secondo la seguente espressione:

$$Q_{\text{heat,net}}(\tau) = \max\left(0,\, Q_{\text{loss}}(\tau) - (Q_{\text{sol,inv}}(\tau) + Q_{\text{int}}(\tau))\right) \tag{2.16}$$

L'algoritmo sviluppato integra al suo interno alcuni valori metodologia HCLFM. Mentre la macro-struttura del bilancio termico segue i dettami normativi UNI, i termini legati ai guadagni gratuiti interni (Q_{int}) e solari invernali ($Q_{\text{sol,inv}}$) sono stati valutati sfruttando l'approccio HCLFM descritto in precedenza.

2.3.1 Calcolo delle dispersioni termiche complessive (Q_{loss})

Le dispersioni termiche globali della struttura sono state calcolate per ogni coordinata oraria come somma dei contributi per trasmissione e per ventilazione:

$$Q_{\text{loss}}(\tau) = Q_{\text{tr,inv}}(\tau) + Q_{\text{vent,inv}}(\tau) \tag{2.17}$$

Nel dettaglio, il termine di trasmissione $Q_{\text{tr,inv}}$ quantifica le perdite per conduzione attraverso le chiusure opache e trasparenti causate dal gradiente termico rispetto alla temperatura esterna oraria (T_{ext}). Al fine di compensare i limiti intrinseci di una modellazione geometrica a macro-elementi, è stato introdotto un fattore moltiplicativo di correzione f_{PT} pari a **1.15**. Tale coefficiente stima in via cautelativa l'incremento delle dispersioni indotto dalla presenza dei ponti termici non isolati:

$$Q_{\text{tr,inv}}(\tau) = \left[\sum_j (U_j \cdot A_j) \cdot (20 - T_{\text{ext}}(\tau))\right] \cdot f_{\text{PT}} \tag{2.18}$$

Parallelamente, le perdite per ventilazione e infiltrazioni d'aria ($Q_{\text{vent,inv}}$) sono state valutate mantenendo il tasso di ricambio d'aria standard n_{aria} pari a 0.6 vol/h, riflettendo la dissipazione termica dovuta alla sostituzione dell'aria interna riscaldata con l'aria fredda esterna:

$$Q_{\text{vent,inv}}(\tau) = \frac{\rho_{\text{aria}} \cdot c_{p,\text{aria}} \cdot V_n \cdot n_{\text{aria}}}{3600} \cdot (20 - T_{\text{ext}}(\tau)) \tag{2.19}$$

2.3.2 Gradi Giorno, zonizzazione climatica e fabbisogno effettivo

Per modellare in modo realistico il comportamento dell'edificio, l'algoritmo integra le condizioni operative reali dell'impianto di riscaldamento, vincolate al quadro

normativo italiano in materia di contenimento dei consumi energetici (D.P.R. 412/93 e s.m.i.).

La stagionalità dell'impianto viene determinata a partire dalla temperatura media giornaliera dell'aria esterna ($T_{\text{ext,med}}$). Da tale profilo si ricavano i Gradi Giorno (GG) caratteristici del sito, calcolati sommando gli scarti termici positivi rispetto alla temperatura ambiente di riferimento (20 °C):

$$GG = \sum \max\left(0,\, 20 - T_{\text{ext,med}}\right) \tag{2.20}$$

In funzione dei Gradi Giorno totali, la località viene classificata all'interno delle sei Zone Climatiche previste (dalla A alla F). A ciascuna zona è associata una programmazione oraria e stagionale che definisce i periodi dell'anno e il monte ore giornaliero massimo in cui l'accensione dell'impianto è consentita.

Il fabbisogno termico orario effettivo dell'edificio ($Q_{\text{heat,eff}}$) tiene conto di questi vincoli: la domanda termica teorica calcolata viene infatti considerata solo durante le ore di effettivo funzionamento dell'impianto, mentre viene azzerata nei periodi di spegnimento obbligatorio previsti dalla legge.

Infine, analogamente a quanto effettuato per la stagione estiva, tutte le grandezze termiche orarie sono state normalizzate rispetto alla superficie utile dell'edificio ($A_f = 2869$ m^2).

Tabella 2.5: Limiti di esercizio degli impianti di riscaldamento per zona climatica (D.P.R. 412/93).

Zona Climatica	**Gradi Giorno (GG)**	**Periodo di accensione**	**Massimo ore giornaliere**
A	≤ 600	1° dicembre – 15 marzo	6 ore
B	601–900	1° dicembre – 31 marzo	8 ore
C	901–1400	15 novembre – 31 marzo	10 ore
D	1401–2100	1° novembre – 15 aprile	12 ore
E	2101–3000	15 ottobre – 15 aprile	14 ore
F	> 3000	No limitazioni	No limitazioni

2.4 Analisi Energetica Stagionale e Modellazione della Pompa di Calore

Per determinare quanto consumi elettricamente l'edificio nell'arco dell'intero anno, non è sufficiente basarsi sui semplici dati nominali o "di targa" della pompa di calore. I sistemi di climatizzazione, infatti, operano in un contesto ambientale costantemente mutevole e devono rispondere a sollecitazioni termiche che variano di ora in ora.

Al fine di garantire un approccio cautelativo per il dimensionamento della pompa di calore, il calcolo delle dispersioni nella stagione invernale è stato condotto escludendo l'apporto gratuito dovuto ai guadagni interni degli occupanti e delle apparecchiature ($Q_{\text{gains,int}} = 0$) e trascurando gli apporti solari ($Q_{\text{sol}} = 0$). Tale ipotesi consente di evitare il rischio di sottodimensionamento del sistema di generazione.

2.4.1 Selezione della pompa di calore e logica di dimensionamento

La scelta del sistema di generazione è stata affrontata nell'ambito di una strategia progettuale di tipo multi-climatico, in quanto il modello energetico sviluppato non si riferisce a un singolo sito, ma valuta il comportamento del medesimo edificio tipo in differenti contesti territoriali caratterizzati da differenti condizioni climatiche.

In tale contesto, la logica di dimensionamento è stata articolata secondo due criteri principali:

1. **Dimensionamento sul carico di picco (approccio cautelativo):** la potenza nominale del sistema è stata determinata a partire dal caso più gravoso dal punto di vista invernale. Il dimensionamento è stato effettuato mediante l'utilizzo del software di progettazione *Magellano* [13], utilizzato per la selezione della macchina.

2. **Ottimizzazione ai carichi parziali:** il dimensionamento sul carico di punta comporta inevitabilmente un sovradimensionamento dell'unità in condizioni climatiche meno severe. Per evitare le inefficienze tipiche dei sistemi on–off, è stata quindi adottata una pompa di calore dotata di elevata capacità di modulazione della potenza, in grado di operare efficacemente anche a carichi parziali.

Per soddisfare simultaneamente il vincolo della potenza nominale di picco e l'esigenza di ottimizzazione ai carichi parziali, è stata individuata come modello di

riferimento l'unità NRB1400 H E J 00, mediante l'utilizzo del software *Magellano* [13]. Tale macchina, una pompa di calore reversibile aria-acqua ad alta efficienza per installazione esterna, integra caratteristiche costruttive ideali per le condizioni operative analizzate. In particolare l'unità selezionata risponde a questa esigenza grazie a una configurazione tecnologica specifica:

- **Multi-compressore su doppio circuito:** È equipaggiata con refrigerante R410A distribuito su due circuiti indipendenti e utilizza un totale di 4 compressori funzionanti in parallelo. Questo permette alla macchina di "graduare" la potenza erogata, spegnendo progressivamente i compressori quando la richiesta dell'edificio diminuisce.
- **Inverter sui ventilatori** La presenza di ventilatori assiali a modulazione di frequenza consente di rallentare o accelerare la circolazione dell'aria. In questo modo la macchina adatta l'intensità del suo ciclo termodinamico all'esatta richiesta dell'edificio in quel preciso istante, ottimizzando le pressioni interne di lavoro e abbattendo drasticamente i consumi elettrici.

Il territorio italiano è caratterizzato da una fortissima variabilità climatica, non solo tra le diverse aree geografiche ma anche all'interno delle stesse 24 ore. Durante una giornata tipo, la temperatura dell'aria esterna oscilla continuamente, modificando due fattori cruciali:

- **La richiesta dell'edificio:** Nelle ore centrali del giorno il sole riscalda le pareti, riducendo il bisogno di riscaldamento in inverno o aumentando il carico di refrigerazione in estate.
- **L'efficienza della macchina:** Una pompa di calore fatica di più (e consuma di più) quando deve scambiare calore con un'aria esterna molto fredda in inverno o molto calda in estate.

Grazie alla tecnologia multi-compressore e inverter, la macchina può invece operare stabilmente in **regime di parzializzazione**, ovvero a "carico parziale" (ad esempio erogando solo il 30% o il 50% della sua potenza massima), garantendo ottime prestazioni proprio laddove una macchina tradizionale avrebbe fallito. Diventa quindi fondamentale studiare matematicamente questo comportamento ora per ora.

2.4.2 Il Concetto di Part Load Ratio (PLR) e i Dati Prestazionali Reali

Per quantificare ora dopo ora questo livello di parzializzazione, nel modello è stato introdotto un indicatore adimensionale chiamato **PLR** (*Part Load Ratio*, o fattore

di carico parziale). Il PLR rappresenta semplicemente il rapporto tra il carico termico richiesto dall'edificio in una specifica ora (Q_{edificio}) e la capacità massima che la pompa di calore può erogare in quella stessa ora in base alla temperatura esterna ($Q_{\max}$):

$$PLR = \frac{Q_{\text{edificio}}}{Q_{\max}} \tag{2.21}$$

Per calcolare i consumi elettrici effettivi, non è stato usato un valore fisso di efficienza, ma valori estrapolati dalle tabelle prestazionali fornite dal costruttore. Nello specifico, le matrici prestazionali accoppiano la temperatura esterna dell'aria con i diversi passi di carico della macchina (dal 100% fino al limite minimo del 20% di parzializzazione). I dati reali di targa per il calcolo dell'EER parzializzato seguono la griglia riportata in Tabella 2.6.

Tabella 2.6: Matrice dei valori reali di EER al variare di T_{est} e del carico parziale (PLR).

	PLR								
$T_{\textbf{aria}}$ **[°C]**	**20%**	**30%**	**40%**	**50%**	**60%**	**70%**	**80%**	**90%**	**100%**
-10.0	7.58	7.75	7.75	7.68	7.07	6.69	6.47	6.33	6.23
0.0	7.39	7.56	7.56	7.49	6.90	6.53	6.33	6.19	6.10
10.0	6.82	6.97	6.97	6.92	6.36	6.01	5.82	5.70	5.62
20.0	5.50	5.64	5.64	5.62	5.14	4.85	4.70	4.61	4.55
30.0	4.31	4.42	4.42	4.42	4.00	3.73	3.59	3.52	3.46
40.0	3.20	3.29	3.29	3.29	3.00	2.79	2.69	2.64	2.60
50.0	2.58	2.66	2.66	2.66	2.46	2.27	2.14	2.04	1.96

Per la modalità riscaldamento, la mappatura reale del COP utilizzata risponde ai valori di Tabella 2.7.

Tabella 2.7: Matrice dei valori reali di COP al variare di T_{est} e del carico parziale (PLR).

	PLR								
$T_{\textbf{aria}}$ **[°C]**	**20%**	**30%**	**40%**	**50%**	**60%**	**70%**	**80%**	**90%**	**100%**
-5.0	2.73	2.81	2.81	2.81	2.65	2.53	2.45	2.39	2.34
5.0	3.26	3.34	3.34	3.33	3.16	3.05	2.97	2.92	2.91
15.0	4.18	4.28	4.28	4.26	4.06	3.94	3.84	3.77	3.85
25.0	4.82	4.93	4.93	4.92	4.71	4.58	4.48	4.41	4.54
35.0	5.19	5.31	5.31	5.30	5.10	4.97	4.87	4.80	4.97
42.0	5.14	5.26	5.26	5.24	5.05	4.93	4.83	4.76	4.92

2.4.3 Calcolo dei Consumi Elettrici Orari

Ad ogni singola ora dell'anno (τ), il modello incrocia il valore della temperatura dell'aria con il PLR calcolato per quell'istante. Viene quindi valutato l'esatto coefficiente di prestazione orario: $EER(\tau)$ per il raffrescamento e $COP(\tau)$ per il riscaldamento.

Conosciuta l'efficienza reale di quella specifica ora, la stima della potenza elettrica assorbita dalla rete (P_{e}, espressa in kW) viene calcolata dividendo il carico richiesto dall'edificio per l'efficienza istantanea della macchina.

Per il servizio estivo, la richiesta elettrica oraria è determinata dal rapporto diretto tra il carico frigorifero richiesto in kW ($Q_{\mathrm{Carico_Cooling_kW}}$) e il valore parzializzato dell'EER:

$$P_{\mathrm{ele,cool}}(\tau) = \frac{Q_{\mathrm{Carico_Cooling_kW}}(\tau)}{EER(\tau)} \quad [\mathrm{kW_e}] \tag{2.22}$$

Per il servizio invernale, l'assorbimento elettrico tiene conto del carico termico in kW ($Q_{\mathrm{Carico_Heating_kW}}$), del COP reale calcolato e della maschera di attivazione dell'impianto (f_{mask}), legata alle ore di accensione permesse per legge nella zona climatica del sito considerato.

$$P_{\mathrm{ele,heat}}(\tau) = \frac{Q_{\mathrm{Carico_Heating_kW}}(\tau)}{COP(\tau)} \cdot f_{\mathrm{mask}}(\tau) \quad [\mathrm{kW_e}] \tag{2.23}$$

Infine, sommando l'assorbimento orario di tutte le 8760 ore dell'anno, il modello ricava l'energia elettrica totale annua espressa in kWh ($E_{\mathrm{tot,e}}$), che rappresenta il dato fondamentale per la stima economica dei costi di esercizio e per il calcolo di vari parametri prestazioneli, come ad esempio l'efficienza stagionale globale dell'edificio.

$$E_{\mathrm{tot,e}} = \sum_{\tau=1}^{8760} \left(P_{\mathrm{ele,heat}}(\tau) + P_{\mathrm{ele,cool}}(\tau)\right) \cdot \Delta\tau \quad [\mathrm{kWh_e/anno}] \tag{2.24}$$

Questo impianto metodologico permette di analizzare accuratamente i benefici energetici derivanti dagli interventi di isolamento termico studiati nel presente lavoro. Riducendo le dispersioni dell'involucro, infatti, non solo si riduce la quantità di calore da fornire, ma si costringe la pompa di calore a lavorare a regimi di PLR più bassi (spostandosi verso sinistra nelle Tabelle 2.6 e 2.7), dove i motori ad inverter esprimono i valori di COP ed EER più elevati, amplificando il risparmio di energia elettrica prelevata dalla rete.

Capitolo 3

Modellazione e ottimizzazione del sistema fotovoltaico

Nel precedente capitolo è stato definito l'edificio archetipo assunto come utenza di riferimento e sono stati determinati, su base oraria, i fabbisogni termici di riscaldamento e raffrescamento. Tali fabbisogni sono stati convertiti in consumi elettrici mediante la modellazione della pompa di calore reversibile, ottenendo il profilo di domanda elettrica associato alla climatizzazione dell'edificio.

A partire da tale profilo, nel presente capitolo viene analizzata la produzione locale di energia elettrica da fonte fotovoltaica, con l'obiettivo di individuare la configurazione dell'impianto in grado di garantire il miglior compromesso tra utilizzo locale dell'energia prodotta, riduzione dei prelievi dalla rete e sostenibilità economica dell'investimento.

La produzione fotovoltaica viene pertanto valutata in relazione alla domanda elettrica oraria dell'edificio, tenendo conto della contemporaneità tra generazione e consumo. Tale aspetto risulta particolarmente rilevante nell'analisi dei sistemi di autoconsumo, poiché determina la quota di energia fotovoltaica che può essere utilizzata localmente dalle utenze.

Il dimensionamento dell'impianto è formulato come un problema di ottimizzazione multi-obiettivo, nel quale le principali variabili decisionali sono l'inclinazione dei moduli, l'orientamento del campo fotovoltaico e la potenza nominale installata. La metodologia viene applicata a differenti condizioni climatiche e territoriali, al fine di valutare l'influenza della localizzazione geografica sulla configurazione ottimale del sistema.

Il capitolo è articolato come segue. In primo luogo viene definita la domanda elettrica complessiva dell'edificio. Successivamente viene descritta la modellazione della producibilità fotovoltaica e l'approccio adottato per la sua valutazione su scala territoriale. Vengono quindi definiti gli indicatori energetici ed economici utilizzati come funzioni obiettivo e, infine, viene illustrata la procedura di ottimizzazione multi-obiettivo adottata per individuare le configurazioni di compromesso tra le diverse prestazioni del sistema.

3.1 Definizione della domanda elettrica dell'edificio

La valutazione della configurazione fotovoltaica richiede, come condizione preliminare, la definizione della domanda elettrica dell'utenza alla quale l'impianto è asservito. Tale domanda comprende sia i consumi elettrici convenzionali dell'edificio sia l'energia elettrica necessaria al funzionamento della pompa di calore.

Per ciascuna ora t dell'anno, la domanda elettrica complessiva è quindi espressa come:

$$P_{\text{load}}(t) = P_{\text{base}}(t) + P_{\text{HP}}(t), \qquad t = 1, \ldots, 8760 \tag{3.1}$$

dove $P_{\text{base}}(t)$ rappresenta la potenza richiesta dai consumi elettrici convenzionali, mentre $P_{\text{HP}}(t)$ identifica l'assorbimento elettrico della pompa di calore.

Per rappresentare i consumi elettrici non direttamente associati alla climatizzazione, è stato utilizzato un profilo orario normalizzato rappresentativo dell'utenza residenziale italiana. Tale profilo riproduce la distribuzione temporale dei consumi nel corso dell'anno, tenendo conto delle variazioni giornaliere e stagionali, e viene scalato in funzione del consumo annuo assunto per l'edificio.

L'edificio archetipo è costituito da 40 unità abitative. Per ciascuna di esse è stato assunto un consumo annuo pari a 2700 kWh, in coerenza con il valore di riferimento adottato da ARERA per la cosiddetta "famiglia tipo", caratterizzata da un consumo annuo di energia elettrica pari a 2700 kWh e da una potenza impegnata di 3 kW [14]. Tale valore si riferisce ai soli consumi elettrici convenzionali e non comprende quelli associati alla climatizzazione, determinati separatamente mediante il modello della pompa di calore.

Il consumo elettrico convenzionale annuo complessivo dell'edificio risulta pertanto pari a:

$$E_{\text{base}} = 2700 \cdot 40 = 108{,}000 \text{ kWh/anno}. \tag{3.2}$$

Il valore ottenuto viene utilizzato per scalare il profilo normalizzato, mantenendone invariata la distribuzione temporale. Si ottiene così il profilo orario $P_{\text{base}}(t)$, la cui integrazione sull'intero anno corrisponde al consumo complessivo di 108,000 kWh , con un valore di potenza di picco pari a 19 kW.

Il profilo $P_{\text{base}}(t)$ viene quindi combinato con il consumo elettrico della pompa di calore, ottenendo il profilo di domanda complessiva dell'edificio.

La componente associata alla pompa di calore varia nel corso dell'anno in funzione dei fabbisogni di riscaldamento e raffrescamento e delle prestazioni della macchina. Di conseguenza, anche la domanda elettrica complessiva presenta una distribuzione temporale variabile, differente a seconda dello scenario edilizio considerato.

Nello *Stato di Fatto*, i maggiori carichi termici dell'edificio determinano un contributo più elevato della pompa di calore alla domanda elettrica. Nello scenario di *Riqualificazione*, la riduzione delle dispersioni dell'involucro comporta invece una diminuzione dei carichi termici e, conseguentemente, dell'energia elettrica richiesta per la climatizzazione.

Il profilo risultante, costituito da 8760 valori orari, rappresenta quindi la domanda elettrica di riferimento per le successive valutazioni del sistema fotovoltaico e viene utilizzato per determinare la contemporaneità tra consumo e produzione, nonché gli indicatori energetici ed economici alla base dell'ottimizzazione.

3.2 Modellazione della producibilità fotovoltaica

La produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico dipende principalmente dalla disponibilità della risorsa solare, dalla posizione geografica del sito e dalla configurazione geometrica dei moduli.

Nel presente lavoro, la producibilità viene determinata considerando come variabili progettuali l'inclinazione dei moduli, l'orientamento del campo fotovoltaico e la potenza nominale installata.

Il vettore delle variabili decisionali del problema può essere pertanto espresso come:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \theta & \alpha & P_{\text{PV,n}} \end{bmatrix}^T \tag{3.3}$$

dove:

- θ rappresenta l'angolo di inclinazione dei moduli (*Tilt*);
- α rappresenta l'angolo di orientamento dei moduli (*Azimuth*);
- $P_{\text{PV,n}}$ rappresenta la potenza nominale installata dell'impianto fotovoltaico.

Le variabili geometriche vengono fatte variare all'interno dell'intervallo:

$$0^\circ \leq \theta \leq 90^\circ \tag{3.4}$$

$$-60^\circ \leq \alpha \leq 60^\circ \tag{3.5}$$

mentre la potenza nominale dell'impianto viene considerata nell'intervallo:

$$0.1 \leq P_{\mathrm{PV,n}} \leq 100 \text{ kW} \tag{3.6}$$

Tali limiti definiscono lo spazio delle possibili configurazioni che possono essere esplorate durante la procedura di ottimizzazione.

All'interno di questo spazio di configurazioni, per ciascuna soluzione candidata è necessario determinare il corrispondente profilo orario di produzione fotovoltaica.

La valutazione della producibilità è basata sulla conoscenza dell'irradianza solare disponibile sul piano dei moduli. Poiché l'analisi viene effettuata su un numero elevato di configurazioni e su più punti geografici, il calcolo diretto della produzione per ogni possibile combinazione risulterebbe particolarmente oneroso dal punto di vista computazionale.

Per tale ragione, è stato adottato un modello surrogato basato sulla regressione *K-Nearest Neighbors* (KNN), in grado di ricostruire il profilo di irraggiamento corrispondente a una determinata combinazione di posizione geografica, inclinazione e orientamento.

Il modello viene costruito a partire da un insieme di configurazioni campione, per le quali sono disponibili i corrispondenti profili annuali di irraggiamento. Le configurazioni considerate per l'addestramento sono caratterizzate dai seguenti valori discreti di inclinazione e orientamento:

- inclinazione: 0°, 30°, 60° e 90°;
- orientamento: -60°, -30°, 0°, 30° e 60°.

Il modello utilizza come informazioni di ingresso la posizione geografica e la configurazione geometrica dell'impianto, mentre il risultato della regressione è costituito dal profilo orario di irraggiamento corrispondente.

Prima della regressione, le grandezze di ingresso vengono normalizzate in modo da rendere confrontabili variabili caratterizzate da differenti ordini di grandezza. La normalizzazione viene effettuata mediante una trasformazione lineare del tipo:

$$X_n = \frac{X - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \tag{3.7}$$

La stessa procedura viene applicata ai profili di irraggiamento utilizzati come variabili di uscita.

Per una configurazione non direttamente presente nel campione di addestramento, il modello identifica le configurazioni più prossime nello spazio delle variabili e ricostruisce il relativo profilo di irraggiamento attraverso una regressione locale. In questo modo è possibile valutare in maniera continua lo spazio delle configurazioni considerate nell'ottimizzazione, senza dover effettuare un calcolo completo della producibilità per ogni singola soluzione candidata.

Una volta ottenuto il profilo orario di irraggiamento sul piano dei moduli, la produzione elettrica dell'impianto viene determinata tenendo conto della potenza nominale installata e delle perdite complessive del sistema.

La potenza fotovoltaica disponibile nell'ora t viene pertanto espressa, in accordo con la formulazione standard definita dalla norma IEC 61724-1, in maniera semplificata come:

$$P_{\mathrm{PV}}(t, \mathbf{x}) = \frac{\hat{G}(t, \theta, \alpha)}{1000} \cdot P_{\mathrm{PV,n}} \cdot PR \tag{3.8}$$

dove $\hat{G}(t, \theta, \alpha)$ rappresenta l'irradianza oraria stimata sul piano dei moduli, espressa in $\mathrm{W/m^2}$, mentre PR è il *Performance Ratio* dell'impianto.

Nel presente lavoro è stato assunto un valore di:

$$PR = 0.80 \tag{3.9}$$

Il Performance Ratio permette di considerare in maniera aggregata le principali perdite associate al sistema fotovoltaico, tra cui quelle dovute alla temperatura dei moduli, all'efficienza dell'inverter, ai collegamenti elettrici e agli effetti di sporcamento.

La relazione consente quindi di ottenere, per ogni configurazione e per ogni ora dell'anno, il corrispondente valore di potenza elettrica prodotta.

L'analisi territoriale richiede di associare a ciascun punto geografico considerato sia la produzione fotovoltaica sia il profilo di domanda elettrica coerente con le condizioni climatiche locali.

La produzione fotovoltaica dipende infatti dall'irraggiamento solare caratteristico del sito, mentre il consumo della pompa di calore dipende dalla temperatura esterna e, di conseguenza, dalle condizioni climatiche locali.

Per ciascun punto geografico viene pertanto associato il profilo termico valutato con la metodologia precedentemente descritta per l'area considerata. In questo modo, il profilo elettrico dell'edificio, e in particolare la componente associata alla climatizzazione, viene determinato in funzione delle condizioni climatiche del sito e successivamente confrontato con la produzione fotovoltaica calcolata per la medesima posizione.

L'accoppiamento tra domanda e produzione avviene mantenendo la corrispondenza temporale tra le due grandezze, considerando per ciascuna ora dell'anno il valore della domanda elettrica e quello della produzione fotovoltaica:

$$P_{\text{load}}(t) \quad \text{e} \quad P_{\text{PV}}(t, \mathbf{x}), \qquad t = 1, \ldots, 8760 \tag{3.10}$$

dove $P_{\text{load}}(t)$ rappresenta la domanda elettrica dell'edificio, mentre $P_{\text{PV}}(t, \mathbf{x})$ indica la potenza fotovoltaica prodotta nell'ora t per una determinata configurazione $\mathbf{x}$ dell'impianto.

Questa impostazione consente di valutare il comportamento del sistema non soltanto in termini di energia prodotta nell'arco dell'anno, ma soprattutto in relazione alla contemporaneità tra generazione e consumo.

3.3 Bilancio energetico e indicatori di prestazione

Il confronto tra la produzione fotovoltaica e la domanda elettrica costituisce il passaggio fondamentale per la valutazione delle prestazioni della configurazione di autoconsumo.

In ciascuna ora dell'anno, l'energia fotovoltaica può essere utilizzata localmente fino a coprire la domanda elettrica presente nello stesso intervallo temporale. La potenza istantaneamente autoconsumata o condivisa viene pertanto determinata come:

$$P_{\text{sc}}(t, \mathbf{x}) = \min \left[P_{\text{PV}}(t, \mathbf{x}), P_{\text{load}}(t) \right] \tag{3.11}$$

La relazione evidenzia come la quantità di energia effettivamente valorizzata localmente non coincida necessariamente con la produzione fotovoltaica complessiva.

Quando la produzione risulta inferiore alla domanda, l'intera produzione disponibile può essere utilizzata localmente, mentre la parte restante della domanda deve essere soddisfatta mediante un prelievo dalla rete.

Viceversa, quando la produzione supera la domanda, soltanto la quota corrispondente al consumo istantaneo può essere autoconsumata, mentre l'energia eccedente non viene conteggiata come energia utilizzata localmente.

Questo comportamento rende evidente l'importanza della corrispondenza temporale tra i due profili e costituisce la base per la definizione degli indicatori energetici utilizzati nell'ottimizzazione.

Sulla base del bilancio orario tra produzione e domanda vengono definiti gli indicatori utilizzati per caratterizzare le prestazioni della configurazione fotovoltaica.

Nel presente lavoro vengono considerati due indicatori energetici principali: l'autoconsumo (*Self-Consumption*) e l'autosufficienza (*Self-Sufficiency*).

L'indice di autoconsumo, indicato con SC, rappresenta la frazione dell'energia fotovoltaica complessivamente prodotta che viene utilizzata localmente dall'edificio.

Esso viene calcolato come:

$$SC(\mathbf{x}) = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{sc}}(t, \mathbf{x})}{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{PV}}(t, \mathbf{x})} \tag{3.12}$$

Un valore elevato di SC indica quindi una maggiore capacità del sistema di valorizzare localmente l'energia prodotta dall'impianto, limitando la quota di produzione eccedentaria rispetto alla domanda.

L'indice di autosufficienza, indicato con SS, esprime invece la quota della domanda elettrica complessiva dell'edificio che viene soddisfatta mediante la produzione fotovoltaica utilizzata localmente.

La relativa espressione è:

$$SS(\mathbf{x}) = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{sc}}(t, \mathbf{x})}{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{load}}(t)} \tag{3.13}$$

Mentre l'autoconsumo è riferito alla produzione fotovoltaica, l'autosufficienza è quindi riferita alla domanda dell'edificio. I due indicatori forniscono informazioni complementari e consentono di distinguere la capacità dell'impianto di utilizzare la propria produzione da quella di coprire il fabbisogno energetico dell'utenza.

3.4 Valutazione economica mediante il Levelized Cost of Energy

La sola valutazione delle prestazioni energetiche non è sufficiente a individuare la configurazione più conveniente per l'utenza. Un aumento della potenza fotovoltaica può infatti incrementare l'autosufficienza dell'edificio, ma comportare contemporaneamente maggiori costi di investimento e una crescente quota di energia prodotta in eccesso rispetto alla domanda.

Per tenere conto di questo aspetto, nel problema di ottimizzazione viene introdotto anche un indicatore economico, rappresentato dal *Levelized Cost of Energy* (LCOE).

L'LCOE rappresenta il costo medio attualizzato dell'energia prodotta dall'impianto durante la sua vita utile e consente di confrontare configurazioni caratterizzate da differenti potenze nominali [15].

Nel presente lavoro è stato considerato un periodo di analisi pari a 20 anni, con un tasso di attualizzazione del 5% e un decadimento annuo della producibilità dei moduli pari allo 0.5% [15, 16].

I costi di investimento iniziale ($CAPEX$) e di esercizio e manutenzione ($OPEX$) sono assunti dipendenti dalla potenza nominale dell'impianto sulla base dei dati di mercato riportati in [16], secondo le seguenti relazioni:

$$CAPEX(P_{\mathrm{PV,n}}) = (1567.63 - 4.98 P_{\mathrm{PV,n}})\, P_{\mathrm{PV,n}} \qquad \text{[euro]} \tag{3.14}$$

$$OPEX(P_{\mathrm{PV,n}}) = (27.93 - 0.0643 P_{\mathrm{PV,n}})\, P_{\mathrm{PV,n}} \qquad \text{[euro/anno]} \tag{3.15}$$

Il costo iniziale viene sostenuto nell'anno di installazione, mentre i costi di esercizio vengono considerati per l'intero periodo di analisi e attualizzati mediante il tasso di interesse r.

Il fattore di attualizzazione relativo all'anno y è definito come:

$$d_y = \frac{1}{(1+r)^y} \tag{3.16}$$

con $r = 0.05$.

Considerando il decadimento annuo della produzione, l'energia prodotta nell'anno y viene determinata secondo:

$$E_{\mathrm{PV}}(y, \mathbf{x}) = E_{\mathrm{PV},0}(\mathbf{x})\,(1 - 0.005y) \tag{3.17}$$

dove $E_{\mathrm{PV},0}$ rappresenta la produzione annuale dell'impianto al primo anno di esercizio.

L'LCOE viene quindi calcolato come rapporto tra il valore attualizzato dei costi complessivi e il valore attualizzato dell'energia prodotta durante l'orizzonte temporale considerato [15]:

$$LCOE(\mathbf{x}) = \frac{CAPEX(P_{\mathrm{PV,n}}) + OPEX(P_{\mathrm{PV,n}}) \sum_{y=0}^{19} d_y}{\sum_{y=0}^{19} [d_y E_{\mathrm{PV}}(y, \mathbf{x})]} \tag{3.18}$$

L'indicatore consente quindi di introdurre nel problema di ottimizzazione la dimensione economica del progetto, affiancandola alle prestazioni energetiche della configurazione.

3.5 Formulazione e procedura del problema di ottimizzazione multi-obiettivo

La scelta della configurazione fotovoltaica non può essere ricondotta alla massimizzazione di un singolo indicatore. Le diverse grandezze considerate presentano infatti comportamenti parzialmente contrastanti.

L'aumento della potenza installata tende, in generale, ad aumentare la quantità di energia disponibile per soddisfare la domanda dell'edificio e può quindi favorire l'incremento dell'autosufficienza. Allo stesso tempo, una maggiore produzione può determinare un aumento della quota di energia eccedentaria nei periodi in cui la domanda risulta ridotta.

Analogamente, una configurazione geometrica che massimizza la produzione annua non necessariamente massimizza l'energia utilizzata localmente, poiché il risultato dipende dalla distribuzione temporale della produzione e dalla corrispondente evoluzione del carico elettrico.

Il problema viene pertanto formulato considerando simultaneamente tre obiettivi:

- massimizzazione dell'indice di autoconsumo SC;
- massimizzazione dell'indice di autosufficienza SS;
- minimizzazione del valore di $LCOE$.

La soluzione ricercata non corrisponde quindi al massimo assoluto di uno dei singoli indicatori, ma a una configurazione di compromesso capace di fornire prestazioni equilibrate dal punto di vista energetico ed economico.

Le tre funzioni obiettivo presentano scale e significati differenti e non possono essere confrontate direttamente senza una preventiva normalizzazione.

Per rendere confrontabili le diverse grandezze, per ciascun punto geografico vengono determinati i valori minimo e massimo raggiungibili dalle singole funzioni obiettivo all'interno dello spazio delle configurazioni considerate.

Indicando con $f_{\min}$ e $f_{\max}$ i rispettivi estremi, la normalizzazione viene effettuata mediante:

$$f_n = \frac{f - f_{\min}}{f_{\max} - f_{\min}} \tag{3.19}$$

Per gli indicatori energetici, che devono essere massimizzati, si ottengono pertanto:

$$SC_n = \frac{SC - SC_{\min}}{SC_{\max} - SC_{\min}} \tag{3.20}$$

$$SS_n = \frac{SS - SS_{\min}}{SS_{\max} - SS_{\min}} \tag{3.21}$$

Per l'LCOE, che costituisce invece un indicatore da minimizzare, la stessa normalizzazione permette di associare il valore minimo alla condizione preferibile:

$$LCOE_n = \frac{LCOE - LCOE_{\min}}{LCOE_{\max} - LCOE_{\min}} \tag{3.22}$$

Le tre grandezze normalizzate assumono quindi valori compresi, idealmente, tra 0 e 1 e possono essere utilizzate congiuntamente nella fase finale di selezione della configurazione.

Poiché gli obiettivi energetici ed economici non sono generalmente ottimizzabili contemporaneamente nella loro condizione ideale, è necessario individuare una soluzione che rappresenti un compromesso tra le diverse prestazioni.

A tale scopo viene definito il cosiddetto *Punto Utopia*, rappresentato nello spazio normalizzato dal vettore:

$$\mathbf{U} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}^T \tag{3.23}$$

Il punto rappresenta una condizione ideale caratterizzata contemporaneamente dal massimo valore di autoconsumo, dal massimo valore di autosufficienza e dal minimo valore dell'LCOE.

Tale configurazione ideale non è raggiungibile da una singola soluzione fisicamente realizzabile. Essa viene pertanto utilizzata come riferimento per misurare quanto ciascuna configurazione si avvicini alla condizione desiderata.

La distanza della generica configurazione $\mathbf{x}$ dal Punto Utopia viene definita come:

$$d(\mathbf{x}) = \sqrt{(1 - SC_n(\mathbf{x}))^2 + (1 - SS_n(\mathbf{x}))^2 + (LCOE_n(\mathbf{x}))^2} \tag{3.24}$$

La configurazione ottimale viene quindi individuata come quella che minimizza la distanza dal Punto Utopia:

$$\min_{\mathbf{x}\in\mathcal{D}}(d(\mathbf{x})) \tag{3.25}$$

Questa formulazione consente di trasformare il problema multi-obiettivo in un problema di ricerca di una soluzione di compromesso, considerando simultaneamente le prestazioni energetiche ed economiche del sistema. .

La procedura di ottimizzazione viene articolata in due fasi successive.

Nella prima fase vengono determinati, per ciascun punto geografico e per ciascuna funzione obiettivo, i valori minimo e massimo raggiungibili all'interno dello spazio delle configurazioni considerate. Tali valori vengono utilizzati per effettuare la normalizzazione descritta nella sezione precedente.

La ricerca dei valori estremi viene effettuata mediante l'algoritmo *Pattern Search*, scelto in quanto non richiede la disponibilità di una formulazione analitica differenziabile della funzione obiettivo.

Nella seconda fase viene ricercata la configurazione che presenta la minima distanza dal Punto Utopia. A tale scopo viene utilizzato l'algoritmo di *Evoluzione Differenziale*, appartenente alla famiglia degli algoritmi meta-euristici di ottimizzazione globale.

L'algoritmo modifica iterativamente le tre variabili decisionali del problema, ossia l'inclinazione dei moduli, l'orientamento del campo fotovoltaico e la potenza nominale installata, fino a individuare la configurazione caratterizzata dalla minima distanza dal Punto Utopia.

La configurazione ottimale è pertanto descritta dal vettore:

$$\mathbf{x}_{\text{opt}} = \begin{bmatrix} \theta\text{opt} & \alpha_{\text{opt}} & P_{\text{PV,n,opt}} \end{bmatrix}^T, \tag{3.26}$$

dove θ_{opt} rappresenta l'inclinazione ottimale dei moduli, α_{opt} il loro orientamento e $P_{\text{PV,n,opt}}$ la potenza nominale ottimale dell'impianto.

La procedura viene ripetuta per ciascun punto geografico e per entrambi gli scenari edilizi considerati nel Capitolo 2. I risultati ottenuti consentono quindi di analizzare la variazione della configurazione ottimale in funzione delle condizioni climatiche locali e delle caratteristiche energetiche dell'edificio.

3.6 Applicazione territoriale della metodologia

La metodologia sviluppata viene applicata alle diverse aree geografiche considerate nel presente lavoro, caratterizzate da differenti condizioni climatiche e di disponibilità della risorsa solare.

Per ciascun punto della griglia territoriale vengono infatti associate:

- le condizioni climatiche locali, utilizzate per la determinazione del profilo elettrico della pompa di calore;
- la disponibilità della risorsa solare, utilizzata per la valutazione della produzione fotovoltaica;
- le caratteristiche dello scenario edilizio considerato;
- la configurazione fotovoltaica ottimale determinata dalla procedura di ottimizzazione.

La procedura viene applicata sia allo *Stato di Fatto* sia allo scenario di *Riqualificazione*, consentendo di valutare in che modo la riduzione dei fabbisogni termici e dei consumi elettrici della pompa di calore modifichi il dimensionamento ottimale dell'impianto fotovoltaico.

Il risultato finale dell'analisi è quindi costituito, per ciascun punto geografico, dall'insieme dei parametri ottimali dell'impianto e dai relativi indicatori energetici ed economici.

La rappresentazione spaziale di tali grandezze consente infine di evidenziare la distribuzione territoriale delle prestazioni del sistema e di mettere in relazione le caratteristiche della domanda elettrica con la disponibilità della risorsa solare.

I risultati ottenuti attraverso questa procedura costituiscono la base per l'analisi sviluppata nel Capitolo 4, nel quale vengono confrontate le configurazioni ottimali individuate nei diversi contesti territoriali e nei due scenari edilizi considerati.

Capitolo 4

Discussione dei Risultati

Il presente capitolo discute i principali risultati ottenuti mediante l'applicazione della metodologia descritta nei capitoli precedenti. L'analisi è articolata su tre livelli successivi. In primo luogo, viene analizzato il caso studio di Torino, assunto come riferimento per caratterizzare l'interazione tra prestazioni energetiche dell'edificio, consumi della pompa di calore e dimensionamento del sistema fotovoltaico. Successivamente, la metodologia viene estesa a scala regionale per il Piemonte, con l'obiettivo di valutare la variabilità territoriale dei fabbisogni e delle configurazioni fotovoltaiche ottimali. Infine, i risultati ottenuti per il Piemonte vengono confrontati con quelli della Sicilia, al fine di evidenziare il ruolo delle condizioni climatiche e, soprattutto, della distribuzione temporale dei carichi sulla configurazione e sulle prestazioni del sistema fotovoltaico.

Nel caso studio di Torino vengono considerati tre scenari di domanda elettrica:

- Lo scenario da qui in seguito denominato *No HP* considera esclusivamente il carico elettrico convenzionale dell'edificio, escludendo i consumi associati alla pompa di calore.

- Lo scenario *Stato di Fatto* (SF) include invece, oltre alla domanda elettrica convenzionale, i consumi della pompa di calore necessari per il riscaldamento e il raffrescamento dell'edificio nello stato iniziale.

- Lo scenario *Restauro* considera infine la domanda elettrica dell'edificio riqualificato, includendo i consumi della pompa di calore associati ai carichi termici ridotti a seguito dell'intervento.

Per l'analisi regionale vengono considerati, oltre agli scenari *No HP*, *SF Totale* e *Restauro Totale*, anche i casi relativi al solo riscaldamento e al solo raffrescamento. Questi ultimi consentono di isolare il contributo dei due servizi di climatizzazione e di valutare la loro differente compatibilità temporale con la produzione fotovoltaica.

L'ottimizzazione fotovoltaica determina, per ciascun sito e scenario, la configurazione caratterizzata dal miglior compromesso tra autoconsumo, autosufficienza e costo livellato dell'energia. I risultati vengono quindi interpretati considerando congiuntamente la potenza installata, l'inclinazione e l'orientamento dei moduli. L'obiettivo dell'analisi non è pertanto individuare esclusivamente la configurazione in grado di massimizzare la produzione fotovoltaica, ma comprendere come la generazione rinnovabile interagisca con la domanda elettrica dell'edificio.

4.1 Caso studio di Torino

4.1.1 Caratterizzazione energetico-ambientale dell'edificio

La prima fase dell'analisi riguarda la caratterizzazione energetico-ambientale dell'edificio archetipo nel sito di Torino. I fabbisogni ottenuti mediante la metodologia HCLFM costituiscono l'input per il calcolo dei corrispondenti consumi elettrici della pompa di calore e, successivamente, per la valutazione del bilancio elettrico e del dimensionamento fotovoltaico.

La Tabella 4.1 sintetizza i principali risultati ottenuti nello Stato di Fatto e nello scenario di Restauro, distinguendo il periodo invernale da quello estivo e riportando infine il bilancio annuale complessivo.

Tabella 4.1: Confronto dei principali indicatori energetici tra Stato di Fatto e scenario di Restauro per il caso studio di Torino.

Parametro	**Stato di Fatto**	**Restauro**
Periodo invernale		
Fabbisogno termico [MWh/anno]	276,15	97,54
Fabbisogno specifico [kWh/(m^2 anno)]	96,25	34,00
Consumo elettrico PdC [MWh$_{el}$/anno]	84,20	30,04
Picco termico [kW]	266,46	114,13
COP medio stagionale [-]	3,28	3,25
Periodo estivo		
Fabbisogno frigorifero [MWh/anno]	58,14	42,77
Fabbisogno specifico [kWh/(m^2 anno)]	20,26	14,91
Consumo elettrico PdC [MWh$_{el}$/anno]	12,96	9,30
Picco frigorifero [kW]	152,95	81,06
EER medio stagionale [-]	4,49	4,60
Bilancio annuale		
Energia termica totale H+C [MWh/anno]	334,29	140,32
Energia elettrica totale H+C [MWh$_{el}$/anno]	97,16	39,35

La riqualificazione produce un effetto nettamente più marcato sul riscaldamento rispetto al raffrescamento. Il fabbisogno termico annuale si riduce infatti di circa il 65%, mentre il fabbisogno frigorifero diminuisce di circa il 26%. Il comportamento riflette la maggiore sensibilità del carico invernale alle caratteristiche dell'involucro edilizio, mentre in estate rimane rilevante il contributo degli apporti solari e interni.

La riduzione del fabbisogno invernale si trasferisce quasi direttamente sul consumo elettrico della pompa di calore, che diminuisce di circa il 64%. Tale variazione non è tuttavia riconducibile a un miglioramento significativo delle prestazioni della macchina: il COP medio stagionale passa infatti da 3,28 a 3,25. La diminuzione del consumo elettrico è pertanto principalmente determinata dalla riduzione del carico richiesto dall'edificio, piuttosto che da una variazione sostanziale dell'efficienza della pompa di calore.

Particolarmente significativo è inoltre il comportamento delle potenze di picco. Il picco termico si riduce di circa il 57%, mentre quello frigorifero diminuisce di circa il 47%. La riqualificazione modifica quindi non soltanto l'energia richiesta durante l'intero anno, ma anche le condizioni di massimo carico, riducendo la potenza richiesta dalla pompa di calore nelle condizioni più gravose.

Nel periodo estivo la riduzione del fabbisogno annuale risulta più contenuta, mentre la riduzione del picco rimane significativa. Questo comportamento indica che l'intervento sull'involucro agisce efficacemente sulle condizioni di massimo carico, ma non elimina i contributi dovuti alla radiazione solare, all'occupazione, all'illuminazione e alle apparecchiature. Ne deriva una risposta differente rispetto al riscaldamento, nel quale le dispersioni attraverso l'involucro rappresentano una componente molto più rilevante.

Considerando congiuntamente riscaldamento e raffrescamento, la domanda termica complessiva dell'edificio si riduce del 58,0%, mentre il consumo elettrico complessivo della pompa di calore diminuisce del 59,5%. La riqualificazione determina quindi una riduzione sostanziale del fabbisogno energetico e della domanda elettrica associata alla climatizzazione, con effetti che risultano particolarmente importanti per il servizio invernale.

I valori ottenuti risultano inoltre coerenti, in termini di ordine di grandezza, con quelli riportati in letteratura per edifici archetipo di caratteristiche analoghe sottoposti a interventi di riqualificazione energetica [17].

Per comprendere come queste variazioni influenzino successivamente il sistema fotovoltaico è tuttavia necessario considerare non soltanto l'energia annuale, ma anche la distribuzione temporale dei carichi. I profili orari dei carichi termici e frigoriferi e dei corrispondenti consumi elettrici della pompa di calore sono riportati nelle Figure 4.1 e 4.2.

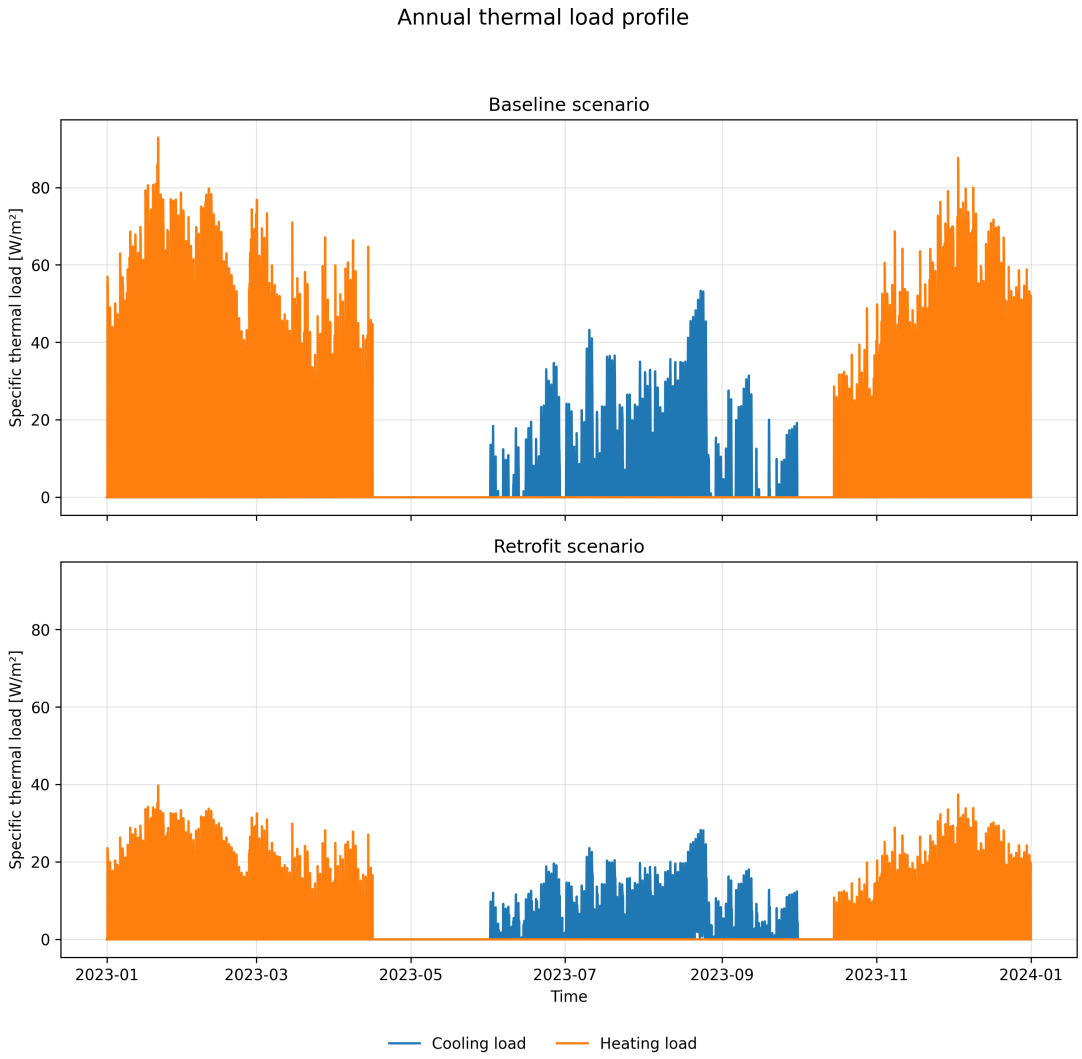


Figura 4.1: Profilo continuo su base oraria del carico termico e frigorifero specifico (W/m^2) per lo Stato di Fatto (Baseline) e lo scenario di Restauro (Retrofit).

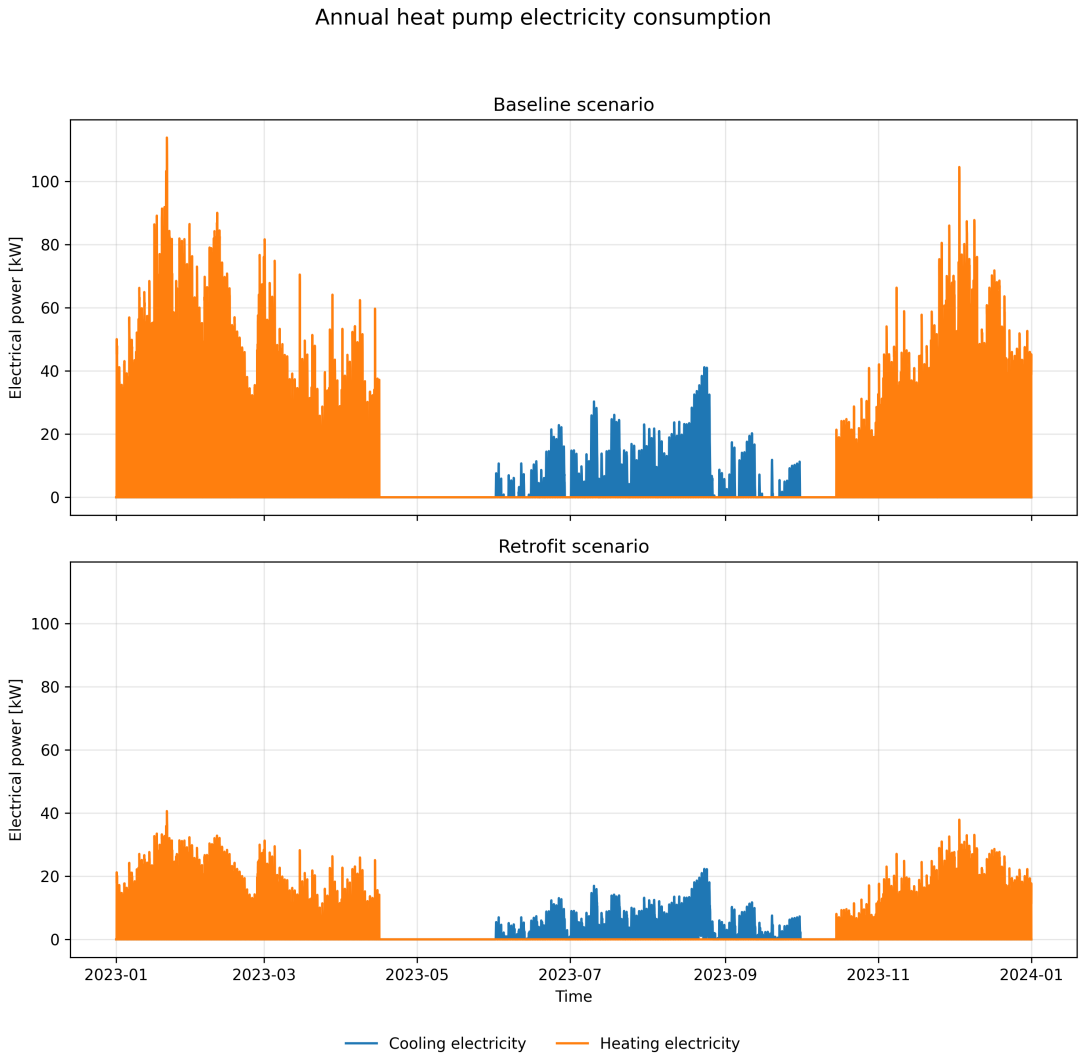


Figura 4.2: Profilo di consumo orario della potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore (kW) nei periodi di climatizzazione invernale ed estiva.

I profili mostrano come la riqualificazione riduca in maniera evidente l'ampiezza dei carichi durante le stagioni di climatizzazione. Il comportamento è particolarmente evidente in inverno, dove la riduzione delle dispersioni determina una diminuzione significativa del carico richiesto dalla pompa di calore. La forma generale del profilo stagionale rimane tuttavia invariata: la riqualificazione riduce principalmente l'intensità della domanda, senza modificare sostanzialmente la sua collocazione temporale.

La distribuzione temporale assume particolare rilevanza nel periodo invernale, nel quale la domanda elettrica della pompa di calore si concentra in una stagione caratterizzata da una disponibilità solare mediamente più contenuta. Nel periodo estivo, invece, la domanda frigorifera si colloca nelle ore e nei mesi caratterizzati da maggiore disponibilità della radiazione solare. Questa differenza costituisce un elemento fondamentale per interpretare le successive prestazioni del sistema fotovoltaico. Le Figure 4.3 e 4.4 mostrano rispettivamente la composizione del carico nelle condizioni critiche invernali ed estive.

Nel giorno di picco invernale, la componente dominante nello Stato di Fatto è rappresentata dalle dispersioni per trasmissione attraverso l'involucro, in particolare attraverso le pareti esterne e le superfici finestrate. Il carico complessivo supera nelle prime ore del mattino 90 W/m^2. Nel Restauro, il miglioramento delle prestazioni dell'involucro riduce in modo significativo il contributo trasmissivo, portando il carico complessivo su valori dell'ordine di 30–35 W/m^2. In queste condizioni, le perdite associate alla ventilazione assumono una maggiore incidenza relativa sul carico residuo.

Il comportamento estivo è differente. Il carico frigorifero è infatti fortemente influenzato dalla radiazione solare e dagli apporti interni dovuti a occupazione, illuminazione e apparecchiature.A differenza della stagione invernale, per la quale la normativa nazionale (D.P.R. 74/2013) impone limiti di data e di ore giornaliere di accensione dell'impianto, per la climatizzazione estiva non sono previsti periodi di limitazione legislativa dell'esercizio. La riqualificazione riduce il contributo della trasmissione durante le ore centrali della giornata, quando le temperature esterne superano i 36 °C, portando la potenza frigorifera specifica di picco da valori superiori a 50 W/m^2 a valori inferiori a 30 W/m^2.

Nel complesso, l'analisi energetica mostra quindi che la riqualificazione agisce principalmente sulla componente invernale della domanda. La riduzione dei carichi si traduce in una diminuzione dei consumi elettrici della pompa di calore, ma non modifica radicalmente la loro stagionalità. Questo risultato è centrale per la successiva analisi fotovoltaica, poiché l'integrazione tra domanda e generazione dipende non soltanto dalla quantità di energia richiesta nell'arco dell'anno, ma dalla sua distribuzione temporale rispetto alla disponibilità della risorsa solare.

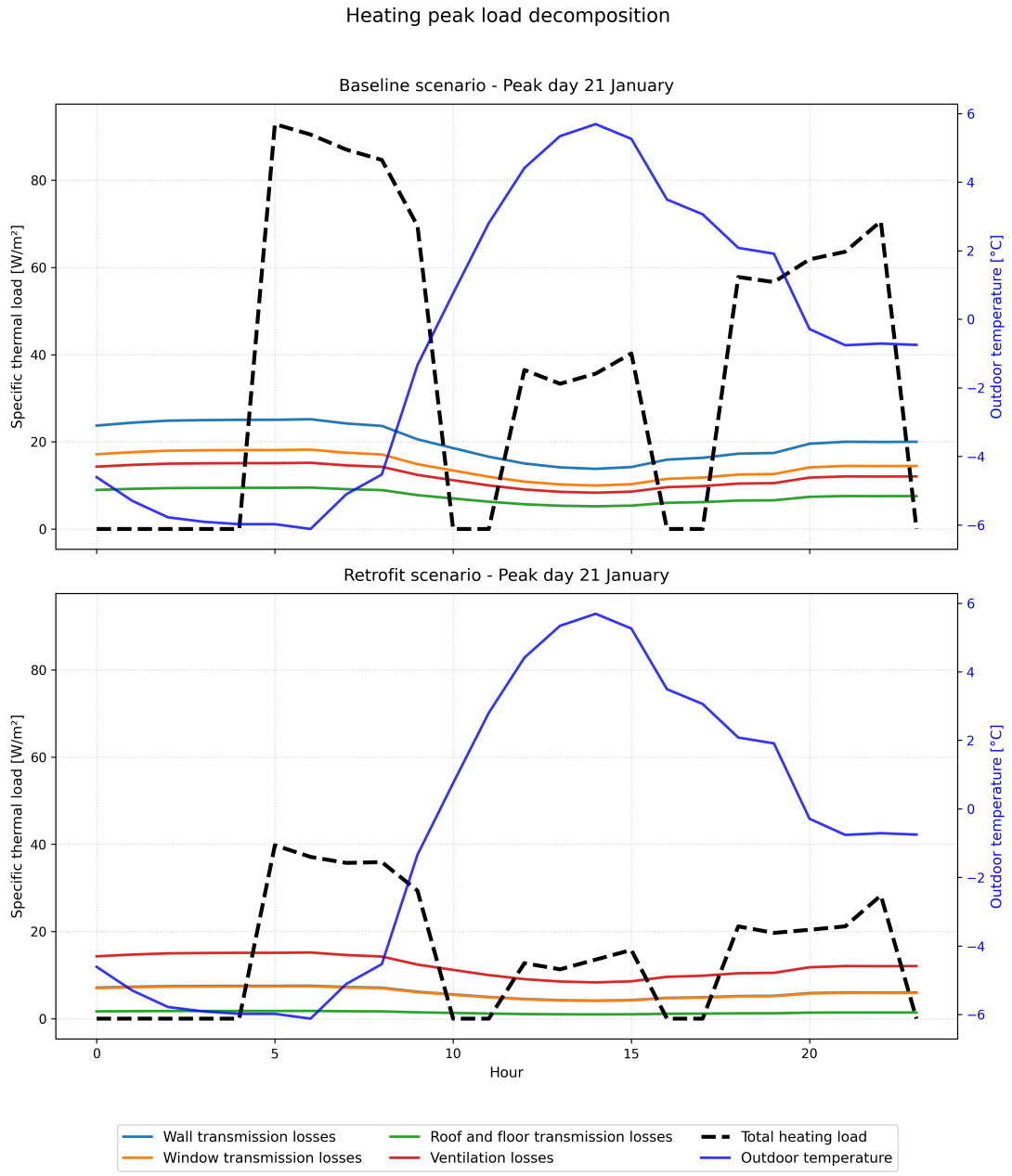


Figura 4.3: Scomposizione delle componenti del carico termico di picco e profilo di temperatura esterna durante la giornata invernale di calcolo: confronto tra Stato di Fatto (sinistra) e Restauro (destra).

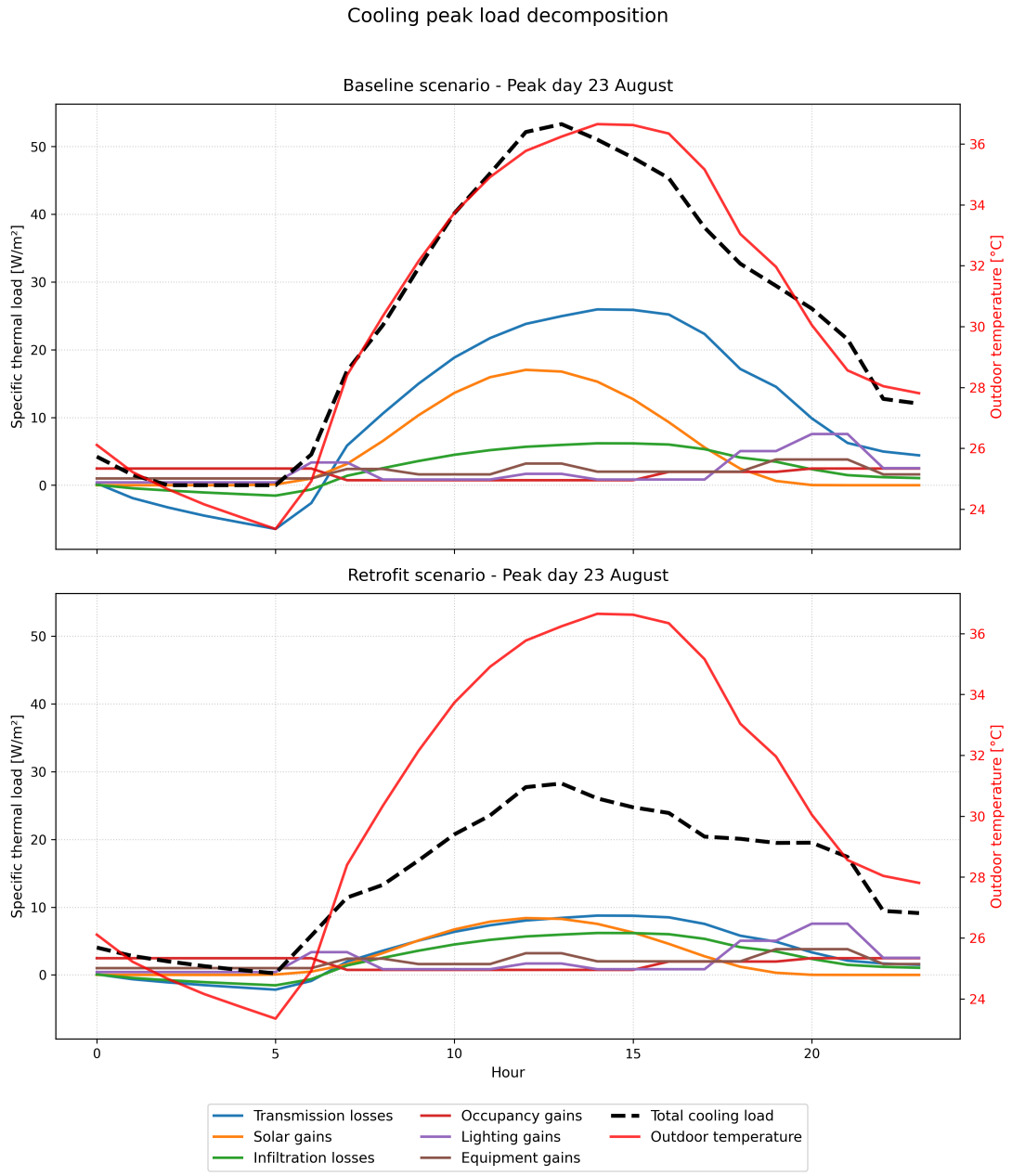


Figura 4.4: Scomposizione delle componenti del carico frigorifero di picco e contributo degli apporti gratuiti durante la giornata estiva di calcolo: confronto tra Stato di Fatto (sinistra) e Restauro (destra).

4.1.2 Dimensionamento e prestazioni del sistema fotovoltaico

La seconda fase dell'analisi riguarda il dimensionamento del sistema fotovoltaico per il sito di Torino. La procedura di ottimizzazione descritta nel Capitolo 3 viene applicata ai tre scenari di domanda elettrica, con l'obiettivo di individuare per ciascuno di essi la combinazione ottimale di inclinazione, orientamento e potenza nominale.

La La Tabella 4.2 riporta i principali parametri delle configurazioni individuate.

Tabella 4.2: Configurazioni fotovoltaiche ottimali per il sito di Torino.

Scenario	**Tilt** [°]	**Azimuth** [°]	P_{PV} [**kWp**]
No HP	30,41	12,99	23,91
Stato di Fatto	41,87	3,18	32,79
Restauro	39,70	7,14	29,80

L'introduzione della pompa di calore determina un aumento della potenza fotovoltaica ottimale da 23,91 a 32,79 kWp, pari a circa il 37%. La crescita della domanda elettrica porta quindi a una maggiore taglia dell'impianto, ma in misura sensibilmente inferiore rispetto all'aumento dei consumi. Il risultato mostra che l'ottimizzazione non ricerca un bilanciamento puramente energetico su base annuale, ma tiene conto della convenienza di produrre e utilizzare localmente l'energia.

A seguito della riqualificazione, la potenza ottimale si riduce a 29,80 kWp. La diminuzione rispetto allo Stato di Fatto è pari a circa il 9%, a fronte di una riduzione della domanda elettrica del 27,5%. Anche in questo caso la risposta del sistema fotovoltaico non è quindi proporzionale alla variazione dei consumi. La domanda associata alla pompa di calore, infatti, non rappresenta un carico uniforme durante l'anno, ma presenta una forte caratterizzazione stagionale.

Anche la geometria ottimale presenta alcune differenze. L'inclinazione passa da 30,41° nello scenario *No HP* a 41,87° nello Stato di Fatto e a 39,70° nel Restauro. Gli azimuth risultano invece rispettivamente pari a 12,99°, 3,18° e 7,14°, quindi complessivamente prossimi alla direzione sud.

Poiché la disponibilità della radiazione solare è la stessa nei tre scenari, le variazioni della configurazione ottimale non sono riconducibili a una diversa risorsa disponibile, ma alla diversa interazione tra produzione e domanda. L'ottimizzatore ricerca infatti una soluzione che bilanci produzione fotovoltaica, utilizzo locale dell'energia e costi del sistema, piuttosto che la massima produzione annuale indipendentemente dal profilo di carico.

Il bilancio energetico delle configurazioni ottimali è riportato nella Tabella 4.3.

Tabella 4.3: Bilancio energetico annuale delle configurazioni fotovoltaiche ottimali per Torino.

Scenario	E_{PV} **[MWh]**	E_{load} **[MWh]**	E_{SC} **[MWh]**	E_{grid} **[MWh]**	E_{export} **[MWh]**
No HP	35,56	108,00	30,67	77,33	4,89
Stato di Fatto	48,76	199,89	40,68	159,21	8,08
Restauro	44,31	145,00	37,51	107,48	6,80

Legenda: E_{PV} = energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico; E_{load} = domanda elettrica complessiva dell'edificio; E_{SC} = energia fotovoltaica autoconsumata direttamente dall'utenza; E_{grid} = energia elettrica prelevata dalla rete; E_{export} = energia fotovoltaica eccedentaria immessa in rete.

L'aumento della domanda nello Stato di Fatto determina una maggiore produzione fotovoltaica e una maggiore quantità di energia autoconsumata. Tuttavia, l'aumento della produzione è accompagnato anche da una crescita dell'energia immessa in rete. Ciò evidenzia che una domanda annuale più elevata non garantisce automaticamente una migliore utilizzazione della produzione fotovoltaica: ciò che conta è la sovrapposizione tra produzione e consumo nelle singole ore.

Nel Restauro, la riduzione della domanda porta a una diminuzione sia della potenza fotovoltaica installata sia della produzione annuale. L'energia autoconsumata si riduce solo in misura contenuta, mentre diminuisce anche l'energia eccedentaria immessa in rete. Il sistema rimane quindi orientato verso un elevato utilizzo locale della produzione, pur con una taglia inferiore rispetto allo Stato di Fatto.

Per valutare il comportamento delle configurazioni nel loro complesso è necessario considerare gli indicatori di autoconsumo, autosufficienza e costo livellato dell'energia, riportati nella Tabella 4.4.

Tabella 4.4: Indicatori energetici ed economici delle configurazioni fotovoltaiche ottimali per Torino.

Scenario	SC **[%]**	SS **[%]**	**LCOE [€/kWh]**
No HP	86,25	28,40	0,09599
Stato di Fatto	83,43	20,35	0,09323
Restauro	84,66	25,87	0,09416

L'autoconsumo assume valori elevati in tutti gli scenari, compresi tra circa l'83% e l'86%. La procedura di ottimizzazione conduce quindi a configurazioni nelle quali la maggior parte dell'energia prodotta viene utilizzata direttamente dall'edificio. L'autosufficienza mostra invece differenze molto più marcate: passa dal 28,40%

nello scenario *No HP* al 20,35% nello Stato di Fatto, per poi risalire al 25,87% nel Restauro.

Il comportamento di SC e SS evidenzia quindi due aspetti differenti dell'integrazione fotovoltaica. Un valore elevato di SC indica che la produzione fotovoltaica viene utilizzata localmente per la maggior parte del tempo in cui l'impianto genera energia; un valore più contenuto di SS indica invece che la produzione autoconsumata copre soltanto una parte della domanda annuale. Nel caso analizzato, il sistema è quindi dimensionato in modo da limitare l'eccedenza di produzione, senza perseguire una copertura integrale del fabbisogno elettrico.

Il peggioramento dell'autosufficienza nello Stato di Fatto è particolarmente significativo. L'introduzione della pompa di calore aumenta sensibilmente la domanda elettrica, ma una parte rilevante della nuova domanda è associata al riscaldamento invernale. Il consumo aggiuntivo si colloca quindi in un periodo nel quale la produzione fotovoltaica è mediamente più contenuta. L'aumento della domanda non si traduce pertanto in una corrispondente capacità del fotovoltaico di coprirla.

Nel Restauro, la riduzione della domanda consente invece all'energia fotovoltaica autoconsumata di rappresentare una quota maggiore del fabbisogno residuo. L'autosufficienza aumenta quindi rispetto allo Stato di Fatto, pur rimanendo inferiore rispetto allo scenario *No HP*.

Dal punto di vista economico, il LCOE varia in un intervallo relativamente ristretto, compreso tra 0,09323 e 0,09599 EUR/kWh. Le configurazioni risultano quindi economicamente comparabili, nonostante le differenze nella domanda elettrica e nella potenza installata. Il valore minimo si osserva nello Stato di Fatto, mentre le differenze rispetto agli altri scenari rimangono contenute.

Nel complesso, il caso di Torino evidenzia quindi che la variazione della domanda elettrica si trasferisce al sistema fotovoltaico, ma non in maniera proporzionale. La presenza della pompa di calore richiede una maggiore potenza installata, mentre la riqualificazione consente di ridurla. Tuttavia, l'indicatore maggiormente sensibile alla struttura della domanda è l'autosufficienza, che risente della diversa collocazione temporale dei consumi di riscaldamento e raffrescamento. Questo risultato costituisce il punto di partenza per l'analisi a scala regionale.

4.2 Analisi regionale del Piemonte

L'analisi del caso studio viene successivamente estesa all'intero territorio piemontese, con l'obiettivo di verificare se i comportamenti osservati a Torino siano rappresentativi del territorio regionale e di valutare l'influenza della variabilità climatica e dei profili di domanda sulle configurazioni fotovoltaiche ottimali.

L'analisi comprende complessivamente 2613 siti, ottenuti applicando i criteri di filtraggio descritti nel Capitolo 3. Per ciascun sito sono stati determinati i fabbisogni di riscaldamento e raffrescamento mediante la metodologia HCLFM, le relative potenze di picco e i consumi elettrici della pompa di calore. I profili risultanti sono stati successivamente utilizzati come input per la procedura di ottimizzazione fotovoltaica.

4.2.1 Variabilità regionale dei carichi termici

La Tabella 4.5 riassume i principali valori medi ottenuti per i 2613 siti analizzati, distinguendo il contributo del riscaldamento, del raffrescamento e il bilancio annuale complessivo.

Tabella 4.5: Valori medi regionali dei principali indicatori di domanda termica e frigorifera nel territorio piemontese.

Parametro	**Stato di Fatto**	**Restauro**	**Riduzione**
Riscaldamento			
Fabbisogno termico [MWh/anno]	296,63	106,99	-63,93%
Consumo elettrico PdC (MWh_{el}/anno)	91,21	33,07	-63,75%
Picco termico (kW)	279,33	119,58	-57,19%
Raffrescamento			
Fabbisogno frigorifero (MWh/anno)	39,10	31,44	-19,58%
Consumo elettrico PdC (MWh_{el}/anno)	8,42	6,57	-21,95%
Picco frigorifero (kW)	126,67	68,80	-45,68%
Totale annuale			
Energia termica H+C (MWh/anno)	335,73	138,43	-58,77%
Energia elettrica PdC H+C (MWh_{el}/anno)	99,63	39,64	-60,21%

I risultati regionali confermano il comportamento osservato nel caso studio di Torino. La riqualificazione produce infatti un effetto nettamente più marcato sul riscaldamento rispetto al raffrescamento: il fabbisogno invernale si riduce mediamente di circa il 64%, mentre quello estivo diminuisce di circa il 20%. Il

fenomeno non costituisce quindi una peculiarità del singolo edificio analizzato, ma rappresenta una tendenza sistematica dei siti piemontesi considerati.

La riduzione dei fabbisogni invernali si riflette quasi proporzionalmente sui consumi elettrici della pompa di calore, mentre la riduzione delle potenze di picco risulta anch'essa significativa. Nel raffrescamento, invece, il beneficio energetico annuale è più contenuto, a fronte di una riduzione comunque marcata delle potenze massime. La diversa risposta dei due servizi conferma quindi il ruolo predominante dell'involucro nel determinare la domanda di riscaldamento e la maggiore influenza degli apporti solari e interni sul carico estivo.

Le distribuzioni dei risultati nei singoli siti permettono di valutare se la riduzione osservata nei valori medi sia accompagnata da una variazione dell'intera distribuzione territoriale. La Figura 4.5 mostra la distribuzione del fabbisogno termico annuale e del picco di riscaldamento per i 2613 siti. La netta separazione delle distribuzioni tra Stato di Fatto e Restauro mostra che l'effetto della riqualificazione interessa l'intero insieme dei siti e non soltanto il valore medio regionale. Il fabbisogno termico, ad esempio, si concentra prevalentemente tra circa 250 e 350 MWh/anno nello Stato di Fatto, mentre nel Restauro la distribuzione si sposta verso valori prevalentemente compresi tra circa 80 e 130 MWh/anno.

Anche i picchi mostrano una riduzione sistematica. Nello Stato di Fatto i valori si estendono da circa 200 a 360 kW, mentre nello scenario di Restauro l'intervallo si riduce a circa 80–160 kW. La riqualificazione determina quindi non soltanto una riduzione del carico medio, ma anche una contrazione della variabilità associata alle condizioni di massimo carico.

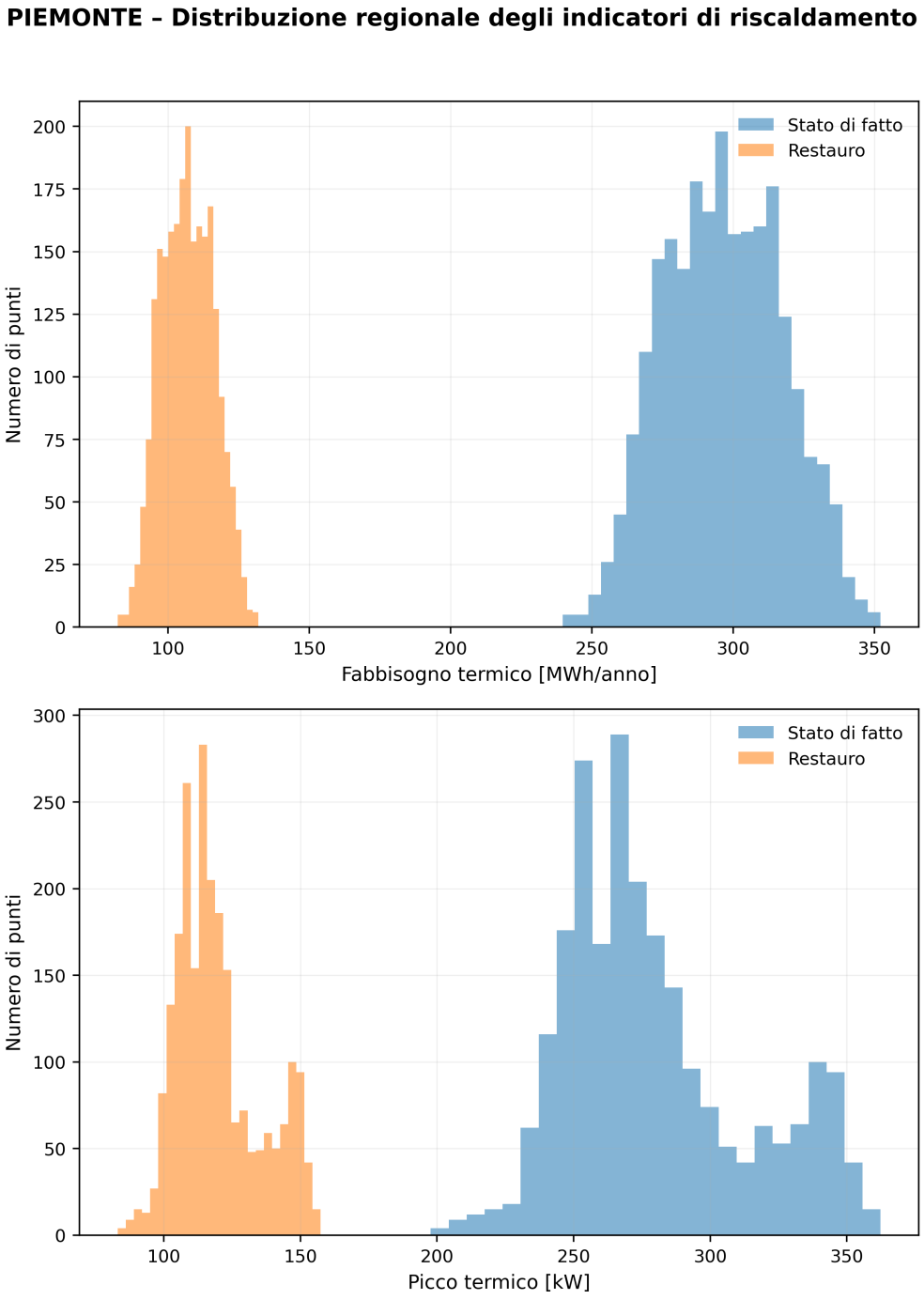


Figura 4.5: Distribuzione regionale del fabbisogno termico annuale e del picco di riscaldamento nei 2613 siti analizzati: confronto tra Stato di Fatto e scenario di Restauro.

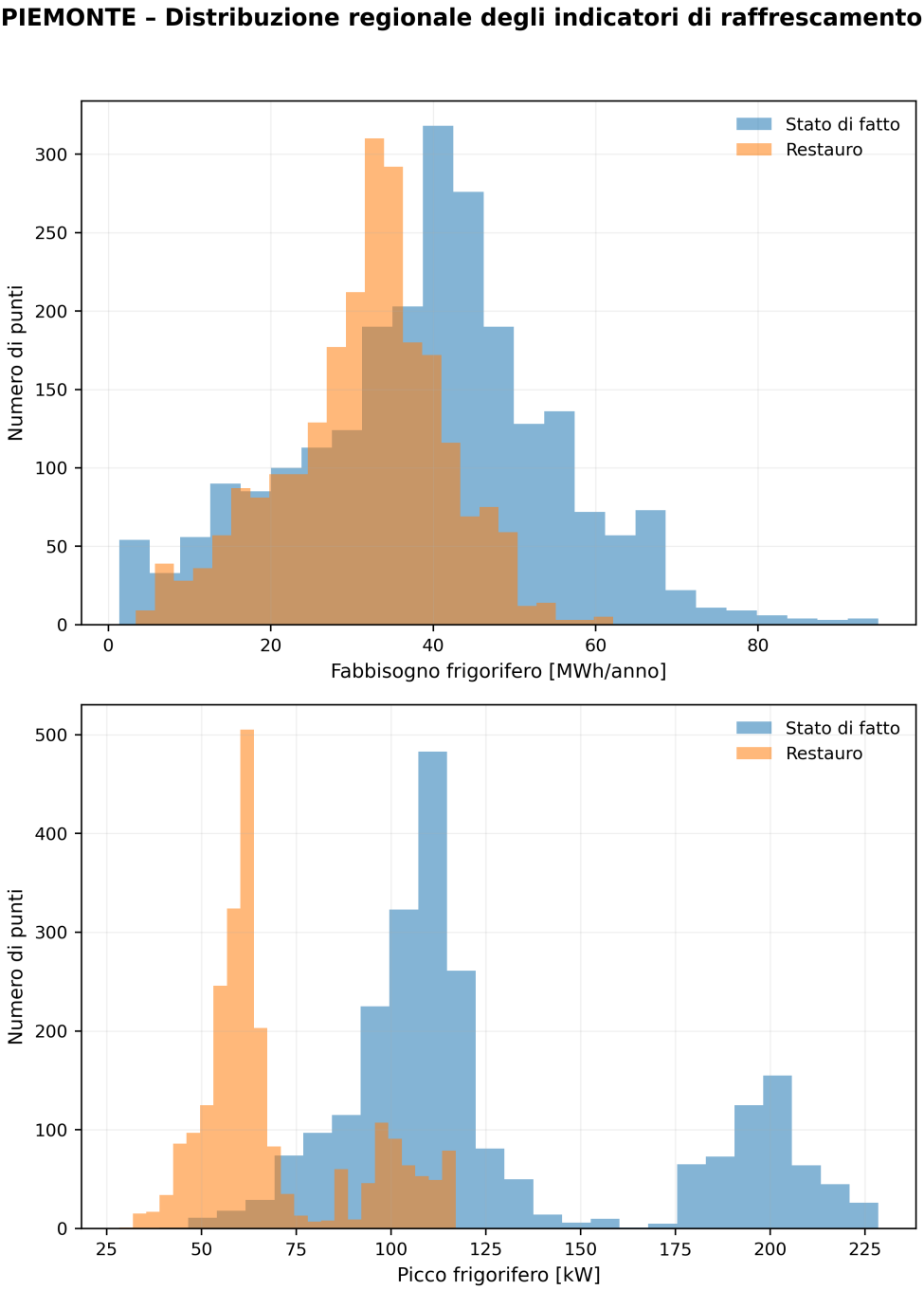


Figura 4.6: Distribuzione regionale del fabbisogno frigorifero annuale e del picco di raffrescamento nei 2613 siti analizzati: confronto tra Stato di Fatto e scenario di Restauro.

Per il raffrescamento, la sovrapposizione tra le distribuzioni di Stato di Fatto e Restauro risulta maggiore rispetto al riscaldamento, soprattutto per il fabbisogno annuale. La differenza diventa invece più evidente nella distribuzione dei picchi frigoriferi. Anche a scala regionale emerge quindi la diversa sensibilità dei due servizi alla riqualificazione dell'involucro.

La caratterizzazione dei carichi costituisce il collegamento tra variabilità climatica dei siti e domanda elettrica utilizzata nell'ottimizzazione. I risultati mostrano infatti che la domanda non può essere descritta unicamente attraverso un valore annuale medio: la sua distribuzione stagionale e oraria determina il modo in cui il sistema fotovoltaico può interagire con i consumi della pompa di calore.

4.2.2 Configurazioni ottimali e prestazioni del sistema fotovoltaico

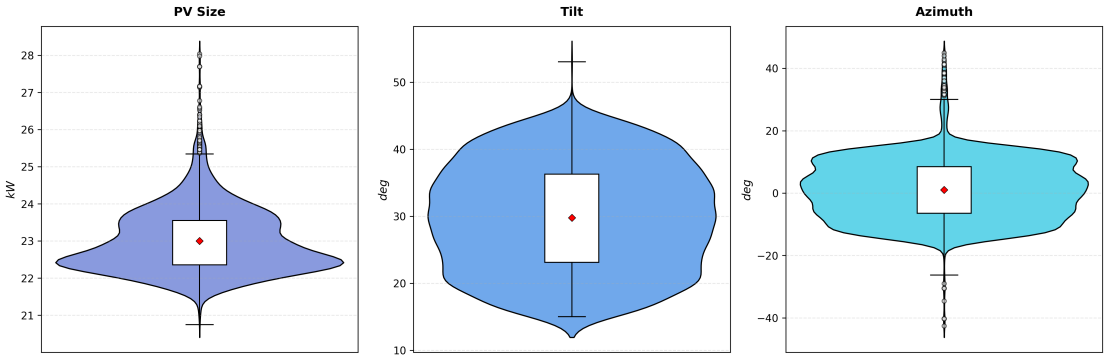
La successiva fase dell'analisi riguarda il dimensionamento ottimale dei sistemi fotovoltaici nei 2613 siti considerati. Per ciascun sito, la procedura di ottimizzazione ha determinato la combinazione di potenza installata, inclinazione e orientamento in grado di fornire il miglior compromesso tra produzione fotovoltaica, autoconsumo, autosufficienza e costo livellato dell'energia.

I risultati medi ottenuti nei tre principali scenari sono riportati nella Tabella 4.6, mentre nelle Figure 4.7a, 4.7b e 4.7c sono illustrati i rispettivi *violin plot*, che mostrano la distribuzione di densità di probabilità, la variabilità e la dispersione delle variabili di decisione per i tre scenari analizzati.

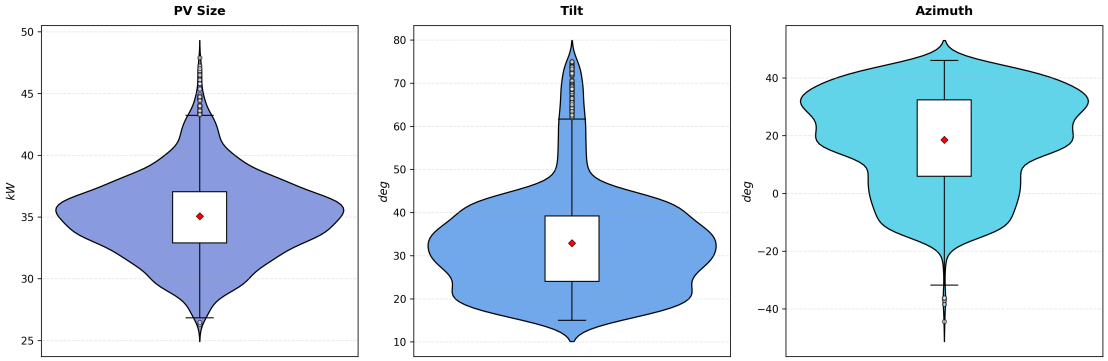
Tabella 4.6: Configurazione fotovoltaica ottimale media a scala regionale per il Piemonte.

Scenario	**Tilt** [°]	**Azimuth** [°]	**Potenza FV [kWp]**
No HP	30,44	1,19	24,91
SF Totale	32,89	18,59	35,07
Restauro Totale	31,38	7,61	30,79

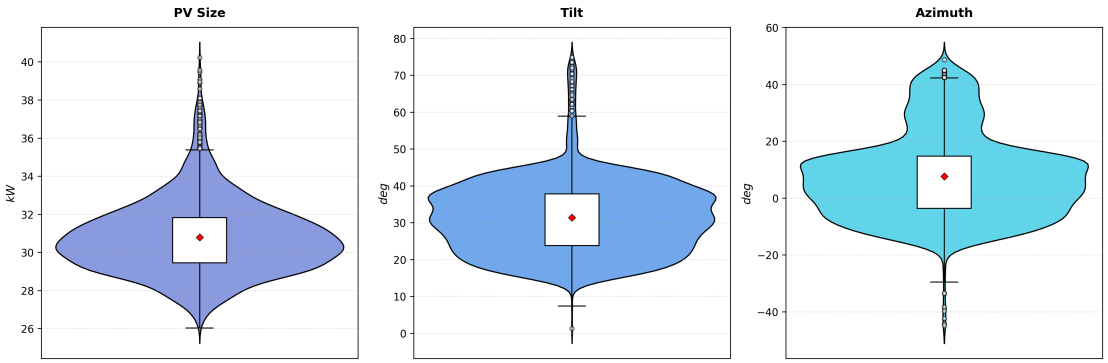
L'introduzione della pompa di calore determina un aumento significativo della taglia fotovoltaica media, che passa da 24,91 kWp nello scenario *No HP* a 35,07 kWp nello *SF Totale*, pari a un incremento del 40,8%. La crescita della potenza installata risulta tuttavia inferiore alla crescita della domanda elettrica associata alla climatizzazione. Anche a scala regionale, quindi, il sistema non viene dimensionato per compensare integralmente l'aumento dei consumi, ma per individuare una soluzione equilibrata in termini di utilizzo locale dell'energia e convenienza economica.



(a) Scenario *No HP*.



(b) Scenario *Stato di Fatto*.



(c) Scenario *Restauro*.

Figura 4.7: Distribuzione delle variabili di decisione (*violin plot*) per i tre scenari analizzati: (a) No HP, (b) Stato di Fatto e (c) Restauro.

Nel *Restauro Totale*, la potenza media ottimale si riduce a 30,79 kWp, con una diminuzione del 12,2% rispetto allo Stato di Fatto. Anche in questo caso la riduzione della taglia fotovoltaica è inferiore alla riduzione dei consumi della pompa di calore. La differenza conferma che la potenza ottimale non è funzione esclusiva della domanda annuale, ma dipende anche dalla sua distribuzione temporale.

Le inclinazioni medie risultano comprese tra circa 30° e 33°, mentre gli azimuth sono complessivamente prossimi alla direzione sud. Le variazioni geometriche tra gli scenari risultano quindi meno marcate rispetto a quelle della potenza installata. Ciò suggerisce che, a scala regionale, la geometria del campo fotovoltaico rimane principalmente legata alla disponibilità della risorsa solare, mentre la potenza installata risponde maggiormente alla struttura della domanda.

Per valutare l'effettiva risposta dei sistemi ottimizzati è necessario considerare anche gli indicatori energetici ed economici riportati nella Tabella 4.7.Nelle Figure 4.8a, 4.8b e 4.8c sono illustrati i rispettivi *violin plot*, che mostrano la distribuzione di densità di probabilità, la variabilità e la dispersione di tali indicatori prestazionali per i tre scenari analizzati.

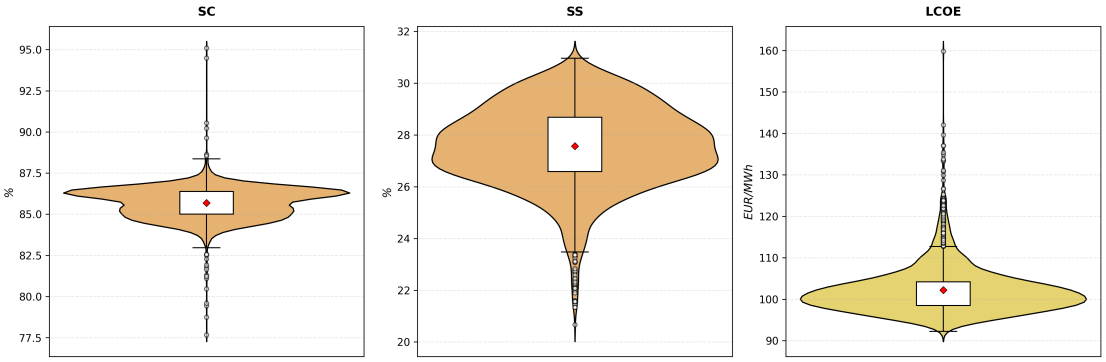
Tabella 4.7: Principali indicatori di prestazione delle configurazioni fotovoltaiche ottimali a scala regionale per il Piemonte.

Scenario	**SC [%]**	**SS [%]**	**LCOE [EUR/kWh]**
No HP	85,69	27,56	0,1022
SF Totale	84,31	18,68	0,1005
Restauro Totale	85,33	24,05	0,1007

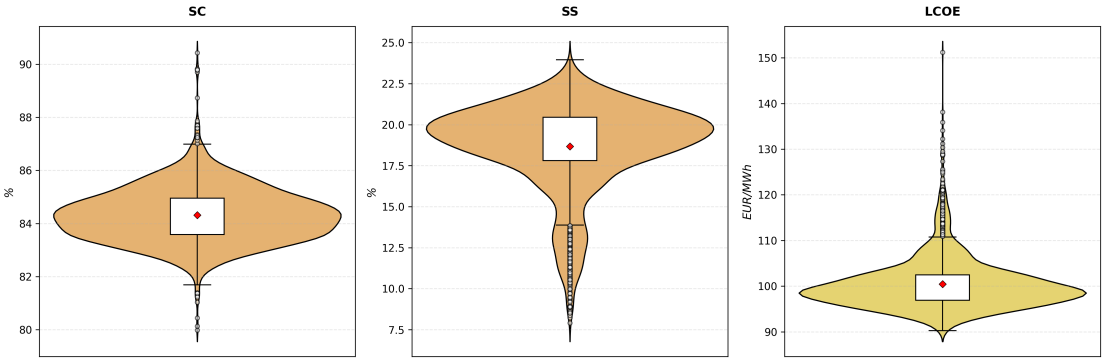
L'autoconsumo presenta valori elevati e molto simili nei tre scenari, variando tra l'84% e l'86%. Questo comportamento indica che l'ottimizzazione conduce sistematicamente verso configurazioni nelle quali la maggior parte della produzione fotovoltaica viene utilizzata localmente.

L'autosufficienza mostra invece una variazione molto più significativa. Il valore medio passa dal 27,56% nello scenario *No HP* al 18,68% nello *SF Totale*, per poi risalire al 24,05% nel *Restauro Totale*. La maggiore domanda introdotta dalla pompa di calore non determina quindi un miglioramento dell'autosufficienza. Il risultato è particolarmente significativo perché dimostra che l'aumento della taglia fotovoltaica non è sufficiente a compensare la maggiore domanda quando quest'ultima è concentrata in periodi caratterizzati da una minore produzione solare.

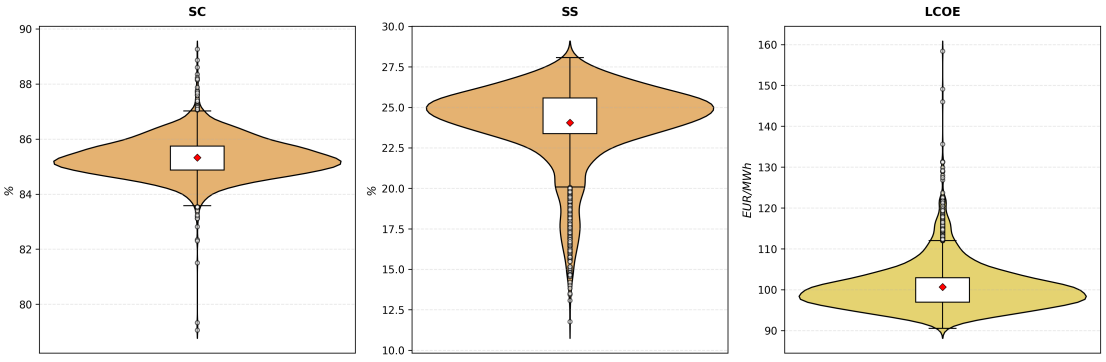
La riqualificazione determina invece un recupero dell'autosufficienza. Riducendo la domanda elettrica associata alla climatizzazione, permette al sistema fotovoltaico di coprire una quota maggiore del fabbisogno residuo. Il recupero, tuttavia, non



(a) Scenario *No HP*.



(b) Scenario *Stato di Fatto*.



(c) Scenario *Restauro*.

Figura 4.8: Distribuzione degli indicatori prestazionali ed economici (*violin plot*) per i tre scenari analizzati: (a) No HP, (b) Stato di Fatto e (c) Restauro.

riporta il valore di SS ai livelli dello scenario *No HP*, confermando il ruolo della componente stagionale della domanda.

Per rendere più evidente la differenza tra i due servizi di climatizzazione sono stati analizzati anche i sottoscenari relativi al solo riscaldamento e al solo raffrescamento. I principali risultati sono riportati nella Tabella 4.8.

Tabella 4.8: Confronto tra i parametri più significativi dei sottoscenari di riscaldamento e raffrescamento nel Piemonte.

Scenario	**Potenza FV [kWp]**	**SS [%]**
No HP	24,91	27,56
SF – Riscaldamento	27,63	15,56
SF – Raffrescamento	30,46	30,45
Restauro – Riscaldamento	27,00	21,84
Restauro – Raffrescamento	28,48	29,69

Il confronto evidenzia chiaramente la differente compatibilità dei due servizi con la produzione fotovoltaica. Il solo riscaldamento presenta un'autosufficienza sensibilmente inferiore rispetto al solo raffrescamento, sia nello Stato di Fatto sia nel Restauro. Nel caso del Restauro, ad esempio, l'SS passa dal 21,84% per il solo riscaldamento al 29,69% per il solo raffrescamento.

La differenza non è quindi spiegabile semplicemente attraverso la quantità annuale di energia consumata, ma è principalmente associata alla sovrapposizione temporale tra domanda e produzione. Il raffrescamento concentra infatti una parte rilevante della domanda nei mesi e nelle ore di maggiore disponibilità solare, mentre il riscaldamento presenta una domanda prevalentemente invernale, quando la produzione fotovoltaica è mediamente più bassa.

Questo risultato rappresenta uno degli elementi più significativi dell'analisi regionale, poiché mostra come due carichi di climatizzazione possano produrre effetti molto differenti sullo stesso sistema fotovoltaico. La sola conoscenza del consumo annuale della pompa di calore non è quindi sufficiente per prevedere il livello di autosufficienza raggiungibile.

Dal punto di vista economico, i valori medi di LCOE risultano compresi tra 0,1005 e 0,1022 EUR/kWh. Le differenze tra gli scenari sono quindi contenute rispetto alle variazioni osservate nell'autosufficienza. Le configurazioni risultano complessivamente caratterizzate da una buona stabilità economica, mentre la principale differenziazione tra gli scenari si manifesta nella relazione tra domanda e produzione.

Nel complesso, i risultati regionali confermano che la presenza della pompa di

calore determina un aumento della potenza fotovoltaica ottimale, ma non garantisce un miglioramento dell'autosufficienza. La riqualificazione consente invece di ridimensionare il sistema e di recuperare parte dell'autosufficienza persa. Il fattore discriminante risulta tuttavia la distribuzione temporale dei carichi, come dimostrato dal confronto tra riscaldamento e raffrescamento.

4.2.3 Distribuzione spaziale dei risultati

La valutazione regionale può essere ulteriormente approfondita attraverso l'analisi della distribuzione spaziale delle principali variabili che caratterizzano le configurazioni fotovoltaiche ottimali. Considerato l'elevato numero di risultati ottenuti combinando scenari e indicatori, nel corpo della tesi vengono riportate, per lo scenario *Restauro Totale*, le distribuzioni territoriali della potenza fotovoltaica ottimale, dell'inclinazione dei moduli e dell'azimuth.

Le mappe riportate nelle Figure 4.9, 4.10 e 4.11 consentono di valutare la variabilità delle soluzioni individuate nei diversi siti. Siti caratterizzati da differenti condizioni energetiche possono quindi richiedere taglie fotovoltaiche differenti anche all'interno della stessa regione.

Anche tilt e azimuth presentano una certa variabilità tra i siti. Tuttavia, i valori medi rimangono complessivamente prossimi a configurazioni orientate verso sud e con inclinazioni tipiche del contesto piemontese. La variazione della geometria ottimale deve pertanto essere interpretata come il risultato dell'interazione tra risorsa solare e profilo di domanda, piuttosto che come una semplice conseguenza della posizione geografica.

L'analisi spaziale conferma quindi la necessità di un approccio distribuito alla valutazione dei sistemi fotovoltaici. L'utilizzo di un unico sito o di un unico valore medio come rappresentativo dell'intero territorio non permetterebbe infatti di cogliere le differenze locali nella domanda elettrica, nella producibilità e nella configurazione ottimale dell'impianto.

La riqualificazione energetica riduce significativamente la domanda associata alla climatizzazione, ma non elimina la variabilità territoriale. Le differenze tra i siti rimangono infatti legate alla combinazione tra condizioni climatiche locali, disponibilità della risorsa solare e distribuzione temporale dei consumi elettrici.

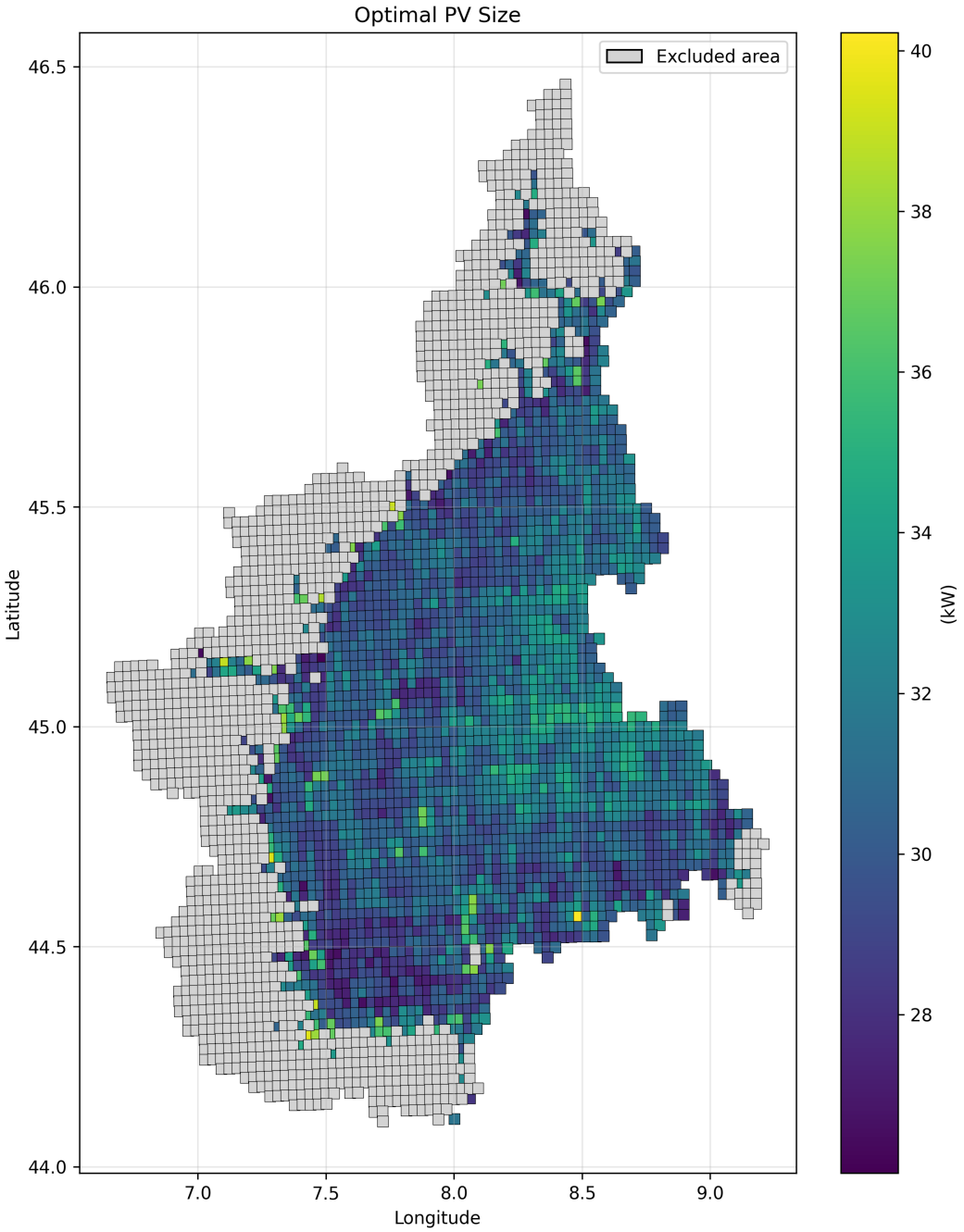


Figura 4.9: Distribuzione spaziale della potenza fotovoltaica ottimale nello scenario Restauro Totale.

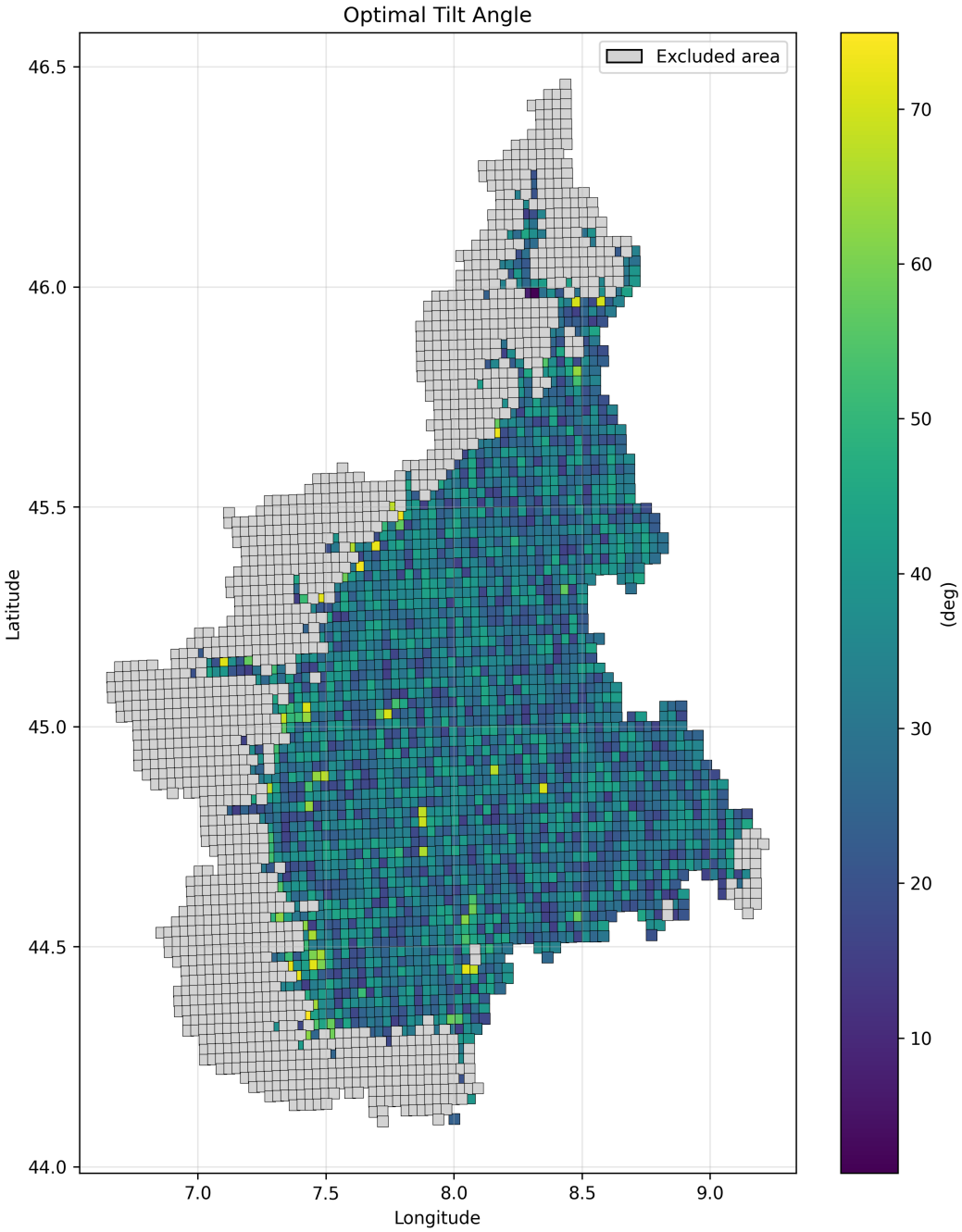


Figura 4.10: Distribuzione spaziale dell'inclinazione ottimale dei moduli fotovoltaici nello scenario Restauro Totale.

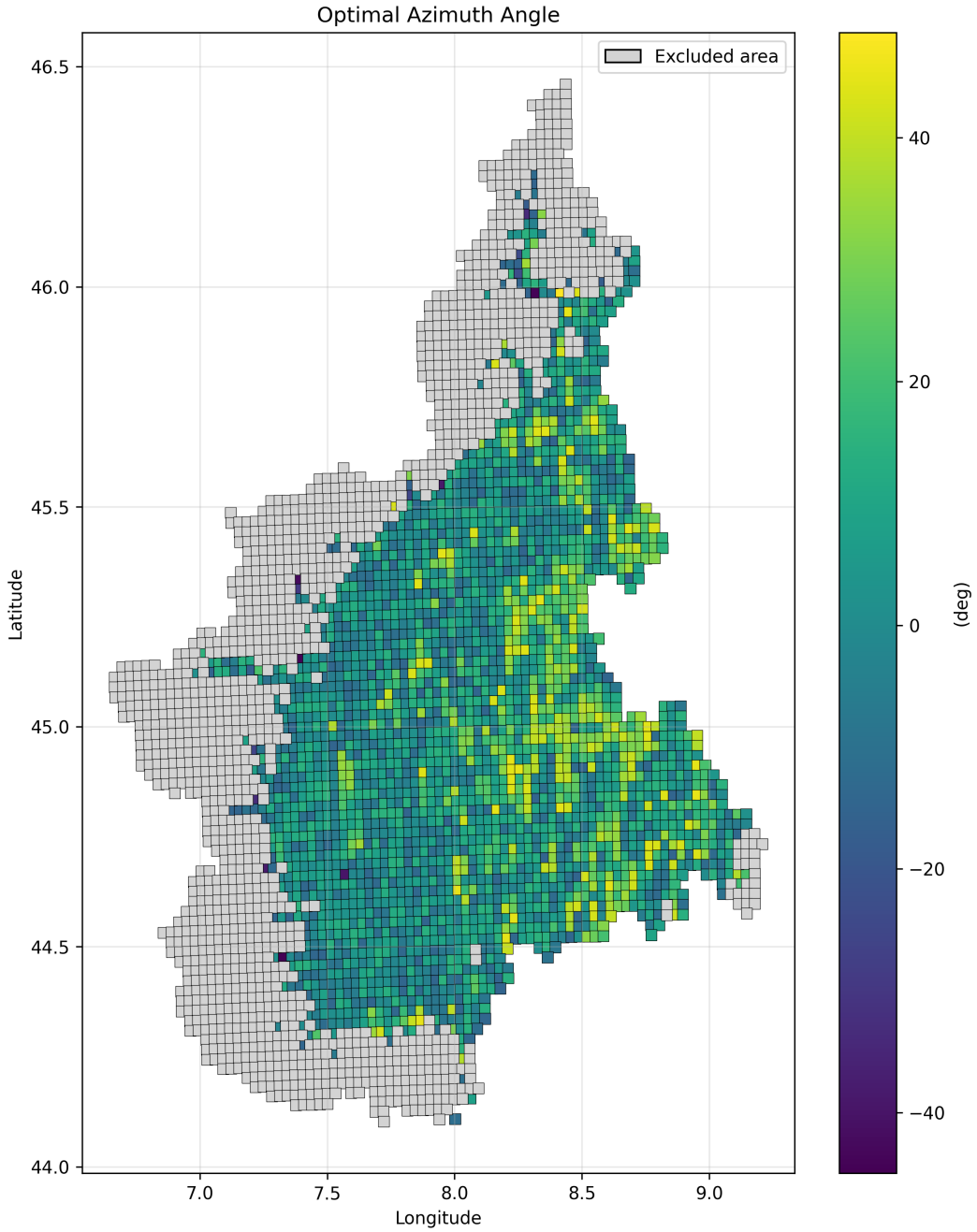


Figura 4.11: Distribuzione spaziale dell'azimuth ottimale nello scenario Restauro Totale.

4.3 Confronto tra Piemonte e Sicilia

Per valutare in maniera più diretta l'influenza delle condizioni climatiche sul comportamento del sistema integrato edificio, pompa di calore e impianto fotovoltaico, l'analisi viene estesa alla Sicilia, considerando complessivamente 3553 siti.

Il confronto tra Piemonte e Sicilia permette di distinguere l'effetto della semplice disponibilità della risorsa solare da quello associato alla struttura temporale della domanda. L'aspetto di maggiore interesse non riguarda quindi soltanto la quantità di energia solare disponibile, ma la compatibilità tra il momento in cui l'energia viene prodotta e quello in cui viene richiesta.

4.3.1 Confronto dei carichi e dei consumi della pompa di calore

La principale differenza tra i due contesti riguarda la ripartizione stagionale dei consumi elettrici della pompa di calore.

In Piemonte, nello scenario di Restauro Totale, il riscaldamento rappresenta circa l'83,4% del consumo elettrico della pompa di calore, mentre il raffrescamento costituisce il restante 16,6%. In Sicilia la situazione è sostanzialmente differente: i consumi risultano quasi equamente distribuiti tra riscaldamento e raffrescamento, con quote rispettivamente pari al 49,6% e al 50,4%.

I dati principali sono sintetizzati nella Tabella 4.9.

Tabella 4.9: Confronto dei consumi elettrici della pompa di calore tra Piemonte e Sicilia.

Parametro / Scenario	**Piemonte**	**Sicilia**
Consumo PdC Stato di Fatto [MWh_{el}/anno]	99,63	52,27
Consumo PdC Restauro Totale [MWh_{el}/anno]	39,64 (-60,21%)	22,22 (-57,49%)
Restauro Totale – Quota Riscaldamento [%]	83,4% (33,07 MWh)	49,6% (11,01 MWh)
Restauro Totale – Quota Raffrescamento [%]	16,6% (6,57 MWh)	50,4% (11,20 MWh)

Il consumo elettrico della pompa di calore nello Stato di Fatto risulta quindi significativamente più elevato in Piemonte. La differenza è principalmente riconducibile al maggiore fabbisogno di riscaldamento associato al clima piemontese. In Sicilia,

il clima più mite riduce il fabbisogno invernale, mentre la maggiore incidenza del raffrescamento rende la domanda di climatizzazione più distribuita tra le due stagioni.

La riqualificazione produce una riduzione significativa dei consumi in entrambe le regioni. In Sicilia, il consumo della pompa di calore si riduce del 57,49%, mentre la domanda elettrica complessiva dell'edificio diminuisce del 18,75%. La riqualificazione agisce quindi in maniera sostanziale anche in un contesto climatico nel quale il riscaldamento ha un peso molto inferiore rispetto al Piemonte.

Per analizzare nel dettaglio come tali carichi si distribuiscano sul territorio regionale siciliano, nelle Figure 4.12 e 4.13 si riportano rispettivamente le distribuzioni del fabbisogno e dei picchi di riscaldamento e raffrescamento per i 3553 siti analizzati in Sicilia.

Come osservato per il Piemonte, la netta separazione delle distribuzioni tra Stato di Fatto e Restauro mostra che l'effetto della riqualificazione interessa l'intero insieme dei siti regionali. Tuttavia, in Sicilia i valori assoluti del fabbisogno di riscaldamento sono nettamente inferiori: la distribuzione passa da valori compresi prevalentemente tra 80 e 180 MWh/anno nello Stato di Fatto a valori compresi tra 30 e 70 MWh/anno nello scenario di Restauro.

Anche i picchi di riscaldamento subiscono una contrazione sistematica, passando da un intervallo di circa 100–220 kW nello Stato di Fatto a circa 40–90 kW nello scenario di Restauro.

Per quanto riguarda il raffrescamento (Figura 4.13), la situazione in Sicilia appare capovolta rispetto al contesto piemontese. Il fabbisogno frigorifero assume valori significativamente più elevati e diffusi su tutto il territorio regionale, risentendo fortemente delle elevate temperature estive. La riqualificazione riduce il contributo trasmissivo anche durante la stagione estiva, limitando i picchi di raffrescamento e la domanda complessiva, pur mantenendo una rilevanza del carico frigorifero paragonabile a quella del riscaldamento.

La differenza più importante non riguarda tuttavia soltanto la quantità di energia consumata, ma la sua collocazione stagionale. In Piemonte la quota dominante della domanda della pompa di calore è associata al riscaldamento, mentre in Sicilia una parte molto maggiore del consumo si colloca nel periodo estivo. Questa caratteristica anticipa il diverso comportamento osservato negli indicatori di integrazione fotovoltaica.

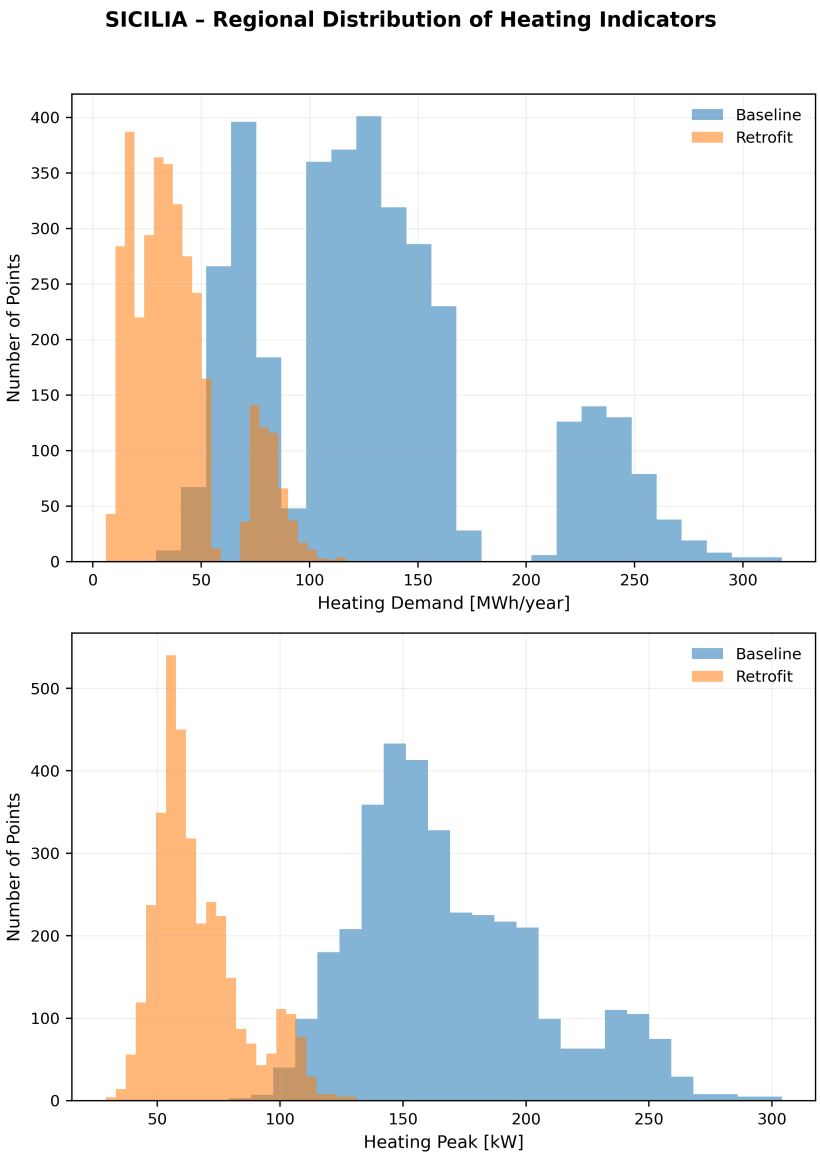


Figura 4.12: Distribuzione regionale del fabbisogno termico annuale e del picco di riscaldamento nei 3553 siti analizzati in Sicilia: confronto tra Stato di Fatto e scenario di Restauro.

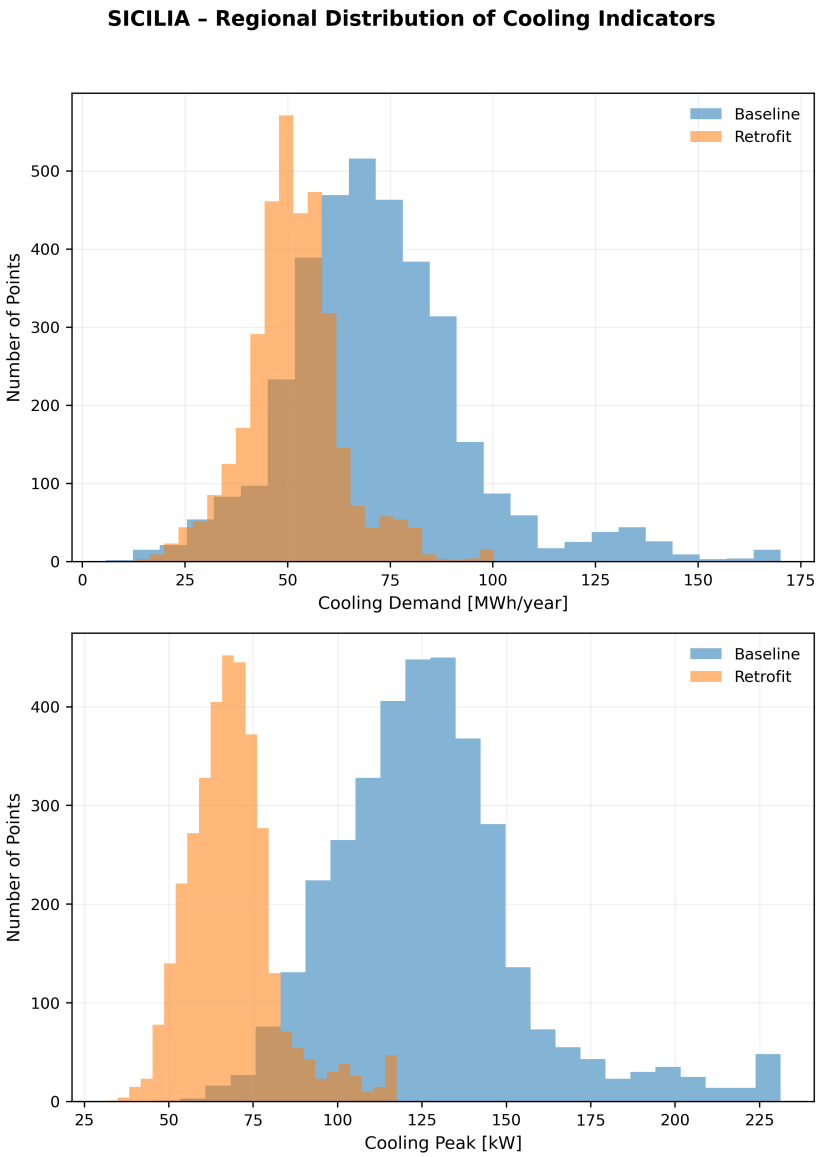


Figura 4.13: Distribuzione regionale del fabbisogno frigorifero annuale e del picco di raffrescamento nei 3553 siti analizzati in Sicilia: confronto tra Stato di Fatto e scenario di Restauro.

4.3.2 Confronto delle configurazioni fotovoltaiche

La diversa struttura della domanda si riflette anche sulle configurazioni fotovoltaiche ottimali. In Sicilia, la potenza media passa da 35,89 kWp nello Stato di Fatto a 30,24 kWp nel Restauro Totale, con una riduzione del 15,74%. I valori risultano molto simili a quelli ottenuti per il Piemonte, nonostante la domanda elettrica media associata alla pompa di calore sia significativamente inferiore in Sicilia.

Questo risultato conferma che la potenza fotovoltaica ottimale non dipende esclusivamente dall'entità della domanda annuale. La maggiore disponibilità della risorsa solare in Sicilia consente infatti di ottenere una maggiore produzione per unità di potenza installata, rendendo economicamente conveniente una taglia fotovoltaica comparabile a quella piemontese anche in presenza di una domanda inferiore.

Tabella 4.10: Confronto dei principali parametri di dimensionamento fotovoltaico tra Piemonte e Sicilia.

Scenario / Parametro	Piemonte	Sicilia
Potenza FV (kWp)		
Stato di Fatto Totale	35,07	35,89
Restauro Totale	30,79	30,24
No HP	24,91	23,00
Tilt medio Restauro (°)	31,38	30,04
Azimuth medio Restauro (°)	7,61	5,45

Le inclinazioni ottimali risultano relativamente vicine nei due contesti, con valori medi prossimi ai 30°. Anche gli azimuth risultano complessivamente prossimi alla direzione sud. Le differenze geometriche medie sono quindi contenute, mentre risultano più significative le differenze associate alla produzione e alla distribuzione temporale della domanda.

Il confronto delle potenze fotovoltaiche evidenzia pertanto un risultato rilevante: configurazioni di potenza media simile possono produrre livelli di prestazione differenti quando vengono applicate a profili di domanda diversi. La sola potenza installata non è quindi sufficiente per descrivere la qualità dell'integrazione tra fotovoltaico e pompa di calore.

4.3.3 Confronto degli indicatori energetici ed economici

Il confronto degli indicatori mostra una sostanziale stabilità dell'autoconsumo nei diversi contesti, mentre l'autosufficienza evidenzia differenze molto più marcate.

L'SC si mantiene infatti intorno all'85%, mentre l'SS varia significativamente tra Piemonte e Sicilia.

La Tabella 4.11 mette a confronto i valori di autosufficienza nei diversi scenari.

Tabella 4.11: Confronto dell'indice di autosufficienza (SS) tra Piemonte e Sicilia nei vari scenari.

Scenario	**Piemonte** [%]	**Sicilia** [%]
No HP (Solo carichi elettrici base)	27,56	29,44
Stato di Fatto Totale	18,68	29,66
Restauro Totale	24,05	31,61
Sottoscenari di Restauro:		
– Solo Riscaldamento	21,84	27,38
– Solo Raffrescamento	29,69	33,43

Il comportamento dell'autosufficienza evidenzia una netta differenza tra i due territori. In Piemonte l'introduzione della pompa di calore determina una riduzione dell'SS dal 27,56% al 18,68%. In Sicilia, invece, l'indice rimane sostanzialmente stabile, passando dal 29,44% al 29,66%.

La differenza può essere interpretata alla luce della struttura stagionale dei carichi. In Piemonte l'aumento della domanda associato alla pompa di calore è dominato dal riscaldamento, la cui domanda si concentra nei mesi invernali. In Sicilia, una quota molto maggiore della domanda è associata al raffrescamento estivo e risulta quindi temporalmente più compatibile con la produzione fotovoltaica.

La riqualificazione determina un recupero dell'autosufficienza in entrambi i contesti. In Piemonte l'SS aumenta dal 18,68% al 24,05%, mentre in Sicilia raggiunge il 31,61%. In quest'ultimo caso, la riduzione della domanda si combina con una maggiore disponibilità della risorsa solare e con una struttura dei carichi più favorevole all'utilizzo diretto della produzione.

Il confronto tra i sottoscenari di Restauro rafforza ulteriormente questa interpretazione. Il solo raffrescamento permette di raggiungere livelli di autosufficienza superiori al solo riscaldamento in entrambe le regioni: 29,69% contro 21,84% in Piemonte e 33,43% contro 27,38% in Sicilia.

Il risultato mostra quindi che il raffrescamento presenta una maggiore compatibilità temporale con il fotovoltaico rispetto al riscaldamento. Questa caratteristica è particolarmente evidente in Sicilia, dove il raffrescamento rappresenta circa la metà del consumo elettrico della pompa di calore nello scenario di Restauro.

Dal punto di vista economico, il LCOE risulta mediamente pari a circa 0,101 EUR/-kWh in Piemonte e circa 0,088 EUR/kWh in Sicilia. Il valore inferiore osservato in

Sicilia è principalmente riconducibile alla maggiore producibilità fotovoltaica specifica della regione, a parità delle principali ipotesi economiche adottate. Le differenze tra gli scenari all'interno dello stesso territorio rimangono invece relativamente contenute.

L'autoconsumo, al contrario, presenta valori molto simili nei due contesti, intorno all'85%. Questo risultato indica che la procedura di ottimizzazione porta in entrambi i territori a configurazioni capaci di utilizzare direttamente una quota elevata della produzione. La differenza principale tra Piemonte e Sicilia emerge quindi nella capacità del fotovoltaico di coprire la domanda complessiva, più che nella capacità di utilizzare localmente l'energia prodotta.

4.3.4 Discussione dei principali driver climatici

Il confronto tra Piemonte e Sicilia permette di distinguere due differenti modalità di interazione tra domanda elettrica e generazione fotovoltaica.

In Piemonte, la domanda della pompa di calore è fortemente dominata dal riscaldamento. La quota prevalente dei consumi di climatizzazione si concentra quindi durante la stagione invernale, quando la produzione fotovoltaica è mediamente più bassa. L'introduzione della pompa di calore determina di conseguenza un aumento della domanda che non viene compensato in maniera equivalente dalla produzione fotovoltaica, con una riduzione dell'autosufficienza.

In Sicilia, la domanda della pompa di calore è invece distribuita in modo molto più equilibrato tra riscaldamento e raffrescamento. Una quota significativa dei consumi si concentra quindi durante la stagione estiva, quando la disponibilità della radiazione solare è maggiore. La maggiore sovrapposizione temporale tra domanda e produzione consente di mantenere livelli di autosufficienza più elevati.

Il confronto mostra quindi che la disponibilità della risorsa solare, sebbene fondamentale per la produzione fotovoltaica, non rappresenta da sola il fattore determinante delle prestazioni del sistema. La compatibilità temporale tra produzione e domanda assume un ruolo altrettanto rilevante. Questo aspetto spiega perché la Sicilia possa raggiungere livelli di autosufficienza superiori al Piemonte anche in presenza di configurazioni fotovoltaiche di potenza media simile.

La differenza tra i due territori può essere quindi interpretata come l'effetto combinato di due fattori: da un lato la maggiore producibilità fotovoltaica della Sicilia, che contribuisce alla riduzione del LCOE, dall'altro la diversa struttura stagionale della domanda, che favorisce l'integrazione tra fotovoltaico e raffrescamento.

L'analisi evidenzia pertanto che il clima influenza il sistema non soltanto attraverso la quantità di energia solare disponibile o il fabbisogno termico complessivo, ma

anche attraverso la modalità con cui i carichi di climatizzazione si distribuiscono nel tempo. Questo risultato assume particolare rilevanza nel dimensionamento di sistemi fotovoltaici destinati ad alimentare pompe di calore, poiché due edifici caratterizzati da consumi annuali differenti possono richiedere configurazioni fotovoltaiche simili, ma ottenere livelli di autosufficienza molto diversi.

4.3.5 Distribuzione spaziale dei risultati in Sicilia

La distribuzione spaziale delle configurazioni ottimali viene analizzata anche per la Sicilia, considerando lo scenario *Restauro Totale*. Le mappe relative alla potenza fotovoltaica, all'inclinazione e all'azimuth consentono di valutare la variabilità territoriale delle soluzioni individuate.

Anche in Sicilia la potenza ottimale presenta una variabilità tra i siti, legata alla combinazione tra domanda elettrica e condizioni locali di producibilità. Le configurazioni geometriche risultano invece complessivamente prossime all'orientamento verso sud, con variazioni locali che riflettono la specificità dei singoli profili di domanda e delle condizioni di irraggiamento.

Il confronto con il Piemonte conferma quindi che la soluzione ottimale non è univoca all'interno di una regione e che la valutazione spazialmente distribuita consente di cogliere differenze che non emergerebbero considerando esclusivamente i valori medi regionali.

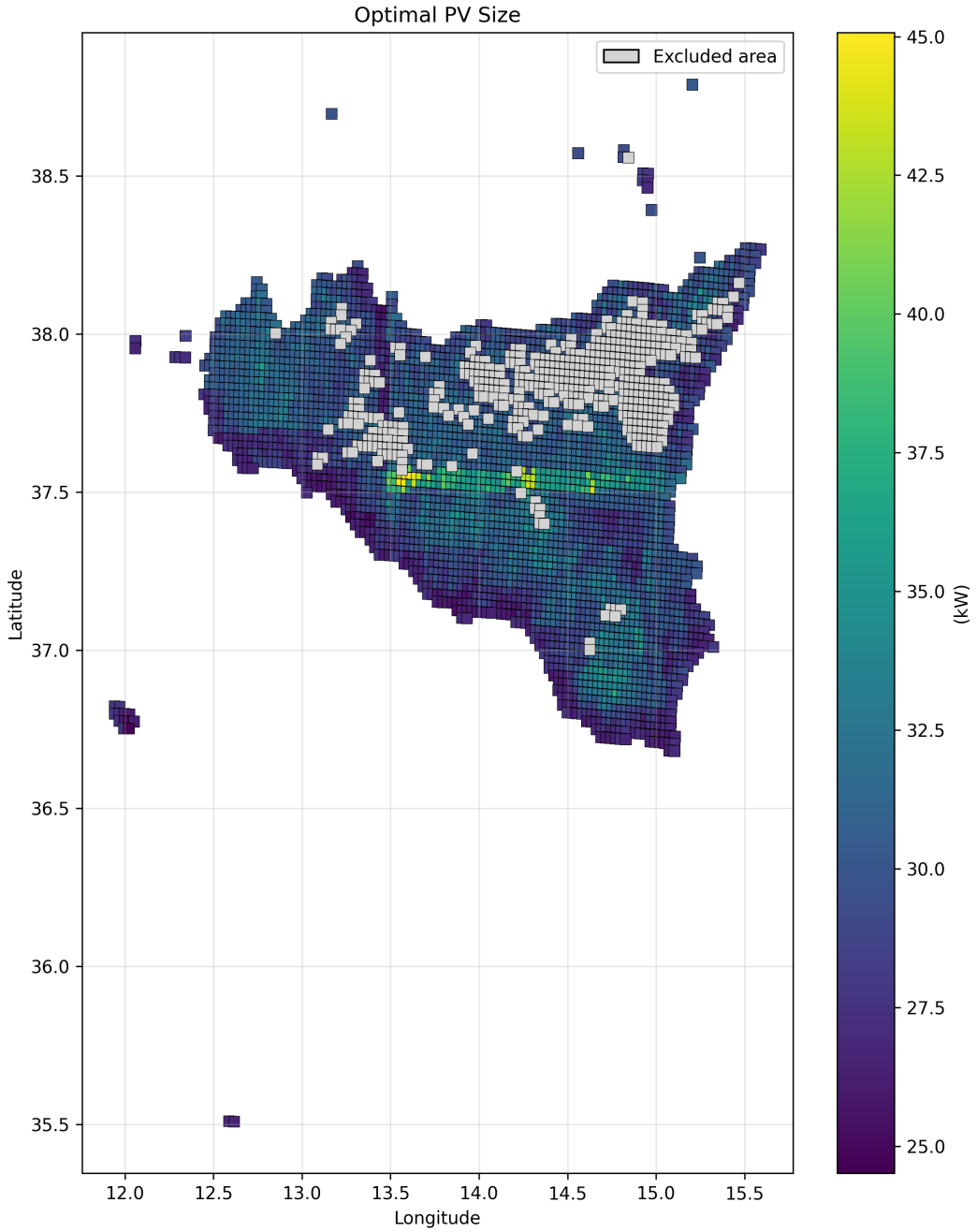


Figura 4.14: Distribuzione spaziale della potenza fotovoltaica ottimale nello scenario Restauro Totale in Sicilia.

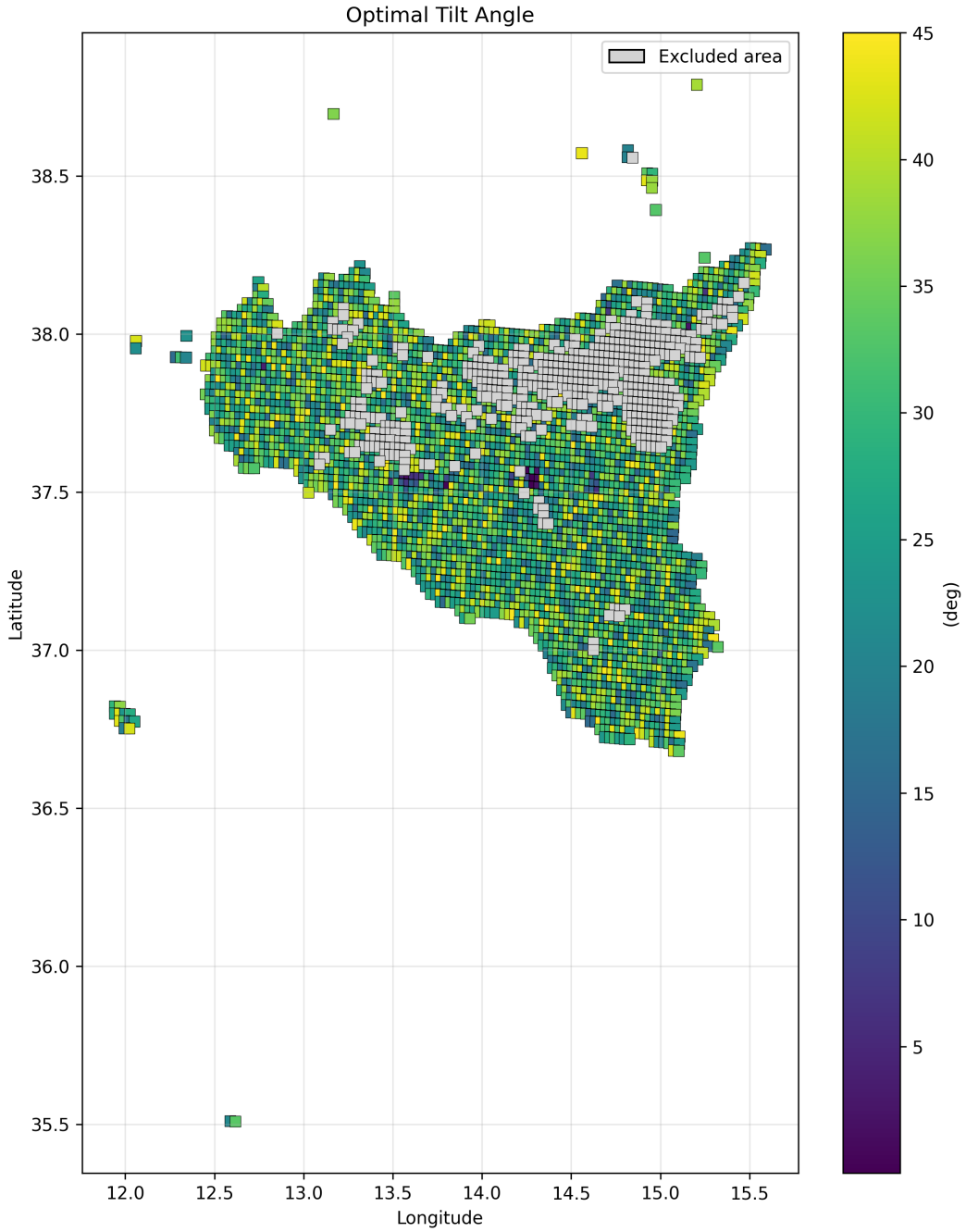


Figura 4.15: Distribuzione spaziale dell'inclinazione ottimale dei moduli fotovoltaici nello scenario Restauro Totale in Sicilia.

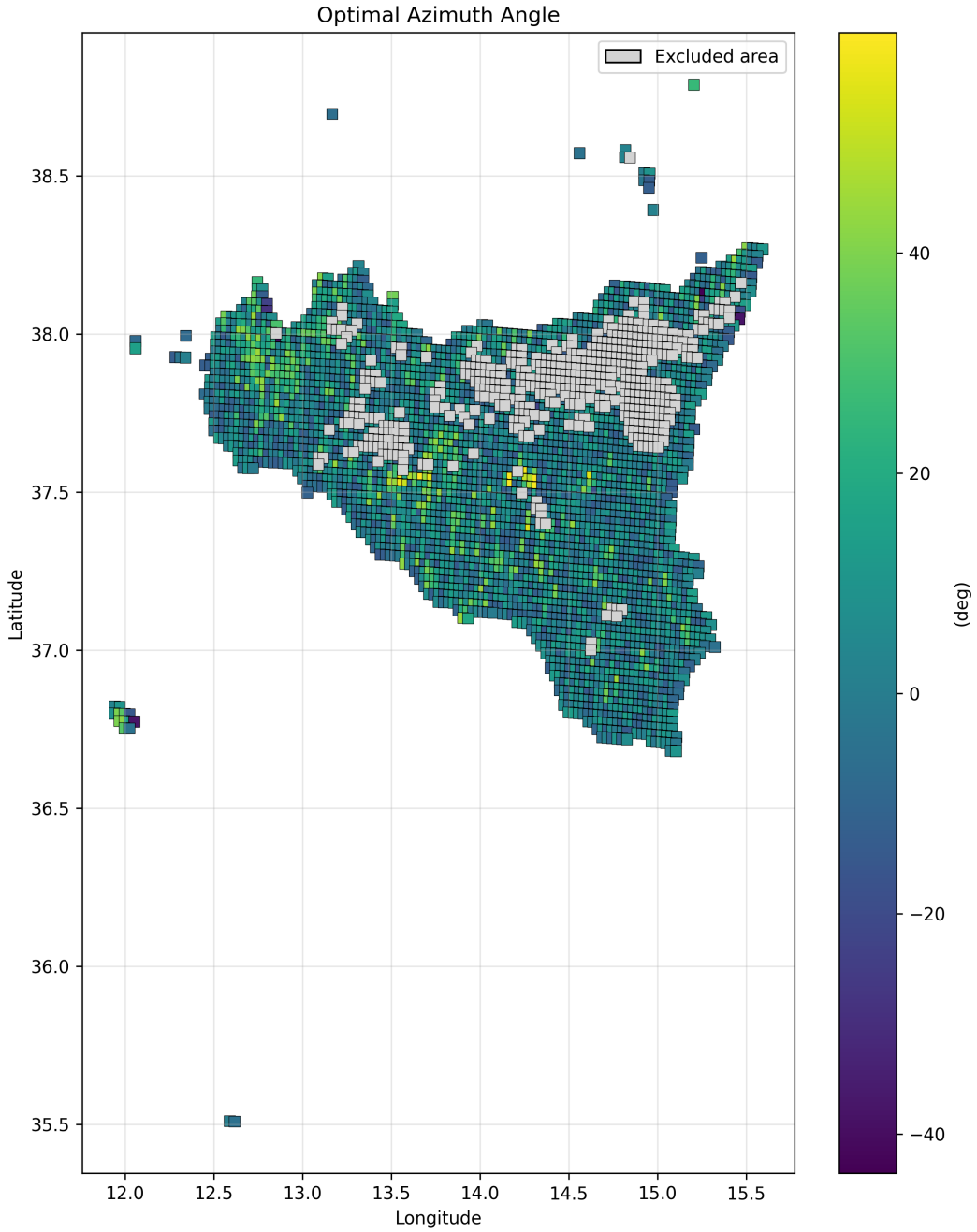


Figura 4.16: Distribuzione spaziale dell'azimuth ottimale nello scenario Restauro Totale in Sicilia.

4.4 Sintesi dei risultati

La Tabella 4.12 sintetizza i principali risultati ottenuti per Piemonte e Sicilia, evidenziando le differenze più significative in termini di consumo della pompa di calore, dimensionamento fotovoltaico, autosufficienza, autoconsumo e costo dell'energia.

Nel complesso, l'analisi evidenzia innanzitutto l'effetto sistematico della riqualificazione energetica sulla domanda dell'edificio. In entrambi i contesti regionali la riduzione dei fabbisogni si trasferisce sui consumi elettrici della pompa di calore, con un effetto particolarmente marcato sul riscaldamento. A scala piemontese, il comportamento osservato nel caso studio di Torino viene infatti confermato dall'analisi dei 2613 siti.

La variazione della domanda elettrica si riflette sulla taglia fotovoltaica, ma non attraverso una relazione direttamente proporzionale. L'aumento dei consumi associato alla pompa di calore determina una maggiore potenza FV, mentre la riqualificazione consente di ridimensionarla. Tuttavia, la risposta della configurazione ottimale dipende anche dalla distribuzione temporale della domanda e dalla capacità del sistema di utilizzare direttamente la produzione.

Questo aspetto emerge in maniera particolarmente evidente confrontando riscaldamento e raffrescamento. Il raffrescamento presenta livelli di autosufficienza superiori al riscaldamento perché i relativi consumi sono maggiormente sovrapposti temporalmente alla produzione fotovoltaica. Il risultato dimostra quindi che la sola quantità annuale di energia consumata non è sufficiente a descrivere l'integrazione tra pompa di calore e fotovoltaico.

Il confronto tra Piemonte e Sicilia rafforza ulteriormente questa interpretazione. In Piemonte la domanda della pompa di calore è fortemente dominata dal riscaldamento invernale, mentre in Sicilia i consumi risultano quasi equamente distribuiti tra riscaldamento e raffrescamento. La maggiore incidenza del raffrescamento, combinata con la maggiore disponibilità della risorsa solare, favorisce in Sicilia una migliore sovrapposizione tra domanda e produzione e consente di raggiungere livelli di autosufficienza più elevati.

Tabella 4.12: Confronto tra i principali indicatori energetici ed economici ottenuti per Piemonte e Sicilia.

Indicatore	**Piemonte**	**Sicilia**	**Tendenza principale**
Numero di siti	2.613	3.553	Il campione siciliano comprende un numero maggiore di siti analizzati.
Consumi e Ripartizione Energetica			
Consumo PdC SF [MWh_{el}/anno]	99,63	52,27	Il consumo medio della pompa di calore è significativamente inferiore in Sicilia.
Consumo PdC Restauro [MWh_{el}/anno]	39,64	22,22	La riqualificazione riduce sensibilmente i consumi della pompa di calore in entrambe le regioni.
Ripartizione H/C Restauro [%]	83,4 H / 16,6 C	49,6 H / 50,4 C	In Sicilia i consumi di riscaldamento e raffrescamento risultano quasi bilanciati.
Dimensionamento Fotovoltaico			
Potenza FV SF [kWp]	35,07	35,89	Le potenze ottimali nello Stato di Fatto risultano molto simili nonostante i differenti livelli di domanda.
Potenza FV Restauro [kWp]	30,79	30,24	La riqualificazione determina una riduzione della taglia fotovoltaica in entrambe le regioni.
Prestazioni ed Indicatori Economici			
SS SF [%]	18,68	29,66	La Sicilia presenta una maggiore autosufficienza già nello Stato di Fatto.
SS Restauro [%]	24,05	31,61	La maggiore contemporaneità tra carichi estivi e produzione FV favorisce l'autosufficienza in Sicilia.
SC Restauro [%]	85,33	85,79	L'autoconsumo rimane elevato e molto simile nei due contesti.
LCOE Restauro [EUR/-kWh]	0,1007	0,0883	La maggiore producibilità fotovoltaica contribuisce a un LCOE inferiore in Sicilia.

Il risultato complessivo dell'analisi è quindi che il dimensionamento ottimale di un sistema integrato tra pompa di calore e fotovoltaico non può essere definito esclusivamente sulla base del consumo energetico annuale. La distribuzione oraria della domanda, la stagionalità dei carichi di climatizzazione e le condizioni locali di producibilità devono essere considerate congiuntamente. La qualità dell'integrazione dipende infatti non soltanto da quanta energia viene prodotta e consumata, ma da quanto queste due grandezze risultano sincronizzate nel tempo.

In questa prospettiva, la riqualificazione energetica e l'elettrificazione mediante pompa di calore non devono essere valutate separatamente dal sistema di generazione rinnovabile. La modifica dei carichi dell'edificio cambia infatti anche le condizioni di funzionamento del sistema fotovoltaico, rendendo necessario un dimensionamento che tenga conto dell'interazione tra involucro, climatizzazione, risorsa solare e domanda elettrica.

Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha affrontato il problema della pianificazione ottimale di sistemi fotovoltaici destinati all'autoconsumo collettivo, analizzando l'interazione tra generazione da fonte solare, elettrificazione dei consumi e riqualificazione energetica degli edifici. L'obiettivo è stato valutare in che modo le caratteristiche energetiche dell'edificio, la presenza della pompa di calore, la distribuzione temporale della domanda elettrica e le condizioni climatiche del sito influenzino il dimensionamento e le prestazioni del sistema fotovoltaico.

A tale scopo è stata sviluppata una metodologia integrata articolata in più fasi. Inizialmente, il modello caratterizza l'edificio dal punto di vista energetico per generarne i profili orari di domanda. A questi viene affiancata la modellazione della risorsa solare locale, i cui dati alimentano un algoritmo di apprendimento automatico istruito per stimare con precisione la produzione fotovoltaica. Infine, una procedura di ottimizzazione individua la configurazione dell'impianto che meglio si adatta alle specifiche esigenze di ciascun sito.

Questo approccio è stato testato in prima battuta sul caso studio di Torino, permettendo di analizzare nel dettaglio l'interazione tra involucro edilizio, pompa di calore e impianto fotovoltaico. Successivamente, la metodologia è stata estesa a scala regionale confrontando i contesti di Piemonte e Sicilia.

La definizione di un edificio archetipo ha permesso di rappresentare in maniera coerente il comportamento energetico di un edificio residenziale plurifamiliare, mantenendo al contempo la possibilità di modificare le principali caratteristiche dell'involucro e degli impianti. L'impiego della metodologia HCLFM ha consentito di ottenere profili orari di riscaldamento e raffrescamento attraverso un approccio sufficientemente semplice e scalabile da poter essere applicato a un elevato numero di condizioni climatiche. Tale caratteristica si è rivelata fondamentale per l'estensione dell'analisi a scala territoriale, dove il numero di siti considerati rende poco praticabile il ricorso esclusivo a simulazioni energetiche dettagliate.

Uno dei principali risultati del lavoro riguarda il ruolo della pompa di calore nella

definizione della domanda elettrica dell'edificio e, di conseguenza, nella configurazione ottimale del sistema fotovoltaico. L'introduzione della pompa di calore determina un aumento significativo della domanda elettrica, ma tale incremento non si traduce in un aumento proporzionale della potenza fotovoltaica ottimale. Nel caso di Torino, ad esempio, la potenza fotovoltaica passa da 23,91 kWp nello scenario *No HP* a 32,79 kWp nello Stato di Fatto, a fronte di un incremento della domanda elettrica molto più marcato. Questo risultato evidenzia come il dimensionamento ottimale non dipenda esclusivamente dalla quantità di energia consumata nell'arco dell'anno, ma anche dalla distribuzione temporale della domanda e dalla sua sovrapposizione con la produzione fotovoltaica.

Un secondo risultato rilevante riguarda l'effetto della riqualificazione energetica. L'intervento sull'involucro determina una marcata riduzione dei fabbisogni termici, particolarmente evidente per il riscaldamento, e si riflette in una significativa diminuzione dei consumi elettrici associati alla pompa di calore. Nel caso di Torino, il fabbisogno termico invernale si riduce da 276,15 a 97,54 MWh/anno, mentre il picco di potenza passa da 266,46 a 114,13 kW. Il raffrescamento presenta invece una riduzione più contenuta del fabbisogno annuale, accompagnata comunque da una diminuzione significativa del carico di picco. La riqualificazione agisce quindi non soltanto sulla quantità complessiva di energia richiesta, ma anche sulla forma del profilo di domanda e sulle condizioni di massimo carico.

Questa modifica del comportamento energetico si riflette anche nel dimensionamento fotovoltaico. A Torino, la potenza ottimale passa da 32,79 kWp nello Stato di Fatto a 29,80 kWp nello scenario di Restauro. La riduzione della potenza fotovoltaica risulta tuttavia inferiore alla riduzione della domanda elettrica associata alla pompa di calore. Tale comportamento conferma che il rapporto tra domanda energetica e dimensionamento fotovoltaico non è lineare: una riduzione dei consumi non comporta necessariamente una riduzione proporzionale della taglia dell'impianto, poiché intervengono anche la distribuzione oraria dei carichi e la contemporaneità tra domanda e produzione solare.

L'analisi dei carichi termici ha inoltre permesso di evidenziare come la riqualificazione abbia effetti differenti sui servizi di riscaldamento e raffrescamento. La forte riduzione dei carichi invernali assume particolare rilevanza nel contesto piemontese, dove il riscaldamento rappresenta il principale contributo ai consumi della pompa di calore. Al contrario, il raffrescamento, pur contribuendo in misura minore alla domanda energetica annuale, presenta una maggiore sovrapposizione temporale con la produzione fotovoltaica. Ne deriva che la sola quantità di energia richiesta non è sufficiente a descrivere l'effettiva capacità del sistema di utilizzare localmente l'energia prodotta.

L'estensione della metodologia al territorio piemontese ha confermato la validità delle considerazioni emerse dal caso studio di Torino. Nei 2613 siti analizzati, la

riqualificazione determina una riduzione media del consumo elettrico della pompa di calore da 99,63 a 39,64 MWh_{el}/anno, corrispondente a una diminuzione del 60,21

Particolarmente significativo è il risultato relativo all'autoconsumo e all'autosufficienza. L'analisi mostra che l'aumento della domanda elettrica dovuto alla pompa di calore non determina necessariamente un miglioramento dell'utilizzo locale dell'energia fotovoltaica. In Piemonte, la maggiore incidenza del riscaldamento porta infatti a una domanda aggiuntiva concentrata prevalentemente nei mesi in cui la disponibilità della risorsa solare è più limitata. Il risultato è una maggiore dipendenza dalla rete, nonostante l'aumento della potenza fotovoltaica installata. Al contrario, il raffrescamento presenta una maggiore contemporaneità con la produzione solare e può quindi favorire un utilizzo più diretto dell'energia fotovoltaica.

Il confronto tra Piemonte e Sicilia ha permesso di evidenziare in maniera particolarmente chiara l'importanza delle condizioni climatiche e della composizione stagionale della domanda. In Piemonte, nello scenario di Restauro Totale, il consumo elettrico della pompa di calore è fortemente dominato dal riscaldamento, che rappresenta circa l'83,4% del totale. In Sicilia, invece, riscaldamento e raffrescamento risultano quasi perfettamente bilanciati, con quote rispettivamente pari al 49,6% e al 50,4%. Questa differente composizione della domanda determina una diversa interazione con la produzione fotovoltaica e contribuisce a spiegare i differenti livelli di autosufficienza osservati nelle due regioni.

In particolare, la Sicilia raggiunge livelli di autosufficienza superiori a quelli del Piemonte sia nello Stato di Fatto sia nello scenario di Restauro con pompa di calore. Tale risultato è significativo perché le potenze fotovoltaiche ottimali nelle due regioni risultano dello stesso ordine di grandezza. La maggiore autosufficienza siciliana non è quindi riconducibile esclusivamente alla maggiore producibilità fotovoltaica, ma anche alla maggiore contemporaneità tra produzione solare e domanda elettrica, favorita dalla maggiore incidenza del raffrescamento. Il confronto evidenzia pertanto che la valutazione di un sistema fotovoltaico non può essere effettuata considerando separatamente la risorsa solare e il fabbisogno energetico, ma deve tenere conto della loro evoluzione temporale congiunta.

Dal punto di vista economico, l'analisi ha inoltre evidenziato differenze tra i due contesti climatici. Nel caso del Restauro Totale, la Sicilia presenta un LCOE medio inferiore rispetto al Piemonte, risultato riconducibile principalmente alla maggiore disponibilità della risorsa solare e alla conseguente maggiore producibilità specifica dell'impianto. Anche questo aspetto conferma come le condizioni locali rappresentino un elemento determinante nella valutazione delle prestazioni di un sistema fotovoltaico e come risultati ottenuti in un determinato contesto territoriale non possano essere trasferiti direttamente ad altri contesti senza considerarne le caratteristiche climatiche ed energetiche.

Nel complesso, il lavoro ha quindi evidenziato tre principali conclusioni. La prima è che la riqualificazione energetica costituisce un elemento fondamentale per la riduzione dei fabbisogni e dei consumi elettrici associati alla climatizzazione, con effetti rilevanti anche sul dimensionamento dei sistemi fotovoltaici. La seconda è che il dimensionamento ottimale del fotovoltaico non risponde in maniera proporzionale alla domanda annuale, poiché è determinato dall'interazione tra quantità di energia consumata, distribuzione temporale dei carichi e produzione solare. La terza è che il contesto climatico modifica in maniera sostanziale tale interazione: la prevalenza del riscaldamento nei climi settentrionali tende a ridurre la contemporaneità tra domanda e generazione fotovoltaica, mentre una maggiore incidenza del raffrescamento nei climi meridionali può favorire un utilizzo più diretto dell'energia solare.

Da un punto di vista applicativo, questi risultati suggeriscono che la progettazione di sistemi fotovoltaici destinati all'autoconsumo collettivo dovrebbe essere condotta attraverso un approccio integrato, nel quale involucro edilizio, sistemi di climatizzazione, profili di domanda e disponibilità della risorsa solare siano considerati congiuntamente. Un dimensionamento basato esclusivamente sul consumo energetico annuale o sulla sola producibilità fotovoltaica rischia infatti di non rappresentare correttamente le prestazioni effettive del sistema, poiché non tiene conto della componente temporale della domanda e della conseguente possibilità di utilizzare localmente l'energia prodotta.

La metodologia sviluppata presenta inoltre il vantaggio di poter essere applicata a un numero elevato di siti, rendendo possibile il passaggio dall'analisi dettagliata del singolo edificio a una valutazione territoriale delle configurazioni ottimali. Tale caratteristica assume particolare rilevanza nella pianificazione preliminare di comunità energetiche e sistemi di autoconsumo collettivo, nei quali le differenze climatiche, edilizie e di domanda possono determinare variazioni significative nelle prestazioni dei sistemi.

Il lavoro presenta infine alcune possibili prospettive di sviluppo. Un primo approfondimento potrebbe riguardare l'introduzione di sistemi di accumulo elettrochimico e di strategie di gestione flessibile dei carichi, con l'obiettivo di aumentare la quota di energia rinnovabile utilizzata localmente e ridurre ulteriormente il ricorso alla rete. Un secondo sviluppo potrebbe consistere in una modellazione più dettagliata della comunità energetica, considerando esplicitamente la condivisione dell'energia tra più utenti e i relativi meccanismi economici. Sarebbe inoltre possibile estendere il problema di ottimizzazione introducendo simultaneamente criteri energetici, economici e ambientali, quali costi di investimento, ricavi derivanti dalla condivisione dell'energia, emissioni climalteranti e indicatori di redditività, attraverso un approccio multicriterio.

In definitiva, il lavoro mostra come la pianificazione di sistemi fotovoltaici per

l'autoconsumo collettivo richieda un approccio che superi la semplice relazione tra consumo annuo e potenza installata. L'effettiva efficacia del sistema dipende dalla combinazione tra caratteristiche dell'edificio, tecnologie impiantistiche, profilo temporale della domanda e condizioni climatiche locali. Considerare congiuntamente questi elementi consente di ottenere configurazioni più coerenti con il comportamento reale degli edifici e costituisce un presupposto importante per una pianificazione energetica territoriale orientata a una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili e alla riduzione del ricorso alla rete.

Bibliografia

[1] Intergovernmental Panel on Climate Change. *Climate Change 2023: Synthesis Report*. IPCC, 2023 (cit. alle pp. 2, 13).

[2] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2023*. IEA, 2023 (cit. alle pp. 2, 13).

[3] European Commission. *The European Green Deal*. Communication from the Commission. 2019 (cit. a p. 2).

[4] European Union. *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources*. Recast Renewable Energy Directive (RED II). 2018 (cit. alle pp. 2–4, 8).

[5] European Union. *Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity*. Electricity Market Directive. 2019 (cit. alle pp. 3, 8, 9).

[6] European Union. *Clean Energy for All Europeans Package*. European legislative package on clean energy transition. 2019 (cit. a p. 7).

[7] Jens Lowitzsch, Christina E. Hoicka e Frank J. A. van Tulder. «Renewable Energy Communities under the 2019 European Clean Energy Package — Governance Model for the Energy Clusters of the Future?» In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 122 (2020), p. 109489. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109489 (cit. alle pp. 7, 14).

[8] Repubblica Italiana. *Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana. 2021 (cit. alle pp. 8, 9).

[9] Adamo Porcelli. «Thermal Load Estimation of Apartment Buildings for Electrification Analysis of Energy Communities». Master of Science in Energy and Nuclear Engineering, supervisors: Maurizio Repetto, Paolo Lazzeroni.

Tesi di laurea mag. Torino, Italy: Politecnico di Torino, 2021 (cit. alle pp. 19, 20).

[10] ISTAT. *Censimento Popolazione Abitazioni*. URL: %5Bdaticensimentopopolazione.istat.it%5D(http://daticensimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DICA_EDIFICIRES (cit. a p. 19).

[11] V. Corrado, I. Ballarini e S. P. Corgnati. *Building Typology Brochure - Italy*. Rapp. tecn. Torino, Italy: Politecnico di Torino, Dipartimento Energia, 2014 (cit. alle pp. 19–21).

[12] Lin Duanmu, Zhenjiang Wang, Zhiqiang John Zhai e Xiangli Li. «A simplified method to predict hourly building cooling load for urban energy planning». In: *Energy and Buildings* 58 (2013), pp. 281–291. ISSN: 0378-7788. DOI: 10.1016/j.enbuild.2012.11.029 (cit. alle pp. 21, 24).

[13] AERMEC S.p.A. *Magellano – Software di Selezione ed Assistenza alla Progettazione*. Software per il dimensionamento e la selezione dei sistemi HVAC. 2024. URL: https://www.aermec.com (cit. alle pp. 32, 33).

[14] ARERA. *Energia: da luglio applicabile la tariffa di rete per i consumi ad alta efficienza*. URL: https://www.arera.it/comunicati-stampa/dettaglio/it/com-stampa/14/140701 (cit. a p. 37).

[15] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*. Technical Report. Fraunhofer ISE, 2024 (cit. alle pp. 43, 44).

[16] IEA Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS). *National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2024*. Technical Report. IEA-PVPS, 2024 (cit. a p. 43).

[17] «Energy performance and retrofit assessment of European building archetypes». In: *Energy Reports* 7 (2021), pp. 2021–2032. ISSN: 2352-4847. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.02.027. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721002274 (cit. a p. 50).