

Politecnico di Torino

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

A.a. 2020/2021

Sessione di Laurea: dicembre 2021



Politecnico di Torino

Comunità dell'Energia Rinnovabile

Individuazione della Dimensione Ottimale a Scala Territoriale

Relatore:

Prof. Alberto POGGIO

Candidato:

Matteopaolo SCHIAVONE (Matr. 278242)

Indice:

1. Introduzione	4
2. Storia e descrizione del quadro normativo di riferimento	13
2.1. Comunità dell'Energia nel contesto normativo europeo	13
2.2. Comunità dell'Energia nel contesto normativo italiano	16
2.2.1. Definizione delle possibili configurazioni e dei rispettivi requisiti	19
2.2.2. Criteri di calcolo puntuale per la condivisione dell'energia	21
2.2.3. Sviluppi futuri della normativa di condivisione dell'energia.....	24
2.3. Altri scenari di autoconsumo: lo Scambio Sul Posto	26
3. Metodologia di Simulazione e Ottimizzazione.....	32
3.1. Ricerca dei parametri energetici e ambientali in ingresso.....	32
3.1.1. Curve di produzione fotovoltaica	33
3.1.2. Curve di prelievo	36
3.1.3. Produzione di anidride carbonica	44
3.2. Ricerca dei parametri econometrici.....	45
3.2.1. Parametri e componenti tariffarie per gli schemi di incentivazione	45
3.2.2. Costi impiantistici, di gestione e dell'energia prelevata delle configurazioni	48
3.3. Descrizione della metodologia di Ottimizzazione CER.....	53
3.3.1. Identificazione delle utenze e delle loro caratteristiche	53
3.3.2. Creazione delle curve di consumo e produzione – FV	58
3.3.3. Classificazione dei possibili Membri CER.....	60
3.3.4. Processo di Ottimizzazione	64
3.3.5. Analisi economica della configurazione ottimale.....	73
3.3.6. Analisi delle emissioni di anidride carbonica	76

3.4. Metodologia di Simulazione e confronto con Scambio Sul Posto	77
4. Applicazione della metodologia: Comune di Oulx.....	82
4.1. Inquadramento territoriale	82
4.2. Dimensionamento ottimale CER.....	84
4.3. Risultati dell’ottimizzazione CER.....	100
4.3.1. Dimensioni ottimali e parametri energetici della CER	100
4.3.2. Risultati economici della CER	105
4.4. Simulazioni di SSP e confronto con la CER	108
4.4.1. Confronto aggregato per i diversi scenari.....	108
4.4.2. Confronto sulle singole utenze per i diversi scenari	112
5. Conclusioni	120
5.1. Risultati ottenuti	121
5.2. Sviluppi futuri.....	122
Bibliografia	124
Lista delle Figure.....	129
Lista delle Tabelle	133
Lista degli Acronimi.....	134

1. Introduzione

Una delle maggiori sfide, se non in assoluto la più importante, fra quelle ad oggi affrontate dalla specie umana, è sicuramente quella legata alla lotta al cambiamento climatico. Una lotta che si può quasi definire intestina al genere stesso; combattuta fra coloro che potrebbero essere definiti come i *pionieri* del cambiamento climatico, e coloro i quali si battono, o si sono battuti, per eliminare e mitigare il più possibile i danni. La legittimità nel definirla una lotta intestina è oramai incontrovertibile. Non solo il genere umano è attestato come causa scatenante del cambiamento climatico [1], ma costituisce, di fatto, l'unica entità in grado di poterlo contrastare, seppur non azzerare, su scale temporali con noi compatibili.

Le cause di questa anomalia climatica sono oramai note e conclamate. Si passa dalla combustione delle fonti fossili, passando alla deforestazione delle aree verdi, fino allo sviluppo degli allevamenti intensivi, con un elenco che, sfortunatamente, potrebbe continuare quasi all'infinito [2]. Volendo però sinteticamente aggregare tutte queste cause in una sola e univoca, si può proporre la seguente: l'uso smodato, irrazionale e incontrollato delle risorse naturali finite. Più di trent'anni fa, veniva già riconosciuta e dimostrata l'impossibilità di uno sviluppo indefinito, legato ad un paradigma di consumo incontrollato, sulla base dei limiti intrinseci che qualunque sistema naturale possiede [3]. L'insostenibilità di questo paradigma si è palesata, e volendo mostrare l'effetto macroscopico più evidente, basterebbe analizzare l'andamento delle anomalie termiche durante gli ultimi due secoli. Secondo questo andamento, la temperatura media mondiale si è innalzata con un rateo medio di circa 0.08°C all'anno, a partire dal 1880 [4] (vedasi Figura 1).

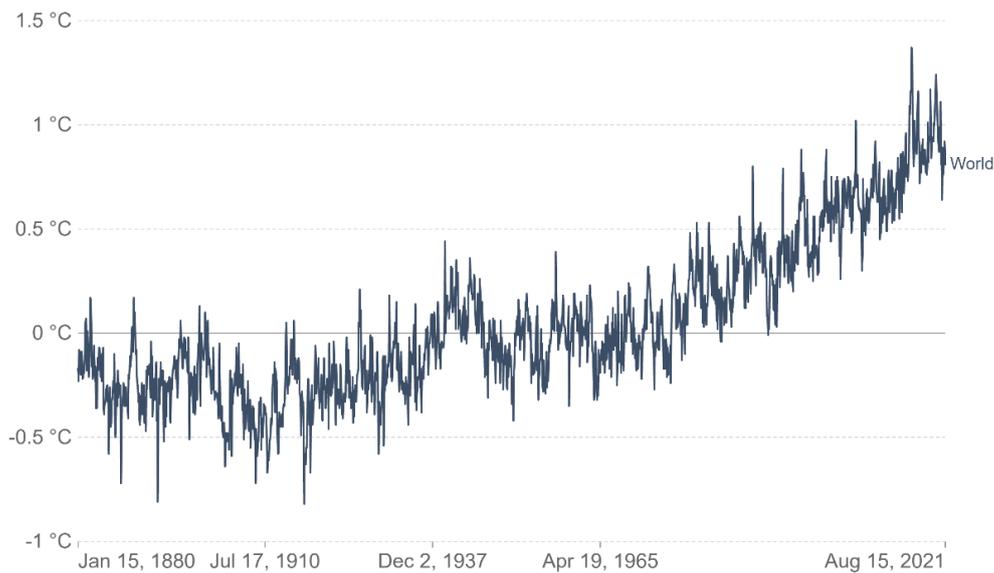


Figura 1: Andamento mensile dell'anomalia termica mondiale dalla media 1951 - 1980. (Fonte: NASA)

Purtroppo, nessuna azione concretamente rilevante, atta a contrastare questa mutazione antropogenica del clima, è stata intrapresa in questo lasso di tempo. Tuttavia, negli ultimi decenni una spinta volta a correggere le abitudini negativamente impattanti sull'ambiente ha iniziato a diffondersi. Per poter parlare di questo cambio di paradigma, auspicabilmente in atto, è imprescindibile il citare l'Accordo di Parigi. I suoi obiettivi chiave sono legati al ridurre l'innalzamento della temperatura media terrestre, con il target di tenerla *ben al di sotto* di 2°C, e di limitarla a 1.5°C [5]. L'accordo, incluso all'interno della COP21 (*Conference Of Parties – 2021*), presentato nel 2015 (ma ratificato solo nel 2016), è fondato su due concetti fondamentali: *mitigazione* e *adattamento* al cambiamento climatico. Nel concetto di *mitigazione* sono incluse le azioni volte a ridurre i futuri impatti del cambiamento climatico, pur essendo ben consci che tali cambiamenti sono oramai in larga parte inevitabili. Mentre, con il termine *adattamento* si includono quelle azioni volte a prevenire gli ulteriori effetti negativi legati al cambiamento climatico, cercando di migliorare la resilienza agli eventi e alle condizioni avverse future. L'obiettivo principale degli Accordi è quello di raggiungere al più presto il picco massimo di emissioni globali, e di ridurre rapidamente tale valore nel tempo, mediante azioni coordinate e specifiche per ogni paese firmatario. Ognuno di tali soggetti

si impegna legalmente a ridurre di una determinata quota, differenziata in base al contributo nazionale del soggetto, le emissioni rispetto a dei livelli di riferimento. In particolare, l'Unione Europea si è impegnata a ridurre di almeno il 55% le emissioni entro il 2030 (rispetto al 1990) [5]. Per poter ottenere tale obiettivo, ogni Stato Membro dell'Unione ha dovuto sottomettere al Parlamento Europeo i proprio piani d'impegno per il rispetto degli Accordi, ed in particolare l'Italia si è impegnata a ridurre del 33% le emissioni nel 2030 rispetto ai livelli del 2005 [6].

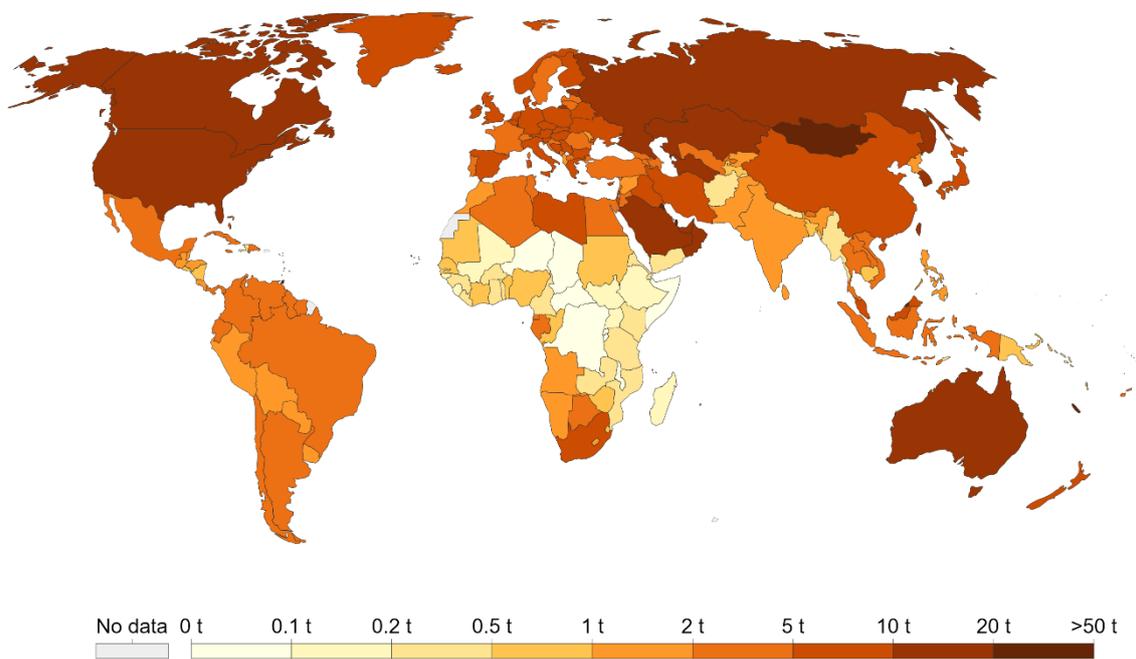


Figura 2: Mappa cromatica delle tonnellate di CO₂ pro-capite emessa nel 2019. (Fonte: Global Carbon Project)

Al fine di comprendere le azioni ad ora programmate dall'Italia, dobbiamo fare riferimento al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), e in particolare per questo lavoro di Tesi sono cruciali le misure legate al Settore Elettrico [7]. In generale, gli obiettivi legati alla decarbonizzazione sono ripartiti a livello europeo fra i settori ETS (realtà legate alla produzione di energia e/o particolarmente energivore, più il comparto aviazione) e non-ETS (trasporti, residenziale, industrie non-ETS, agricoltura e rifiuti) con una quota rispettivamente pari al -43% e -30% rispetto al 2005. L'acronimo ETS è relativo alle entità che hanno diritto di far parte dell'*Emission Trading System* [8], e si identificano queste con tutte le realtà con un forte rateo di emissione di gas clima-

alteranti localizzato. Va inoltre specificato che i traguardi relativi ai settori ETS sono condivisi a livello europeo da tutti gli Stati Membri, mentre ciò non vale per i settori non-ETS. Per questi ultimi, l'Italia si pone un obiettivo leggermente più alto di quello europeo, identificato nel PNIEC con una riduzione del 33% delle emissioni rispetto al 2005. A fronte di questi obiettivi, l'attenzione principale però è rivolta alle emissioni legate agli usi energetici, dato che queste rappresentano la quota principale (c.a. 80% sul totale) di emissioni tra i diversi settori in Italia (vedasi Figura 3).

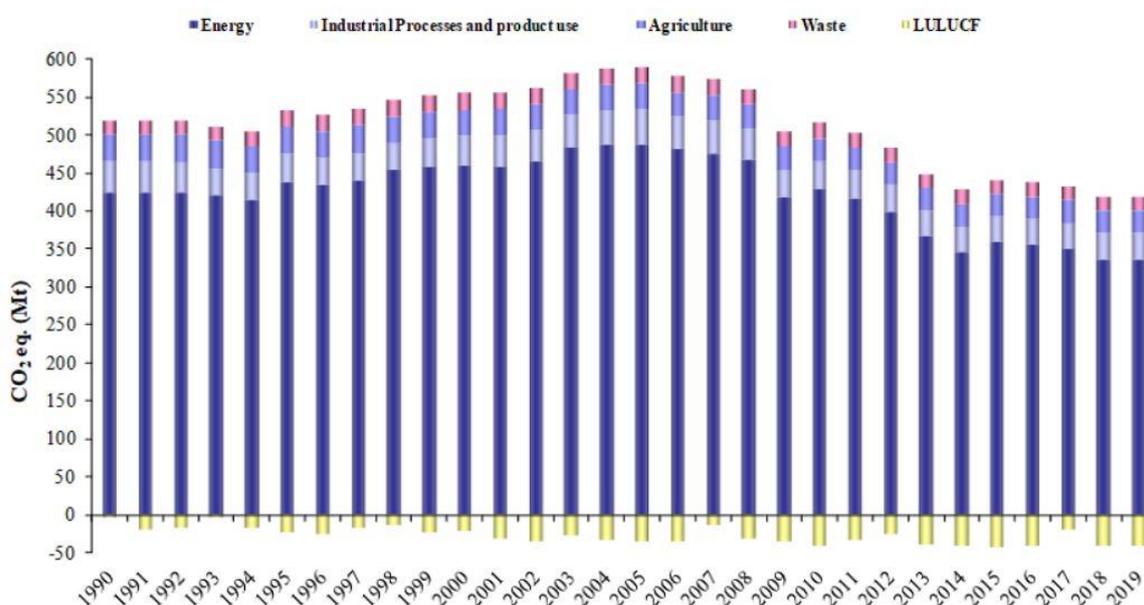


Figura 3: Andamento delle emissioni¹ di gas serra espresse in CO_{2,eq.} (Fonte: ISPRA)

Non a caso, dunque, le principali azioni introdotte dal PNIEC si declinano nei seguenti obiettivi:

- aumento della produzione di energia elettrica attraverso fonti rinnovabili;
- aumento dell'efficienza energetica del patrimonio edilizio;
- incrementare la sicurezza energetica;
- favorire la ricerca e lo sviluppo di soluzioni innovative per la produzione e il consumo di energia.

¹ LULUCF – Land Use, Land-Use Change, and Forestry.

A fronte di questo lavoro di Tesi, le misure identificate all'interno del settore elettrico, riguardanti principalmente l'incremento della penetrazione dell'utilizzo di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), sono altamente rilevanti. Nel dettaglio, viene identificata la necessità di incrementare l'installazione di impianti rinnovabili distribuiti sul territorio nazionale, sottolineando la congiunta necessità che questi siano legati a realtà di autoconsumo singolo e *collettivo* [7]. Difatti, la figura del *prosumer* (sincroni dei termini *producer* e *consumer*), che oltre a produrre attivamente energia elettrica, l'autoconsuma in parte per il soddisfacimento della propria domanda di energia, è identificata come cruciale. Tale figura fu già valorizzata con l'introduzione di soluzioni virtuali di autoconsumo, come lo Scambio Sul Posto (SSP), congiuntamente all'introduzione di sgravi e incentivi fiscali per l'installazione di impianti rinnovabili (e.g., Quinto Conto Scambio), che hanno permesso un incremento della penetrazione della generazione rinnovabile distribuita già a partire dal 2010 [9]. L'impatto non è stato marginale sul territorio, ed ha principalmente interessato il settore del fotovoltaico, ma ha subito una stabilizzazione negli anni successivi. L'andamento del settore fotovoltaico si può notare dalla Figura 4.

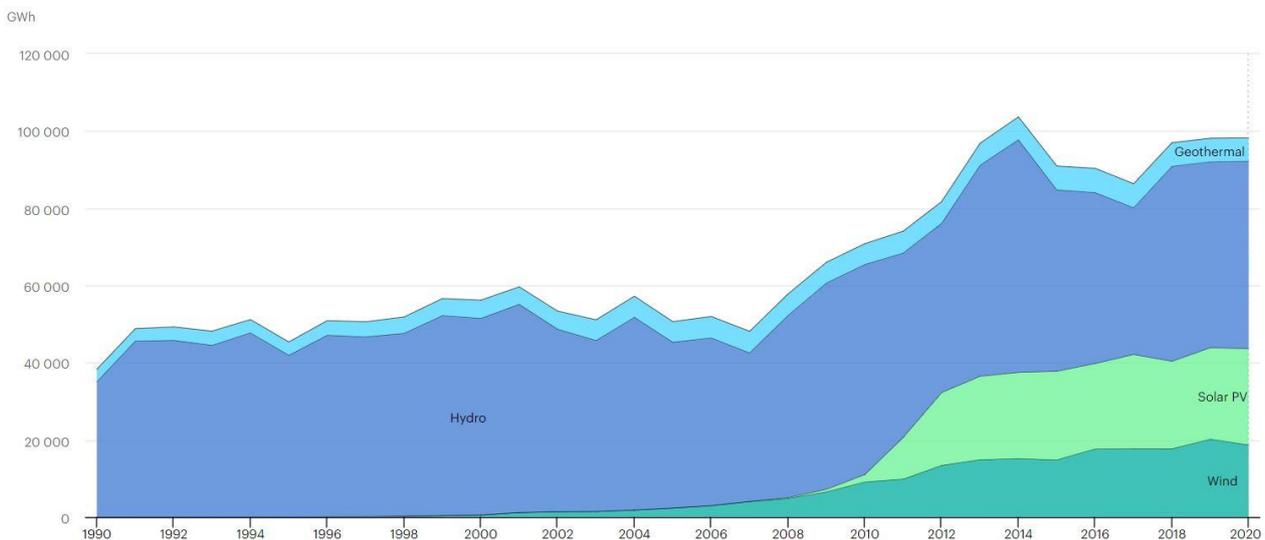


Figura 4: Produzione di energia elettrica rinnovabile in Italia dal 1990 a 2020. (Fonte: IEA)

Tale spinta, seppur utile alla diffusione delle rinnovabili, non è ancora sufficiente per raggiungere gli obiettivi prefissati [10], e un'ulteriore innovazione è stata necessaria, e lo è tutt'ora, per indurre

un'ancora più profonda penetrazione. Per identificare le nuove strategie messe in opera, bisogna soffermarsi sul termine *collettivo*. Questo termine non viene utilizzato casualmente, ma si usa specificatamente per identificare una nuova tipologia di soggetto delineatasi negli ultimi anni: le Comunità dell'Energia (CE).

Questi soggetti, la cui nascita e sviluppo è investigata nel secondo capitolo, sono rilevanti, secondo il PNIEC, non solo in termini energetici e ambientali, ma anche per sostenere le economie e portare benefici sociali nelle comunità in cui si sviluppano [11]. Il concetto basilare di queste realtà è fondato sulla condivisione dell'energia prodotta all'interno di un contesto spaziale delimitato. In pratica, due soggetti acquisiscono la possibilità, e sono incentivati a produrre e condividere l'energia prodotta andando, di fatto, a incrementare la quota di energia autoconsumata. L'autoconsumo non ha solo un'utilità nella riduzione della domanda di energia elettrica su scala nazionale, ma permette anche di ridurre un annoso problema legato alla produzione fotovoltaica: i possibili sbilanciamenti sulla rete. Una stima preliminare e teorica sull'incremento alla capacità derivante dall'installazione di impianti fotovoltaici legati a CE, si attesta intorno agli 11 GW entro il 2030, con una produzione stimata di 22,8 TWh (pari a circa il 30% del contributo previsto dal PNIEC) [12]. A questa stima preliminare, fondata solo sul possibile dispiegamento di nuova capacità visto il contesto del parco edilizio nazionale, se ne possono affiancare di più realistiche, che tengono anche conto dei fattori economici e delle possibili soluzioni alternative. Queste ultime attestano l'incremento di potenza legata alle CE, per il 2030, in un range che va dai 2 ai 5 GW a seconda dello scenario di implementazione seguito [13] [14].

Considerando la neonata spinta normativa delle CE, molti progetti sono stati avviati sul territorio nazionale per istituire realtà di questo tipo, ma solo nel 2021 alcuni di questi progetti sono effettivamente diventati operativi [15]. In particolare, per le CE, i progetti ad oggi ultimati e in operazione sono:

- *Energy City Hall*, presso il Comune di Magliano Alpi (CN). La soluzione impiantistica prevede un impianto fotovoltaico di 20 kW posizionato sul tetto del Comune, che funge da impianto virtuale di produzione per alcuni edifici comunali, per 5 famiglie residenti e per una colonnina di ricarica per veicoli elettrici (il cui uso è gratuito ai membri della CE). L'impianto, a quanto comunicato, dovrebbe riuscire a sopperire al 40% dei consumi legati ai POD afferenti alla configurazione. La particolarità di questa CE è il suo sviluppo che, contrariamente dal solito, è partito sia da enti territoriali (i.e., il Comune) che da semplici cittadini. Inoltre, una piattaforma per il controllo dei prelievi e delle immissioni è stata sviluppata e resa disponibile ai membri della comunità [16].
- *Comunità energetica e solidale di Napoli Est*, presso il quartiere di San Giovanni a Teduccio (NA). In questo caso sono stati installati 53 kW di fotovoltaico sul tetto della *Fondazione Famiglia di Maria*, che alimentano oltre che lo stabile della fondazione anche 40 famiglie limitrofe. Oltre che a sopperire virtualmente in parte ai fabbisogni energetici, la Comunità supporta attivamente economicamente le 40 famiglie (le quali versano in condizioni di disagiatezza). Oltre a combattere la povertà energetica, sono anche previsti corsi e approfondimenti mirati ad una formazione sull'efficienza energetica negli edifici. Un progetto che è esempio palese di come i benefici ambientali ed energetici possano essere strettamente legati a quelli economici e sociali [17].

Per quanto riguarda i gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente, l'unico esempio tangibile è localizzato nel Comune di Pinerolo (TO). In questo caso un condominio composto da 10 unità abitative è stato dotato di un impianto fotovoltaico da 20 kW, di un sistema di raffrescamento-riscaldamento alimentato a pompa di calore, di un sistema di solare termico e di un accumulo elettrochimico di 13 kWh. Grazie a queste soluzioni impiantistiche, e al sistema di gestione automatizzato di monitoraggio e attuazione, controllato tramite apposita piattaforma accessibile ai residenti, si riesce ad ottenere un autoconsumo pari al 90% dell'energia prodotta [18].

Come visto negli esempi precedenti, il ruolo chiave delle CE per la penetrazione delle FER e per l'incremento dell'autoconsumo, è riconosciuto; tuttavia, la loro diffusione subisce ancora un ritardo nel contesto italiano. Al di là dei ritardi subiti legati alla pandemia di Covid-19, che tuttavia non ha intaccato di molto l'installazione di nuova capacità da FER secondo alcuni [14], delle decine di progetti censiti sul territorio in fase di sviluppo, solo i tre descritti sono stati ultimati. Essendo la normativa abilitante solo recentemente introdotta, la letteratura scientifica relativa è ancora incompleta, e le possibili cause che hanno portato ad un rallentamento della loro diffusione non sono perfettamente identificabili, ma solo ipotizzabili. Alcune di queste possono essere identificate nei seguenti punti:

- difficoltà nel reperimento dei dati di consumo delle utenze: ad oggi, l'installazione di sistemi di misurazione di seconda generazione non ancora è stata estesa completamente a tutto il territorio nazionale. L'utilizzo degli oramai superati misuratori di prima generazione non consente l'ottenimento da parte del singolo utente delle proprie curve di carico, con discretizzazione oraria o quartoraria, impedendo di fatto l'utilizzo di queste in apposite simulazioni per il dimensionamento di una CE. È possibile ottenere curve quartorarie dal proprio distributore, ma le serie storiche non sono così estese nel tempo e i tempi di richiesta e attivazione del servizio sono, alle volte, molto lunghi.
- Identificazione dei vincoli territoriali: la mappatura delle cabine di scambio secondarie, che definiscono il limite di inclusione degli utenti in una CE, è riservata ed è considerato un dato sensibile per la pubblica sicurezza. Anche in questo caso, i tempi di richiesta per conoscere la cabina di scambio secondario a cui afferisce un determinato POD sono lunghi e spesso incompleti per la sensibilità del dato.
- Competizione con altri schemi incentivanti: l'introduzione del Superbonus 110% e la presenza di altri sistemi di incentivazione (e.g., Scambio Sul Posto), limitano lo sviluppo di tali configurazioni e spesso sono addirittura in conflitto di attuazione le une con le altre.

- Mancanza di un *know-how* consolidato e incompleto recepimento normativo italiano rispetto al contesto europeo.

Per far fronte ai problemi elencati, questo lavoro di Tesi si pone l'obiettivo di delineare una metodologia applicativa e riproducibile per l'individuazione di utenze utili, per il dimensionamento ottimale degli impianti e per la scelta dello schema d'incentivazione migliore a fronte di analisi energetiche ed economiche. Possibili soluzioni di identificazione dei dati, di calcolo puntuale e di ottimizzazione verranno investigate, commentate, proposte ed applicate a una possibile reale configurazione localizzata in un comune della Valle di Susa (i.e., Oulx), al fine di identificare l'effettiva utilità dell'automazione del processo decisionale. La metodologia è pensata per un'analisi preliminare sulla possibile penetrazione delle configurazioni di CE, all'interno di un territorio circoscritto, ma è decontestualizzata dal territorio specifico in riferimento allo sviluppo, di fatto rendendola applicabile su tutto il territorio nazionale e non solo. L'applicazione è inizialmente pensata per impianti di generazione fotovoltaica, ma è possibile estenderla a qualsiasi impianto di generazione rinnovabile mediante ricalibrazione dei parametri in ingresso relativi (i.e., costi di CAPEX e OPEX, producibilità, parametri di incentivazione). L'obiettivo è dunque quello di fornire uno strumento, rivolto principalmente agli addetti del settore, per poter identificare gli impatti di diversi scenari di sviluppo sostenibile, fondati sulla penetrazione di sistemi di produzione a FER legati a schemi di CE.

2. Storia e descrizione del quadro normativo di riferimento

2.1. Comunità dell'Energia nel contesto normativo europeo

L'inquadramento del contesto normativo italiano relativo allo sviluppo delle *Comunità dell'Energia Rinnovabile* (CER), parte necessariamente dall'analisi dello sviluppo di queste nuove figure all'interno della legislazione europea. Il punto di partenza può essere identificato nella presentazione della *Renewable Energy Directive* (RED) nel 2018, entrata in vigore come parte del *Clean Energy Package* nel 2019. Entrambi questi piani vengono sviluppati dalla Commissione europea a fronte degli impegni sottoscritti durante gli Accordi di Parigi, aventi l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra. Fra le varie iniziative proposte per raggiungere gli obiettivi prefissati di riduzione, le direttive presentano come fondamentale lo sviluppo delle CE e degli scenari di autoconsumo. In particolare, i piani definiscono la necessità di implementare le varie legislazioni degli Stati Membri al fine di garantire ai consumatori e produttori di energia un sistema più flessibile, che sia in grado di tutelarli, e che garantisca loro la possibilità di scelta su come produrre, immagazzinare, vendere o condividere la loro energia [19]. L'innovazione sta proprio nel termine *condivisione*, non a caso utilizzato per poter aprire possibili nuovi scenari nell'utilizzo dell'energia per gli utenti, i quali non sono più vincolati a sottostare a soli scambi uni o bilaterali con la rete, ma che acquisiscono la facoltà di interagire, mediante scambi di energia, anche con altri utenti. A fronte di queste necessità, per la prima volta i termini quali *comunità dell'energia* e *autoconsumatore* vengono definiti e identificati come cruciali per incrementare la penetrazione da fonti di produzione alternative [20]. Si vuole anche evidenziare come, sempre all'interno delle varie direttive legate al tema delle comunità dell'energia, un altro ruolo fondamentale è ricoperto dai dati, e in particolare dalla possibilità di un loro facile accesso e utilizzo, con finalità di informare e implementare le neonate soluzioni sulla condivisione dell'energia.

Presentato il ruolo cruciale delle CE alla transizione energetica, lo step legislativo successivo è stato quello di definire “le regole del gioco”, per poter creare un ambiente normativo e sistemico giusto e favorevole al loro sviluppo [21]. Questo punto è identificabile con l’introduzione della direttiva (UE) 2019/944 (conosciuta anche come *Electricity Market Directive*), che ha posto le basi per la definizione delle regolamentazioni e dei compiti che gli Stati Membri devono introdurre nella loro specifica legislazione per poter accogliere le nuove realtà di scambio dell’energia. In particolare, altre due figure più dettagliate vengono introdotte: il *Consumatore Attivo* e la *Comunità dell’Energia dei Cittadini* (CEC). Il Consumatore Attivo viene definito come un consumatore connesso alla rete di distribuzione che è in grado di produrre attivamente elettricità. Possono operare in solitaria o mediante aggregazioni di utenti, e possiedono la facoltà di autoprodurre energia e di immettere la frazione non autoconsumata in rete. Ovviamente queste figure devono anche sottostare a diversi obblighi finanziari e tecnici, essendo soggetti a costi di gestione della rete (che debbono essere equamente e logicamente definiti) e a responsabilità finanziarie qualora siano causa di malfunzionamenti della rete. Per quanto riguarda le CEC, queste vengono identificate come un’aggregazione volontaria di cittadini e/o altri soggetti, inclusi utenti semplici e attivi, con l’unico vincolo che nessuno di loro corrisponda a un’attività di impresa di grosse dimensioni per la quale la produzione di energia sia la principale attività economica, che scambiano energia elettrica tra di loro. Viene altresì sottolineato come il ruolo principale di queste aggregazioni sia quello di fornire benefici economici, sociali e ambientali alla comunità sulla quale è costituita. Inoltre, la CEC deve poter essere in grado di poter condividere l’energia senza l’utilizzo di connessioni fisiche tra produttori e semplici consumatori facenti parte della medesima configurazione [22].

A questo punto una precisazione va fatta all’interno della legislazione europea riguardo la differenza fra: *Comunità dell’Energia dei Cittadini* e *Comunità dell’Energia Rinnovabile*. Anche se le due definizioni riguardano modelli per la condivisione dell’energia, gli obiettivi che le due si prefiggono, al di là di quelli legati ai benefici economici, sociali e ambientali, sono differenti.

Principalmente le CER vengono introdotte nella direttiva (UE) 2018/2001 [23] (definita anche RED-II) con lo scopo di implementare un modello di condivisione dell'energia in grado di sostenere anche lo sviluppo di fonti rinnovabili. Il punto cruciale, quindi, è proprio nella tipologia di produzione identificata dalle due definizioni, oltre ad altre differenze riassunte nella Tabella 1. Dunque, oltre alla differenza sulla risorsa primaria utilizzabile, la CER prevede anche la possibilità di utilizzare vettori energetici termici all'interno della condivisione e presenta alcune differenze sui vincoli e sulle possibilità esercitabili.

Tabella 1: Confronto tra CER e CEC (Fonte: direttiva 2018/2001 e direttiva 2019/944).

	CER	CEC
Vettori energetici condivisibili	Elettrici e Termici	Elettrici
Risorse primarie per la produzione dei vettori energetici	Rinnovabili	Qualunque
Tipologia di partecipanti	Consumatori individuali, associazioni o enti, autorità locali e PMI (vincolo sull'attività commerciale riguardante la produzione di energia)	Consumatori individuali, associazioni ed enti, autorità locali, e industrie (vincolo sull'attività commerciale riguardante la produzione di energia e taglia)
Possibilità di agire come "Distribution System Operator"	Non concesso	In funzione della legislazione del singolo Stato Membro
Controllo effettivo della Comunità	Da parte di tutti i partecipanti	Da parte di tutti i partecipanti, eccetto le industrie

La precedente distinzione è stata riportata a rigor di completezza e per presentare le differenti caratteristiche delineate dalla Comunità Europea per lo sviluppo normativo delle CE. Come del resto è per ogni nuova regolamentazione europea, gli Stati Membri possiedono un tempo di recepimento di queste, al fine di integrarle all'interno del proprio quadro normativo. Tale integrazione è stata fatta, ed è ancora in fasi di completamento, per le CE nel contesto italiano. Nella prossima sezione verrà

esposto in dettaglio il percorso e le caratteristiche normative del recepimento italiano in materia di condivisione dell'energia.

2.2. Comunità dell'Energia nel contesto normativo italiano

L'inizio dell'iter della trasposizione delle Direttive europee nel contesto normativo italiano, riguardanti le possibili modalità di condivisione dell'energia, ha inizio con il d.l. 2019/162 (noto come *Milleproroghe*), entrato in vigore con la legge di attuazione 2020/8. All'interno del d.l. *Milleproroghe* si fa riferimento all'introduzione di questi nuovi sistemi nell'art. 42bis, che introduce le definizioni e le modalità legali per la costituzione di CER e Gruppi di Autoconsumo Collettivo (GAC) in forma sperimentale. Si definisce forma sperimentale, in quanto le regolamentazioni vigenti sono a carattere transitorio, per possibili miglioramenti al termine della suddetta fase coincidente con il recepimento della direttiva (UE) RED-II. In dettaglio, la possibilità di istituire queste forme di condivisione dell'energia è aperta a configurazioni aventi una capacità singola produttiva da fonte rinnovabile non superiore ai 200 kW, entrati in operazione come nuovi impianti, o come repowering di impianti già esistenti, dal 1° marzo 2020 fino al sessantesimo giorno dopo il recepimento della direttiva (UE) 2018/2001. Le prime caratterizzazioni differenti dalle normative UE introdotte da quella italiana sono identificabili nel tipo di sistema di produzione richiesto (i.e., alimentati a fonti rinnovabili) e nel vincolo di potenza sul singolo impianto della configurazione. Inoltre, la normativa italiana prevede due figure votate alla condivisione di energia: le CER e i GAC, ognuno aventi delle differenze in termini di tariffa incentivante e vincoli spaziali. Una descrizione più comprensiva delle due segue nelle prossime sezioni.

Il secondo step attuativo è legato alle definizioni delle condizioni tariffarie e alle metodologie di implementazione delle suddette configurazioni, entrambe erogate dalla *Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente* (ARERA). Attraverso il documento 318/202/R/eel la regolamentazione in termini di oneri attribuibili alle configurazioni è stata definita, insieme alla quota spettante di

remunerazione. Inoltre, l'ARERA definisce la metodologia tecnica per lo sviluppo di tali configurazioni secondo la definizione di *modello virtuale*. Tale introduzione è funzionale per due motivazioni principali:

- evitare la necessità di dover installare soluzioni tecniche reali (e.g., rete privata di distribuzione) e per evitare complesse richieste legali per la costituzione (i.e., per evitare la richiesta di domanda per identificarsi i sistemi di produzione con SSPC¹);
- per mostrare chiaramente i benefici derivanti dalle soluzioni di autoconsumo e dello schema incentivante.

Una rappresentazione semplificata riportante le distinzioni impiantistiche di una configurazione reale e di un virtuale è proposta nella Figura 5. Nella configurazione reale la frazione autoconsumata e condivisa della produzione dell'impianto rinnovabile (i.e., impianto fotovoltaico) è immediatamente ripartita in funzione dei carichi delle diverse utenze. Questo avviene poiché è presente una rete privata di distribuzione all'interno della configurazione che ripartisce l'energia ai vari utenti di questa. Le misurazioni fiscali vengono adoperate del contatore di scambio bidirezionale che identifica l'immissione e il prelievo dalla rete pubblica di distribuzione. Per poter definire la ripartizione delle frazioni energetiche, misuratori non fiscali possono essere presenti presso il punto di scambio con le varie utenze, al fine di poter ripartire anche la quota incentivante derivata. Al contrario, nella configurazione virtuale, per poter adempiere ai suggerimenti proposti da ARERA in termini impiantistici e legali, la configurazione non presenta una rete proprietaria interna di distribuzione, e le varie utenze restano collegate alla rete di distribuzione mediante i rispettivi punti di scambio antecedenti alla nuova configurazione. Nessun intervento, eccezione fatta per l'installazione dell'impianto fotovoltaico (FV) e di un eventuale sistema di monitoraggio non-fiscale, è fatto sulla

¹ SSPC: Sistema Semplice di Produzione e Consumo, definito come il complesso dei sistemi elettrici, aventi obbligo di essere connessi direttamente o indirettamente alla rete mediante soggetti terzi, in cui il trasporto dell'energia elettrica non costituisce attività di distribuzione e/o trasporto, ma si identifica come attività di auto-approvvigionamento. (Fonte: TISSPC, Allegato A – ARERA).

rete del sistema. Tale configurazione, seppure di più facile attuazione tecnica, prevede delle difficoltà in termini di conteggio della quota autoconsumata, rendendo necessaria non più la sola lettura di un unico misuratore, ma la sincronizzata lettura dei misuratori di prelievo di ogni singola utenza e del misuratore di immissione dell’impianto FV. Verrà presentato, nella sezione dedicata alla metodologia di calcolo puntuale, come tale problematica sia stata risolta dall’Autorità. Sempre all’interno della delibera ARERA, i compiti del *Gestore dei Servizi Energetici* (GSE) sono identificati. Questi sono legati al corrispondere la valorizzazione e il pagamento dei servizi legati allo scambio di energia, nel fornire i criteri di calcolo puntuali e le regole tecniche per l’introduzione delle nuove configurazioni, e nel valutare le istanze di adozione per le nuove configurazioni.

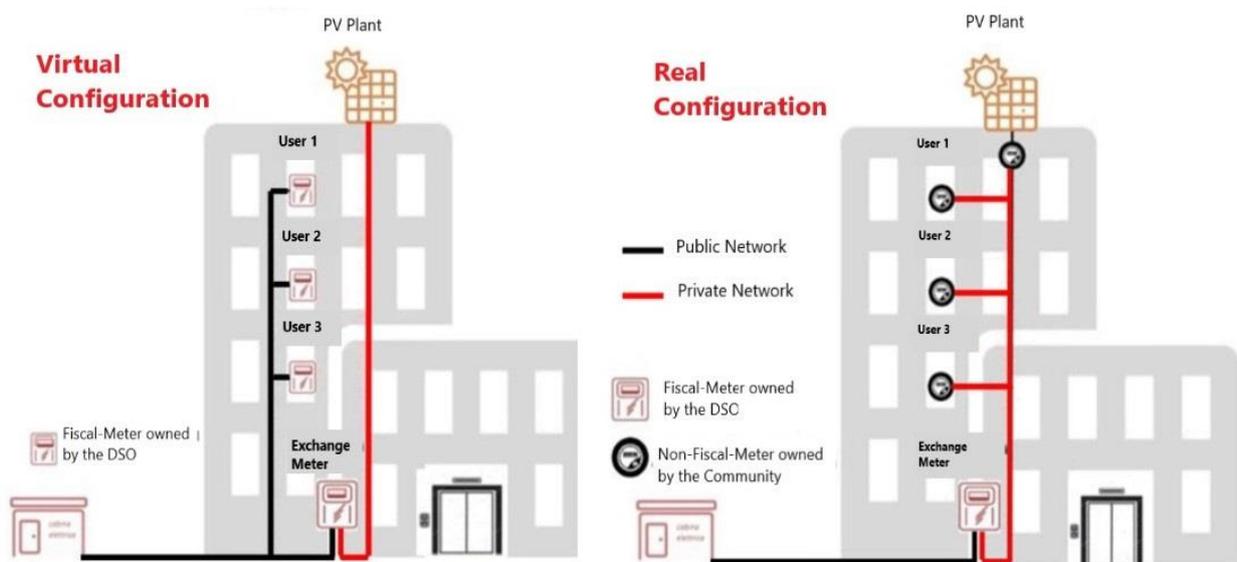


Figura 5: Configurazione Virtuale vs Configurazione Reale (Fonte: RSE).

L’ultimo tassello per la definizione normativa è arrivato dal *Ministero dello Sviluppo Economico* (MiSE) che ha definito la tariffa premio legata ai sistemi di condivisione dell’energia. Inoltre, viene disposto che l’energia immessa in rete è ancora a disposizione del Referente della configurazione di condivisione, con possibilità da parte del GSE di acquistare tale frazione, ad esempio mediante soluzioni di Ritiro Dedicato.

2.2.1. Definizione delle possibili configurazioni e dei rispettivi requisiti

Come precedentemente descritto, a fronte della definizione data nell'art. 42bis, due possibili configurazioni per attivare la condivisione virtuale dell'energia vengono presentate:

- Gruppo di Autoconsumatori Collettivi (GAC);
- Comunità dell'Energia Rinnovabile (CER).

Da definizione normativa, un GAC viene costituito quando almeno due autoconsumatori agiscono collettivamente all'interno dello stesso dominio spaziale identificato dai confini del proprio edificio o condominio. L'autoconsumatore è definito come un utente finale che produce elettricità, attraverso fonti rinnovabili, che può essere immagazzinata o venduta, a condizione che tale esercizio, per soggetti oltre i nuclei familiari, non costituisca la principale attività di impresa. L'impianto di produzione può essere di proprietà di terzi che lo forniscono in concessione al GAC, rimettendosi però alle istruzioni del gruppo. Le soluzioni normative che possono essere adottate per gli impianti, tenuto conto dei vincoli specifici di potenza dell'articolo 42bis, sono le seguenti:

- Sistemi Efficienti di Utenza (SEU): sistemi in cui uno o più impianti rinnovabili, con una capacità massima installata di 20 MWe, posizionati nello stesso sito, di proprietà dello stesso soggetto (che può differire dall'utente finale), e connessi direttamente alle unità di consumo dell'utente finale mediante reti di distribuzione private.
- Altro Sistema di Auto-Produzione (ASAP): soggetto che produce elettricità e che attraverso una rete privata la autoconsumata per una quota pari almeno al 70% della produzione [24].

I requisiti per i soggetti e i sistemi facenti parte di un GAC sono riassunti nei seguenti punti:

- tutti gli utenti facenti parte del GAC devono essere in possesso di un punto di connessione localizzato nello stesso edificio o condominio. Si fa presente che eventuali utenti localizzati nel medesimo edificio o condominio che non prendono parte giuridicamente al GAC, possono

dare mandato al GSE, attraverso il Referente, per l'utilizzo dei propri dati di misura qualora siano rilevanti ai fini del calcolo puntuale dell'energia condivisa;

- nessun utente deve svolgere come attività principale economica la produzione e vendita di energia elettrica;
- aver sottoscritto un contratto di diritto privato;
- conferire mandato ad un Referente della configurazione per la costituzione e la gestione della configurazione mediante il GSE;
- i punti di connessione, gli impianti di produzione, e qualsiasi altra unità di consumo rilevante all'interno del computo dell'energia condivisa, devono essere ubicati nei confini del medesimo edificio o condominio.

La CER è definita, invece, come un soggetto giuridico:

- autonomo, basato su una partecipazione aperta e volontaria, e controllato dai facenti membri situati in prossimità degli impianti di produzione della CER;
- i membri possono essere persone fisiche, piccolo e medie imprese, enti territoriali e autorità locali (incluse le Pubbliche Amministrazioni – PA), con la condizione che per i soggetti d'impresa, la partecipazione alla CER, non costituisca l'attività commerciale principale;
- lo scopo principale è quello di fornire benefici sociali, ambientali ed economici, piuttosto che benefici finanziari, ai membri e alla comunità ove si sviluppa la CER.

I requisiti per le CER sono riassunti di seguito:

- la CER deve essere un soggetto riconosciuto a livello giuridico che possa esercitare diritti ed essere soggetto ad obblighi;
- essere in possesso di uno statuto o atto costitutivo, che garantisca una partecipazione volontaria e aperta, l'autonomia e il controllo da parte degli azionisti della configurazione;

- avere come obiettivi primari (riscontrabili da statuto o atto costitutivo) quello di fornire benefici ambientali, sociali e economici a livello di comunità;
- i punti di connessione facenti parte della configurazione devono essere sottesi alla medesima cabina di trasformazione secondaria BT/MT [25].

2.2.2. Criteri di calcolo puntuale per la condivisione dell'energia

Al fine di incentivare lo sviluppo dei GAC e delle CER, l'Autorità prevede il riconoscimento di una tariffa incentivante costituita da tre componenti principali:

1. restituzione delle componenti tariffarie per evitato trasporto e distribuzione a fronte della condivisione di energia;
2. tariffa premio legata al quantitativo di energia condivisa;
3. ritiro dedicato della quota di energia immessa da parte del GSE (se richiesto).

Per poter identificare la quota di energia condivisa, vista la modalità virtuale con la quale sono istituite le configurazioni, bisogna definire il suo criterio di calcolo. L'Energia Condivisa è definita come il minimo, su base oraria, fra l'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione e la somma dell'energia prelevata dai punti di connessione facenti parte della configurazione (vedasi Eq.1).

$$E_{AC} = \min \left(\sum_{j=1}^N E_{Imm,j}; \sum_{i=1}^M E_{Prel,i} \right) \quad (1)$$

Dove:

- E_{AC} : energia condivisa su base oraria all'interno della configurazione;
- $E_{Imm,i}$: energia immessa dall'*j-esimo* impianto facente parte della configurazione;
- $E_{Prel,i}$: energia prelevata dall'*i-esimo* punto di connessione rilevante nella configurazione;
- N: numero di impianti installati nella configurazione;
- M: numero di punti di prelievo rilevanti nella configurazione.

La metodologia di calcolo è la medesima per la configurazione di GAC e CER. Tuttavia, si precisa che il calcolo in caso di configurazione CER viene diversificato per livelli di tensione, essendoci la possibilità di avere punti di connessione collegati alla stessa cabina secondaria, ma alimentati in BT o in MT.

Una volta definita la metodologia per il calcolo dell'energia condivisa, vengono elencati di seguito i criteri puntuali per il calcolo delle tre componenti del contributo, diversificate per i GAC e per le CER.

Tabella 2: Criteri di calcolo delle componenti incentivanti (CER vs. GAC).

Gruppo di Autoconsumo Collettivo – GAC		
Restituzione delle componenti tariffarie (C_{GAC})	$C_{GAC} = CU_{Af,m} \cdot E_{AC} + \sum_{i,h} (E_{AC,i} \cdot C_{PR,i} \cdot PZ)_h$	(2)
Incentivazione dell'energia condivisa (I_{GAC})	$I_{GAC} = TP_{GAC} \cdot E_{AC}$	(3)
Ritiro dell'energia – opzionale (R_{GAC})	$R_{GAC} = P_R \cdot E_{Imm}$	(4)
Comunità dell'Energia Rinnovabile – CER		
Restituzione delle componenti tariffarie (C_{CER})	$C_{CER} = CU_{Af,m} \cdot E_{AC}$	(5)
Incentivazione dell'energia condivisa (I_{CER})	$I_{CER} = TP_{CER} \cdot E_{AC}$	(6)
Ritiro dell'energia – opzionale (R_{CER})	$R_{CER} = P_R \cdot E_{Imm}$	(7)

Con i pedici *m* e *h* si identificano, rispettivamente, i valori *mensili* e *orari* delle grandezze. Nel dettaglio vengono utilizzati i seguenti parametri:

- Corrispettivo Unitario di autoconsumo forfettario mensile ($C_{U_{Af,m}}$), definito come la somma (arrotondata alla terza cifra decimale) delle parti unitarie variabili della tariffa di trasmissione ($TRAS_E$) per utenze in BT e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione per utenze in BT (BTAU) vigenti nel mese *m-esimo*.

$$CU_{Af,m} = TRAS_E + \max(BTAU_m) \quad (8)$$

- Coefficiente delle perdite di rete evitate (C_{PR}), differenziato in base alla tensione di connessione dell'impianto di produzione:
 - 1.2% impianti di produzione connessi in MT;
 - 2.6% impianti di produzione connessi in BT.
- Tariffa Premio (TP), differenziata in funzione della tipologia di configurazione, in particolare:
 - $TP_{GAC} = 100 \text{ €/MWh}$;
 - $TP_{CER} = 110 \text{ €/MWh}$.
- Prezzo Riconosciuto (P_R) per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, dipendente dalla tipologia di impianto e dagli incentivi riconosciuti su di esso [26].

Possiamo notare che i criteri di calcolo in funzione della tipologia di configurazione sono simili, eccezion fatta per la restituzione delle componenti tariffarie (vedasi Equazioni 2 e 7). Per quanto riguarda i GAC vengono considerate all'interno della restituzione anche le componenti tariffarie legate alla distribuzione in BT, che di fatto è virtualmente assente nel momento in cui l'energia è condivisa tramite un impianto e un punto di consumo ubicati nel medesimo edificio o condominio. Ragionamento analogo non può essere fatto per la CER, in cui il vincolo geografico è legato alla cabina di scambio secondario; pertanto, la rete di distribuzione è virtualmente utilizzata per la condivisione dell'energia fra il luogo di produzione e quello di consumo.

In conclusione, l'ammontare della tariffa incentivante, riconducibile alla tipologia *k-esima* di configurazione, viene calcolata come somma algebrica delle tre componenti (vedasi Equazione 9).

$$\text{Incentivo Energia Condivisa}(k) = C_k + I_k + R_k \quad (9)$$

A fronte della definizione della procedura di calcolo per la tariffa incentivante, possono essere definite le grandezze necessarie da misurare per poter procedere con la metodologia di calcolo. Il compito di recepire i dati necessari è in carico al GSE, che riceve tali informazioni mensilmente dal gestore della rete. Le grandezze di cui è fondamentale la misura sono:

- energia prodotta;
- energia immessa;
- energia prelevata.

I dati utilizzati hanno granularità oraria e nel caso in cui dati non validi pervenissero al GSE, questo provvederà a riprofilare il dato mediante profili standard ancora non resi pubblici.

2.2.3. Sviluppi futuri della normativa di condivisione dell'energia

Una volta inquadrato il contesto normativo italiano ed europeo, insieme alle varie delibere e regole tecniche necessarie per l'attivazione delle configurazioni di condivisione dell'energia, va detto che il percorso normativo è ancora in fase di sviluppo. Con riferimento a settembre 2021, manca ad oggi il completo recepimento della direttiva europea RED-II, che definisce in maniera univoca le CER nel quadro europeo [23]. Nella Figura 6 è evidenziato in rosso il termine ultimo per il recepimento della normativa (UE). L'unico documento pervenuto che definisce i nuovi limiti e prerogative delle configurazioni CER e GAC è una bozza di decreto-legge datata agosto 2021.

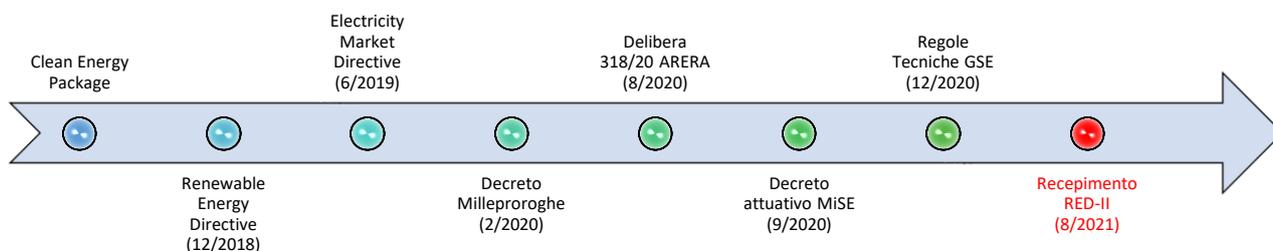


Figura 6: Percorso normativo delle configurazioni di condivisione dell'energia.

Con riferimento al documento [27], ed in particolare all'art.8, le nuove direttive per le configurazioni di condivisione dell'energia vengono definite. Sostanzialmente, solo due criteri specifici vengono modificati: la potenza degli impianti presenti nella configurazione, e la cabina di trasformazione a cui afferiscono i POD della configurazione CER o GAC. Le specifiche differenze sono evidenziate in Figura 7.

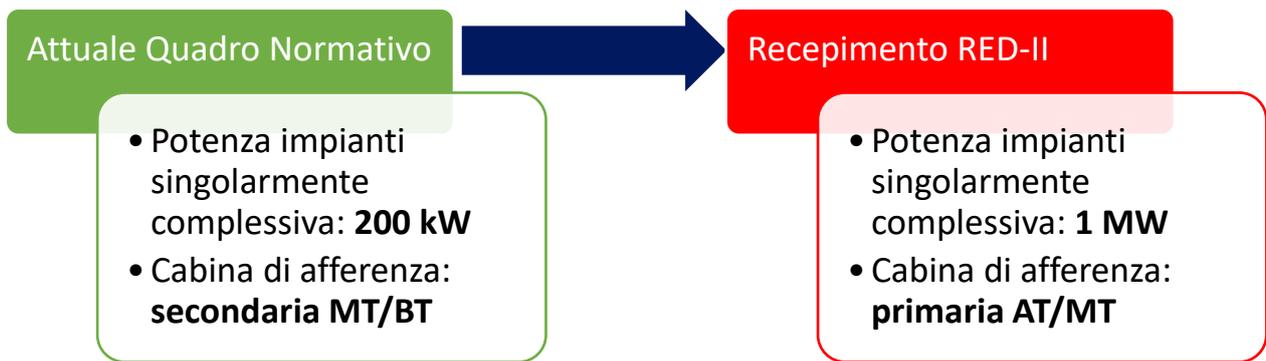


Figura 7: Modifica dei vincoli delle configurazioni di condivisione in relazione alla bozza del d.l. per il recepimento della RED-II.

La principale novità fra le due è legata alle cabine di scambio di afferenza, dato che il vincolo precedente era molto stringente e spesso difficile da identificare con chiarezza vista l'impossibilità di conoscere tutti i POD afferenti a una determinata cabina MT/BT. Inoltre, qualora si fossero riusciti a mappare i vari POD e le rispettive cabine, si poteva incappare in problematiche legate alla topologia delle reti di distribuzione nei Comuni. Spesso, infatti, anche per Comuni relativamente piccoli, il numero di cabine secondarie è alto, andando a creare problematiche nella definizione delle utenze appartenenti ad una configurazione CER. Per ovviare a tale problema si è ipotizzato di ricorrere alla creazione di un consorzio di comunità, che inglobasse tutte le comunità minori presenti su un territorio specifico. Una sorta di *Comunità delle Comunità* (e.g., *Oil Free Zone* del pinerolese (TO)) [15], ma tale soluzione potrebbe portare a una complicazione della gestione delle pratiche legali non indifferente. Tale problema non è rilevante per le configurazioni GAC, dato che le utenze di un medesimo edificio fanno sempre riferimento alla stessa cabina secondaria. In sostanza, se tale vincolo venisse allargato alle cabine primarie, uno dei principali problemi nella definizione di una CER cadrebbe. Dal punto di vista tecnico questo sarebbe un vantaggio nella simulazione e nell'identificazione delle utenze; tuttavia, c'è il rischio di incappare in configurazioni troppo grandi e difficili da aggregare e gestire.

Un'altra sostanziale differenza è identificabile nell'art. 31 paragrafo 3 comma d, che apre alla possibilità di includere all'interno della CER impianti preesistenti, con l'unico vincolo che la loro potenza complessiva non superi il 30% del totale installato all'interno della CER.

2.3. Altri scenari di autoconsumo: lo Scambio Sul Posto

Al fine di considerare le varie modalità d'incentivo accessibili ai sistemi rinnovabili distribuiti, per poter valutare l'effettiva convenienza di sistemi di condivisione dell'energia, è necessario fare il confronto con le altre soluzioni normative attualmente disponibili. A tal proposito, viene introdotto anche lo Scambio Sul Posto (SSP), una forma non reale di autoconsumo, che sfrutta l'energia immessa nella rete al fine di compensare il prelievo e il consumo avvenuto in un momento differente della prima. In pratica, si utilizza la rete di distribuzione come un sistema di accumulo, al fine di far *spostare* nel tempo la produzione da fonte rinnovabile per farla coincidere con il consumo. Ovviamente, il tutto avviene virtualmente e nessun carico e nessuna produzione viene realmente spostata nel tempo. Prima di definire il funzionamento dello SSP, è doveroso sottolineare che a fronte dei recenti piani di recepimento delle direttive europee, in particolare la RED-II, lo strumento incentivante dello SSP potrebbe essere abrogato nel prossimo futuro. Citando un estratto delle ultime novità normative, *“il meccanismo dello scambio sul posto sia soppresso, prevedendo meccanismi di tutela degli investimenti già avviati e introducendo nuovi meccanismi volti a premiare l'autoconsumo istantaneo nonché la condivisione dell'energia nell'ambito di configurazioni di autoconsumo multiplo quali l'autoconsumo collettivo e le comunità dell'energia”* [28]. Considerando il lavoro di Tesi svolto, è doveroso citare i possibili sviluppi futuri, che esprimono chiaramente la volontà di sopprimere lo SSP, ma è altresì necessario confrontare le attuali possibilità normative al fine di evidenziare gli effettivi vantaggi del passaggio normativo.

Condizione necessaria affinché si possa accedere al servizio è che siano presenti almeno un impianto di produzione e uno di consumo legati al medesimo punto di connessione con la rete di distribuzione pubblica [29]. Nella sezione successiva i criteri di calcolo, le possibilità e i vincoli dello SSP verranno presentati. In funzione della delibera ARERA [30] i soggetti ammessi per lo SSP sono:

- cliente finale presente all'interno di un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC) che sia al tempo stesso produttore in relazione agli impianti di produzione che

costituiscano l'ASSPC, o che abbia mandato da terzi per le immissioni dei suddetti impianti. Si definiscono ASSPC, tutti i sistemi semplici di produzione e consumo ad eccezione delle cooperative storiche dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria. Per maggiori dettagli si invita a visionare il documento [31]. Tale casistica rientra nella definizione propria di SSP.

- Un cliente finale che sia titolare di un gruppo di punti di prelievo e immissione, anche non coincidenti fra loro, che sia allo stesso tempo produttore in relazione a impianti di produzione connessi ai punti predetti, o che abbia mandato di rappresentanza da soggetti terzi. Definito come Scambio Sul Posto Altrove.

Essendo lo SSP Altrove un caso particolare di SSP, la disamina seguente si focalizzerà solo sui criteri dello SSP classico. In aggiunta alla definizione normativa per il sistema impianto di produzione più utenza di consumo, sono presenti dei limiti di potenza installata in funzione della tipologia d'impianto e della sua entrata in funzione per l'accesso al servizio di SSP. In particolare, abbiamo:

- l'utente dello SSP deve essere riconosciuto come controparte del contratto di acquisto dell'energia elettrica in riferimento al punto di scambio considerato;
- la potenza per impianti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31/12/2007 non deve essere superiore a 20 kW;
- la potenza per impianti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31/12/2014 non deve essere superiore a 200 kW;
- la potenza totalmente installata per impianti cogenerativi ad alto rendimento non deve superare i 200 kW;
- la potenza complessiva degli impianti di produzione installata nel sistema ASSPC non deve essere superiore a 500 kW.

La valutazione del contributo in conto scambio (C_S), ovvero la quota che il GSE corrisponde all'utenza di SSP, è differenziata in funzione della tipologia di utenza e d'impianto. A prescindere dalla tipologia di utenza però, il contributo in conto scambio viene calcolato come la somma fra:

- il minor contributo fra la valorizzazione dell'energia elettrica annualmente prodotta e immessa in rete (C_{EI}), e il valore degli oneri annualmente sostenuti per l'acquisto dell'energia prelevata (O_E) calcolato come il prodotto tra la quantità di energia prelevata e il Prezzo Unico Nazionale (PUN). Questo contributo è anche detto *quota energia*;
- il prodotto tra il corrispettivo unico di scambio forfettario annuale (CU_{Sf}) e l'energia scambiata (E_S). Questo contributo è anche detto *quota servizi*.

In termini matematici, abbiamo:

$$C_S = \min(O_E; C_{EI}) + CU_{Sf} \cdot E_S \quad (10)$$

La differenziazione sul calcolo del corrispettivo in conto scambio avviene sulla metodologia da seguire per la valutazione dei diversi elementi dell'Equazione 10. Si fa presente che l'incentivo legato allo SSP può essere richiesto e ottenuto per diverse configurazioni, anche per la quota ad alto rendimento per impianti cogenerativi. Tuttavia, visto che il modello di SSP viene introdotto come possibile alternativa alle configurazioni di condivisione dell'energia, i criteri di calcolo puntuali delle varie componenti verranno descritti solo per gli impianti che possono accedere a entrambi i servizi. In particolare, i criteri di calcolo per impianti in cui la rendicontazione è fornita attraverso una distinzione per fasce orarie sono presentati. Pertanto, una definizione delle principali fasce orarie definite dalla normativa, e utilizzate nelle successive simulazioni, è proposta nella Tabella 3.

Tabella 3: Definizione delle Fasce Orarie (Fonte: ARERA).

Fascia Oraria	Orario	Giorni
F1 (ore di punta)	08:00 – 19:00	Dal lunedì al venerdì
F2 (ore intermedie)	07:00 – 08:00 && 19:00 – 23:00	Dal lunedì al venerdì
	07:00 – 23:00	Sabato
F3 (ore fuori punta)	00:00 – 07:00 && 23:00 – 24:00	Dal lunedì al sabato
	00:00 – 24:00	Domenica e festivi

Di seguito vengono mostrati i criteri di calcolo per le varie componenti del C_s .

- Onere Energia (O_E):

il GSE valuta l'Onere Energia, per qualsiasi ASSPC, come il prodotto tra la somma dell'energia elettrica prelevata (E_{PR}) e il PUN. Per il calcolo di tale quantitativo, il GSE fa riferimento ai dati di prelievo del gestore di rete, differenziando il conteggio in riferimento alla fascia in cui avviene il prelievo con il corrispettivo PUN della fascia considerata. La valutazione viene fatta su base annua e viene ripartita su conteggio singolo mensile (vedasi Equazione 11).

$$O_E = \sum_{m=1}^{12} \sum_{f_i=1}^3 [E_{PR,m}(f_i) \cdot PUN_m(f_i)] \quad (11)$$

In cui:

- $E_{PR,m}(f_i)$: energia elettrica prelevata nel mese m -esimo nella fascia f_i ;
- $PUN_m(f_i)$: media aritmetica mensile del PUN in riferimento alla fascia f_i .
- Controvalore dell'Energia elettrica Immessa (C_{EI}):

per impianti per cui il valore dell'energia immessa non è dipendente dalla fascia oraria d'immissione, il calcolo segue l'Equazione 12.

$$C_{EI} = \sum_{h=1}^{\# \text{ ore anno}(a)} (E_I \cdot P_{Z,MGP})_h \quad (12)$$

In cui:

- $P_{Z,MGP}$: Prezzo Zonale orario definito dal Mercato del Giorno Prima (MGP);
- E_I : Energia elettrica Immessa su base oraria incrementata di un fattore percentuale come definito dall'art.76, comma 76.1 lettera a) del Testo Integrato Settlement (TIS).
- Energia Scambiata (E_S):

l'energia scambiata viene definita come il minimo su base annuale fra l'energia immessa e l'energia prelevata.

$$E_S = \min(E_I; E_{PR}) \quad (13)$$

- Corrispettivo Unico di Scambio forfettario (CU_{sf}):

tale parametro è composto a sua volta da due diversi elementi:

- il corrispettivo unico di scambio relativo alle reti ($CU_{sf,reti}$), calcolato come somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale, delle parti unitarie variabili delle tariffe di trasmissione, distribuzione, corrispettivi di dispacciamento e delle componenti UC3¹ e UC6²;
- il corrispettivo unitario di scambio relativo agli oneri generali di sistema ($CU_{sf,ogs}$), calcolato come somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale, delle parti unitarie variabili delle componenti tariffarie ASOS³ e ARIM⁴.

Inoltre, il calcolo del CU_{sf} è vincolato alla taglia dell'impianto, in quanto per impianto di potenza superiore a 20 kW è presente un limite sul corrispettivo relativo agli oneri generali di sistema. In dettaglio:

- per impianti rinnovabili connessi a punti di scambio con potenza non superiore a 20 kW, si segue la seguente procedura:

¹ Onere relativo al servizio dei sistemi di perequazione relativi agli squilibri di sistema per reti di trasmissione e distribuzione. (Fonte: <https://www.arera.it/it/electricita/auc.htm>).

² Onere a copertura dei costi derivanti dai sistemi di recupero della qualità del servizio. (Fonte: *ibidem*).

³ Onere generale relativo al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione. (Fonte: *ibidem*).

⁴ Oneri generali rimanenti. (Fonte: *ibidem*).

$$CU_{sf} = CU_{sf}^{reti} + CU_{sf}^{ogs} \quad (14)$$

- o per impianti rinnovabili connessi a punti di scambio con potenza superiore a 20 kW, si segue il seguente criterio di calcolo:

$$CU_{sf} = CU_{sf}^{reti} + \min(CU_{sf}^{ogs}; \text{limite annuale}) \quad (15)$$

Tali limiti annuali sono soggetti alla tipologia di impianto considerato, e vengono presentati nella Figura 8.

Tipologia impianto	Incentivo	Range di potenza [kW]		
		P ≤ 20	20 < P ≤ 200	P > 200
Fotovoltaico	Si	Nessun limite massimo	0	0
	No		174 €/MWh - P _{FV}	
Eolico	Si	Nessun limite massimo	234 €/MWh - P _Z - P _{CV}	0
	No		234 €/MWh - P _Z	
Idroelettrico	Si	Nessun limite massimo	284 €/MWh - P _Z - P _{CV}	0
	No		284 €/MWh - P _Z	
Termoelettrico alimentato da biomasse	Si	Nessun limite massimo	209 €/MWh - P _Z - P _{CV}	0
	No		209 €/MWh - P _Z	
Altre tipologie impiantistiche	Si	Nessun limite massimo	0	0
	No			

P_{FV}: prezzo medio di mercato dell'energia elettrica delle ore comprese tra le 8 e le 20 rilevato nell'anno solare precedente

P_Z: prezzo medio di mercato dell'energia elettrica rilevato nell'anno solare precedente

P_{CV}: prezzo di ritiro dei Certificati Verdi da parte del GSE relativo all'anno solare precedente

Figura 8: Limiti annuali per i corrispettivi unitari relativi agli oneri generali di sistema (Fonte: GSE).

In aggiunta, nel caso di utenze domestiche (connesse in BT o MT), il corrispettivo unitario di scambio forfettario viene calcolato come media pesata sull'energia scambiata sui diversi scaglioni di consumo (i.e., 1° scaglione: 0 – 1800 kWh; 2° scaglione: oltre i 1800 kWh), come descritto dall'Equazione 16.

$$CU_{sf}(\text{Ut. Domenstiche}) = \frac{\sum_{j=1}^{\# \text{scaglioni}} (CU_{sf,j} \cdot E_{S,j})}{E_S} \quad (16)$$

Definiti i criteri di calcolo puntuali per le due configurazioni d'interesse (i.e., CER o GAC, SSP), il secondo tema, affrontato nel prossimo capitolo, per la simulazione di tali sistemi è stato quello dell'individuazione delle curve di Produzione/Consumo e della metodologia di ottimizzazione.

3. Metodologia di Simulazione e Ottimizzazione

In questo capitolo verranno presentate le fonti, gli strumenti, le modalità e gli algoritmi utili per poter definire, in via preliminare, la migliore configurazione di autoconsumo dato uno specifico set di utenze. In prima battuta verranno presentati i parametri e le metriche utilizzate, in modo da poter rendere i passaggi successi riproducibili e confrontabili, e a seguito gli strumenti e i criteri di ottimizzazione seguiti. Il processo logico può essere identificato secondo la Figura 9, e nei successivi paragrafi verranno presentate i processi di ottenimento dei diversi parametri in input, delle metodologie di ottimizzazione e di simulazione e dei criteri di confronto.

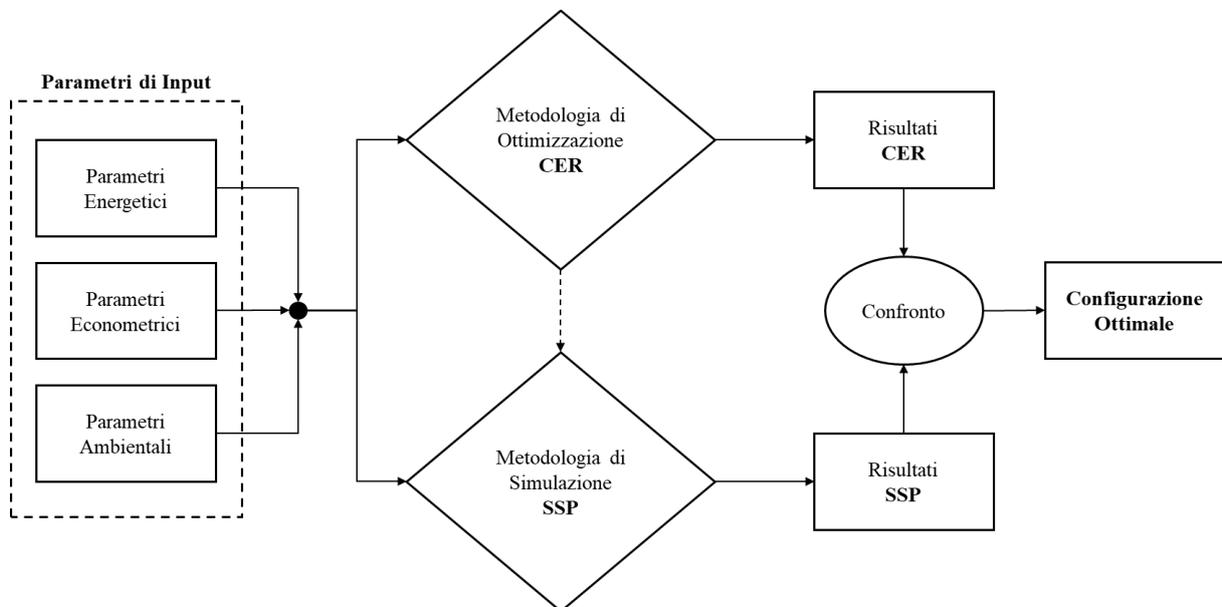


Figura 9: Processo logico per l'ottenimento della Configurazione Ottimale.

3.1. Ricerca dei parametri energetici e ambientali in ingresso

La simulazione richiede come parametri di input, principalmente, le curve di produzione FV e di consumo delle utenze afferenti alla configurazione. Come già specificato precedentemente, le problematiche relative all'ottenimento di tali curve sono legate sostanzialmente alle curve di prelievo delle utenze. Di fatto, non è presente un database di riferimento da interrogare per ottenere delle curve

d'utenza standard, anche se è stato espressamente dichiarato da parte del GSE che una serie di curve di questo tipo sarebbero state fornite [25]. Queste curve avrebbero una duplice funzione: essere utilizzate per simulare e dimensionare possibili configurazioni, e ottenere stime orarie, per la fatturazione dell'incentivo, qualora i dati recepiti dal gestore di rete fossero incompleti. Essendo però queste curve ancora assenti, altre soluzioni devono essere investigate. Per quanto riguarda le curve di produzione, un'implementazione mediante API (Application Programming Interface) del database PVGIS (PhotoVoltaic Geographical Information System) è stata implementata. Mentre per le curve di prelievo due metodologie per il reperimento sono state seguite, una basata su curve simulate e una su curve reali. Infine, vista la necessità del comprovare l'utilità anche ambientale di tali configurazioni, una stima delle emissioni di CO₂ prodotte a seguito del prelievo dalla rete di distribuzione, e risparmiate a fronte della propria produzione mediante FV, viene presentata.

3.1.1. Curve di produzione fotovoltaica

Il reperimento delle curve di produzione FV è stato effettuato interrogando il database PVGIS [32] mediante API. Il portale di PVGIS consente di ottenere informazioni al riguardo della radiazione solare e della producibilità di un sistema FV in funzione delle proprie caratteristiche e della propria geolocalizzazione. Utilizzando questi dati si può ottenere una stima della producibilità su base oraria di un dato impianto, considerando ed analizzando le serie di storiche disponibili che vanno dal 2007 al 2016. L'interrogazione del database avviene mediante la creazione di una stringa, nella quale sono riportate le caratteristiche necessarie per l'identificazione dell'impianto¹ (vedasi Tabella 4).

¹ Per maggiori dettagli, si invita a visionare il seguente link: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/noninteractive>

Tabella 4: Identificativi API per PVGIS.

Identificativo API	Descrizione
<i>lat</i>	Latitudine (espressa in Gradi Decimali)
<i>long</i>	Longitudine (espressa in Gradi Decimali)
<i>startyear</i>	Anno di inizio dello scarico dei dati
<i>endyear</i>	Anno di fine dello scarico dei dati
<i>peakpower</i>	Potenza di picco dell'impianto FV (in [kW])
<i>pvcalculation</i>	Abilita il calcolo della producibilità da FV se posto uguale a 1
<i>loss</i>	Perdite dell'impianto FV (esprese in %)
<i>angle</i>	Angolo di inclinazione (espresso in Gradi Sessagesimali)
<i>aspect</i>	Orientamento rispetto al Sud (espresso in Gradi Sessagesimali, Sud= 0°, Est = 90°, Ovest = -90°)
<i>trackingtype</i>	Seleziona la tipologia di impianto, se a inseguimento o meno (se uguale a 0 si ha un impianto fisso)
<i>usehorizon</i>	Abilita l'utilizzo del calcolo delle ombreggiature data la linea d'orizzonte
<i>raddatabase</i>	Seleziona il Database di radiazione solare di riferimento

Un esempio applicativo viene proposto, localizzato presso il Politecnico di Torino (Corso Duca degli Abruzzi 24, Torino) come mostrato nella figura sottostante (Figura 10).



Figura 10: Localizzazione dell'impianto fittizio di esempio.

Le caratteristiche impiantistiche sono riportate in Tabella 5, mentre in Figura 11 sono riportati gli andamenti orari della potenza dell'impianto FV, mediati sui diversi giorni della stagione specifica.

Possiamo vedere che vi è un'evidente variazione fra le stagioni, sia in termini di potenza prodotta che di distribuzione temporale, come lecito che sia. Inoltre, possiamo vedere come in inverno la forma della curva vada a modificarsi. Questo è dovuto al fatto che PVGIS considera anche la linea d'orizzonte, modificando quindi la valutazione in funzione di questa. Facendo riferimento alla Figura 10 possiamo vedere come il punto scelto sia sostanzialmente isolato da oggetti e ostruzione esterne, ma nel periodo invernale, vista la bassa altezza solare, un'ombra viene proiettata dal fabbricato posto alla sinistra del punto di riferimento, creando una riduzione della potenza dell'impianto.

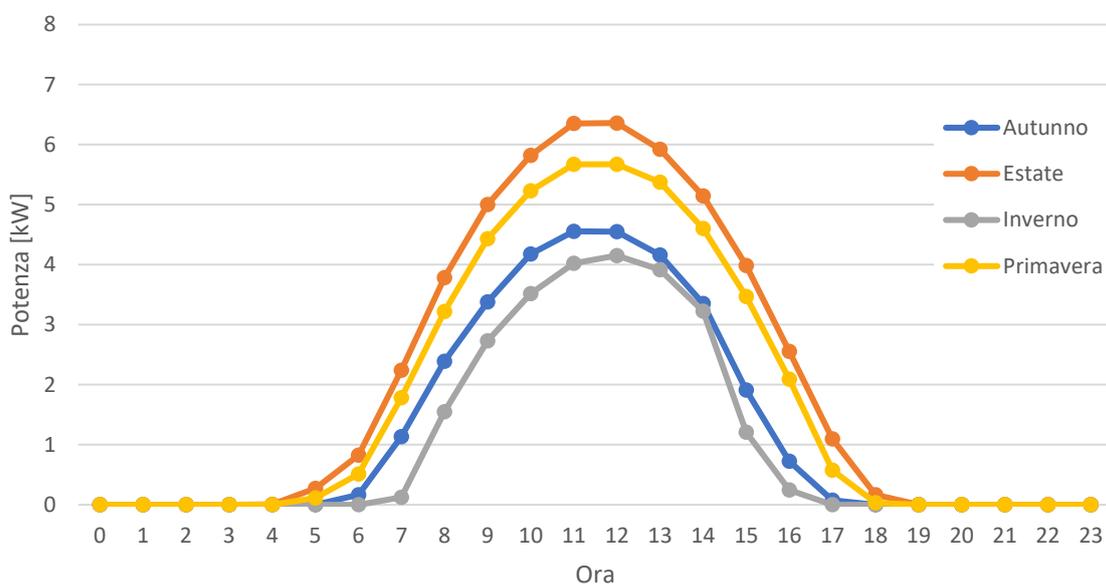


Figura 11: Andamento della Potenza istantanea media oraria per stagione.

Tabella 5: Caratteristiche Impianto fittizio di esempio.

Caratteristica	Valore
Latitudine (Gradi Decimali)	45.062725
Longitudine (Gradi Decimali)	7.662389
Potenza	10 kW
Ang. Inclinazione (0° coincidente con l'orizzontale)	35°
Azimuth (S = 0°; E = -90°; O = 90°)	10°
Perdite	14%

Con questo approccio è possibile avere, in prima approssimazione, una stima della produzione FV di un impianto, data la sua posizione geografica. Tale strumento è estremamente utile quando si

ha a che fare con un elevato numero di utenze e di edifici. Ad esempio, è possibile identificare quale edificio afferente a una configurazione CER sia il più adatto per l'installazione dell'impianto FV, in funzione della sua esposizione, rispetto all'insieme iniziale disponibile di edifici in maniera estremamente rapida.

3.1.2. Curve di prelievo

Per poter ottenere una simulazione di autoconsumo e di condivisione dell'energia, è necessario identificare le curve di prelievo delle varie utenze afferenti alla configurazione. Come accennato precedentemente tale ricostruzione non è un compito così facile. Le problematiche più importanti che limitano tale raccolta dei dati sono legate all'assenza di curve standardizzate e all'impossibilità per le utenze di ottenere in maniera rapida le proprie curve di consumo. Per poter ovviare alla difficoltà nel reperire tali curve, due strade sono state seguite. La prima utilizza delle curve di carico *fittizie*, ottenute mediante un software gratuito che crea diverse curve di carico in funzione della tipologia d'utenza selezionata. La seconda, invece, si basa sull'ottenimento e l'utilizzo di curve di carico *reali* ottenute attraverso i servizi messi a disposizione da alcuni distributori. Entrambe le metodologie sono utilizzate nella letteratura specifica, seppur con delle piccole variazioni [33] [34]. Prima di descrivere le due metodologie, è doveroso specificare che in un'ottica di reale dimensionamento l'ottenimento delle curve di consumo reali è assolutamente imprescindibile. Per ottenere un andamento reale della configurazione, le serie storiche relative ai consumi per le diverse utenze sono necessarie per poter creare delle curve statistiche di riferimento. Ad ogni modo, l'obiettivo in questo caso è solo quello di fornire un approccio preliminare di simulazione e dimensionamento ottimale. Qualora i dati succitati fossero disponibili, gli step successivi resterebbero del tutto invariati.

Le curve precedentemente descritte come fittizie sono state ottenute mediante il software *Load Profile Generator*¹, che simula il comportamento delle utenze domestiche in funzione della loro classificazione, area geografica di riferimento e attenzione ai consumi. È possibile mediante tale strumento ottenere profili di carico elettrici con sensibilità al minuto. Tuttavia, visto che il tempo computazione aumenta enormemente all'aumentare della granularità della simulazione, un trade-off fra tempo della simulazione e sensibilità del dato è stato fatto scegliendo di ottenere dati orari; visto anche che la normativa vigente sia in SSP che in CER/GAC è configurata su profili orari.

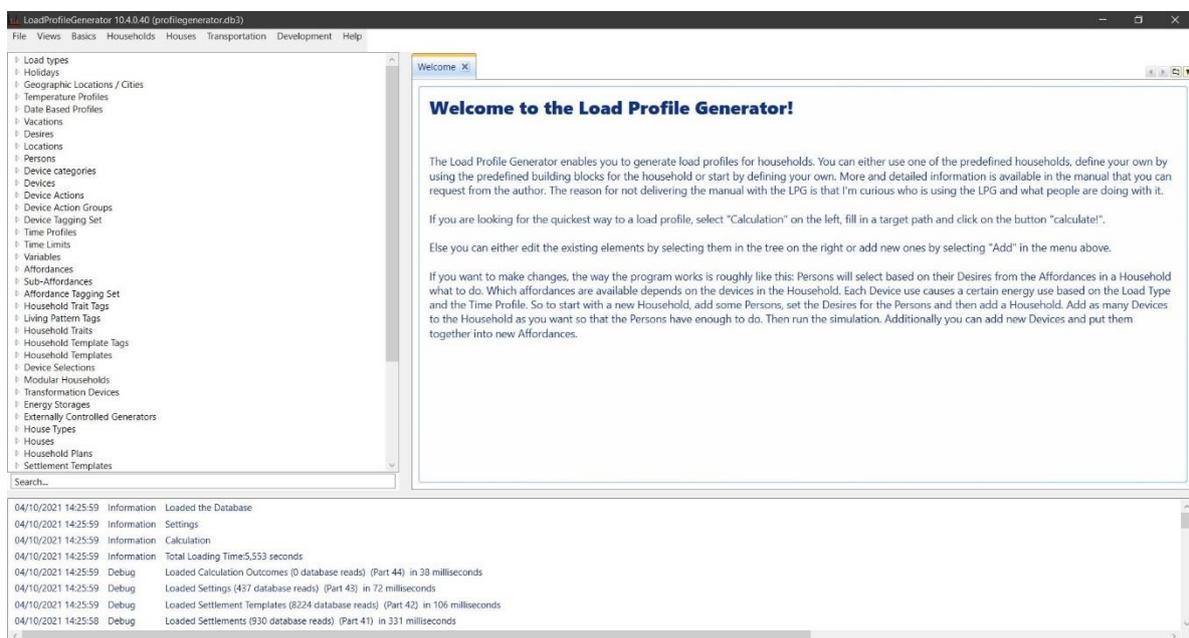


Figura 12: Pagina iniziale di Load Profile Generator

All'interno dell'applicativo, sono già presenti diverse configurazioni di riferimento che possono essere modificate in funzione dell'utilizzo. In particolare, per poter simulare una casistica residenziale, le classi di utenza riportate in Tabella 6 sono state selezionate. Campioni differenti sono stati selezionati per poter simulare un'ampia diversità nelle curve di riferimento.

¹ Accessibile al seguente link: <https://www.loadprofilegenerator.de/>

Tabella 6: Utenze caratteristiche selezionate da Load Profile Generator

Denominazione	Descrizione
<i>Residenziale</i>	Profilo standard di riferimento per una generica curva di prelievo residenziale
<i>Coppia 35-65 anni</i>	Coppia senza figli, in cui entrambi sono occupati
<i>Coppia +65 anni</i>	Coppia senza figli, in cui entrambi sono in pensione
<i>Famiglia 1 figlio</i>	Famiglia con entrambi i genitori occupati e un solo figlio
<i>Lavoratore</i>	Lavoratore single uomo, con impiego a turni

Una volta identificate le tipologie caratteristiche, si è provveduto a definire i parametri della simulazione, inserendo i dati di riferimento climatici italiani e le abitudini di consumo delle utenze (scelte per ogni configurazione come classiche; quindi, non legate a forti spinte di risparmio energetico). Una volta ottenute le curve orarie delle utenze caratteristiche si è provveduto ad analizzarle. Da qui è pervenuta una prima criticità nell'utilizzo di questo simulatore: la potenza di picco associata alle utenze supera, alle volte, di molto il dato di riferimento italiano (i.e., utenze residenziali presentano potenze fra i 3 - 3.5 kW). Per poter ovviare a tale problematica, i valori di potenza che superano la soglia di 3500 W sono stati scalati in maniera proporzionale secondo la seguente equazione:

$$\text{Valore (> 3.5 kW)} = 3.5 \text{ [kW]} \cdot \frac{\text{Valore simulato [kW]}}{\max(\text{Valore simulato})[\text{kW}]} \quad (17)$$

Effettuato il controllo sui valori anomali di supero picco, le curve orarie per le utenze fittizie sono state ottenute. Di seguito vengono riportati i valori di consumo annuo delle diverse utenze di riferimento fittizie (vedasi Tabella 7).

Tabella 7: Consumo annuo delle Utenze di Riferimento fittizie.

Utenza di Riferimento	Consumo Annuale [kWh]
Residenziale	3500
Coppia 35-65 anni	2370
Coppia +65 anni	1880
Famiglia 1 figlio	3000
Lavoratore	1500

Le caratteristiche delle diverse utenze possono essere identificate attraverso l'utilizzo di curve di prelievo medie orarie per le diverse stagioni climatiche (Figura 13) e delle firme annuali (Figura 14) per ogni utenza di riferimento fittizia.

Approcci simili, nell'utilizzo di curve non direttamente misurate presso le possibili utenze afferenti alla configurazione, sono presenti in letteratura. Ad esempio, sono presenti metodologie basate sui dati ottenuti dal progetto MICENE¹, nel quale i carichi di circa 100 utenze residenziali sono stati monitorati per ottenere una curva media di consumo [33]. Tuttavia, tale scelta è stata scartata per questo lavoro sulla base di due concetti principali. Il primo riguarda l'aggiornamento dei dati; il progetto MICENE è stato concluso nel 2011, mentre Load Profile Generator presenta dati aggiornati al 2018. In secondo, la possibilità di creare curve di prelievo differenti è assente usando i dati del progetto MICENE. Tale possibilità può essere sfruttata al massimo qualora si voglia simulare in maniera più corretta una configurazione reale, o in un'ottica di ottimizzazione andando a scegliere i carichi che massimizzano l'autoconsumo virtuale.

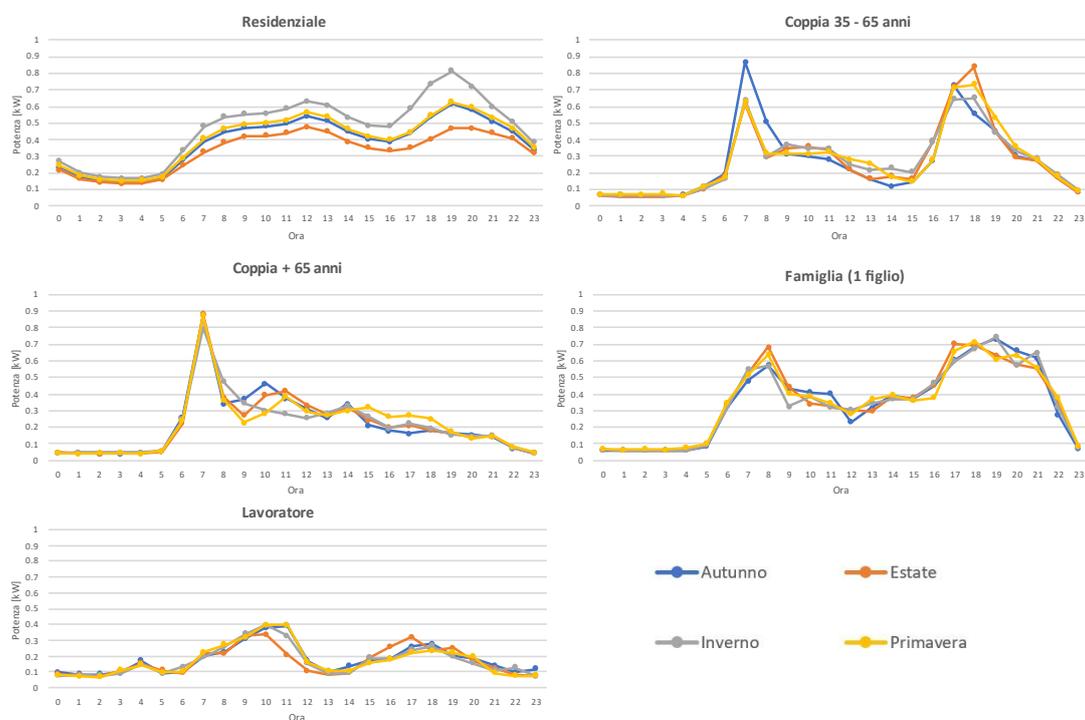


Figura 13: Curve di carico mediate su base oraria, per le diverse utenze di riferimento fittizie, suddivise per stagione climatica.

¹ Per maggiori informazioni si invita a visionare il seguente link: https://www.eerg.it/index.php?p=Progetti_-_MICENE

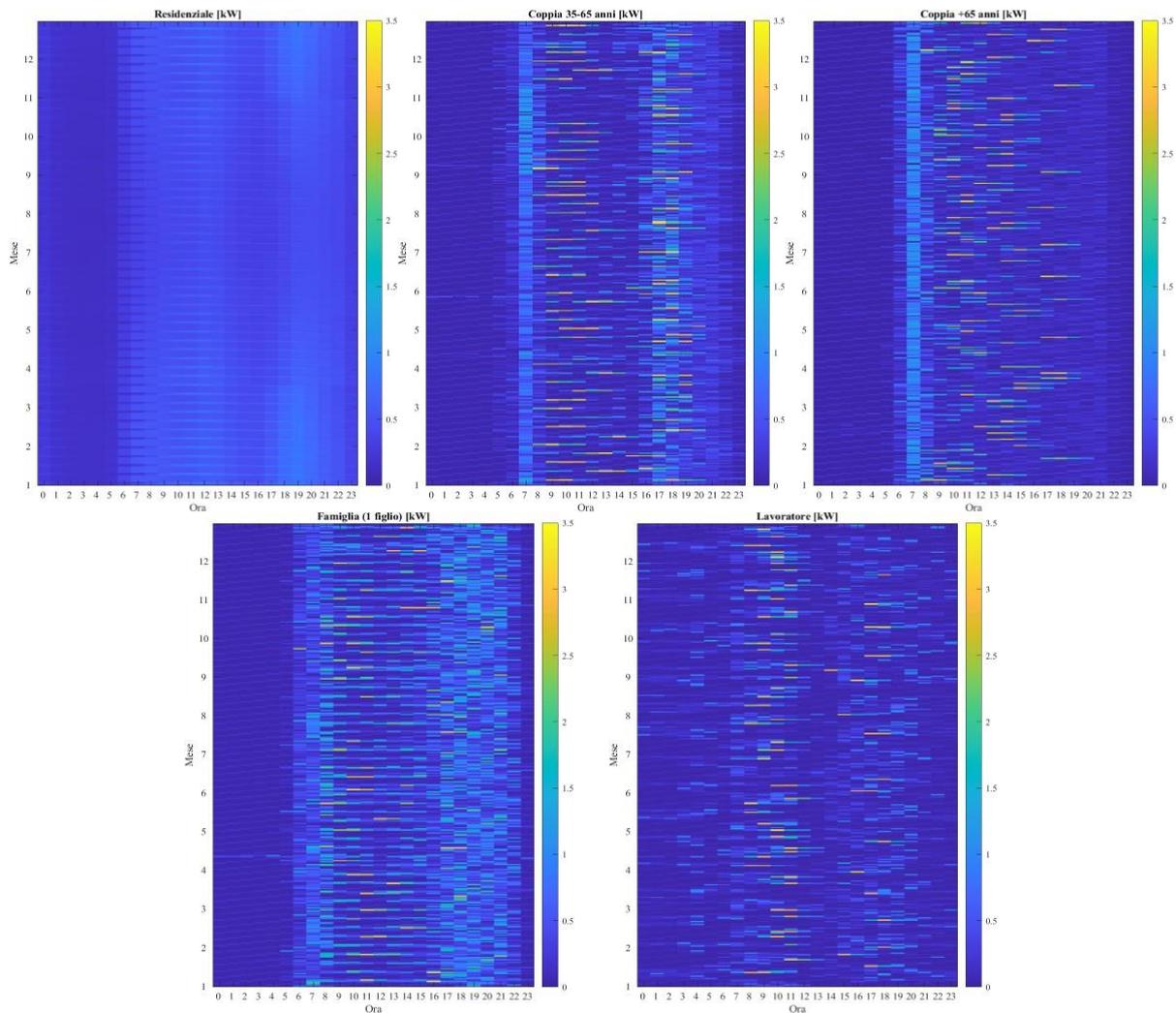


Figura 14: Firma energetica dei prelievi annuali per le utenze di riferimento fittizie.

La seconda tipologia di curve di carico utilizzata deriva dai dati di consumo quartorari reali, ottenuti attraverso i servizi resi disponibili dal distributore relativo al POD considerato. È possibile richiedere, come utenza, i propri dati di prelievo per un dato arco temporale. In particolare, nel caso del gestore *e-distribuzione* è possibile scaricare i propri dati orari di consumo su uno storico di 18 mesi dal momento di registrazione sul portale¹. Tuttavia, tale scelta è soggetta a due vincoli: il tempo richiesto per ottenere le proprie curve (dato che il caricamento dei dati non è immediato, solitamente avviene entro 24 ore dalla richiesta), e la necessità che il contatore installato sia o di prima generazione aggiornato o di seconda generazione. Inoltre, come detto in precedenza, lo storico

¹ Link al portale di registrazione e-distribuzione: <https://www.e-distribuzione.it/servizi/contatore/curve-di-carico.html>

disponibile è solo di 18 mesi che, di fatto, non sono sufficienti per identificare gli andamenti caratteristici di consumo di una singola utenza.



Figura 15: Pagina per la richiesta dei dati della propria curva di carico (gestore: e-distribuzione).

Per questa metodologia sono state ricavate tre curve di carico differenti, due appartenenti ad utenze residenziali e una alle parti comuni di un condominio. Nella Tabella 8 sono riportate le caratteristiche delle utenze.

Tabella 8: Descrizione delle Utenze di riferimento Reali.

Denominazione	Descrizione
Utenza 1	Coppia con un figlio presso una casa indipendente
Utenza 2	Famiglia presso una casa indipendente
Parti Comuni	Condominio con servizio di mobilitazione e illuminazione composto da 18 utenze

Tabella 9: Consumi annui delle utenze reali considerate.

Utenza di Riferimento	Consumo Annuale [kWh]
Utenza 1	2890
Utenza 2	4350
Parti Comuni	833

La curva di carico delle Parti Comuni è stata richiesta per poter considerare nella simulazione la possibile quota di autoconsumo reale dell'edificio. Questo poiché, solitamente, nelle configurazioni

condominali un impianto FV è collegato ai consumi diretti di illuminazione e movimentazione carichi-persone (i.e., carichi delle parti comuni), andando a modificare la quota di immissione in rete. Anche per queste tipologie di utenza vengono riportate le curve mediate orarie (Figura 16) e le firme energetiche di prelievo (Figura 17).

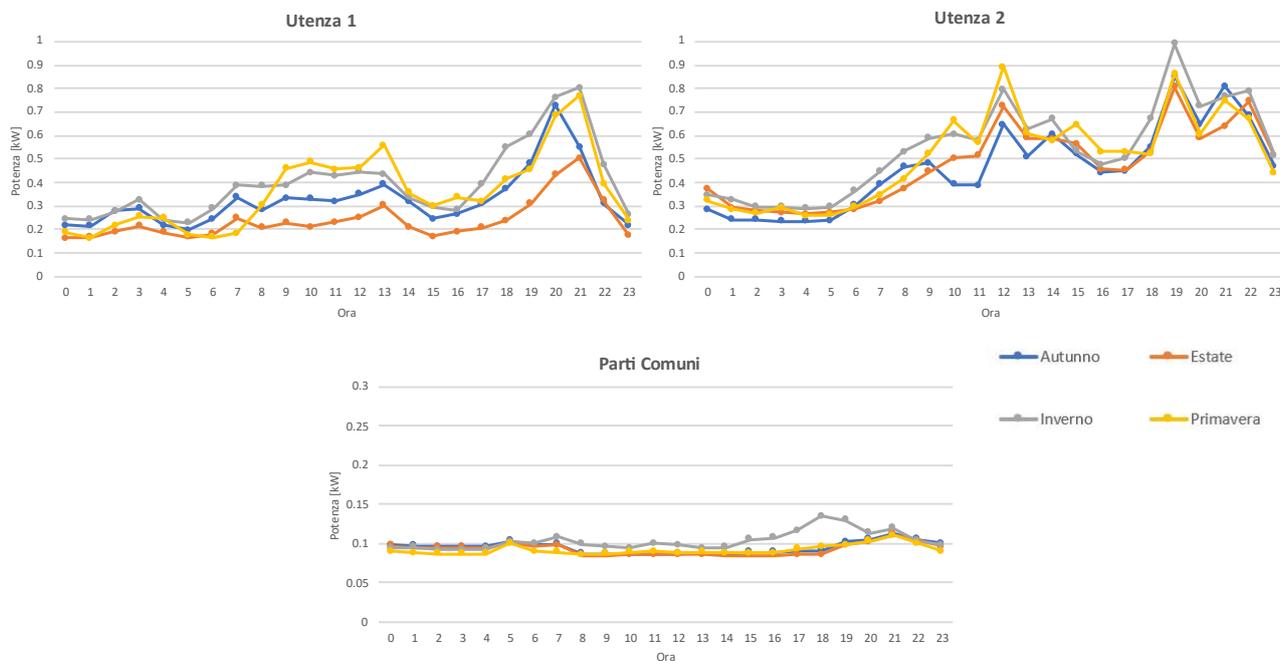


Figura 16: Curve di carico mediate su base oraria, per le diverse utenze reali, suddivise per stagione climatica.

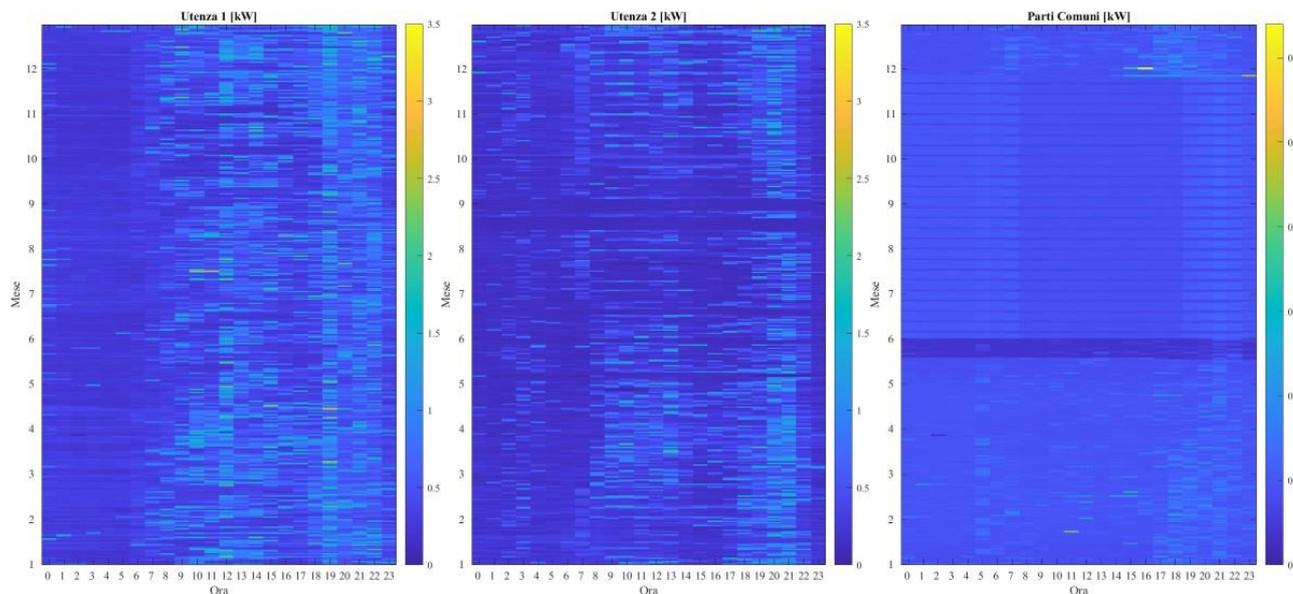


Figura 17: Firma energetica dei prelievi annuali per le utenze di riferimento reali.

Utilizzando le curve di carico ottenute in maniera fittizia e quelle reali, si può simulare l'andamento del carico elettrico relativo ad un'utenza aggregata (i.e., somma oraria dei prelievi dei

diversi utenti, eccetto quelli delle parti comuni), che costituisce il fulcro normativo per il calcolo delle configurazioni CER e GAC. Di seguito vengono riportati i risultati grafici. Usando questa curva, definibile *standard*, si può simulare la curva di prelievo di un carico aggregato qualsiasi andando a scalare i valori orari sulla base della proporzione dei consumi annuali. Questo approccio verrà usato per identificare tutte le curve di prelievo utilizzate nei processi di simulazione e ottimizzazione.

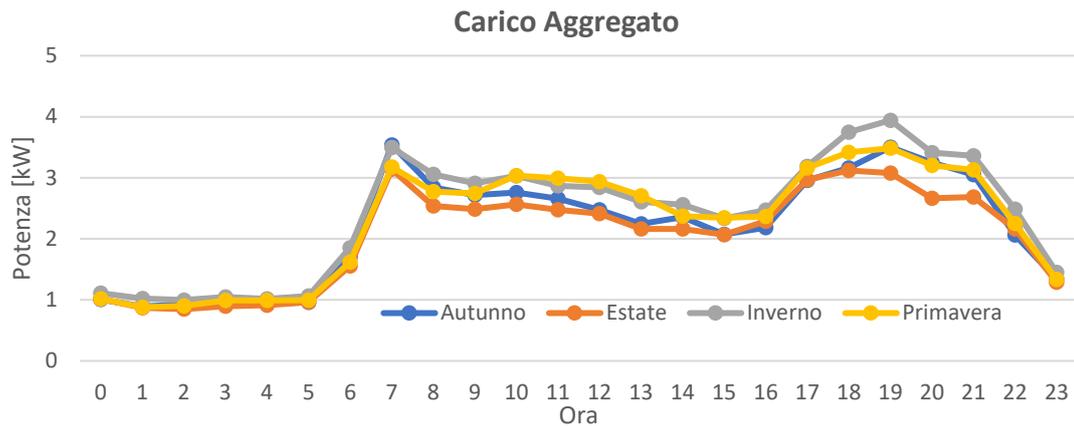


Figura 18: Curve di carico mediate su base oraria, per l'utenza aggregata, suddivise per stagione climatica

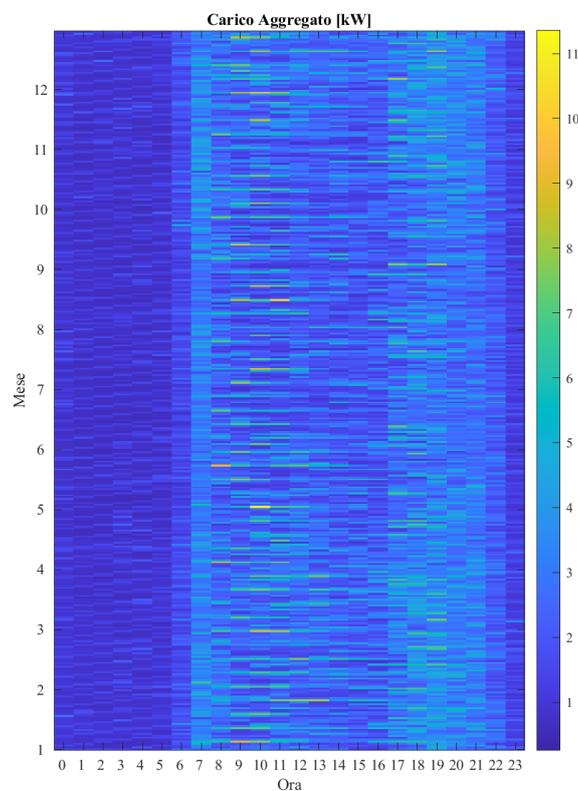


Figura 19: Firma energetica dei prelievi annuali per l'utenza aggregata.

3.1.3. Produzione di anidride carbonica

Per poter identificare il beneficio delle configurazioni CER e GAC, è necessario identificare anche gli apporti ambientali di queste soluzioni. Per poter esprimere questi benefici ambientali, si farà riferimento al quantitativo emesso di anidride carbonica (CO₂) in relazione alla configurazione selezionata. I parametri richiesti sono i fattori di emissione relativi al consumo elettrico e alla produzione mediante fotovoltaico. La metodologia seguita rispecchia quella utilizzata da A. Cielo e altri [33].

I dati di produzione in funzione del consumo elettrico possono essere identificati tramite database ISPRA¹ (*Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale*) che ogni anno redige un rapporto riportante i fattori di emissione per la produzione e il consumo di energia [35]. L'andamento delle emissioni, espresse in grammi di CO₂ per ogni unità di energia consumata, è riportato nella Figura 20. Il dato selezionato sarà quello più aggiornato, riferito al 2020, pari a 258.3 gCO₂/kWh.

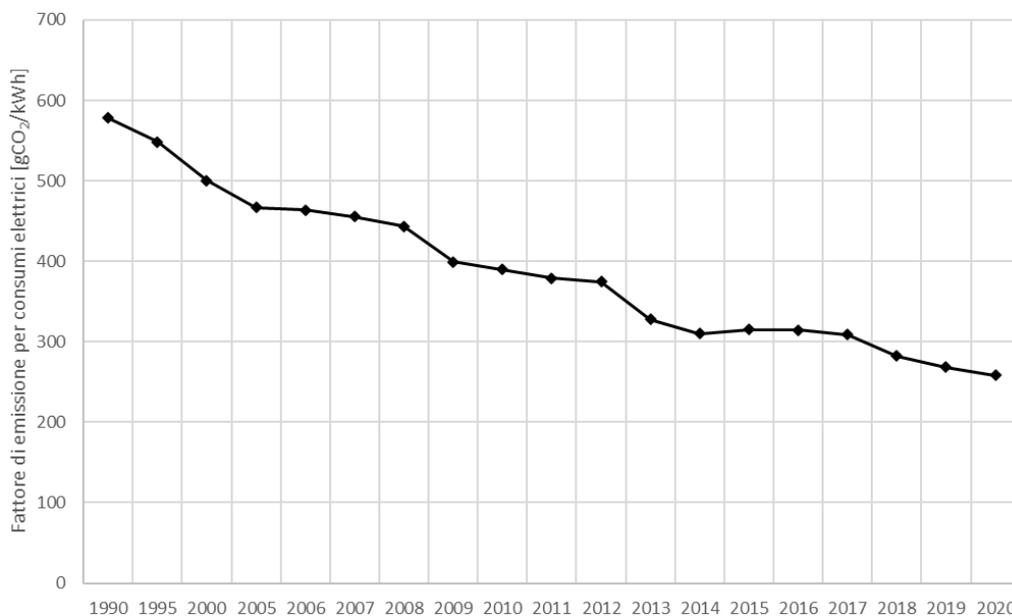


Figura 20: Andamento delle emissioni di CO₂ per unità di consumo elettrico (Fonte: rielaborazione dati ISPRA).

¹ <https://www.isprambiente.gov.it/it>

Il secondo parametro da indicare è il quantitativo di CO₂ emessa dalla produzione di energia elettrica da fotovoltaico. Anche se questa è in pratica nulla nel punto di produzione, bisogna tenere conto dell'energia e dei materiali usati per la produzione dei moduli. Metodologie di LCA (*Life Cycle Assessment*) devono essere utilizzate. Tuttavia, come si evince da [36], le metodologie utilizzabili sono molteplici e molto differenti tra loro; inoltre, i risultati sono fortemente dipendenti dalla tipologia d'impianto, dalla localizzazione e dal processo produttivo. A seguito di un'analisi delle fonti citate dall'articolo di review, si è scelto di utilizzare come fattore di emissione 70 gCO₂/kWh, valore in linea con quanto trovato da A. Cielo e altri [33]. Il fattore relativo alla produzione FV, seppur non sia nullo, è molto minore di quello del consumo diretto. Di fatto, considerando 1 kWh di energia, il quantitativo di CO₂ emesso qualora quell'unità di energia fosse autoprodotta e consumata tramite impianto FV è ridotto di circa il 73% rispetto al consumo diretto dalla rete italiana.

3.2. Ricerca dei parametri econometrici

In questa sezione vengono presentate le fonti utilizzate per il calcolo delle componenti economiche della simulazione. La meticolosa descrizione è necessaria per poter ottenere una replicabilità del modello. Ovviamente, i dati in ingresso fanno riferimento al momento di investigazione e possono subire modifiche nel corso del tempo. Perciò, si invita a utilizzare le medesime fonti in caso di riproduzione del metodo, ma con dati aggiornati a seconda della necessità.

3.2.1. Parametri e componenti tariffarie per gli schemi di incentivazione

Come mostrato nei paragrafi 2.2.2 e 2.2.3 i fattori da introdurre per il calcolo dell'incentivazione sono molteplici, a questo scopo una tabella riassuntiva dei valori utilizzati e delle fonti è riportata di seguito alla Tabella 10. Una trattazione a parte verrà fatta per il PUN e i Prezzi Zonali.

Tabella 10: Sunto delle componenti tariffarie e incentivanti per utenze residenziali (aggiornate al 2020).

Parametro	Simbolo	Valore	Unità	Note
Tariffa di trasmissione utenze BT	TRAS _E	0.761	c€/kWh	ARERA delibere 565/2020/R/eel & 568/2019/R/eel
Massima Componente variabile di distribuzione BT	BTAU	0.061	c€/kWh	ARERA delibere 564/2020/R/eel & 568/2019/R/eel
Corrispettivo Unico di Autoconsumo Forfettario	CU _{Af}	0.822	c€/kWh	Somma TRAS _E e BTAU
Coefficiente delle perdite di rete evitate	C _{PR}	2.6%	-	Per utenze in BT
		1.2%	-	Per utenze in MT
Tariffa Premio GAC	TP _{GAC}	100	€/MWh	Regole Tecniche GSE
Tariffa Premio CER	TP _{CER}	110	€/MWh	
Corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della capacità produttiva	C _{disp,1}	0.0740	€/kWh	
Corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico	C _{disp,2}	0.1168	€/kWh	
Corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammesse alla reintegrazione dei costi	C _{disp,3}	0.2590	€/kWh	Allegato delibera ARERA 599/2020/R/eel
Corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna	C _{disp,4}	0.0397	€/kWh	
Corrispettivo di dispacciamento	C _{disp}	0.4895	€/kWh	Somma dei Corrispettivi di dispacciamento da 1 a 4
Oneri a sostegno dello sviluppo FER	A _{SOS}	0.032049	€/kWh	
Oneri rimanenti generali	A _{RIM}	0.009768	€/kWh	e-distribuzione, tabelle oneri 2020
Ulteriori Componenti	UC6	0.000720	€/kWh	
	UC3	0	€/kWh	
Corrispettivo di scambio forfettario RETI	CU _{St,reti}	2.353	c€/kWh	ARERA anno 2020, utenze in BT
Corrispettivo di scambio forfettario OGS	CU _{St,ogs}	4.182	c€/kWh	ARERA anno 2020, utenze in BT

Per quanto concerne il PUN e il PZ bisogna selezionare il valore con cura, dato che entrambi presentano fluttuazioni orarie diversificate su diversi anni. Infatti, i loro valori sono definiti in funzione del MGP sulla base della ipotetica domanda e dell'offerta disponibile, secondo criteri di aste riferite al costo variabile di produzione delle diverse tecnologie (tranne che per le rinnovabili che presentano priorità di dispacciamento assoluta). Per poter identificare queste fluttuazioni, una serie storica di quattro anni (dal 2018 al 2021) è stata analizzata [37]. Il primo obiettivo è stato quello di identificare le differenze relative fra il PUN e il PZ riferito al mercato del Nord Italia. I valori mediati sulle diverse ore del giorno sono stati selezionati. Come si può vedere dalla Figura 21, le differenze sono marginali in termini medi fra i due valori. Dunque, con buona approssimazione il PZ Nord può essere approssimato al PUN. Tuttavia, vediamo che seppur la forma delle curve è simile, i valori di riferimento cambiano di anno in anno. Questo poiché il mercato energetico risente delle fluttuazioni degli altri mercati e della situazione della domanda e dell'offerta. Ad esempio, nel 2020 i prezzi sono i più bassi registrati, a fronte dell'inizio della pandemia di Covid-19.

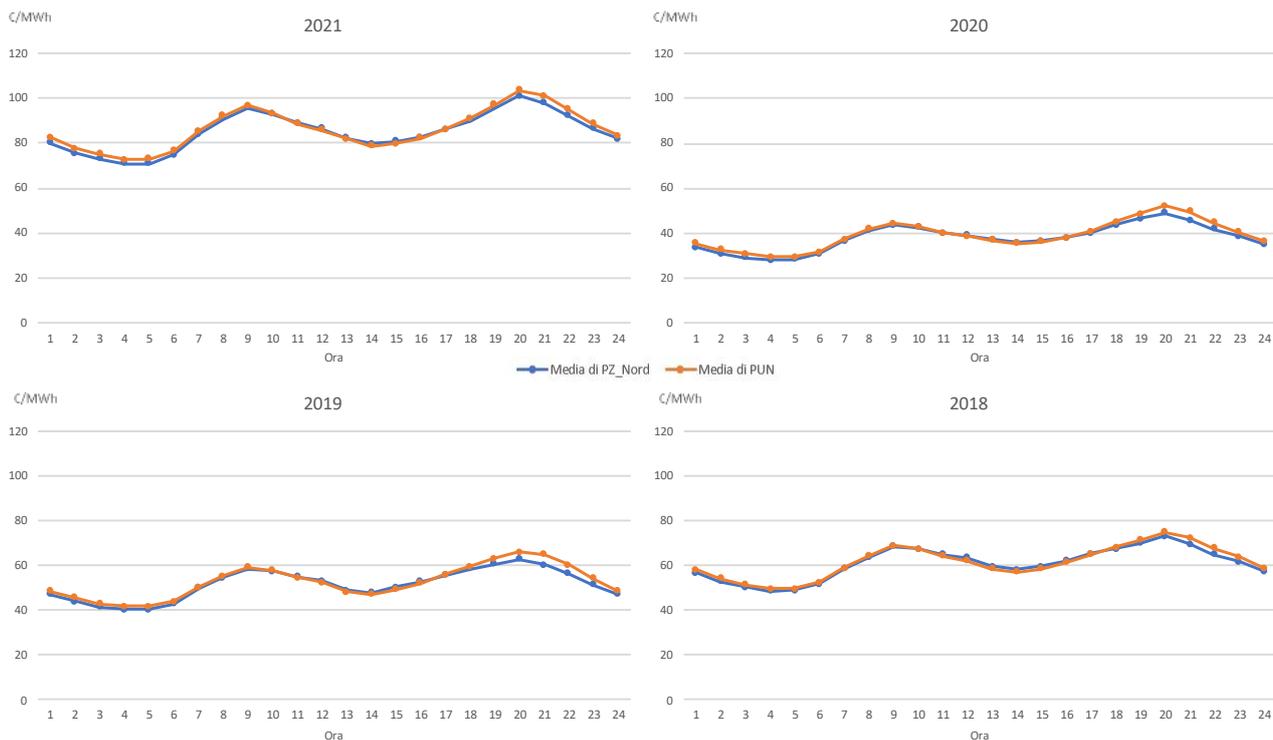


Figura 21: Andamento medio per ora del PUN e del PZ Nord dal 2018 al 2021 (aggiornati fino al 09/2021).

La differenza fra i diversi anni è ancora più marcata se si visualizzano il PUN e il PZ Nord medio per ogni anno attraverso la Figura 22.

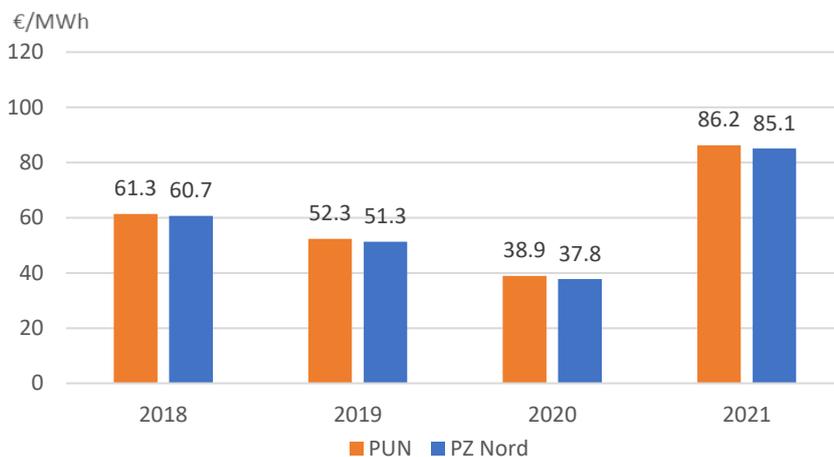


Figura 22: Andamento del PUN e PZ Nord medio annuo dal 2018 al 2021 (aggiornati fino al 09/2021).

Estendendo la serie storia del PUN, dalla Figura 23 si può osservare come la variabilità sia molto alta.

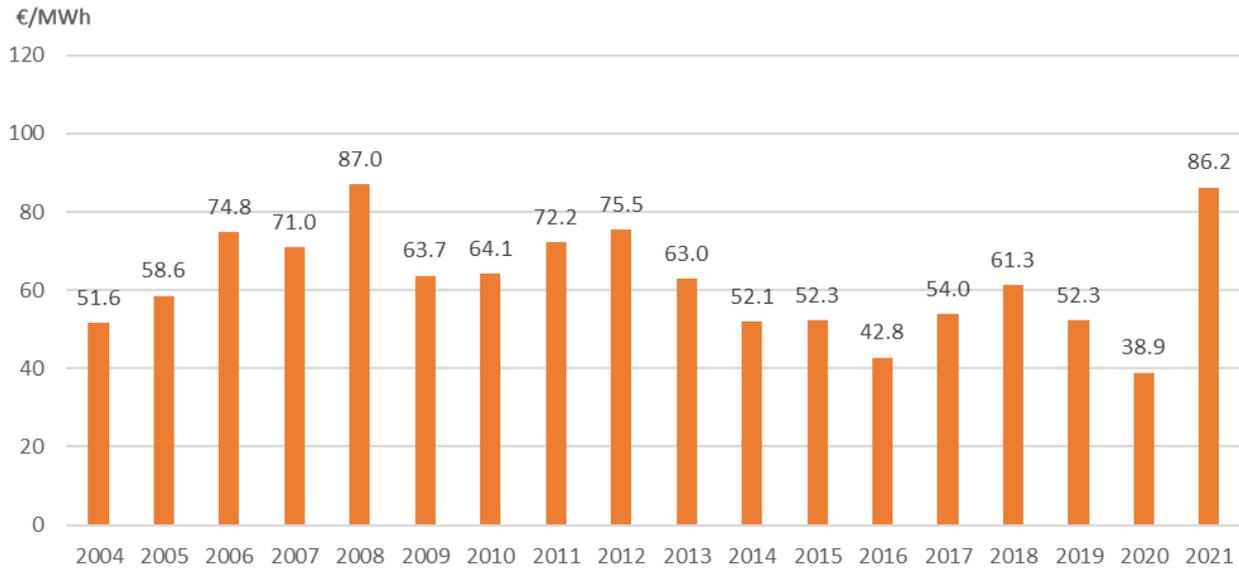


Figura 23: Andamento del PUN medio annuo dal 2004 al 2021 (aggiornati al 09/2021). (Fonte: GME)

Vista l'aleatorietà del fenomeno, non è possibile identificare regressioni matematiche di alcun tipo al fine di predire un possibile valore futuro. Tale complicazione è ancora più marcata se si considera che la variazione reale del PUN è in realtà su base oraria. Per ovviare a tale problema, si è scelto di utilizzare un valore unico del PUN pari a 60 €/MWh; tale approccio è utilizzato in diverse metodologie [33] [13] [34] seppur i valori utilizzati siano più bassi (i.e., c.a. 50 €/MWh). La scelta di utilizzare un valore leggermente più alto deriva dal valore ottenuto dalla media dell'intera serie storica, mentre il discostamento può essere spiegato considerando che all'epoca dei suddetti studi la tendenza incrementale del PUN non si era ancora palesata.

3.2.2. Costi impiantistici, di gestione e dell'energia prelevata delle configurazioni

Al fine di ottenere una stima della fattibilità economica dei progetti di autoconsumo, è necessario, oltre che definire le componenti incentivanti, le voci di costo rilevanti per la loro realizzazione. Le suddette voci sono identificate in tre categorie principali: costo del prelievo

dell'energia nei momenti di assenza dell'autoconsumo, costi CAPEX e OPEX per gli impianti FV e i costi amministrativi di formazione e gestione della configurazione di autoconsumo.

Per il calcolo del prelievo dell'energia elettrica, si considererà solo la quota energia, ovvero la componente variabile in bolletta. Una stima del prezzo per unità di energia elettrica prelevato verrà presentato per il mercato in maggior tutela, analizzando i valori quadrimestrali degli ultimi due anni. Il valore è indicativo, dato che il prezzo per unità di energia prelevata è variabile in funzione degli andamenti del mercato energetico ed è soggetto alle differenti offerte proposte dai diversi retailers. Pertanto, stime puntuali per le diverse utenze sono impossibili da definire a priori, dato che il prezzo è definito in funzione dei diversi fattori descritti. Per questo il prezzo riferito al mercato in maggior tutela è selezionato. Questo può essere estrapolato dai dati dei costi per la maggior tutela ARERA [38].

Tabella 11: Componenti tariffarie [€/kWh] nel mercato di maggior tutela per utenze residenziali con residenza presso l'utenza. (Fonte: ARERA)

Periodo di riferimento	Fascia unica	Trasporto e gestione contatore	Oneri di Sistema	Totale
dal 1 gennaio al 31 marzo 2020	0.07092	0.00833	0.04182	0.12107
dal 1 aprile al 30 giugno 2020	0.03823	0.00833	0.04182	0.08838
dal 1 luglio al 30 settembre 2020	0.04309	0.00833	0.04182	0.09324
dal 1 ottobre al 31 dicembre 2020	0.06659	0.00833	0.04182	0.11674
Media del 2020	0.05471	0.00833	0.04182	0.10485
dal 1 gennaio al 31 marzo 2021	0.07325	0.00889	0.04178	0.12392
dal 1 aprile al 30 giugno 2021	0.08026	0.00889	0.04178	0.13093
dal 1 luglio al 30 settembre 2021	0.11842	0.00889	0.02439	0.15170
dal 1 ottobre al 31 dicembre 2021	0.20474	0.00889	0.00000	0.21363
Media del 2021	0.11917	0.00889	0.02699	0.15504

Come si può vedere dalla Tabella 11, i prezzi variano in funzione del quadrimestre di riferimento e dell'anno specifico, in particolare per i prezzi unitari della fascia unica. L'andamento grafico dei due anni è presentato, per la somma delle tre voci di costo, nella Figura 24. Come si evince dalla figura nel 2021 si è assistito ad un incremento non marginale dei prezzi, arrivando a superare la soglia dei 20 c€/kWh per la fascia unica. Anche in questo caso, per poter utilizzare un valore unico durante le simulazioni, un valore mediato sulla serie presentata verrà utilizzato.

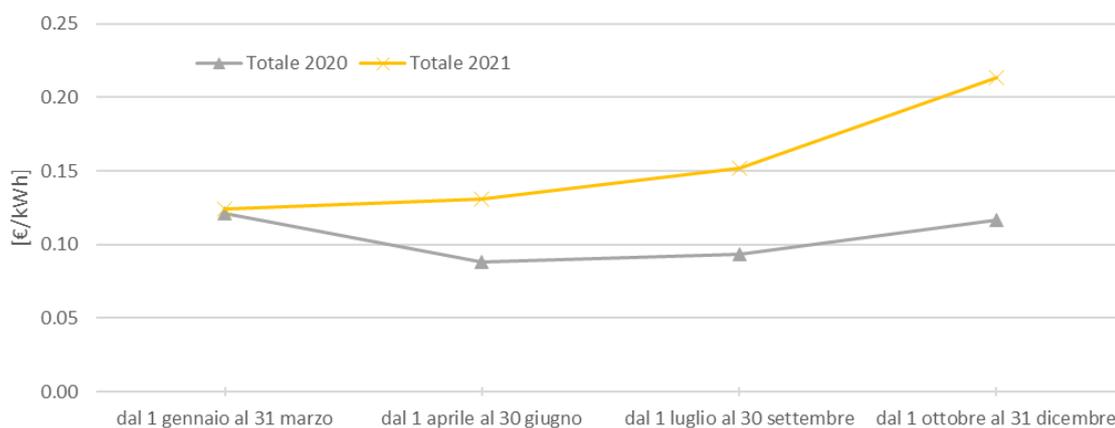


Figura 24: Andamento quadrimestrale della quota variabile per il mercato in maggior tutela, esclusa l'IVA.

Secondo la Tabella 12, il prezzo medio, incluso il valore dell'IVA considerata al 10%, può essere considerato di c.a. 0.143 €/kWh. Lo stesso ragionamento può essere fatto per le utenze residenziali la cui residenza anagrafica non coincida con il luogo di consumo, tuttavia la quota variabile resta invariata, ciò che cambia è la quota fissa relativa agli oneri di sistema, la quale non è nulla nel caso di un'utenza residenziale con residenza diversa dal luogo di prelievo.

Tabella 12: Valori medi e mediani, espressi in [€/kWh], riferiti alle serie del 2020 e del 2021.

	Media	Mediana
Fascia unica	0.08694	0.07209
Trasporto e gestione contatore	0.00861	0.00861
Oneri di Sistema	0.03440	0.04180
Totale senza IVA	0.12995	0.12249
Totale con IVA	0.14294	0.13474

La seconda ricerca ha riguardato i costi CAPEX e OPEX per sistemi PV. All'interno del CAPEX, sono considerati i costi di acquisto e installazione delle attrezzature riguardanti i moduli FV, mentre nell'OPEX sono considerati i costi di gestione e manutenzione dell'impianto. Vista la dimensione delle possibili configurazioni (i.e., installazioni su condomini), i parametri di riferimento utilizzati sono relativi a installazioni residenziali. La definizione della scala di applicazione è fondamentale alla luce di possibili effetti di riduzione dei costi legati alla taglia d'impianto e all'utenza che lo installa. La suddetta relazione è ben evidenziata dalla Figura 25.

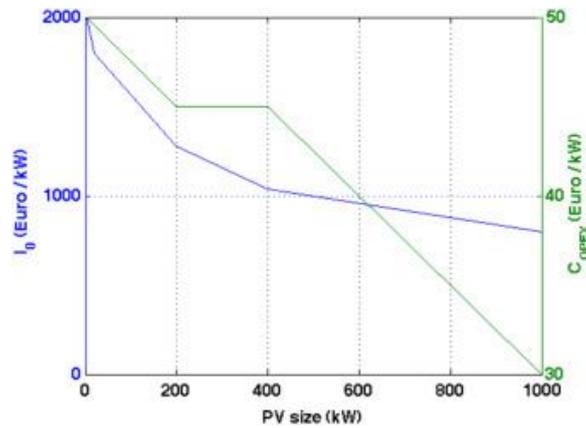


Figura 25: CAPEX (asse primario) e OPEX (asse secondario) al variare della dimensione dell'impianto FV [39].

Considerando installazioni per autoconsumo residenziale, la zona d'interesse del grafico ricade nella prima sezione. In questa parte di grafico, l'andamento del CAPEX oscilla nell'intorno di 2,000 €/kW, per impianti di c.a. 20 kW, con relativi OPEX intorno ai 50 €/kW/anno. Per gli ultimi verrà utilizzato tale valore, anche in accordo a quanto fatto da [40], mentre per il CAPEX fonte leggermente diverse e più aggiornate sono selezionate, con valori di 1,700 €/kW per installazioni residenziali [14]. Tuttavia, dall'analisi di ulteriori fonti, come Lazzeroni e altri [40], il CAPEX utilizzato però risulta più alto (i.e., 2,000 €/kW) per includere anche i costi di progettazione. Per poter comprendere gli effettivi costi per impianti realmente installati, vengono considerati due preventivi riferiti a potenze installate differenti. In particolare, i due preventivi fanno riferimento a un impianto da 3 kW e uno da 20 kW. Il rispettivo prezzo per kW installato è pari a 1,800 €/kW e a 2,400 €/kW. Per rispecchiare un costo più in linea con quelli reali di mercato, verrà utilizzata un'interpolazione lineare fra i due valori, secondo quanto mostrato dalla Figura 26. Valori superiori ai 20 kW sono considerati nell'interpolazione, ma non vengono utilizzati nella simulazione a causa dell'incremento di costo derivante dalla necessità di installare e denunciare l'officina elettrica. Infatti, per potenze superiori ai 20 kW è necessario denunciare l'impianto, e la relativa officina elettrica, all'Agenzia delle Dogane¹, incrementando non solo il costo di installazione, ma anche di gestione dell'impianto. A fronte di questo, è inusuale avere impianti con potenze superiori ai 20 kW per utenze residenziali; pertanto,

¹ Per maggiori informazioni si invita a visionare il seguente link: <https://www.adm.gov.it/portale/energia-elettrica-rilascio-licenza-di-officina-elettrica-art.-53-del-tua->

anche all'interno della simulazione verrà considerato questo vincolo. Per gli impianti FV è possibile però usufruire della detrazione dell'Ecobonus. Nell'analisi verrà considerata tale possibilità, la quale si articola in sgravi fiscali al 50%¹ per il costo di installazione di sistemi FV e di accumulo, da ripartire in 10 rate annuali, con massimale di spesa per il singolo impianto coincidente a 96,000 €.

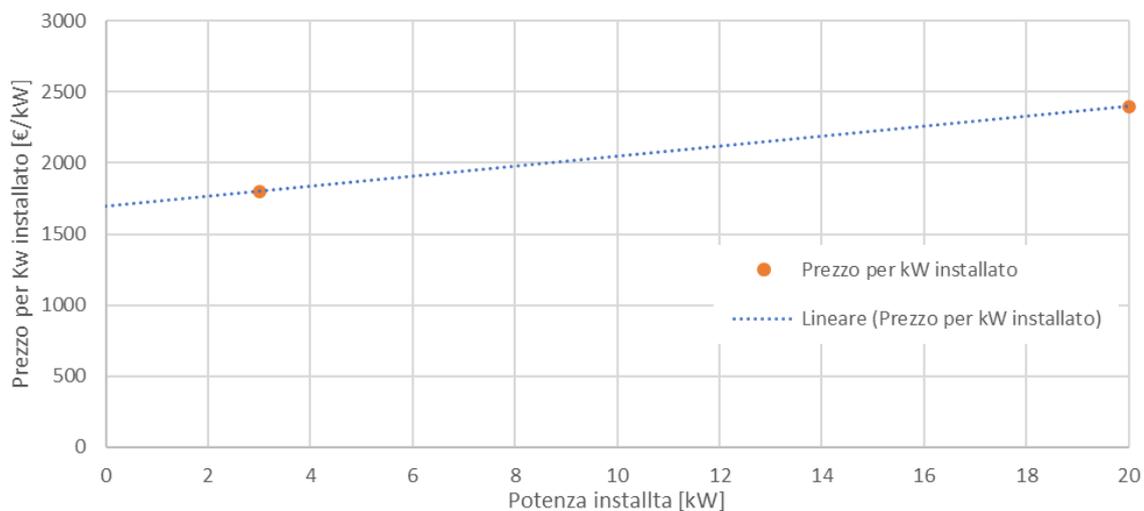


Figura 26: Costo di installazione per kW installato di impianti reali (riferimento all'anno 2020) e relativa interpolazione lineare.

In ultima istanza, vengono valutati i costi amministrativi legati allo sviluppo di una configurazione di autoconsumo. Gli approcci identificati sono di due tipologie: considerare una tassa unica alla formazione della CER [34], o introdurre dei costi fissi annuali di gestione [13] [33]. Nel primo caso viene utilizzato un costo amministrativo di formazione della CER pari a 5,000 €², mentre nella seconda metodologia viene usato un costo variabile fra i 1,500 e i 3,000 €/anno. Vista la non-ampia diffusione delle configurazioni di questa tipologia nel contesto italiano, una stima reale riscontrabile è difficile da ottenere. Fra gli approcci proposti il secondo è stato selezionato, considerando che è indubbia la necessità di avere negli anni una gestione amministrativa, legale ed economica della configurazione. Per le configurazioni GAC, un valore annuale inferiore può essere considerato pari a 400 €/anno [13].

¹ Per approfondimenti vedasi: legge del 27 dicembre 2017/205 "Ecobonus".

² Secondo quanto stabilito dalla legge regionale del Piemonte 12/2018.

3.3. Descrizione della metodologia di Ottimizzazione CER

La metodologia di ottimizzazione per il dimensionamento CER prevede diversi passaggi preliminari al di là del processo effettivo di ottimizzazione. L'ordine di presentazione dei passaggi è mostrato in Figura 27, consequenzialmente tale ordine sarà riutilizzato nell'applicazione della metodologia per il comune di Oulx.

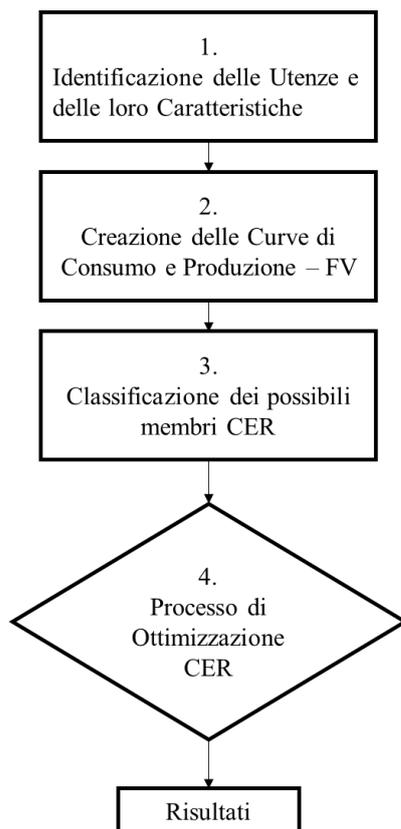


Figura 27: Processi preliminari per l'Ottimizzazione CER.

3.3.1. Identificazione delle utenze e delle loro caratteristiche

Il primo step è quello di identificare le utenze presenti all'interno di un determinato territorio, associando ad ognuna di essa il proprio consumo annuo. Per poter conoscere tale informazione si può utilizzare il database SIATEL¹. Questo database nasce dalla necessità di avere un allineamento delle informazioni anagrafiche e tributarie. Fra i vari dati prelevabili risultano interessanti quelli dei

¹ Link al portale di accesso SIATEL: <https://puntofisco.agenziaentrate.it/PuntoFiscoHome/LogonMatrice.jsp>

consumi energetici dei POD presenti su di un territorio comunale. Infatti, l'accesso al portale SIATEL è gestito dall'ente comunale che può avere accesso alle informazioni presenti. Una volta eliminati i dati identificati come sensibili (e.g., informazioni anagrafiche e codice fiscale) si possono ottenere per ogni POD presente sul territorio le seguenti informazioni:

- Indirizzo di ubicazione del POD;
- consumo annuale di energia elettrica e gas;
- tipologia del soggetto (e.g., persona fisica o soggetti diverse da queste);
- tipologia di utenza (e.g., domestica con residenza presso il luogo di fornitura, domestica senza residenza presso il luogo di fornitura e utenza non domestica);
- fatturazione relativa alla fornitura;
- mesi di fatturazione.

L'utilizzo di tale banca dati ha già dimostrato la sua utilità nel dimensionamento di una CER, come descritto da G. Mutani e altri [34]. Tuttavia, la sola banca dati SIATEL non fornisce tutti gli elementi necessari per portare avanti la simulazione, perciò i dati succitati vengono integrati utilizzando altre due banche dati.

La seconda banca dati utilizzata è quella ISTAT, ed in particolare si fa riferimento alle banche dati relative agli alloggi e agli edifici. Conoscendo per sezione di censimento la localizzazione, tramite indirizzo, e le varie informazioni degli edifici censiti è possibile ricavare la superficie in pianta di un fabbricato. In particolare, conoscendo il numero di alloggi censiti e la superficie dichiarata è possibile ricostruire la superficie del fabbricato stesso. Qualora un'abitazione non presentasse una superficie censita, il valore medio delle altre presenti viene attribuito. Tale informazione può essere ulteriormente manipolata per ricavare la superficie disponibile per l'installazione di FV per un dato edificio. Nel dettaglio, la superficie in pianta viene scalata per ottenere, in prima approssimazione, la superficie del tetto e quest'ultima viene moltiplicata per un fattore di scala per ottenere la superficie disponibile per il FV. I fattori di scala utilizzati sono: aumento del 5% della superficie in pianta per

ottenere la superficie del tetto; riduzione al 20% per ottenere la superficie disponibile per il FV. La descrizione matematica è presentata di seguito:

$$\text{Superficie del Tetto} \cong \text{Superficie in Pianta} \cdot 105\% \quad (18)$$

$$\text{Superficie Disp. FV} \cong \text{Superficie del Tetto} \cdot 20\% \quad (19)$$

Utilizzando questo approccio è possibile definire per ogni Utenza, in funzione del proprio indirizzo, anche la superficie disponibile per l'installazione del FV.

L'ultimo pezzo di informazione necessaria è la geolocalizzazione delle varie Utenze in funzione del loro indirizzo, dati necessari per poter identificare la produzione fotovoltaica mediante PVGIS. A tale scopo un processo di *geocoding* tramite API Google¹ è stato adoperato. Attraverso le banche dati Google, è possibile associare ad ogni indirizzo i valori di latitudine e longitudine. In questo caso l'API utilizzata è, come detto proprietaria Google, ma qualsiasi altro sistema di geocoding può essere utilizzato.

Le informazioni ottenute tra le varie banche dati sono, sfortunatamente, slegate tra di loro. Ognuna di esse però è identificata in funzione dell'indirizzo dell'Utenza, però, anche se il parametro di riferimento è lo stesso, la codifica utilizzata differisce di database in database. Sostanzialmente, uno stesso indirizzo può essere identificato in modi leggermente diversi, il che rende complicata l'aggregazione dei dati con i tradizionali metodi di associazione. Per ovviare a questa problematica due strategie vengono messe in opera. La prima è identificabile in un'operazione di *pulizia e uniformazione* delle banche dati sull'informazione dell'indirizzo. Specificatamente, alcune parole presenti nelle stringhe di testo legate agli indirizzi vengono *modificate* affinché risultino uguali in ogni banca dati. Ad esempio, parole e lettere come "BGTA", "V" e "CSO" vengono identificate, estrapolate e modificate, rispettivamente, in "BORGATA", "VIA" e "CORSO". Tale lavoro di uniformazione è necessario e propedeutico per il secondo passaggio basato su una logica di

¹ Per ulteriori informazioni si rimanda a: <https://developers.google.com/maps/documentation/geocoding/overview>

associazione di tipo *Fuzzy*. Con una logica di tipo *Fuzzy* (detta anche logica *sfumata*) si intende una logica che è in grado di attribuire un grado di verità (o similarità) compreso fra 0 e 1 in relazione a una determinata proposizione. Con il termine similarità si intende il grado di verità che una determinata associazione può avere; questa può essere vera (uguale a 1), falsa (uguale a 0) o assumere valori intermedi considerandola, quindi, parzialmente vera o falsa [41]. Tale logica è implementata mediante un tool di Excel (*Fuzzy LookUp*) [42], che la applica al confronto dei caratteri presenti in due stringhe di testo. Le stringhe vengono confrontate carattere per carattere, considerando le possibili combinazioni e permutazioni di lettere, caratteri e numeri per ogni posizione, andando a restituire un valore di similarità. Un esempio applicativo è proposto in Figura 28. Come si evidenzia, a partire da due database è possibile unire le informazioni relative andando a comparare due stringhe (e.g., gli indirizzi) e impostando un limite di similarità (in questo caso imposto uguale a 1). Il risultato ottenuto è un nuovo database che incorpora le informazioni della prima banca dati con una o più differenti. La necessità di usufruire di tale strumento è richiesta poiché le identificazioni degli indirizzi tra i database succitati è leggermente diversa come detto. Pertanto, una semplice relazione booleana non è sufficiente per riconoscere tutte le possibili associazioni. La scelta del limite è dipendente dal database di riferimento, ma si è constatato che un limite di similarità pari a 0.90 consente di ottenere un ottimo grado di corrispondenza.

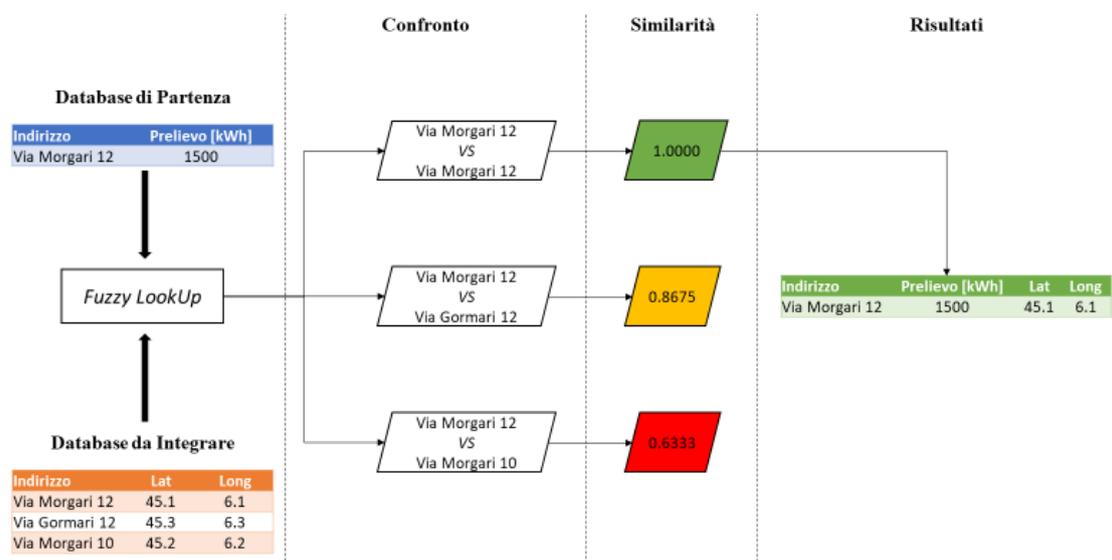


Figura 28: Esempio applicato di Fuzzy LookUp.

Seguendo i passaggi elencati è possibile ottenere per ogni utenza, in aggiunta a quanto identificato dal database SIATEL, le seguenti informazioni:

- latitudine e longitudine del POD;
- superficie utile per l'installazione di FV.

All'interno del database ottenuto sono inserite tutte le utenze con POD associate ad un territorio comunale. Tuttavia, non tutte le utenze sono utili per la formazione di una configurazione di Comunità di tipo residenziale, e dunque un filtraggio di queste è richiesto. In prima battuta, vanno identificate le utenze pure residenziali, che posseggono caratteristiche di consumo e di residenza (e.g., prima o seconda abitazione) consone alla creazione di una CER. Nello specifico, per quanto analizzato nel caso studio presentato successivamente, uno dei nodi da sciogliere è stato quello delle seconde case e delle prime case *fittizie*. Queste vengono escluse dall'analisi per due motivazioni principali: i consumi bassi e difficili da modellare su base statistica, e la bassa volontà dei titolari delle abitazioni a partecipare a progetti di questa tipologia.

Le informazioni del database SIATEL vengono in soccorso in questa operazione. Andando ad inserire dei vincoli su alcune caratteristiche, è possibile identificare un possibile membro CER. Affinché un'utenza sia riconosciuta come papabile membro CER, i vincoli che deve rispettare sono i seguenti:

- tipologia del soggetto: persona fisica;
- tipologia di utenza: residente presso utenza e non residente presso l'utenza;
- consumo annuo: maggiore o uguale a 1000 kWh;
- mesi fatturati: maggiori o uguale a 10.

Vengono considerate anche le utenze non residenti presso l'ubicazione del POD per ovviare alla questione delle prime case *fittizie* e delle seconde case. Infatti, analizzando i dati è emersa una

discrepanza fra i consumi annui e le utenze non residenti, riscontrando, molte volte, consumi troppo elevati per seconde case. Introducendo, quindi, anche questa tipologia si evita l'eliminazione di possibili utenze utili alla configurazione CER. Un sunto delle caratteristiche elencate è mostrato in Figura 29.

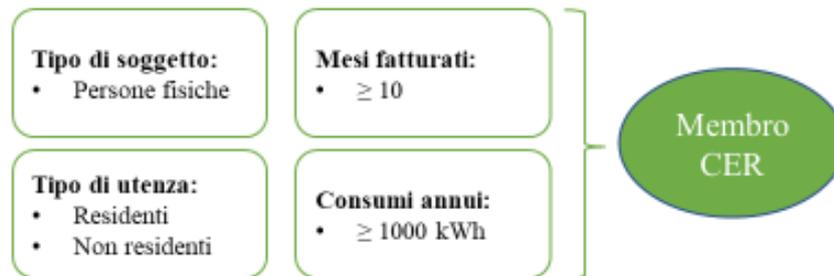


Figura 29: Caratteristiche papabile membro CER in funzione dei dati SIATEL.

3.3.2. Creazione delle curve di consumo e produzione – FV

Una volta identificate le Utenze che potrebbero far parte della configurazione CER, è necessario identificare un procedimento per l'ottenimento delle curve di prelievo elettrico e di produzione FV. L'identificazione dei metodi attraverso i quali queste curve sono preliminarmente ottenute è mostrata nelle pagg. 33 e 36; di seguito sarà mostrato come da queste si possa passare a delle curve caratteristiche riferite alle utenze identificate su un territorio.

Partendo dalle curve di consumo, la prima assunzione da fare è quella di aggregare i dati di prelievo annuo per le papabili utenze CER per singolo edificio. Infatti, il database elaborato precedentemente presenta utenze diverse, ma afferenti al medesimo indirizzo. Pertanto, andando ad aggregare le utenze attraverso l'informazione dell'indirizzo, si può ottenere il consumo totale annuo di un singolo edificio e il numero di utenze ad esse collegate riconducibili a possibili membri CER. La proiezione è fatta sui singoli edifici per poter valutare, successivamente, una configurazione ottimale che tiene conto delle differenti utenze inseribili nella CER. Noti i consumi annuali, la forma oraria della curva di prelievo aggregata e i consumi annui ad essa associata, la curva oraria del singolo

edificio è ottenuta scalando la curva aggregata ottenuta al Paragrafo 3.1.2 in funzione del rapporto sui consumi annuali. Espresso in termini matematici, possiamo vedere l'Equazione 20.

$$E_h(\text{edificio}) = E_h(\text{aggregata}) \cdot \frac{\sum_{h=1}^{8760} E_h(\text{aggregata})}{\sum_{h=1}^{8760} E_h(\text{edificio})} \quad (20)$$

Dove:

- $E_h(\text{edificio})$: valore di prelievo orario dell'edificio considerato in [kWh];
- $E_h(\text{aggregata})$: valore di prelievo orario della curva aggregata (ottenuta come mostrato a pag. 36) in [kWh];
- $\sum_{h=1}^{8760} E_h(\text{edificio})$: consumo annuo aggregato dell'edificio, ottenuto tramite SIATEL, espresso in [kWh/anno];
- $\sum_{h=1}^{8760} E_h(\text{aggregata})$: consumo annuo della curva aggregata espresso in [kWh/anno].

Utilizzando questo approccio, è possibile identificare delle curve caratteristiche di consumo, per ogni edificio, legate ai membri CER, che presentano le medesime distribuzioni temporali, ma intensità differenti in funzione del prelievo annuo caratteristico.

Per quanto riguarda le curve di produzione FV, la procedura è del tutto analoga a quanto mostrato a pag. 33, però con delle piccole varianti. In particolare, i parametri di input necessari per lo scarico dei dati da PVGIS vengono suddivisi in due categorie: parametri *caratteristici* e parametri *fissi*. Con i caratteristici vengono identificati quei parametri che sono strettamente propri dell'edificio di cui si vuole avere la produzione oraria FV. Mentre, con quelli fissi ci si riferisce ai parametri che possono essere supposti costanti per tutta la serie di edifici. In Tabella 13 vi è riportato un loro elenco sommario.

Tabella 13: Parametri Caratteristici e Fissi per l'ottenimento delle curve orarie FV.

Parametri Caratteristici	Parametri Fissi
Latitudine	Potenza installata: 1 kWp
Longitudine	Inclinazione
	Orientamento
	Perdite: 14%

I parametri caratteristici sono di immediata comprensione: grazie alla latitudine e alla longitudine di ogni edificio è possibile ottenere i valori di radiazione oraria e il computo della linea dell'orizzonte per il calcolo della produzione FV. In opposizione, un leggero approfondimento va fatto per i parametri fissi. La potenza di picco è impostata a 1 kWp in modo da ottenere la producibilità oraria per kW di FV installato su ogni edificio. In questo modo, si può scalare la produzione su base oraria senza dover effettuare ogni volta lo scarico dei dati; operazione che può risultare estremamente lunga per l'interrogazione dell'API. L'inclinazione e l'orientamento sono impostati in prima approssimazione come fissi, poiché lo scopo di questo lavoro è presentare una metodologia di dimensionamento e ottimizzazione estranea a una specifica localizzazione. Questi due parametri sono assunti costanti su tutto il territorio, ma la metodologia prevede di già la possibilità di specificarli diversamente per ogni edificio. Nell'ultimo caso però, la complessità di reperimento dei dati aumenta e ulteriori database o rilievi sul posto sono richiesti, mentre la complessità del codice non muta essendo già predisposto per questo scopo. Per ultimo, le perdite vengono assunte sempre pari al 14%.

3.3.3. Classificazione dei possibili Membri CER

Al termine delle precedenti operazioni si ottiene un database su scala territoriale degli edifici potenzialmente utili per la costituzione di una CER. Ovviamente, ogni edificio presenta caratteristiche peculiari che lo contraddistinguono (e.g., produzione per kW di FV installato, consumo annuo, numero di utenze, ...). Proprio in funzione di queste proprietà peculiari si può dichiarare che alcuni edifici saranno più rilevanti rispetto ad altri all'interno della configurazione. Ad esempio, un edificio che presenta una più alta produzione al kW installato e una superficie disponibile maggiore rispetto ad un altro, apporta conseguentemente anche un contributo maggiore alla CER in termini di produzione. Per poter identificare queste differenze, un sistema di classificazione mediante voti in

decimi è elaborato. Utilizzando diversi parametri e pesi relativi è possibile attribuire un voto per ogni edificio, e di conseguenza ordinarli in funzione di questo.

I criteri identificati sono in totale quattro: consumo annuo, produzione annua FV per kW installato (coincidente con le ore equivalenti), numero di utenze includibili nella CER presenti nell'edificio e superficie disponibile per l'installazione di FV. Il perché della presenza della produzione unitaria annua da FV e la superficie disponibile per l'installazione è chiara; tuttavia, non può esserlo immediatamente quella sui consumi e il numero di utenze. I consumi annui hanno un peso all'interno dell'ammontare dell'autoconsumo virtuale (i.e., la parte incentivata dalla tariffa premio) che si riesce a ottenere annualmente. Edifici che presentano un consumo più elevato durante le ore di probabile produzione FV avranno una possibilità maggiore di aumentare la quota autoconsumata virtualmente. Ricordiamo che la quota di energia condivisa è definita come il minimo su base oraria fra la potenza prelevata e quella immessa in rete dalla configurazione CER. Pertanto, aumentando la quota prelevata si può, idealmente, condividere la totalità dell'energia prodotta. Tuttavia, all'interno della simulazione adoperata la distribuzione temporale delle curve di consumo è la medesima, quindi ragionare sul totale dei consumi o su un particolare di questi è del tutto analogo. Si raccomanda di adottare la seconda possibilità qualora curve reali di consumo siano reperibili. Per quanto riguarda il numero di utenze il ragionamento è improntato ad un'ottica comunitaria: è fondamentale includere in tali progetti un buon numero di persone sul territorio per poter ottenere i benefici sociali ed economici che sono alla base della formulazione normativa delle CER.

Associato ad ogni criterio (v_i) c'è anche un peso, che identifica il suo contributo al voto finale per l'edificio. La descrizione matematica del processo per ogni edificio è descritta di seguito.

$$v_i = \frac{C_i}{\max(C_i)} \cdot 10 \quad (21)$$

$$V = \sum_{i=1}^4 w_i \cdot v_i \quad (22)$$

$$\text{con } \sum_{i=1}^4 w_i = 1 \quad (23)$$

Dove:

- v_i : voto relativo al criterio i -esimo, espresso in decimi;
- C_i : valore del criterio i -esimo per lo specifico edificio;
- $\max(C_i)$: valore massimo assunto dal criterio i -esimo su tutta la serie di edifici;
- w_i : peso del criterio i -esimo, in particolare abbiamo:
 - produzione FV unitaria annua = 0.5;
 - superficie disponibile per FV = 0.2;
 - consumi annui dell'edificio = 0.2;
 - numero di utenze presenti nell'edificio = 0.1.
- V : voto finale del singolo edificio.

Utilizzando questa procedura, si ottiene per ogni edificio presente nel database un voto in decimi che viene usato per ordinare la serie in maniera decrescente. Uno schema grafico del processo è proposto nella Figura 30.

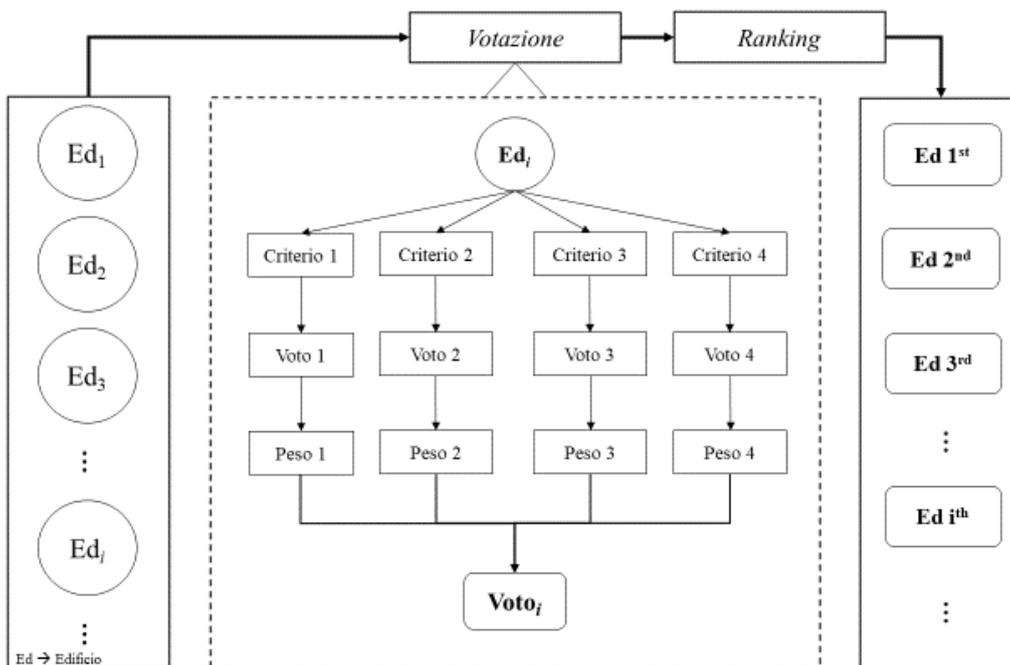


Figura 30: Schema di classificazione degli Edifici identificati.

Lo scopo principale nel creare questo ranking è quello di assegnare una priorità agli edifici; in questo modo si possono definire quali i primi edifici a cui far riferimento per la creazione di una configurazione CER. Un esempio con dieci edifici fittizi è proposto in Figura 31. Possiamo vedere che in funzione del peso associato (come definiti a pag. 62) non è detto che l'utenza classificata come prima sia la migliore in ogni criterio. Ad esempio, "VIA ROMA 49" primeggia in produzione fotovoltaica e consumo annuo, ma presenta valori discreti sul Numero di utenze e di Superficie Disponibile. Il Database Ordinato verrà utilizzato come punto di partenza della successiva ottimizzazione, andando ad attivare le utenze e ad installare la potenza di FV secondo l'ordine definito.

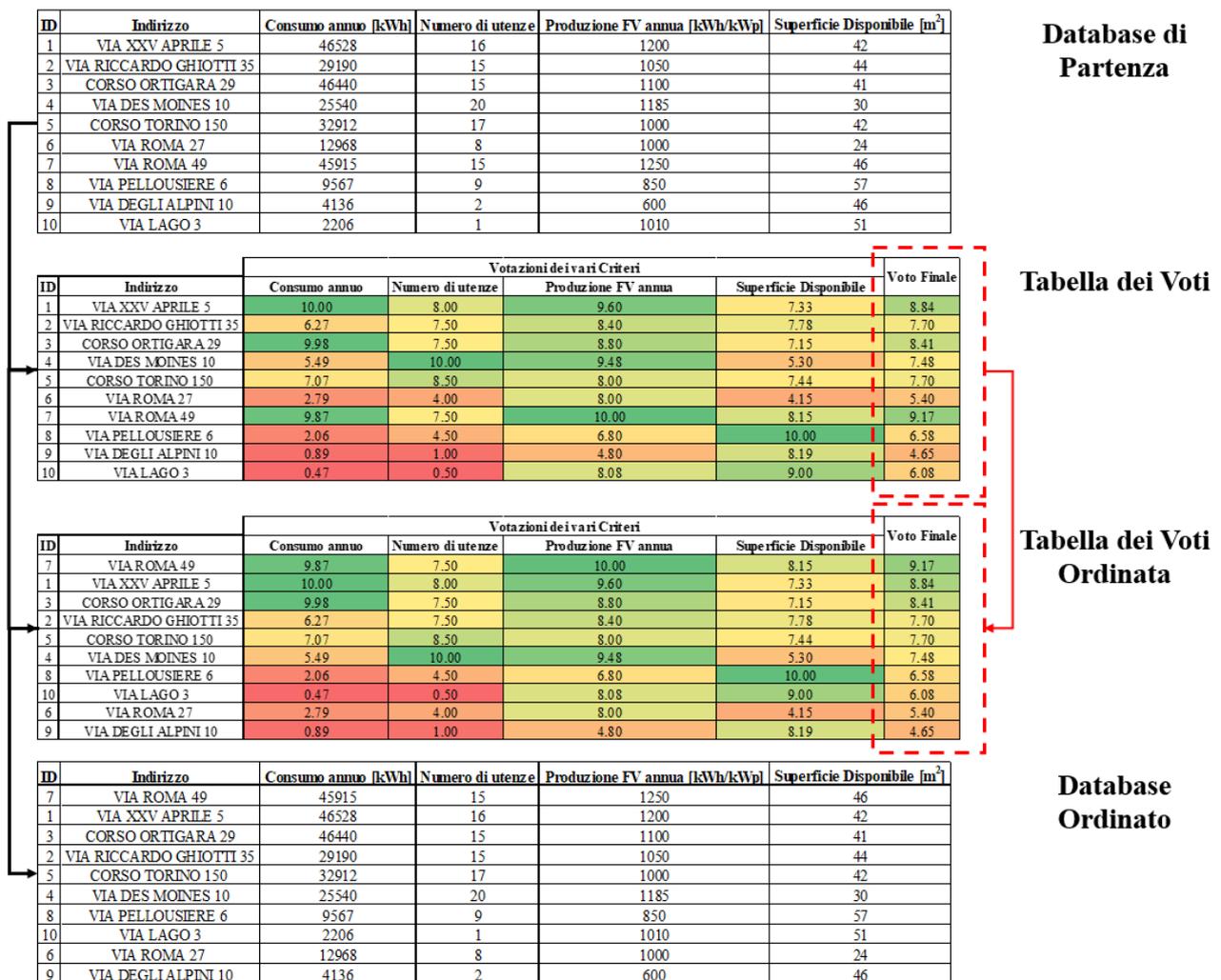


Figura 31: Applicazione del processo di classificazione per 10 edifici fittizi di esempio.

3.3.4. Processo di Ottimizzazione

Identificato il ranking degli edifici, si può procedere con il processo di ottimizzazione attraverso un metodo iterativo di ricerca. L'obiettivo dell'ottimizzazione è quello di identificare la configurazione che dal punto di vista energetico si avvicina il più possibile ad un punto di ottimo ideale. In termini di configurazione ottimale si intende il quantitativo e localizzazione della potenza da FV installata, e il numero e il tipo di utenze da attivare all'interno della CER. Per poter identificare il punto ideale e l'ottimo si utilizzano due parametri energetici: la *Self Consumption* (SC) e la *Self Independence* (SI). Tali parametri sono spesso utilizzati nella letteratura legata alle CER [33] [34] per la valutazione delle sue prestazioni. Questi vengono definiti secondo le seguenti formule:

$$SI = \frac{\sum_{h=1}^{8760} E_{AC,h}^{Real} + \sum_{h=1}^{8760} E_{AC,h}}{\sum_{h=1}^{8760} E_{PR,h}} \quad (24)$$

$$SC = \frac{\sum_{h=1}^{8760} E_{AC,h}^{Real} + \sum_{h=1}^{8760} E_{AC,h}}{\sum_{h=1}^{8760} E_{FV,h}} \quad (25)$$

Dove:

- $E_{AC,h}^{Real}$: quota oraria dell'energia prodotta autoconsumata realmente dalla configurazione (legata ai consumi delle parti comuni);
- $E_{AC,h}$: energia autoconsumata virtualmente dalla configurazione su base oraria (secondo quanto definito dalla normativa relativa alle CER);
- $E_{PR,h}$: energia oraria prelevata dalla rete (formata dalla somma della curva aggregata dei prelievi e delle parti comuni);
- $E_{FV,h}$: energia oraria prodotta dall'aggregazione degli impianti FV installati.

Attraverso questi parametri si può identificare la quota dei consumi coperti mediante la condivisione reale e virtuale dell'energia prodotta (i.e., SI) e la quota di energia prodotta dagli impianti FV che viene virtualmente o realmente autoconsumata (i.e., SC). Considerando la definizione delle due grandezze, il punto ideale può essere identificato come il punto in cui entrambe presentano un valore

unitario. Ovvero, il punto in cui tutta l'energia prodotta è autoconsumata e in cui tutti i fabbisogni di energia elettrica sono coperti dalla produzione FV. Tale punto è realmente raggiungibile per la SC, specialmente nel caso di impianti sottodimensionati legati a realtà di ampio consumo, mentre è virtualmente raggiungibile per la SI a meno di non considerare possibili accumuli. Questo poiché sono presenti carichi nei momenti in cui la produzione FV è di fatto nulla (e.g., nelle ore notturne), e a meno di utilizzare accumuli elettrochimici non è possibile far coincidere perfettamente i carichi con la produzione.

In prima analisi, i sistemi di accumulo elettrochimici non vengono considerati per tre ragioni principali. La prima è il costo che questi presentano, che potrebbe risultare proibitivo all'attuale stato dell'arte per una diffusione capillare sulle singole utenze. La seconda è l'automazione e la gestione dei processi di carica e scarica, che in realtà non sono ad oggi così flessibili da poter garantire una perfetta sovrapposizione fra consumi e produzione. Infine, la questione della possibile generazione di fluttuazioni negative sulla rete, a causa degli accumuli, non è da trascurare. In particolare, per quest'ultimo punto, è difficile immaginare che ogni singola utenza possa installare un accumulo e farsi anche carico della sua corretta gestione all'interfaccia con la rete di distribuzione. L'incremento dei punti di generazione distribuita e dei sistemi di accumulo può causare, specialmente sulle reti in BT, uno sbilanciamento dei livelli minimi da garantire sulla tensione, a causa dell'impossibilità di immettere in rete potenza reattiva atta a bilanciare lo squilibrio derivante dall'immissione in rete [43]. Un eventuale sistema di accumulo può essere dimensionato una volta che l'intera configurazione è stata definita, ma invece di utilizzare accumuli multipli distribuiti fra le varie utenze è preferibile installare un unico sistema più facilmente gestibile in accordo anche con il relativo DSO. Di fatto, si potrebbero anche aprire scenari per la collaborazione della CER a sistemi legati al mercato dei servizi di regolazione e di dispacciamento, attraverso quelle che vengono definite Unità Virtuali Abilitate

Miste (UVAM)¹. Tuttavia, questo è un passo ulteriore che ricade al di fuori dei confini prefissati per questo lavoro di Tesi.

Identificate le metriche da utilizzare e il punto di ottimo ideale, è necessario definire il parametro da minimizzare nel processo di ottimizzazione. Seguendo quanto fatto da A. Cielo e altri [33], il parametro scelto da minimizzare è la distanza geometrica fra il punto della configurazione, identificato dalle coordinate relative a SI e SC, e quello di ottimo ideale. Andando a variare la potenza installata e il numero di utenze ed edifici annessi, si ottiene un fronte di Pareto simile a quello mostrato in Figura 32. È possibile, una volta identificati tutti i punti appartenenti al fronte, valutare quale sia il punto più vicino a quello di ottimo ideale, che corrisponderà alla configurazione ottimale del sistema.

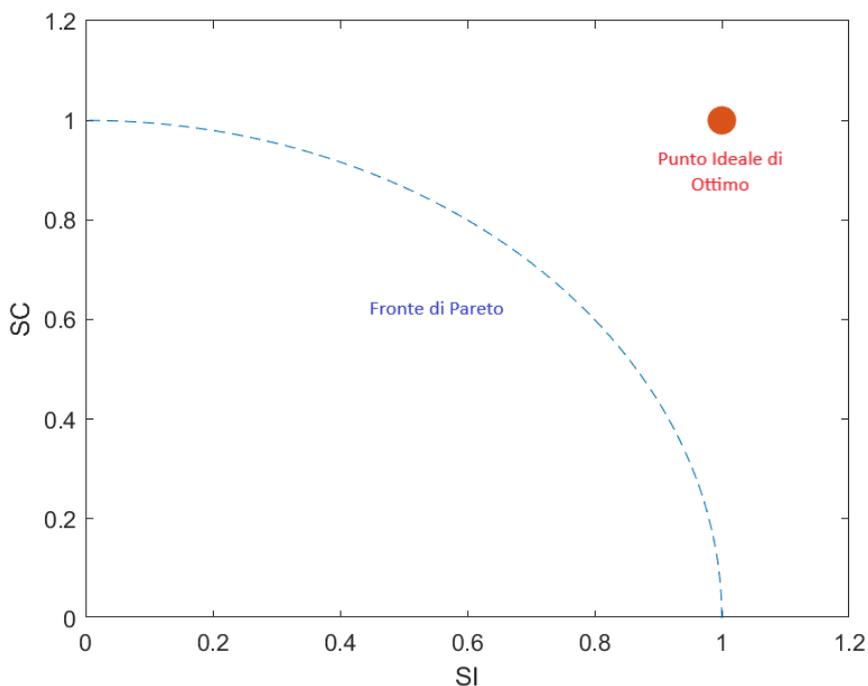


Figura 32: Fronte di Pareto e punto di ottimo ideale.

La necessità è quella di creare delle mappe della SI e della SC al variare della configurazione, quindi al variare della potenza installata e del numero di utenze. Per poter creare una configurazione specifica viene adottato un incrocio fra due matrici, definite Storia di Produzione e Storia dei Consumi. Uno schema del processo è proposto in Figura 33.

¹ Come definito dalla delibera ARERA 422/2018/R/eel.

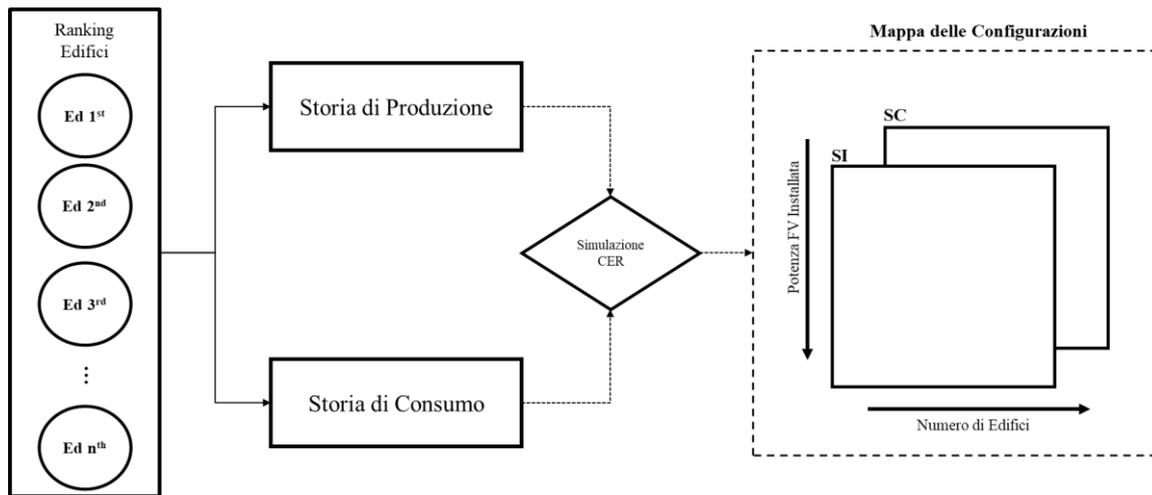


Figura 33: Schema del processo.

Dunque, il fulcro della creazione della Mappa delle Configurazioni risiede nella definizione delle matrici Storia di Produzione e di Consumo.

La Storia di Produzione viene creata sulla base del ranking degli edifici, per allocare diverse quote di potenza ai vari tetti disponibili. Questa allocazione viene effettuata in serie e con sensibilità unitaria. Ovvero, seguendo l'ordine del ranking viene ad ogni step allocato 1 kW di potenza FV ad un edificio specifico fino a raggiungere la saturazione di questo in funzione della sua superficie disponibile. Uno schema è proposto in Figura 34. La matrice ha dimensione $n \times m$, dove n è il numero totale di edifici e m coincide con la potenza massima installabile. Quest'ultima viene calcolata come la potenza di picco prelevata dall'interna configurazione CER e non come la totale potenza installabile in funzione della superficie disponibile, seguendo una classica logica di dimensionamento degli impianti FV. Ogni colonna j -esima rappresenta uno step della simulazione, in cui ogni riga corrisponde alla quota di potenza FV installata presso l'edificio i -esimo.

matrice Oraria di Produzione (**B**) rappresenta la produzione unitaria oraria specifica per ogni utenza, ovvero la produzione FV corrispondente a 1 kW installato. Andando a moltiplicare quest'ultima per la matrice Storia di Produzione (**A**), che identifica la storia di allocazione dei kW in funzione della capienza massima, è possibile identificare la matrice **P** che definisce la produzione oraria per ogni configurazione *j-esima*.

Un ragionamento del tutto analogo viene fatto per la creazione della matrice Storia di Consumo, tuttavia, con un sostanziale vincolo da considerare, ovvero: qualora un'utenza veda allocato almeno 1 kW di FV sul proprio tetto è necessario che questa venga attivata anche nei consumi. Anche per questa matrice viene riproposto uno schema (Figura 36) e un esempio applicativo (Figura 37).

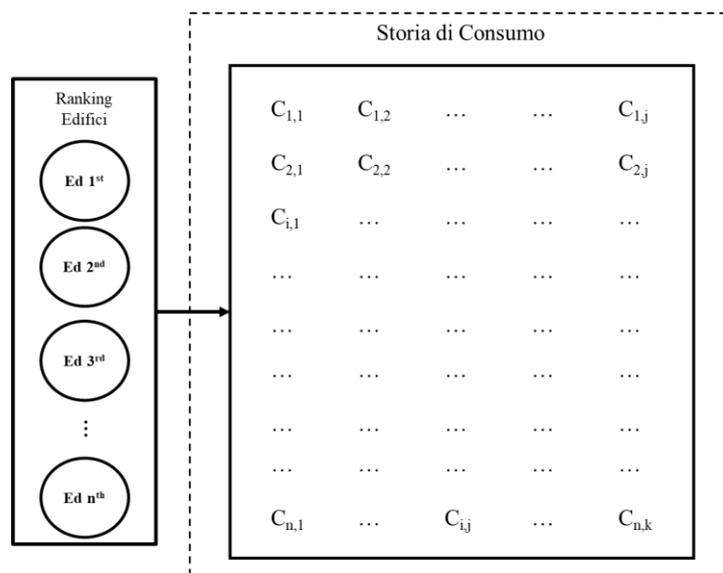


Figura 36: Schema della matrice Storia di Consumo.

In riferimento alla Figura 36 abbiamo:

- $C_{i,j}$: flag di consumo dell'edificio *i-esimo* nella configurazione *j-esima*. Tale elemento può assumere solo valori binari (uguale a zero utenza non attivata nel consumo, o unitario utenza attivata nel consumo), secondo il seguente vincolo: $se P_{i,j} \neq 0 \rightarrow C_{i,j} = 1$.
- n : numero degli edifici presenti secondo il criterio di ranking;

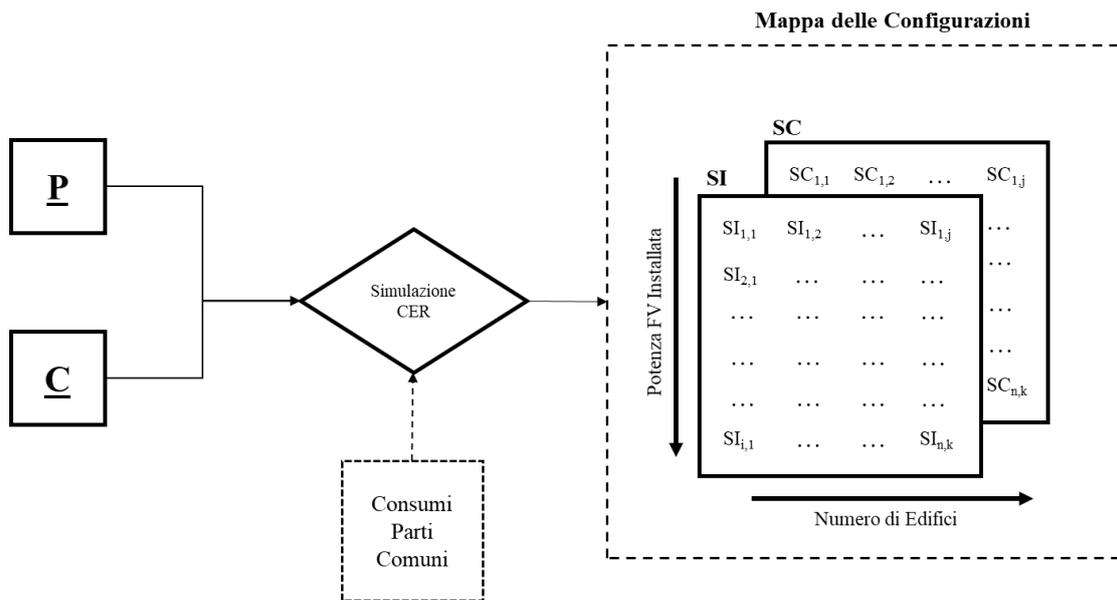


Figura 38: Schema per la creazione della Mappa delle Configurazioni.

Una volta nota la Mappa delle Configurazioni è possibile computare la distanza di ogni punto (i, j) dal punto ottimale ideale (1, 1), ottenendo un'ulteriore matrice, detta matrice delle Distanze (**D**). La distanza del punto (i, j) viene computata come la distanza fra due punti in un piano cartesiano, ovvero secondo la seguente equazione:

$$D(i, j) = \sqrt{[SC(i, j) - 1]^2 + [SI(i, j) - 1]^2} \quad (26)$$

Utilizzando la matrice delle Distanze, è possibile identificare il punto di ottimo in termini energetici della configurazione, come quello che presenta la distanza minore fra tutte le combinazioni possibili simulate. In termini matematici si può vedere l'Equazione 27, mentre in termini grafici si rimanda alla Figura 40.

$$Sia D(i^*, j^*) = \min[D(i, j)] \text{ allora } (i^*, j^*) \equiv \text{Ottimo} \quad (27)$$

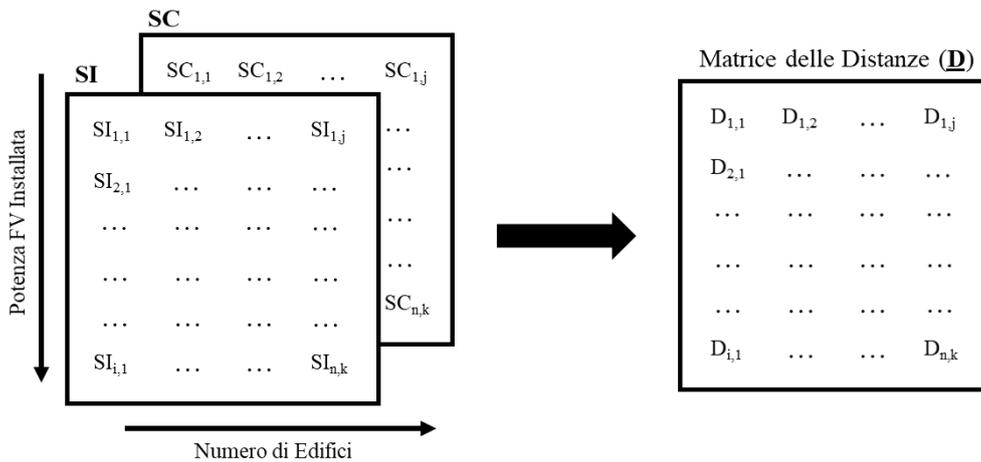


Figura 39: Matrice delle Distanze.

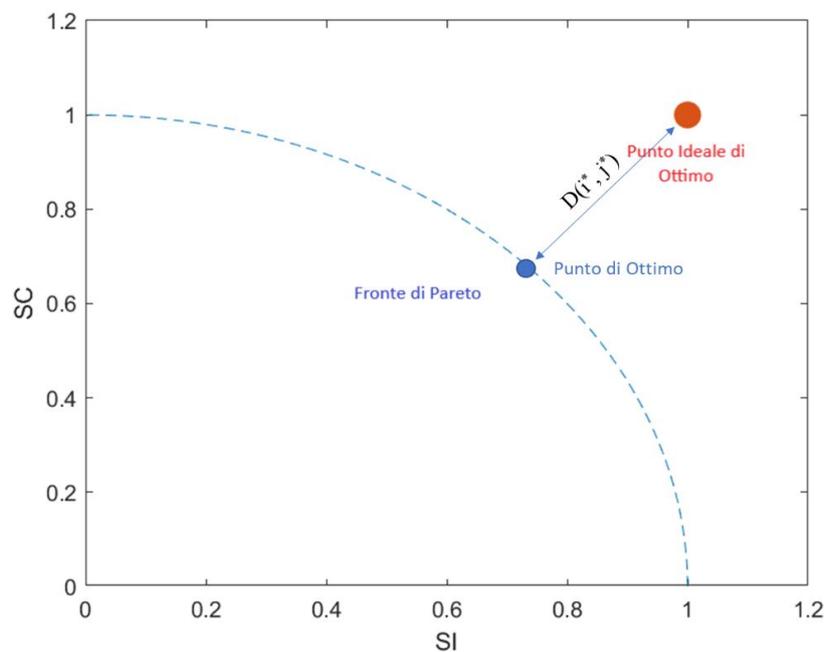


Figura 40: Rappresentazione grafica del Punto di Ottimo.

Infine, identificato il punto di Ottimo è possibile risalire mediante le matrici Storia di Produzione e di Consumo alla configurazione, in termine di potenza e di utenza, ottimale (vedasi Figura 41). Attraverso questa metodologia è possibile identificare quali sono le utenze più interessanti per la costruzione di una ipotetica CER, andando anche a identificare dove, e in che proporzione, installare gli impianti FV.

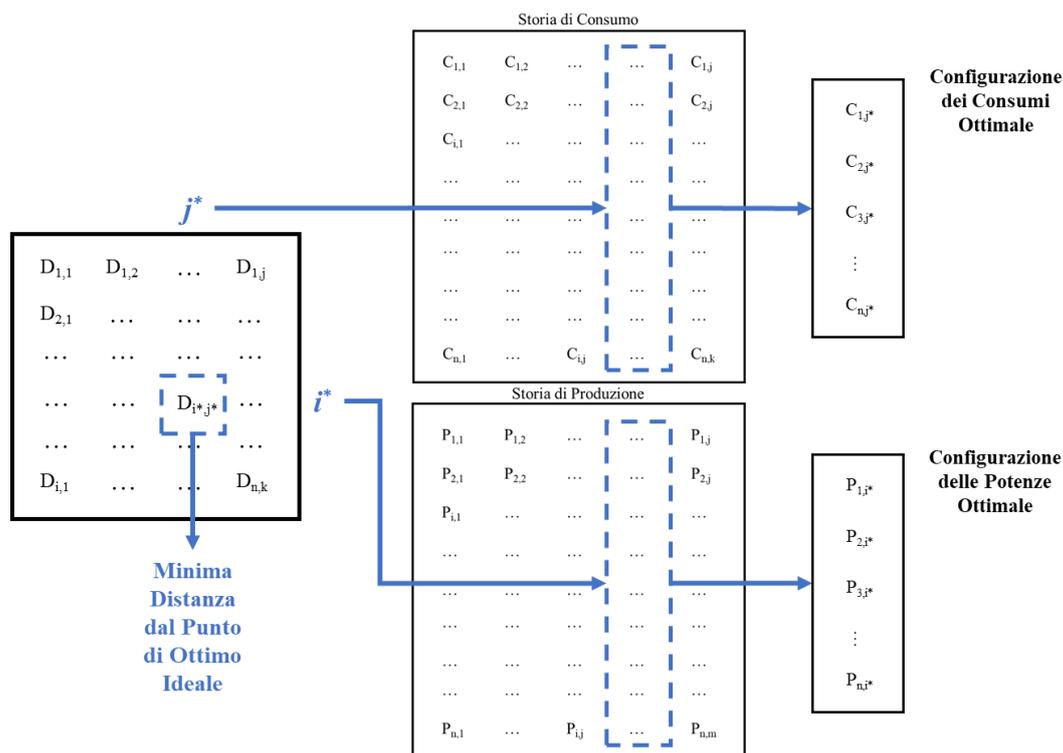


Figura 41: Schema di identificazione delle configurazioni di potenza e utenza ottimali.

Una volta identificata la configurazione ottimale, si può procedere alle analisi economiche, ambientali e di confronto con le altre tipologie di autoconsumo (e.g., SSP).

3.3.5. Analisi economica della configurazione ottimale

A fronte della conoscenza della configurazione ottimale, che si ricorda è ottimale dal punto di vista energetico, si può procedere alla valutazione del tempo di ritorno dell'investimento associato a tale scelta. Il processo seguito consiste nella valutazione dei flussi di cassa attualizzati su un orizzonte temporale di 25 anni, coincidente con la vita utile di un impianto FV. La CER viene considerata come sistema unico, pertanto la valutazione economica è fatta sull'intera configurazione e non sui singoli impianti considerati. La formula standard del calcolo del flusso di cassa attualizzato, detto anche NPV (*Net Present Value*) è proposta nell'Equazione 28.

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (28)$$

In cui:

- R_t : flusso di cassa netto nell'arco temporale t -esimo, calcolato come la differenza fra i ricavi e i costi della configurazione;
- i : tasso di attualizzazione;
- N : anni della simulazione, identificati come 25 in funzione della vita utile degli impianti.

A fronte dell'Equazione 28, bisogna definire le voci di costo afferenti al calcolo della differenza fra ricavi e costi della configurazione, dato che R_t può essere definito come segue:

$$R_t = \sum_i \rho_i(t) - \sum_j \sigma_j(t) \quad (29)$$

Dove:

- $\rho_i(t)$: voce di ricavo i -esima nell'anno t ;
- $\sigma_j(t)$: voce di costo j -esima nell'anno t .

Partendo dai ricavi annui, questi possono essere distinti in tre voci principali: incentivo per la condivisione dell'energia (come definito dall'Equazione 9), risparmio in bolletta della quota variabile a fronte di un autoconsumo reale ed eventuale detrazione fiscale per l'installazione dell'impianto FV. La prima voce può essere a sua volta suddivisa in tre aggiuntive sotto-voci, come si può constatare dalla seguente equazione.

$$\text{Incentivo Energia Condivisa} \rightarrow \rho_{\text{CER}} = C_{\text{CER}} + I_{\text{CER}} + R_{\text{CER}} \quad (30)$$

Dove:

- C_{CER} : quota legata al corrispettivo unico di scambio forfettario legato allo sconto delle parti unitarie variabili della tariffa di trasmissione (TRAS_E) per utenze in BT e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione per utenze in BT (BTAU).

$$C_{\text{CER}} = \text{CU}_{\text{Af}} \cdot E_{\text{AC}} = [\text{TRAS}_E + \max[(\text{BTAU})] \cdot E_{\text{AC}} \quad (31)$$

- I_{CER} : quota legata alla tariffa premio sulla condivisione virtuale dell'energia.

$$I_{CER} = TP_{CER} \cdot E_{AC} \quad (32)$$

- R_{CER} : quota legata al Ritiro Dedicato della quota di energia prodotta e immessa in rete.

$$R_{CER} = PUN \cdot E_{Imm} \quad (33)$$

Dunque:

$$\rho_{CER} = [TRAS_E + \max(BTAU) + TP_{CER}] \cdot E_{AC} + PUN \cdot E_{Imm} \quad (34)$$

Il risparmio in bolletta per l'energia autoconsumata realmente è legata alla quota di energia usata fisicamente a fronte della produzione dell'impianto FV. Secondo la metodologia proposta, questa quota corrisponde alla parte della domanda legata alle parti comuni di un edificio che viene soddisfatta dal FV. Il risparmio è solamente legato alla quota variabile del costo in bolletta (c_{el}), dato che gli oneri fissi e relativi alla quota di potenza vengono ugualmente pagati.

$$\rho_{Risp.Boll.} = c_{el} \cdot E_{AC}^{Real} \quad (35)$$

Per ultimo, il ricavo derivante dalla detrazione fiscale per l'installazione dell'impianto FV, come definito secondo i criteri dell'Ecobonus, consiste in un ammortamento in dieci anni (T) di una quota pari al 50% del costo totale (calcolato come CAPEX del FV per la potenza installata P_{FV}), con vincolo di massimale di spesa di 96'000 €¹ per il singolo impianto.

$$\rho_{Detraz.} = \frac{CAPEX_{FV} \cdot P_{FV}}{T} \cdot 50\% \quad (36)$$

I costi annui della configurazione vengono identificati in due voci annue ricorrenti e una iniziale legata ad un fittizio anno zero. Le due voci ricorrenti annue sono legate al costo di gestione e

¹ Come stabilito inizialmente dal d.l. 83 del 22 giugno 2012, prorogato fino al 31/12/2021.

manutenzione degli impianti FV e al costo di gestione amministrativo della CER. Il costo impostato all'anno zero fittizio deriva dal costo di installazione degli impianti FV. In particolare, secondo le Equazioni 37 e 38, abbiamo:

$$se\ t = 0 \rightarrow \sum_j \sigma_j(t) = CAPEX_{FV} \cdot P_{FV} \quad (37)$$

$$se\ t > 0 \rightarrow \sum_j \sigma_j(t) = OPEX_{FV} \cdot P_{FV} + OPEX_{CER} \quad (38)$$

3.3.6. Analisi delle emissioni di anidride carbonica

A fronte della realizzazione della configurazione CER, è possibile identificare il risparmio legato all'emissione di CO₂ rispetto allo scenario di riferimento (i.e., soddisfacimento totale dei consumi con prelievo dalla rete). I criteri di calcolo vengono presentati in questa sezione, e i parametri di emissione trovati al paragrafo 3.1.3 verranno utilizzati.

Nel caso di solo prelievo da rete, il calcolo è immediato: basta moltiplicare il coefficiente di emissione legato al prelievo dalla rete (pari a 258 gCO₂/kWh) per il totale dei prelievi della configurazione. In termini matematici:

$$CO_2^{Emessa}(no - CER) = f_{CO_2}^{Rete} \cdot \sum_{h=1}^{8760} (E_{Prel} + E_{P.Comuni})_h \quad (39)$$

Il calcolo risulta meno immediato nel caso della CER. In questo caso è necessario differenziare la quota dei consumi soddisfatta, realmente o virtualmente, attraverso il FV, e convertirla utilizzando il fattore di emissione legato al FV (pari a 70 gCO₂/kWh). La differenziazione delle varie quote può essere vista nell'Equazione 40.

$$CO_2^{Emessa}(CER) = f_{CO_2}^{Rete} \cdot \sum_{h=1}^{8760} [(E_{Prel} + E_{P.Comuni}) - (E_{AC} + E_{AC}^{Real})]_h + f_{CO_2}^{FV} \cdot \sum_{h=1}^{8760} (E_{AC} + E_{AC}^{Real})_h \quad (40)$$

3.4. Metodologia di Simulazione e confronto con Scambio Sul Posto

La conclusione del processo logico prevede la simulazione e il confronto con le attuali possibilità di autoconsumo virtuale offerte dalla normativa italiana. Il confronto naturale è quello di comparare la configurazione CER con delle sotto-configurazioni legate al concetto di SSP. Vengono definite sotto-configurazioni poiché non è possibile attivare lo SSP nel caso di utenze multiple afferenti alla medesima configurazione. Pertanto, una disaggregazione delle utenze CER è necessaria. Questa viene fatta secondo lo schema della Figura 42.

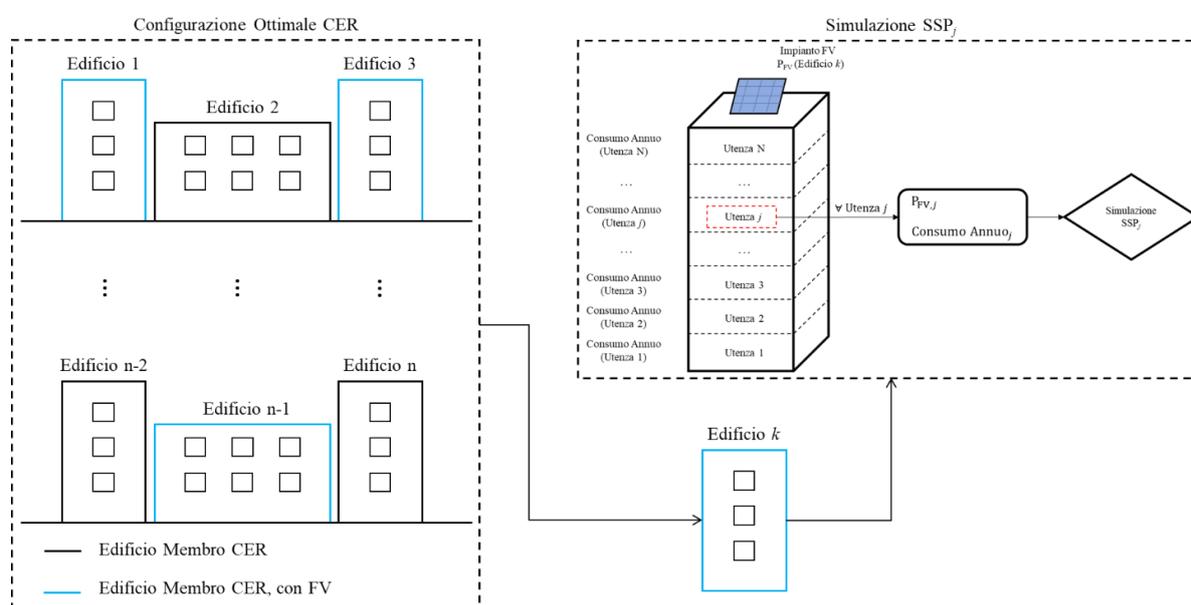


Figura 42: Schema per l'individuazione delle utenze e dei parametri della simulazione di SSP.

In sostanza, per gli edifici in cui, secondo la configurazione ottimale, è prevista l'installazione di un impianto FV si provvede a simulare per ogni utente Membro CER, appartenente al suddetto edificio, anche una propria configurazione di SSP. Quindi, ipotizzando di avere un insieme n di edifici nella configurazione ottimale e che di questi un sotto-insieme m presenti l'installazione di un impianto FV, per ogni edificio generico k appartenente al sotto-insieme m si provvede a disaggregare il dato fino a risalire alle utenze presenti al suo interno facenti parte della CER. Per ognuno di questi utenti una simulazione di SSP è effettuata. Tuttavia, la potenza installata per la singola utenza j -esima non può essere pari a quella prevista per l'edificio in una configurazione CER. Al fine di rendere le due simulazioni comparabili, la potenza totale installata di FV viene tenuta costante; ovvero, la potenza

da installare prevista in CER è suddivisa fra i vari utenti in configurazione SSP secondo un criterio di allocazione. La ripartizione della potenza installata sull'edificio *k-esimo* è effettuata mediante il peso dei consumi delle varie utenze, secondo l'Equazione 41. Un unico vincolo è presentato: qualora la potenza da installare sia inferiore a 1 kW, secondo l'Equazione 41, la simulazione di SSP non viene effettuata, attribuendo virtualmente una potenza pari a zero per l'utenza specifica. Una volta note le potenze installate, e conoscendo le curve di consumo e di produzione, identificate nello stesso modo del caso CER solo sul singolo utente e non sul singolo edificio, è possibile effettuare una simulazione di SSP.

$$P_{FV,j} = P_{FV|Edificio\ k} \cdot \left[\frac{\text{Consumo Annuo}_j}{\sum_{j=1}^{\#Utenze} \text{Consumo Annuo}_j} \right]_{\text{Edificio } k} \quad (41)$$

Il precedente metodo di dimensionamento per le configurazioni di SSP, tuttavia, differisce dal classico metodo utilizzato. Quest'ultimo identifica la potenza da installare di FV a fronte del consumo annuo dell'utenza e delle ore equivalenti dell'ipotetico impianto. Tale processo è finalizzato a minimizzare, se non azzerare teoricamente, la quota di eccedenze relative allo SSP, ovvero la quota di energia derivante dalla differenza fra l'immissione da FV e di prelievo. Dal punto di vista normativo, il conteggio delle eccedenze è fatto su base annuale, ma nella pratica un confronto più significativo può essere fatto su base oraria. Se dal punto di vista normativo la quota delle eccedenze deve essere minimizzata per incrementare l'incentivo derivante dalla quota energia del conto scambio, dal punto di vista pratico queste devono essere minimizzate per evitare l'immissione di una quota eccessiva di potenza attiva in rete. Come specificato in precedenza, tale immissione può creare disagi dal punto di vista dei parametri di qualità della rete, specialmente su quelli legati alla tensione. Pertanto, a seguito delle precedenti considerazioni, per avere un confronto effettivo con uno scenario reale di attivazione di SSP, questo secondo criterio di dimensionamento viene altresì considerato. L'Equazione 42 descrive il processo di dimensionamento della potenza FV per lo scambio sul posto, data un'utenza generica *j* e un edificio generico *k* a cui essa afferisce.

$$P_{FV,j}^{SSP}[\text{kW}] = \frac{\text{Consumo Annuo}_j [\text{kWh}]}{\text{Ore Equivalenti}_k \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kW}} \right]} \quad (42)$$

Tuttavia, anche in questa metodologia di dimensionamento, per poter mantenere una validità di confronto con la configurazione CER, viene mantenuto il vincolo della potenza installata. In pratica, una volta effettuato il dimensionamento della potenza necessaria per lo SSP per le singole utenze, tale potenza viene allocata all'edificio a cui afferiscono fino a che la somma delle potenze installate non saturo al valore utilizzato nella configurazione ottimale CER (vedasi Equazione 43).

$$\sum_{j=1}^N P_{FV,j}^{SSP} = P_{FV} | \text{Edificio } k \quad (43)$$

Secondo questa operazione di dimensionamento e allocazione alcune utenze ottengono una potenza installata nulla, visto che si raggiunge la saturazione prima che sia possibile installare la loro quota di FV. Inoltre, per alcuni edifici la potenza installata totale potrà risultare inferiore a quella prevista nel caso CER a fronte di un criterio di dimensionamento differente.

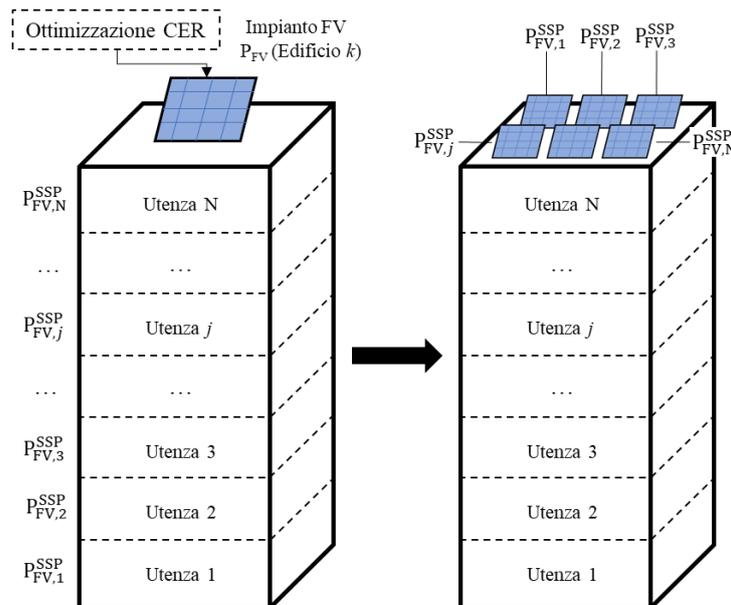


Figura 43: Secondo criterio di dimensionamento per SSP.

A fronte delle due tipologie di allocazione delle potenze per le singole utenze nel caso dello SSP, analisi totalmente analoghe a quelle fatte per la casistica CER vengono effettuate. Dunque, una volta ottenuta la potenza installata dalla singola utenza vengono estrapolati i risultati economici, energetici e ambientali. Vi è però una differenza sostanziale con il caso CER: i risultati ottenuti per lo SSP sono specifici per ogni utenza e non per la casistica generale. Questo vale soprattutto per i risultati economici, visto che in funzione delle caratteristiche della singola utenza si possono ottenere tempi di ritorno dell'investimento e flussi di cassa sostanzialmente differenti fra loro.

Nel calcolo dei risultati economici, la stessa metodologia adottata per il caso CER viene riproposta. La formulazione matematica del NPV è del tutto analoga, ma vanno però specificate quali sono le voci di costo e di ricavo per una generica configurazione di SSP. Le voci di costo non variano dal caso CER, eccezion fatta per il costo di gestione e operazione della CER che in questo caso è nullo per ovvi motivi. Per quanto riguarda le voci di ricavo, il risparmio in bolletta e la detrazione annuale per l'installazione dell'impianto FV sono le medesime, differisce invece il calcolo del contributo incentivante. Sostanzialmente, il ricavo dall'incentivo coincide con la formulazione del conto scambio (vedasi Equazione 10), nella quale però sono state introdotte delle semplificazioni.

$$\text{Incentivo Conto Scambio } (C_s) \rightarrow \rho_{SSP} = \min(O_E; C_{EI}) + CU_{Sf} \cdot E_s \quad (44)$$

Dove:

$$O_E = E_{Prel} \cdot PUN \quad (45)$$

$$C_{EI} = E_{Imm} \cdot PUN \quad (46)$$

$$CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti} + CU_{Sf}^{ogs} \quad (47)$$

$$E_s = \min(E_{Imm}; E_{Prel}) \quad (48)$$

In totale abbiamo:

$$\rho_{SSP} = \min(E_{Prel}; E_{Imm}) \cdot PUN + (CU_{Sf}^{reti} + CU_{Sf}^{ogs}) \cdot \min(E_{Imm}; E_{Prel}) \quad (49)$$

Le semplificazioni fatte riguardano l'Onere Energia (O_E) e il Controvalore dell'Energia Immessa (C_{EI}), dove viene utilizzato univocamente il PUN mediato, a differenza del PUN mensile e del Prezzo Zonale orario. Per i ragionamenti fatti al paragrafo 3.2, viene utilizzato un valore mediato annuale al posto di uno orario o mensile.

Il calcolo della CO_2 emessa per i prelievi energetici viene differenziata, come nella configurazione CER, in funzione se la configurazione di SSP è attiva o meno, secondo le seguenti Equazioni.

$$CO_2^{Emessa}(\text{no} - \text{SSP}) = f_{CO_2}^{Rete} \cdot \sum_{h=1}^{8760} E_{Prel,h} \quad (50)$$

$$CO_2^{Emessa}(\text{SSP}) = f_{CO_2}^{Rete} \cdot \sum_{h=1}^{8760} (E_{Prel} - E_{AC}^{Real})_h + f_{CO_2}^{FV} \cdot \sum_{h=1}^{8760} E_{AC,h}^{Real} \quad (51)$$

Una volta ottenuti i risultati anche per le due diverse metodologie di dimensionamento dello SSP, è possibile confrontare i risultati ottenuti con quelli della configurazione CER per poter identificare la configurazione ottimale da implementare.

4. Applicazione della metodologia: Comune di Oulx

Nel seguente Capitolo, dopo un breve inquadramento territoriale, la metodologia precedentemente descritta verrà applicata al Comune montano di Oulx. Oltre che per mostrare le potenzialità del processo, il caso applicativo reale permette di identificare i punti di forza, le criticità e le possibili implementazioni future della metodologia. Inoltre, attraverso l'analisi dei risultati è possibile fornire interessanti spunti per i decisori politici e per i vari soggetti interessati sul territorio a possibili implementazioni di installazioni comunitarie e non di fotovoltaico.

4.1. Inquadramento territoriale

Il Comune di Oulx, appartenente alla Città Metropolitana di Torino, è localizzato nella zona alte della Valle di Susa. Il Comune presenta un'estensione di circa 99 km² e presenta un'altimetria variabile dai 1025 m s.l.m. fino ad una massima di 3127 m s.l.m., può essere classificato come comune montano. Vista la localizzazione, il conteggio dei Gradi Giorno (G.G.) è alto (4100 G.G.), posizionando il comune nella fascia climatica F, la più alta in termini di fabbisogno energetico per servizi di riscaldamento. La popolazione residente è pari a 3334 abitanti, ma l'affluenza effettiva è più alta, specialmente nelle alte stagioni invernali, per il turismo locale e per l'utilizzo delle seconde case [44].



Figura 44: Localizzazione geografica del Comune di Oulx (TO).

Per questo lavoro di tesi è interessante analizzare la produzione da fonti rinnovabili presenti sul territorio comunale. Attraverso i dati di Atlaimpianti [45] è possibile identificare gli impianti installati, la loro tipologia e la potenza relativa. Le uniche fonti presenti all'interno del Comune sono relative a impianti solari, eolici e idraulici, con una ripartizione sul totale mostrata in Figura 45.

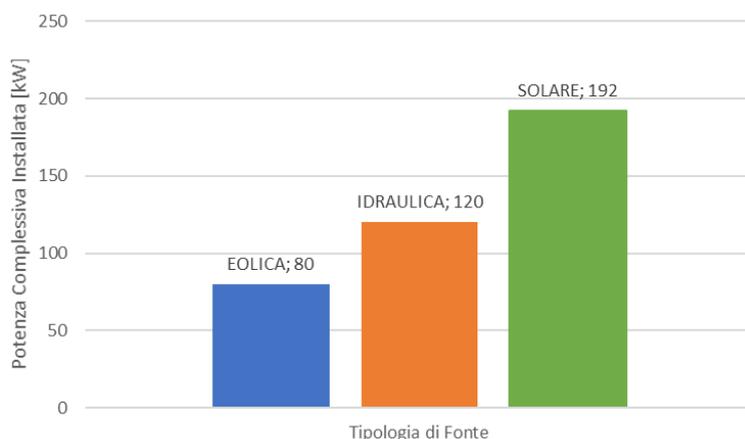


Figura 45: Potenza Installata per Fonte Rinnovabile nel territorio comunale di Oulx.

Come si può vedere dalla figura, la frazione maggiore è riservata al fotovoltaico, con c.a. 192 kW installati, seguito dai 120 kW dell'idraulica e, infine, dagli 80 kW dell'eolico. Scendendo nel dettaglio del dato, è interessante identificare per la frazione di fotovoltaico la distribuzione delle taglie installate. Attualmente¹ sono presenti 20 impianti fotovoltaici, la cui quasi totalità con potenza inferiore a 20 kW. Questi sono distribuiti in funzione del range di potenza di picco installata secondo la Figura 46. La quasi totalità degli impianti, in funzione della potenza installata, ricadono in installazioni ad uso residenziale, rappresentando c.a. il 40% della potenza totale installata da FV.

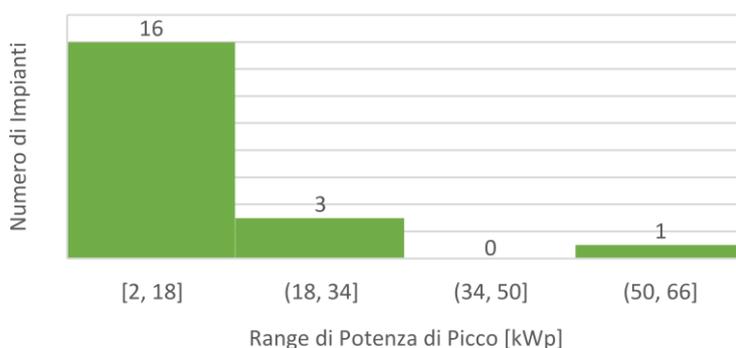


Figura 46: Distribuzione della taglia degli impianti FV sul territorio comunale di Oulx.

¹ Dati aggiornati al luglio 2021.

4.2. Dimensionamento ottimale CER

Il procedimento di dimensionamento ottimale della configurazione CER è suddiviso, come mostrato a pag.53, in quattro fasi:

1. identificazione delle utenze e delle loro caratteristiche;
2. creazione delle curve di consumo e produzione – FV;
3. classificazione dei possibili membri CER;
4. processo di ottimizzazione CER.

Ognuna delle precedenti verrà applicata in questo capitolo al Comune di Oulx, andando a presentare i risultati ottenuti ognuna di esse.

Identificazione delle utenze e delle loro caratteristiche

La prima fase prevede l'identificazione delle utenze e delle loro caratteristiche a partire dai database SIATEL, Google e ISTAT. L'obiettivo è quello di ottenere un nuovo database, partendo dalla loro unione, che identifichi sul territorio le utenze elettriche che possono essere considerate come papabili partecipanti alla configurazione CER. Partendo dai dati SIATEL del 2018 del Comune di Oulx, si identificano sul territorio di pertinenza locale un totale di **7273 utenze**. Queste rappresentano l'interenza delle utenze elettriche associate a un punto di scambio localizzato nel Comune, includendo ogni tipologia di utenza. Per poter identificare le utenze utili ai fini della simulazione, ovvero quelle utenze che presentano un dato rilevante in termini di consumo annuo, il primo lavoro da attuare è quello di filtrare le utenze con un numero di mesi fatturati inferiore a 9. Non tutte le utenze presentano 12 mesi di fatturazione, e questo può essere dovuto a diversi fattori come il cambio anagrafico dell'utenza o l'interruzione momentanea del contratto di fornitura. Nella Figura 47 viene evidenziata la distribuzione delle utenze in funzione del numero di mesi fatturati presenti nel database SIATEL. Si nota dalla figura che la maggior concentrazione di utenze ricade nei mesi di

fatturazione strettamente maggiori di 10; considerando solo queste ultime, si ottiene un totale di **5730 utenze** (pari al 78.8% del database di partenza).

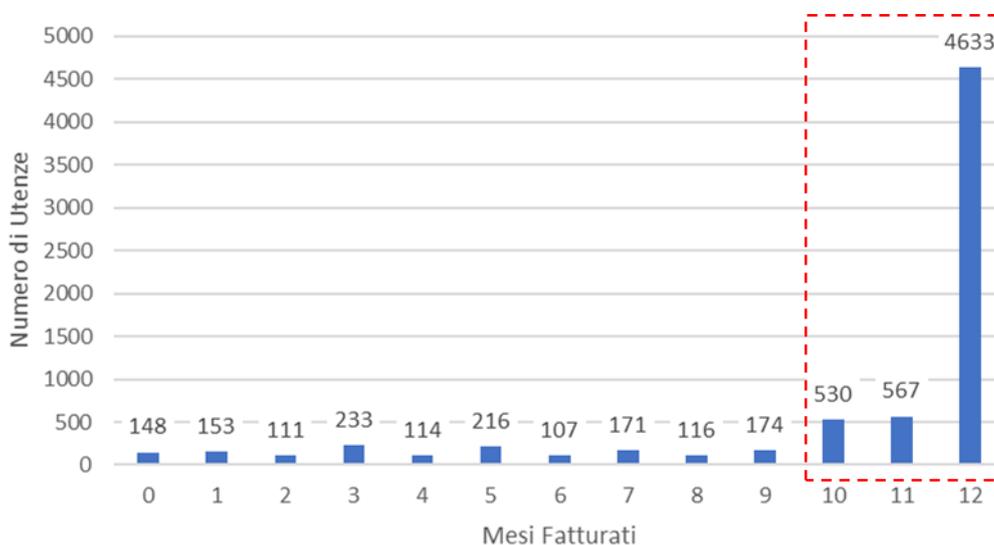


Figura 47: Distribuzione del numero di utenze elettriche SIATEL (2018) in funzione dei mesi fatturati per il Comune di Oulx.

Delle 5730 utenze identificate non tutte sono categorizzate come utenze residenziali; di queste circa 821 sono identificate come utenze non residenziali. Queste ultime vengono escluse dalla simulazione, ottenendo un totale di **4911 utenze** di tipo residenziale (distinte in utenze residenti e non presso il luogo di fornitura). Queste, a loro volta, sono suddivise in 1458 utenze residenti presso il luogo di fornitura e 3453 non residenti presso il luogo di fornitura. Il dato non sorprende conoscendo il contesto del comune di Oulx. Infatti, molte abitazioni presenti sul territorio comunale sono adibite a seconde case utilizzate prettamente nei periodi festivi o in alta stagione invernale. Tuttavia, andando ad analizzare la distribuzione dei consumi annui delle due tipologie si può notare una discrepanza fra i due parametri, specialmente per le utenze con residenza presso il luogo di fornitura.

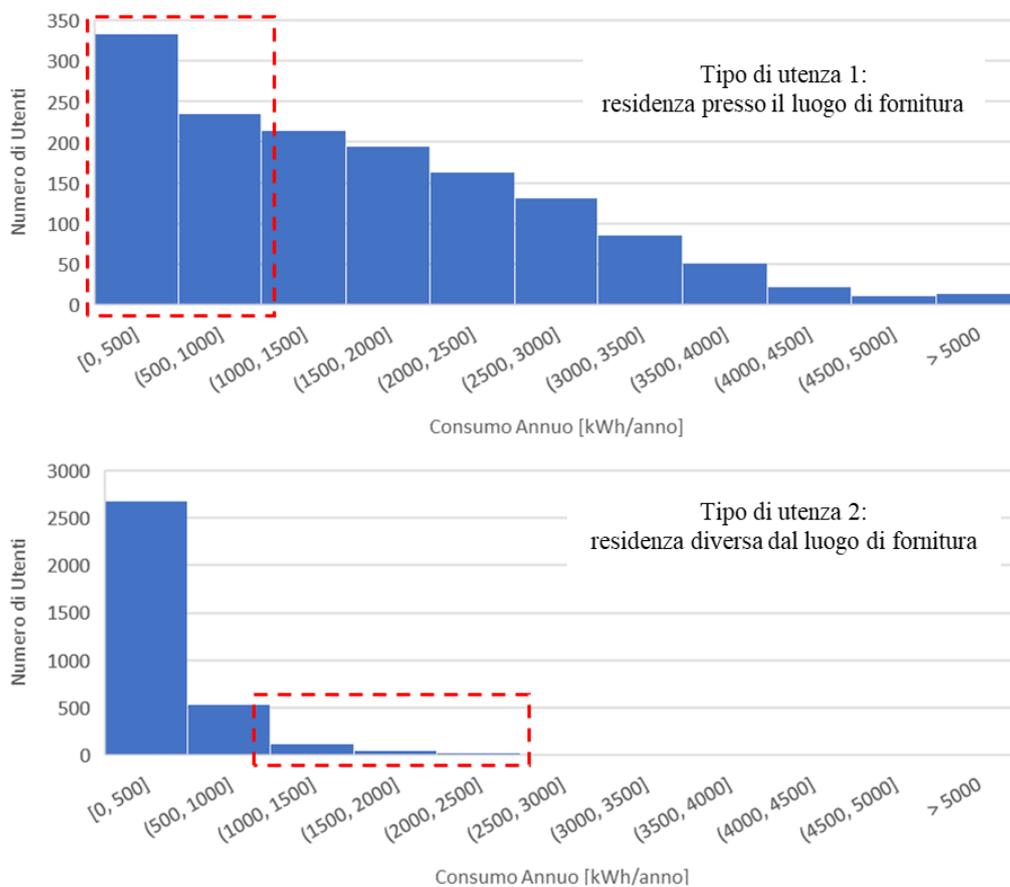


Figura 48: Distribuzione dei consumi annui per tipologia di utenza, dati SIATEL (2018). I dati evidenziati sono considerati anomali.

Dalla Figura 48, ed in particolare dalle zone evidenziate in rosso, si notano le discrepanze cui si accennava precedentemente. Per quanto riguarda la tipologia di utenza 1, ovvero quelle residenti presso il luogo di fornitura, il numero dei due primi gruppi risulta eccessivamente alto, dato che solitamente consumi annui inferiori a 1000 kWh risultano anomali per abitazioni frequentate in modo continuativo. Contrariamente, per la tipologia di utenza 2 sono presenti utenze che presentano consumi eccessivamente elevati per abitazioni frequentate in modo saltuario. La conclusione che si può trarre dai precedenti grafici è che spesso la tipologia di utenza non coincida con il reale utilizzo dell'unità abitativa, creando gruppi fittizi di prime e seconde case. Per ovviare a questo, nella costruzione del database di utenze per l'ottimizzazione CER, non viene considerato un filtro sulla tipologia di utenza 1 e 2, ma solamente in funzione del consumo annuo (di fatto identificando le utenze che vengono definite *papabili membri CER* a pag.58). Un altro dato anomalo che potrebbe emergere sono i consumi elevati degli ultimi gruppi della tipologia di utenza 1. Questi dati però sono giustificati da due motivazioni: la fascia climatica elevata del territorio comunale e dalla

predominanza di ville unifamiliari e bifamiliari. In particolare, più del 50% degli edifici presenti sul territorio comunale di Oulx è composto da edifici con una o due unità abitative [46], le quali presentano consumi energetici maggiori rispetto alle unità abitative localizzate all'interno di piccoli o grandi condomini.

Per terminare l'analisi del database SIATEL vanno identificate quindi le utenze *papabili membri CER*, ovvero quelle identificate secondo le seguenti caratteristiche: persone fisiche, con un numero di mesi fatturati maggiori o uguali a dieci e con un consumo annuo maggiore di 1000 kWh. A fronte delle 4911 utenze identificate al passaggio precedente, utilizzando l'ultimo filtro sui consumi otteniamo **1128 utenze**, ovvero il 15.5% delle utenze iniziali di partenza SIATEL, che possono essere definite come adatte nella formazione di una CER. La distribuzione dei loro consumi è espressa dalla Figura 49, dove si può notare che circa il 90% delle 1128 utenze presenta consumi annui compresi fra i 1000 e 3400 kWh, in linea con i valori classici delle utenze residenziali.

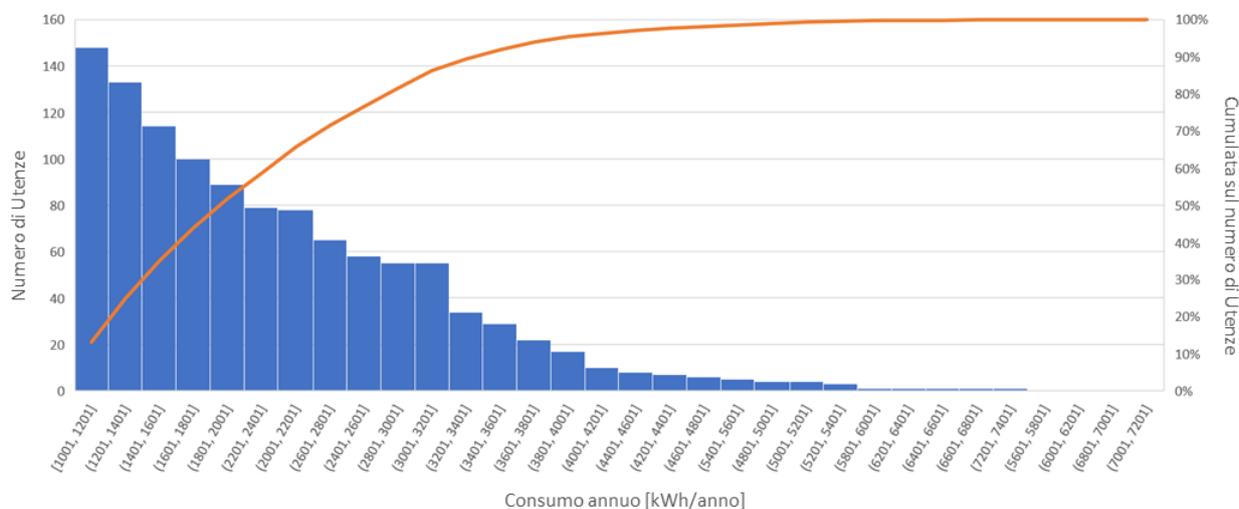


Figura 49: Distribuzione dei consumi annui dei possibili membri CER per il Comune di Oulx.

Una volta identificate le utenze che potrebbero essere utili per la costituzione di una configurazione CER, bisogna aggiungere le informazioni di geolocalizzazione attraverso il processo della logica *Fuzzy*. Come esposto a pag.56, tale procedimento prevede di integrare due database (i.e., i database precedentemente ottenuti dall'analisi SIATEL e quello ottenuto dal geocoding degli

indirizzi di Oulx) attraverso un procedimento di logica sfumata. Per poter ottenere dei risultati attendibili, il valore di similarità minimo richiesto è stato impostato a 0.90. Vuol dire che fra l'indirizzo del database SIATEL e dell'indirizzo del geocoding deve esserci una corrispondenza di almeno il 90% per poter unire le informazioni. A causa delle dissonanze presenti fra i vari database, non si riesce a ottenere una corrispondenza univoca per tutte le 1128 utenze CER. Infatti, solo per **893 utenze** è possibile identificare con un elevato grado di sicurezza la latitudine e la longitudine. Per apprezzare le *perdite* sul numero delle utenze ottenute durante il processo è interessante mostrare un diagramma di Sankey riportato in Figura 50.

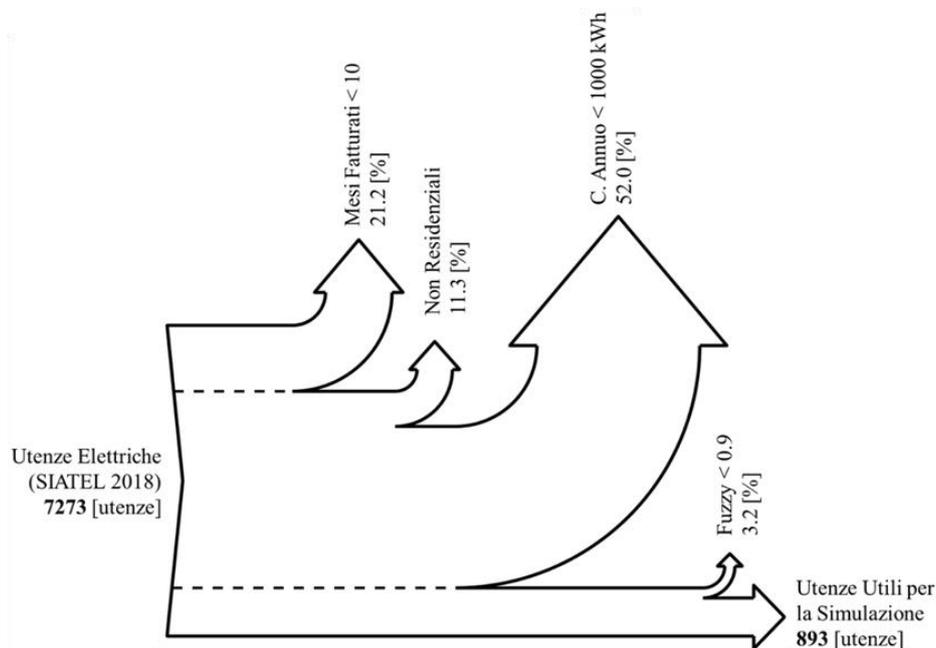


Figura 50: Diagramma di Sankey del processo di individuazione delle Utenze a partire dal database SIATEL.

Una volta identificate le utenze utili per la simulazione, è necessario passare dalle utenze agli edifici, andando ad aggregare il dato per indirizzo. In pratica, le utenze con lo stesso indirizzo vengono aggregate nel medesimo edificio. In totale, aggregando le utenze per indirizzo, otteniamo **491 edifici**. Questo passaggio è funzionale per poter definire attraverso il database ISTAT la superficie utile dell'edificio e ottenere il calcolo della producibilità FV. La simulazione viene considerata in termini di edificio, poiché la differenziazione delle utenze utili alla CER viene già

eseguita ad un livello più alto. Questo non significa che ogni utenza presente all'interno dell'edificio entri a far parte della configurazione, ma che solo quelli presenti al suo interno, e identificati come possibili membri CER, sono funzionali al calcolo orario dell'energia condivisa. Infatti, a livello normativo si possono anche dichiarare le utenze che a livello formale non fanno parte della CER, ma i cui consumi sono rilevanti nella condivisione dell'energia.

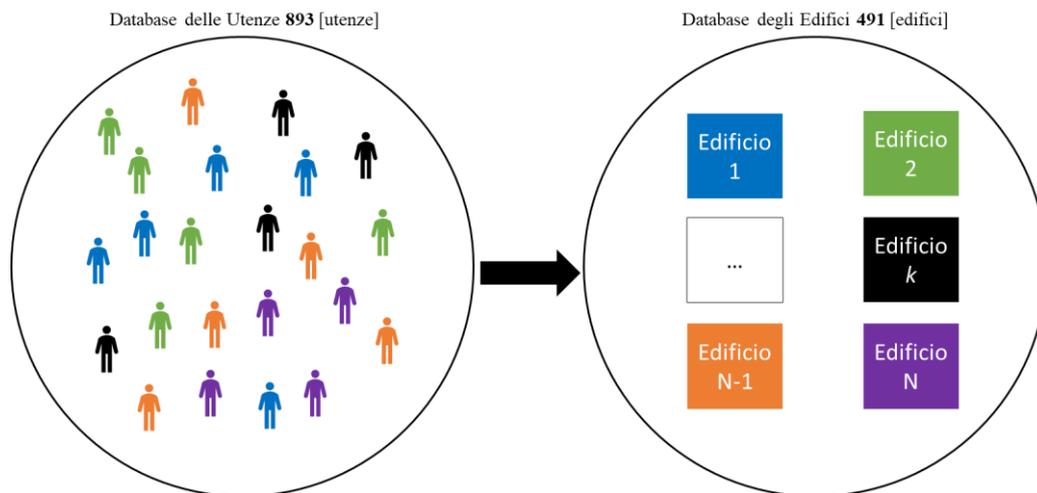


Figura 51: Passaggio dal Database Utenze al Database Edifici, la scala cromatica identifica il medesimo indirizzo.

L'ultimo passaggio della prima fase è quello di associare ad ogni edificio l'informazione relativa alla superficie disponibile per l'installazione del FV attraverso l'elaborazione dei dati ISTAT. Il procedimento matematico è mostrato al paragrafo 3.3.1, ciò che è importante sottolineare è che il processo è ancora una volta portato avanti mediante una logica *Fuzzy* con vincolo di similarità pari allo 0.90. Questo significa che altre *perdite* in termini di dati utilizzabili sono presenti. Infatti, dei 491 edifici di partenza otteniamo un database finale composto da **300 edifici**. Tale database presenta il seguente elenco di informazioni:

- indirizzo dell'edificio;
- numero di utenze papabili per una configurazione CER;
- consumo aggregato delle papabili utenze CER;
- valori di latitudine e longitudine;

- superficie disponibile per l'installazione FV.

Inoltre, essendo questo database derivato da quello delle utenze, è possibile effettuare un processo inverso per identificare l'informazione di consumo annuo delle singole utenze per edificio. Questo passaggio sarà fondamentale nella parte di simulazione di SSP.

Conoscendo le informazioni di latitudine e longitudine è anche possibile geolocalizzare gli edifici identificati secondo tale metodologia (vedasi Figura 52). Dalla figura possiamo notare come gli edifici siano principalmente localizzati in tre zone: nel centro cittadino, nella frazione di Beaulard e nella frazione di Gad, che coincidono anche con le zone del territorio più densamente edificate.

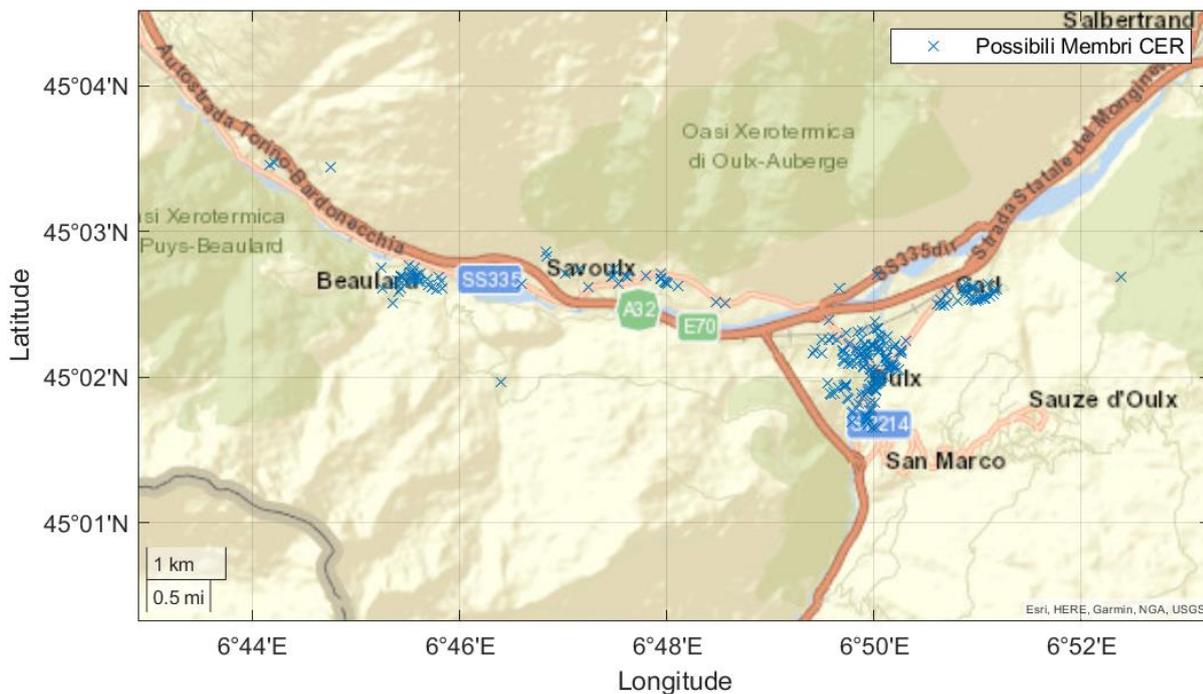


Figura 52: Mappa degli edifici con possibili membri CER per il Comune di Oulx.

Creazione delle curve di consumo e produzione – FV

Una volta creato il database degli edifici con potenziali membri CER, è possibile creare le relative curve di consumo e produzione fotovoltaica, secondo quanto mostrato a pag.58. Per quanto riguarda la curva di prelievo aggregata, l'andamento temporale sarà il medesimo di quello mostrato in Figura 18 e in Figura 19, tuttavia è interessante soffermarsi sui dati annuali di consumo riassunti

nella Tabella successiva. Dalla Tabella 14 possiamo verificare che il consumo totale della possibile aggregazione di utenze CER è pari a quasi 1.259 GWh annui, che corrispondono a un consumo medio per utenza di circa 2160 kWh annui (coerenti con i consumi standard residenziali). Inoltre, possiamo vedere che a fronte degli edifici identificati, il numero delle utenze non è così elevato: solo 583 utenze in riferimento a 300 edifici. Ciò significa che molti edifici presenti nel database presentano una sola utenza utile per la formazione di una CER (circa la metà ricade in tale casistica), ed è sostanzialmente dovuto al numero elevato di seconde case presenti. Di fatti, anche condomini con un numero elevato di unità abitative possono presentare un numero esiguo di possibili utenze CER in relazione ai consumi annuali. Gli edifici con una singola utenza sono stati ugualmente considerati, visto che la partecipazione di tale soggetto ad una configurazione CER non prevede nessun obbligo o vincolo per gli altri soggetti presenti nella realtà condominiale non interessati a partecipare.

Tabella 14: Caratteristiche del gruppo di possibili utenze CER identificate per il Comune di Oulx.

Numero di edifici	300
Numero di utenze	583
Consumo annuo totale [MWh/anno]	1259
Potenza di picco [kW]	731
Consumo pro-capite [kWh/anno/utenza]	2160

Dal punto di vista della produzione FV, l'ottenimento delle singole curve di produzione oraria per kW installato è fatto, come mostrato al Paragrafo 3.1.1, attraverso PVGIS. I parametri in ingresso che definiscono le caratteristiche degli impianti coincidono con quanto espresso nella Tabella 5 per quanto riguarda i parametri di inclinazione, azimuth e perdite. Tale scelta è dettata dalla momentanea assenza di informazioni più specifiche. Qualora maggiori dettagli fossero disponibili, a scala territoriale o per il singolo edificio, il database di partenza per lo scarico delle curve FV può essere implementato per fornire una stima ancora più affidabile. Utilizzando questo approccio si ottengono un numero di curve orarie di produzione pari al numero di edifici di partenza. La distribuzione dei risultati in termini di ore equivalenti è riportata in Figura 53. Si nota dalla Figura che la concentrazione maggiore si ha nel range che va dalle 1225 alle 1285 Ore Equivalenti. Questo intervallo risulta più

alto del valore solitamente adoperato per il Piemonte (i.e., 1000 – 1100 Ore Equivalenti), ma ciò può essere spiegato col fatto che l'orientazione e l'inclinazione sono estremamente più favorevoli rispetto ai valori usuali degli impianti reali.

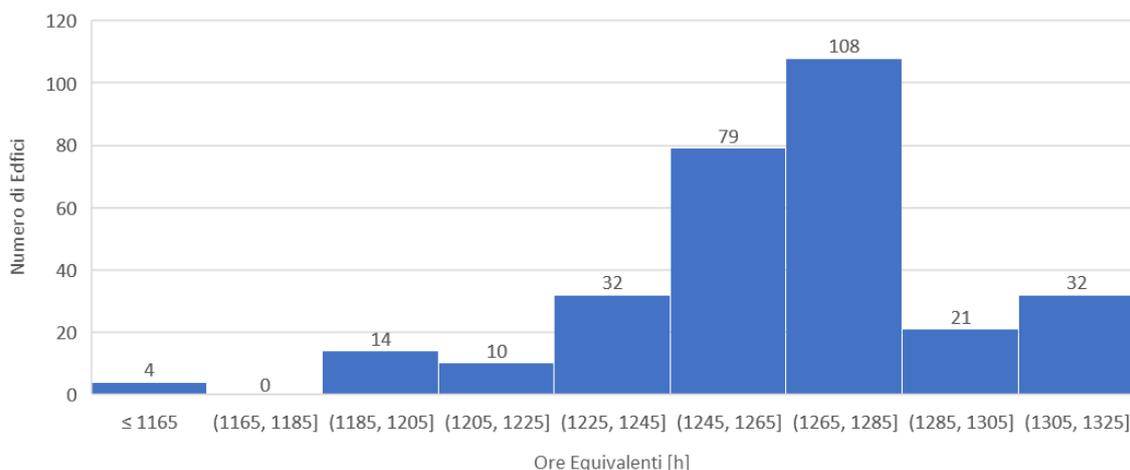


Figura 53: Distribuzione delle Ore Equivalenti per i 300 edifici identificati nel Comune di Oulx.

Classificazione dei possibili membri CER

Una volta identificate le curve di produzione FV per ognuno degli edifici presenti nel database, si può procedere a classificarli mediante il sistema di votazione decimale descritto nel Paragrafo 3.3.3. Come mostrato precedentemente, ogni edificio presenta, sulla base di diversi criteri, un punteggio che viene utilizzato per selezionare per primi gli edifici maggiormente rilevanti per la configurazione. Il criterio di selezione è applicato solamente agli edifici, visto che la differenziazione delle utenze per un medesimo edificio può essere fatta solo in funzione del loro consumo annuo poiché dati più dettagliati sono ad ora assenti. Vengono riportati di seguito due estratti dalla tabella dei punteggi: il primo riferito in ordine alfabetico per indirizzo e il secondo in ordine decrescente di punteggio totale.

Indirizzo	ID CER	PUNTEGGI				
		Consumo Annuo	Numero di Utenze	Sup. Utile - FV	Produzione - FV	Tot.
Oulx, BORGATA BEAUME 12	1	0.84	0.83	0.64	9.63	5.20
Oulx, BORGATA BEAUME 17	2	1.69	1.67	0.75	9.99	5.65
Oulx, BORGATA BEAUME 26	3	0.77	0.83	0.85	9.99	5.40
Oulx, BORGATA BEAUME 4	4	1.46	0.83	1.01	9.68	5.42
Oulx, BORGATA BEAUME 46	5	1.12	0.83	3.83	9.73	5.94
Oulx, BORGATA BEAUME 75	6	0.83	0.83	1.65	9.74	5.45
Oulx, BORGATA CHATEAU 27	7	1.00	0.83	1.06	9.73	5.36
Oulx, BORGATA CLOTS 1	8	1.37	0.83	1.94	9.78	5.63
Oulx, BORGATA CLOTS 15	9	1.50	0.83	1.46	9.79	5.57
Oulx, BORGATA CONSTANS 14,14 A	10	2.13	1.67	1.14	9.79	5.71
Oulx, BORGATA CONSTANS 20	11	1.32	0.83	1.67	9.43	5.40
Oulx, BORGATA CONSTANS 23	12	1.03	0.83	2.00	9.42	5.40
Oulx, BORGATA CONSTANS 34	13	1.50	1.67	5.21	9.61	6.31
Oulx, BORGATA CONSTANS 48	14	1.20	0.83	3.49	9.73	5.89
Oulx, BORGATA CONSTANS 50	15	1.21	0.83	1.28	9.96	5.56
Oulx, BORGATA CONSTANS 52	16	2.58	1.67	6.18	9.56	6.70
Oulx, BORGATA CONSTANS 6	17	1.22	0.83	0.71	9.56	5.25
Oulx, BORGATA CONSTANS 8	18	1.19	0.83	3.09	9.56	5.72
Oulx, BORGATA ROYERES	20	8.78	7.50	8.24	9.81	9.06
Oulx, BORGATA ROYERES 1	21	1.80	0.83	5.32	9.80	6.41
Oulx, BORGATA ROYERES 1 BIS/A	22	1.92	1.67	2.47	9.54	5.82
Oulx, CORSO FREJUS 6	23	1.98	2.50	2.98	9.56	6.02
Oulx, CORSO MONTENERO 11	24	3.88	3.33	5.21	9.99	7.14
Oulx, CORSO MONTENERO 21 A	25	2.80	2.50	3.58	9.99	6.52
Oulx, CORSO MONTENERO 22 A	26	2.95	1.67	4.25	10.00	6.61
Oulx, CORSO MONTENERO 26	27	2.09	1.67	5.91	9.84	6.69
Oulx, CORSO MONTENERO 28	28	2.30	3.33	9.27	9.84	7.57
Oulx, CORSO MONTENERO 28 A	29	1.98	0.83	1.71	9.84	5.74
Oulx, CORSO MONTENERO 30	30	2.33	2.50	1.46	9.84	5.93

Figura 54: Estratto della Tabella dei punteggi degli Edifici CER per ordine alfabetico in riferimento all'indirizzo.

Indirizzo	ID CER	PUNTEGGI				
		Consumo Annuo	Numero di Utenze	Sup. Utile - FV	Produzione - FV	Tot.
Oulx, BORGATA ROYERES	20	8.78	7.50	8.24	9.81	9.06
Oulx, VIA DEL PINATEL 11 1	135	10.00	10.00	6.13	9.61	9.03
Oulx, CORSO TORINO 41	59	3.95	5.00	10.00	9.77	8.18
Oulx, VIA MONGINEVRO 86	185	6.30	5.83	6.89	9.37	7.90
Oulx, VIA DEI LAGHI 26	126	5.37	5.00	6.70	9.40	7.61
Oulx, VIA ROMA 27 A	233	8.43	8.33	2.71	9.10	7.61
Oulx, CORSO ORTIGARA 5	49	5.89	4.17	5.72	9.68	7.58
Oulx, CORSO MONTENERO 28	28	2.30	3.33	9.27	9.84	7.57
Oulx, VIA POZZALLO 7	201	3.41	3.33	7.38	9.61	7.29
Oulx, VIA XXV APRILE 17	279	7.57	5.83	0.71	9.95	7.22
Oulx, VIA DEL PINATEL 11 L	136	2.22	1.67	8.98	9.61	7.21
Oulx, CORSO TORINO 69	63	4.51	3.33	5.32	9.74	7.17
Oulx, CORSO MONTENERO 11	24	3.88	3.33	5.21	9.99	7.14
Oulx, CORSO ORTIGARA 23 A	45	5.57	5.00	5.79	8.73	7.14
Oulx, CORSO ORTIGARA 1 A	37	2.53	2.50	6.71	10.00	7.10
Oulx, CORSO ORTIGARA 16	42	2.86	2.50	6.28	10.00	7.08
Oulx, VIA CHATEAU 11	97	2.33	2.50	7.89	9.56	7.07
Oulx, VIA DES AMBROIS 44	152	3.79	2.50	5.96	9.75	7.07
Oulx, CORSO ORTIGARA 7	50	4.65	5.00	3.60	9.70	7.00
Oulx, CORSO TORINO 150 A	52	6.84	3.33	2.02	9.74	6.98
Oulx, VIALE DEGLI ALPINI 1	286	1.29	1.67	8.12	9.80	6.95
Oulx, CORSO ORTIGARA 29	46	8.30	5.00	3.48	8.18	6.95
Oulx, VIA ROMA 55	240	5.09	3.33	3.55	9.75	6.94
Oulx, VIA SAN LORENZO 17	247	2.76	3.33	5.72	9.77	6.92
Oulx, VIA GIRONDA 5	167	1.55	1.67	7.81	9.71	6.89
Oulx, VIA SAN GIUSTO 10	243	2.35	1.67	7.03	9.65	6.87
Oulx, VIA SAN GIUSTO 30	246	1.81	2.50	6.82	9.75	6.85
Oulx, VIA VITTORIO EMANUELE 49	275	2.55	2.50	6.56	9.53	6.84

Figura 55: Estratto della Tabella dei punteggi degli Edifici CER per ordine decrescente di punteggio totale.

Per poter comprendere effettivamente il valore assunto dai vari criteri per i primi edifici dell'estratto, la tabella riportata in Figura 55 viene riproposta andando a sostituire il valore dei vari parametri al posto dei punteggi.

Indirizzo	CRITERI				
	ID CER	Consumo Annuo [kWh]	Numero di Utenze	Sup. Utile - FV [m ²]	Produzione - FV [kWh/kW]
Oulx, BORGATA ROYERES	20	20412	9	81	1286
Oulx, VIA DEL PINATEL 11 1	135	23239	12	60	1260
Oulx, CORSO TORINO 41	59	9188	6	99	1281
Oulx, VIA MONGINEVRO 86	185	14630	7	68	1228
Oulx, VIA DEI LAGHI 26	126	12474	6	66	1232
Oulx, VIA ROMA 27 A	233	19591	10	27	1193
Oulx, CORSO ORTIGARA 5	49	13684	5	56	1269
Oulx, CORSO MONTENERO 28	28	5353	4	91	1290
Oulx, VIA POZZALLO 7	201	7920	4	73	1260
Oulx, VIA XXV APRILE 17	279	17599	7	7	1305
Oulx, VIA DEL PINATEL 11 L	136	5149	2	89	1260
Oulx, CORSO TORINO 69	63	10487	4	53	1276
Oulx, CORSO MONTENERO 11	24	9007	4	51	1309
Oulx, CORSO ORTIGARA 23 A	45	12946	6	57	1144
Oulx, CORSO ORTIGARA 1 A	37	5881	3	66	1311
Oulx, CORSO ORTIGARA 16	42	6642	3	62	1311
Oulx, VIA CHATEAU 11	97	5416	3	78	1253
Oulx, VIA DES AMBROIS 44	152	8796	3	59	1278
Oulx, CORSO ORTIGARA 7	50	10815	6	35	1272
Oulx, CORSO TORINO 150 A	52	15904	4	20	1277
Oulx, VIALE DEGLI ALPINI 1	286	3003	2	80	1285
Oulx, CORSO ORTIGARA 29	46	19291	6	34	1073
Oulx, VIA ROMA 55	240	11821	4	35	1279
Oulx, VIA SAN LORENZO 17	247	6418	4	56	1281
Oulx, VIA GIRONDA 5	167	3603	2	77	1273
Oulx, VIA SAN GIUSTO 10	243	5460	2	69	1265
Oulx, VIA SAN GIUSTO 30	246	4207	3	67	1279
Oulx, VIA VITTORIO EMANUELE 49	275	5929	3	65	1249

Figura 56: Valore dei criteri in riferimento all'estratto di Tabella in Figura 55.

Dalla Figura 56 si vede chiaramente che gli edifici posizionati nelle prime posizioni possiedono caratteristiche assolutamente interessanti per un membro CER, sia in termini di consumo che di producibilità. A fronte di tale classificazione, il processo di identificazione del dimensionamento ottimale della CER può essere eseguito.

Processo di ottimizzazione CER

Il seguente procedimento ha come obiettivo quello di identificare la Mappa delle Configurazioni (vedasi Figura 38) a partire dai dati ottenuti precedentemente. Per ognuna delle configurazioni possibili, in funzione della classificazione degli edifici e del dimensionamento

massimo dell'impianto FV per la CER, verrà computato il valore della *Self Consumption* e della *Self Independence* per poter conseguentemente valutare la distanza della generica configurazione al punto di ottimo ideale. La configurazione con la distanza minore dal punto ottimale ideale può essere considerata la configurazione ottimale dal punto di vista energetico. Prima di identificare la configurazione ottimale, è interessante commentare gli andamenti della SI e della SC al variare del numero di edifici e della potenza installata.

La SI, definita come il rapporto fra la quota di energia autoconsumata, in termini virtuali e reali, e l'energia prelevata dalla configurazione (vedasi l'Equazione 24). In pratica, la SI rappresenta la quota di energia che la CER è in grado di produrre per soddisfare il proprio fabbisogno. Come si può notare dalla Figura 57 e dalla Figura 58, valori elevati si riescono ad ottenere nel caso di configurazioni con pochi edifici, ma alta installazione FV. Al contrario, per configurazioni con un numero elevato di edifici, ma una scarsa installazione FV, si raggiungono valori molto bassi della SI. Inoltre, va specificato, che i valori raggiunti dalla SI durante le varie simulazioni non vanno oltre circa il 50%. Questo limite è intrinsecamente collegato allo sfasamento presente fra la produzione FV e il consumo elettrico: i prelievi fatti nelle ore notturne, non possono essere coperti dalla produzione FV a meno di installare sistemi di accumulo elettrochimici. Tale mancanza impone una naturale saturazione della SI, come evidentemente mostrato nella Figura 58. Osservando l'andamento asintotico della SI è possibile anche determinare, in funzione del numero di edifici coinvolti, la potenza FV installabile per raggiungere la saturazione, ovvero quel valore dopo il quale l'incremento marginale della SI è trascurabile a fronte dell'installazione fatta. Dal punto di vista energetico diventa subito evidente come una CER non possa essere energeticamente indipendente utilizzando sistemi di produzione FV non affiancati da sistemi di accumulo. Al fine di coprire i carichi notturni, o in caso di assenza di radiazione solare, sistemi alternativi di generazione dovrebbero essere presi in considerazione. In relazione al territorio comunale, e le installazioni presenti secondo Atlaimpianti, una possibile soluzione potrebbe essere quella di includere impianti idroelettrici di piccola taglia.

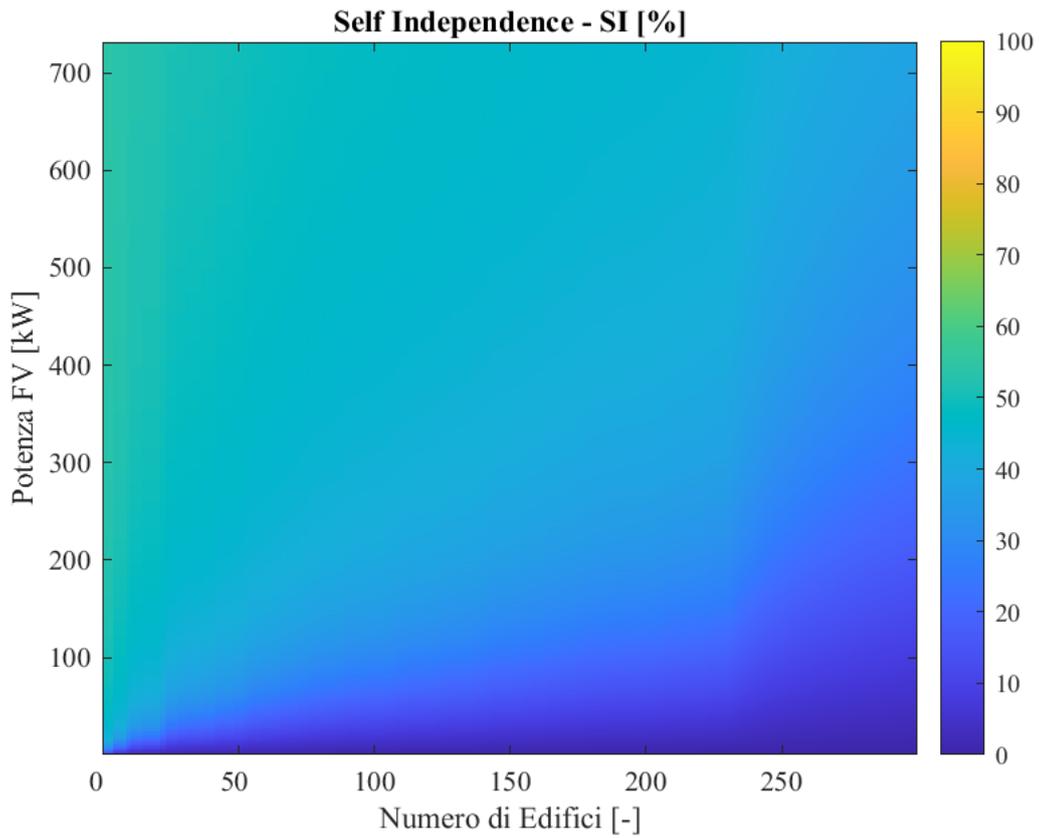


Figura 57: Andamento della SI in funzione della Potenza FV installata e del Numero di Edifici.

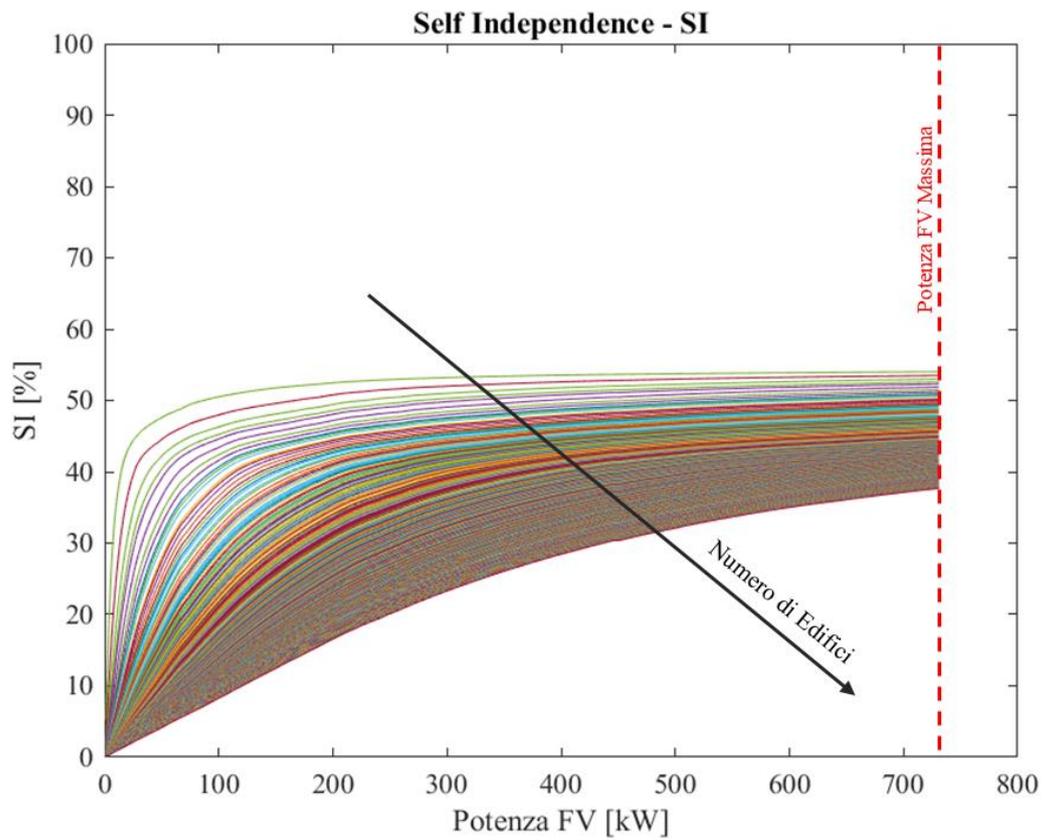


Figura 58: Andamento della SI in funzione della Potenza FV installata, curve parametrizzate per il Numero di Edifici.

In termini di SC, definita come il rapporto fra la quota di energia autoconsumata, in termini virtuali e reali, e l'energia prodotta dalla totalità degli impianti FV presenti nella configurazione (vedasi l'Equazione 25), possiamo notare, dalla Figura 59 e dalla Figura 60, un andamento quasi diametralmente opposto. È possibile ottenere valori alti della SC in una configurazione con pochi edifici e bassa potenza FV installata; tuttavia, il suo valore tende a decrescere rapidamente all'aumentare della potenza installata. Inoltre, nel suo caso è possibile raggiungere valori unitari (i.e., la produzione FV è tutta autoconsumata) come mostrato in Figura 60. Il valore della SC è importante non solo in termini energetici per massimizzare la resa della configurazione, ma anche in termini di bilanciamento della rete. Un elevato valore di SC significa che solo una parte esigua della produzione FV non viene autoconsumata e immessa sottoforma di eccedenza alla rete di distribuzione. L'obiettivo è quello di minimizzare il più possibile la quota di eccedenze immesse al di fuori della configurazione, cercando di ridurre l'impatto negativo che tale immissione potrebbe avere sui parametri della rete.

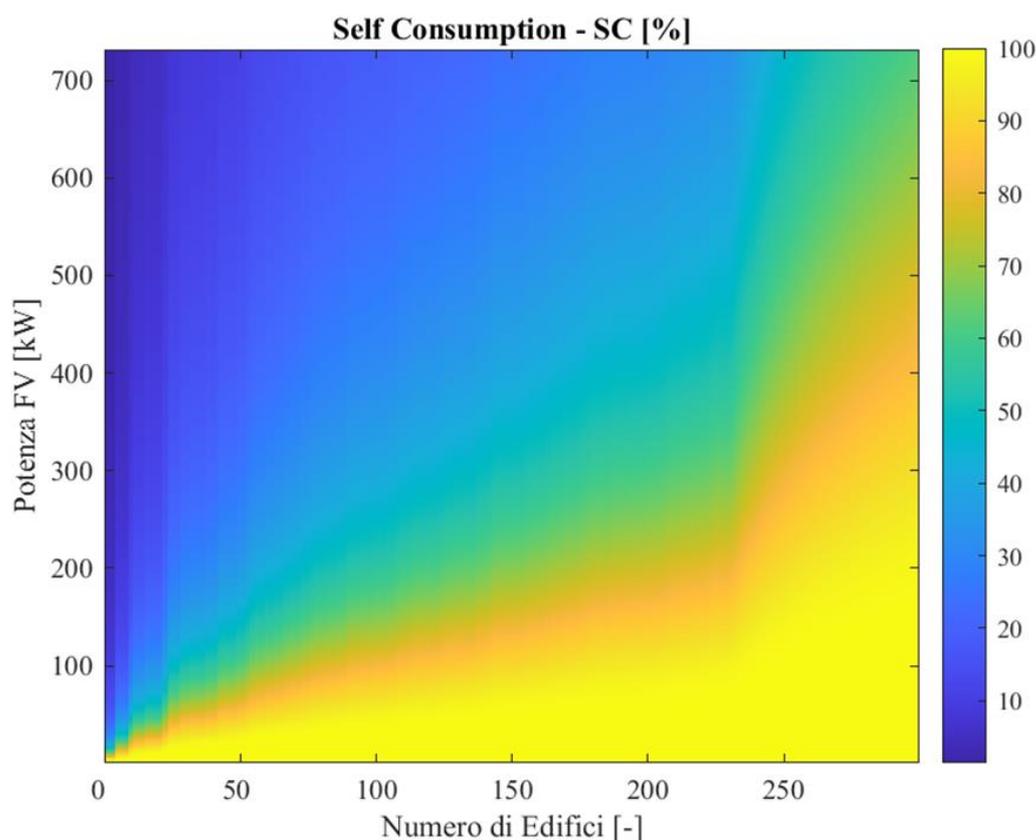


Figura 59: Andamento della SC in funzione della Potenza FV installata e del Numero di Edifici.

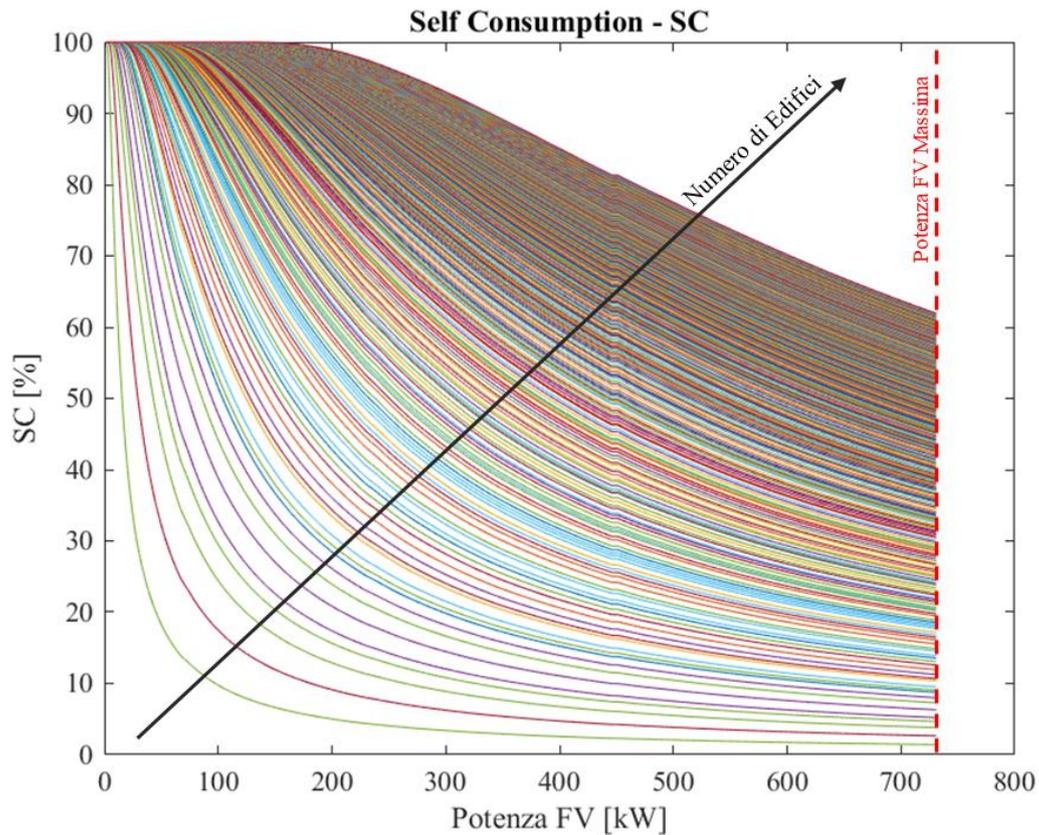


Figura 60: Andamento della SC in funzione della Potenza FV installata, curve parametrizzate per il Numero di Edifici.

Combinando le informazioni precedenti è possibile identificare la distanza relativa dal punto di ottimo ideale per ognuna delle configurazioni identificate. In questo caso l'obiettivo è la ricerca della configurazione avente la distanza minima dal punto di ottimo ideale. Dalla Figura 62 è possibile vedere che per ogni curva, relativa a un numero diversi di edifici afferenti alla configurazione, esiste un solo valore minimo della distanza, e che questo si sposti verso potenze più elevate all'aumentare del numero di edifici. Invece, dalla Figura 61 si può notare come i punti a minor distanza dall'ottimo ideale siano prevalentemente localizzati per un numero elevato di edifici e di potenza installata.

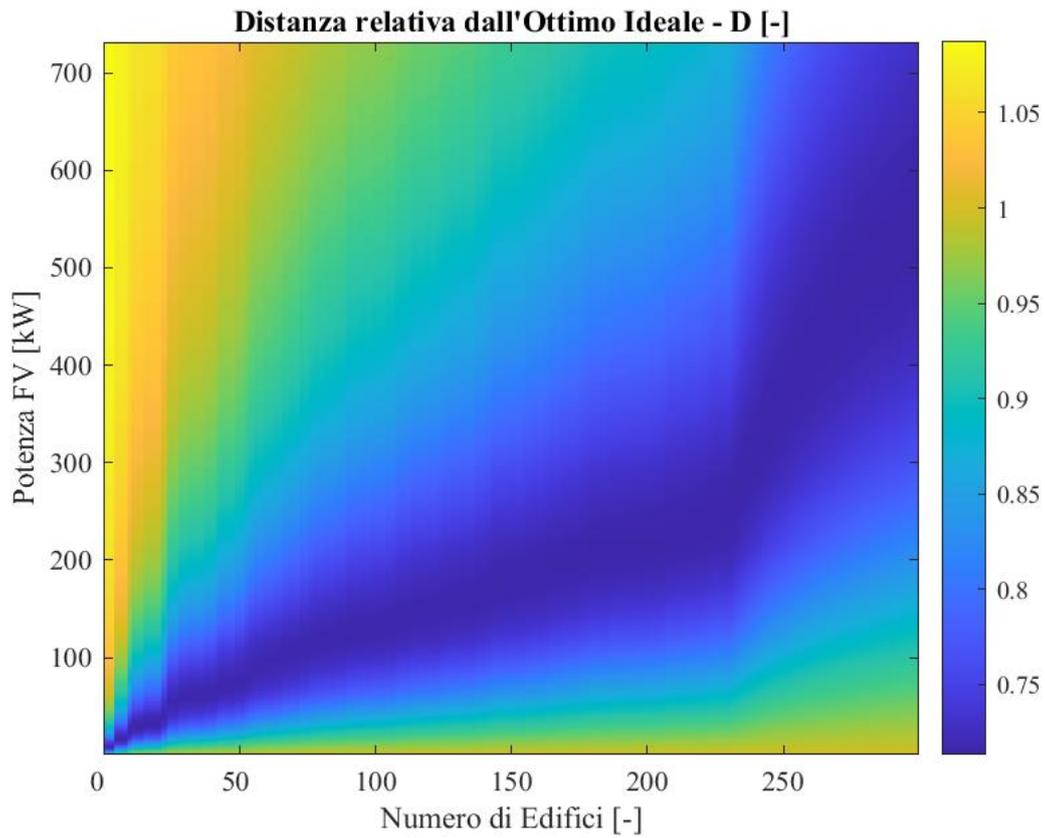


Figura 61: Andamento della Distanza relativa dall'ottimo ideale in funzione della Potenza FV installata e del Numero di Edifici

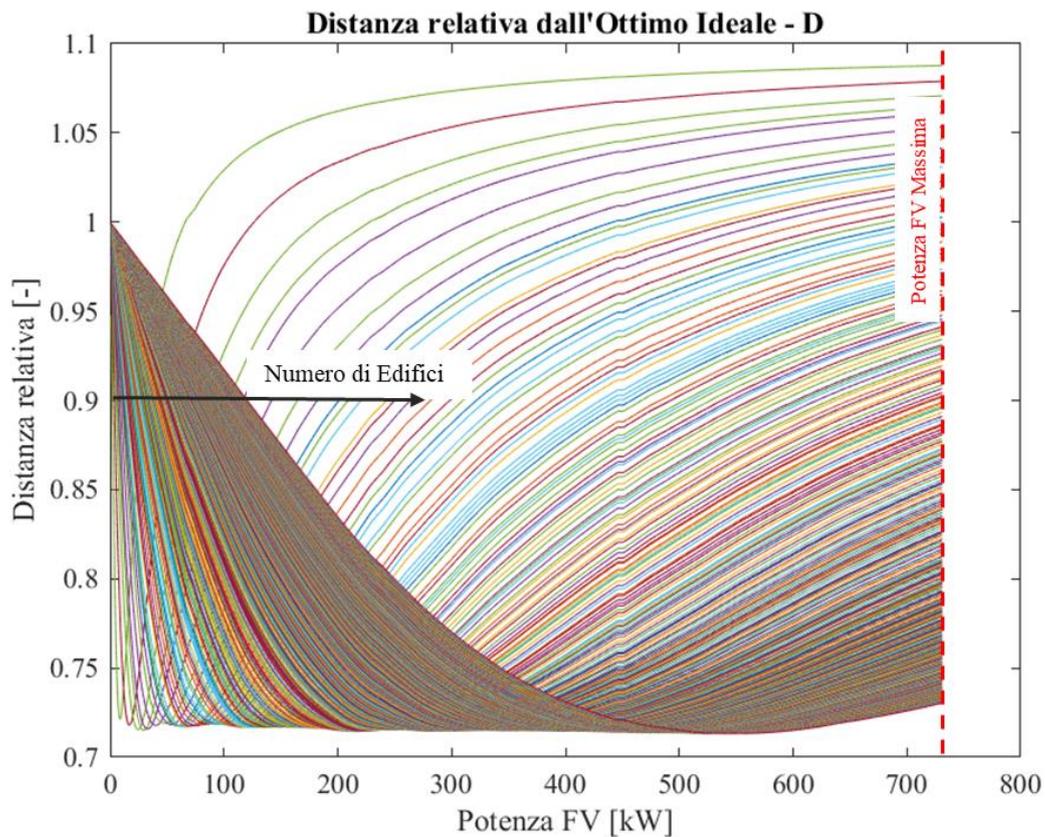


Figura 62: Andamento della Distanza relativa dall'ottimo ideale in funzione della Potenza FV, curve parametrizzate per il Numero di Edifici.

4.3. Risultati dell'ottimizzazione CER

4.3.1. Dimensioni ottimali e parametri energetici della CER

Attraverso questo criterio di identificazione dell'ottimo, la migliore configurazione, in termini energetici, per il Comune di Oulx in ottica CER è definibile. Le principali caratteristiche sono riportate nella Tabella 15.

Tabella 15: Principali caratteristiche della CER ottimale per il Comune di Oulx.

Potenza FV installata [kW]	522
Numero di Edifici coinvolti	274 su 300
Numero di UtENZE coinvolte	557 su 583
Self Independence – SI [%]	34%
Self Consumption – SC [%]	74%

Possiamo vedere dalla Tabella riportata che la potenza FV da installare rappresenta più del doppio di quella attualmente installata: 522 kW da installare a fronte dei 192 kW attuali. Questa potenza è ripartita in 52 impianti distribuiti sul territorio secondo la Figura 63.

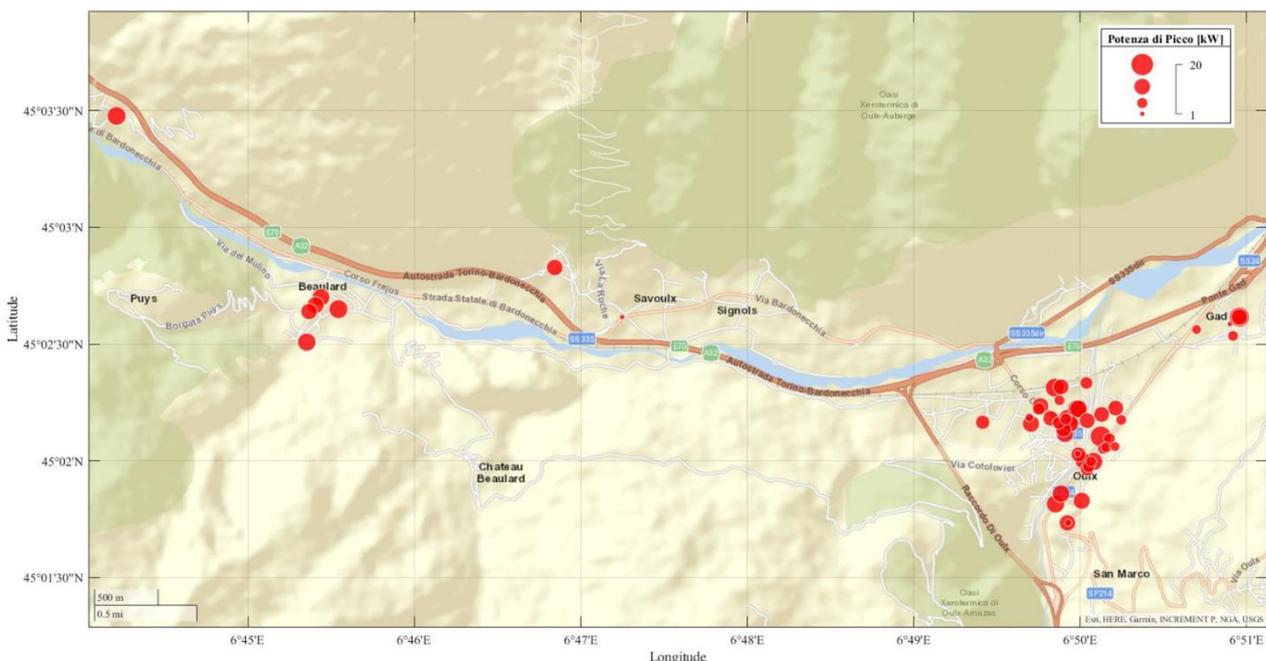


Figura 63: Distribuzione dei nuovi impianti FV per l'ottimo dimensionamento CER.

Una descrizione puntuale dei vari impianti è, invece, riportata nella Tabella 16. Le potenze installate rispecchiano il limite di superficie utile identificata, con l'unico vincolo di avere potenze installate inferiori ai 20 kW. In totale si prevede di più che raddoppiare l'attuale installazione FV presente sul comune. Tale valore risulta più alto degli obiettivi previsti per l'Italia al 2030 secondo il PNIEC nel settore elettrico, il quale prevede al 2030 un incremento della capacità da impianti solari di c.a. 32 GW a fronte degli attuali 20 GW installati. Tuttavia, considerando un orizzonte temporale più ampio al 2050, la capacità da installare si presenta in linea con gli auspicabili obiettivi nazionali. Considerando la produzione FV annua, la stima ottenuta dalla simulazione consiste nell'aumentare la produzione di c.a. 650 MWh annui a fronte di una produzione attuale di c.a. 200 MWh annui da FV [46].

Tabella 16: Nuovi impianti FV da installare per l'ottimo dimensionamento CER.

Indirizzo	ID CER	Potenza Installata [kW]	Ore Equivalenti [kWh/kW]	Indirizzo	ID CER	Potenza Installata [kW]	Ore Equivalenti [kWh/kW]
Oulx, VIA DEL PINATEL 11 1	135	12	1260	Oulx, VIA DEI LAGHI 41 F	128	3	1244
Oulx, BORGATA ROYERES	20	16	1286	Oulx, VIA SAN GIUSTO 10	243	14	1265
Oulx, VIA ROMA 27 A	233	5	1193	Oulx, VIA POZZALLO 9 A	202	14	1260
Oulx, VIA MONGINEVRO 86	185	14	1228	Oulx, VIA CHATEAU 11	97	16	1253
Oulx, CORSO TORINO 41	59	20	1281	Oulx, VIA SAN LORENZO 17	247	11	1281
Oulx, CORSO ORTIGARA 29	46	7	1073	Oulx, VIA DES MOINES 10	157	4	1289
Oulx, VIA XXV APRILE 17	279	1	1305	Oulx, BORGATA CONSTANS 52	16	12	1253
Oulx, VIA DEI LAGHI 26	126	13	1232	Oulx, VIA ROMA 15	228	5	1236
Oulx, CORSO ORTIGARA 5	49	11	1269	Oulx, VIA GIRONDA 5	167	15	1273
Oulx, CORSO MONTENERO 28	28	18	1290	Oulx, VIA SAN GIUSTO 30	246	13	1279
Oulx, VIA POZZALLO 7	201	15	1260	Oulx, VIA SAN LORENZO 8	256	7	1280
Oulx, CORSO TORINO 150 A	52	4	1277	Oulx, VIA PAPA GIOVANNI XXIII 14	189	9	1238
Oulx, VIA DEL PINATEL 11	136	18	1260	Oulx, PIAZZA EUROPA 4	71	11	1278
Oulx, CORSO TORINO 69	63	11	1276	Oulx, VIALE DEGLI ALPINI 1	286	16	1285
Oulx, VIA ROMA 25	232	5	1266	Oulx, VIA PIETRO VERCELLINO 26	195	1	1306
Oulx, VIA RICCARDO GHIOTTI 35	217	5	1275	Oulx, CORSO MONTENERO 26	27	12	1290
Oulx, VIA DES AMBROIS 44	152	12	1278	Oulx, VICOLO SAN GIUSTO 16	300	5	1276
Oulx, CORSO MONTENERO 11	24	10	1309	Oulx, VIA DES AMBROIS 35	151	2	1265
Oulx, CORSO ORTIGARA 16	42	12	1311	Oulx, CORSO MONTENERO 43	34	6	1309
Oulx, VIA ROMA 55	240	7	1279	Oulx, PIAZZA ADELMO MASINO 5 6 / 7 / 8	69	15	1279
Oulx, VIA VITTORIO EMANUELE 49	275	13	1249	Oulx, VIA ROMA 35	236	15	1195
Oulx, CORSO ORTIGARA 23 A	45	11	1144	Oulx, CORSO TORINO 59	60	5	1285
Oulx, CORSO ORTIGARA 7	50	7	1272	Oulx, VIA ROMA 65	242	8	1276
Oulx, VIA PUY 2	204	12	1254	Oulx, VIA COTOLOVIER 19 20	108	12	1309
Oulx, CORSO ORTIGARA 1 A	37	13	1311	Oulx, VIA ROMA 13	227	6	1283
Oulx, VIA CAZZETTES 7	93	11	1239	Oulx, CORSO MONTENERO 6	36	2	1311

In termini di utenze da coinvolgere all'interno della CER, otteniamo che c.a. 7.7% delle utenze elettriche censite su Oulx mediante SIATEL siano da includere all'interno della configurazione, ovvero 557 utenze ripartite su 274 edifici. Il confronto fra gli edifici iniziali possibili e quelli

effettivamente inseriti nella configurazione è riportato nella Figura 64. Considerando la totalità delle utenze da coinvolgere si ottiene un consumo annuo di c.a. 1210 MWh (escluse parti comuni, includendole 1440 MWh), che ripartito mediamente per ogni singola utenza corrisponde a c.a. 2170 kWh/anno di consumo.



Figura 64: Confronto territoriale fra i Possibili Membri CER e quelli effettivi ottenuti dal dimensionamento.

Considerando tale dimensionamento, è interessante verificare l'andamento orario delle curve di Immissione, Autoconsumo Virtuale e Carico Aggregato, per comprendere se il dimensionamento è stato corretto o meno. Un corretto dimensionamento è ottenuto nel momento in cui l'energia immessa dagli impianti FV è tutta autoconsumata virtualmente dalla configurazione (i.e., annullamento delle eccedenze). Tuttavia, è necessario anche osservare la curva di consumo: questa deve ritrovarsi in un intorno il più ristretto possibile rispetto alla curva di immissione. Alcuni esempi grafici sono riportati per quattro giorni tipo, due estivi e due invernali. Come si nota dalla Figura 65, il caso invernale favorisce il totale autoconsumo, essendoci una domanda di energia più alta affiancata

da una minore produzione FV. Di contro, nel caso estivo, specialmente nei giorni infrasettimanali, il grado di autoconsumo cala drasticamente a fronte di consumi inferiori e di una produzione maggiore.

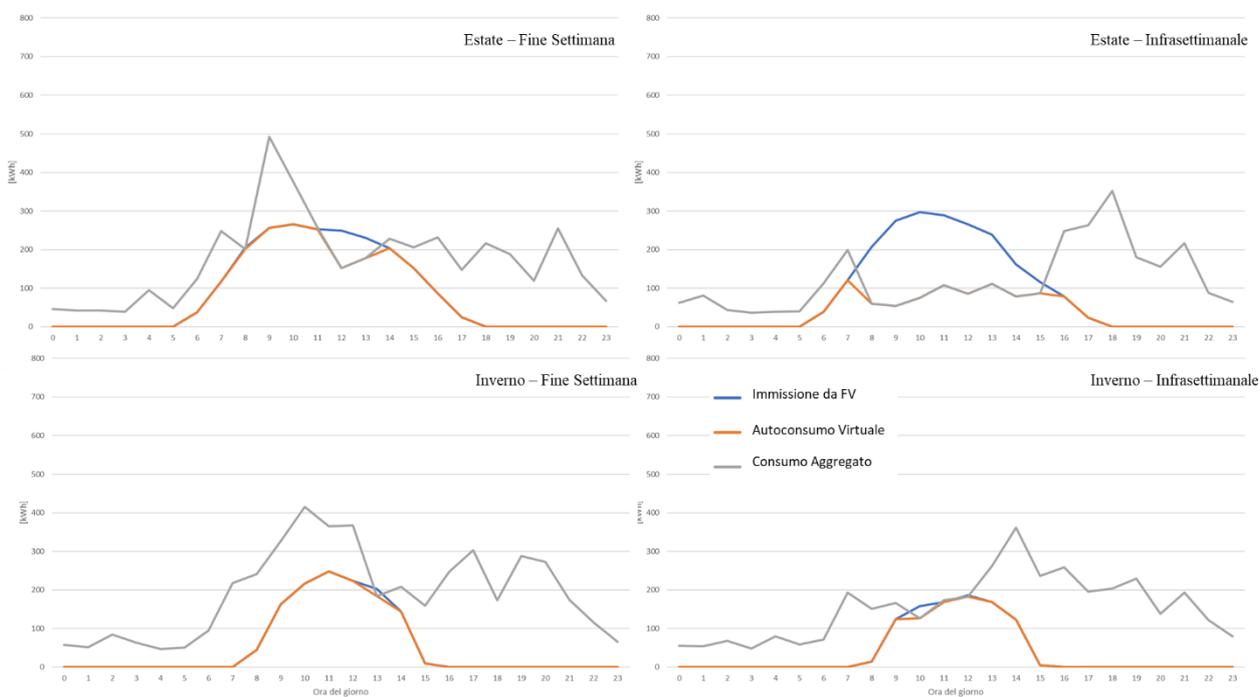


Figura 65: Confronto fra Immissione, Consumo e Autoconsumo Virtuale per 4 giorni caratteristici.

Tramite il dimensionamento simulato, si riescono ad ottenere buoni risultati in termini di autoconsumo: il 74% dell'energia prodotta dagli impianti FV è autoconsumata, e tale autoconsumo provvede a soddisfare il 34% dei consumi della CER. Al fine di incrementare tali percentuali, un possibile scenario di implementazione futura potrebbe essere quello di installare un sistema di accumulo centralizzato per la CER, in grado di immagazzinare l'eccesso di produzione FV nei momenti in cui questa sia maggiore del carico aggregato. Facendo riferimento al caso Estivo – Infrasettimanale, l'utilizzo di un accumulo elettrochimico significherebbe utilizzare le eccedenze, rendendole disponibili in archi temporali in cui la produzione FV non è presente, ad esempio per coprire i carichi serali e notturni (vedasi Figura 66). Come più volte detto inoltre, la riduzione della quota delle eccedenze immesse in rete è favorevole al non creare instabilità. Con tale dimensionamento il valore annuale delle eccedenze immesse in rete è pari a c.a. 146 MWh. Ciò vuol

dire che il 22% dell'energia prodotta dagli impianti non è direttamente o virtualmente consumata dalla CER, ma è distribuita altrove.

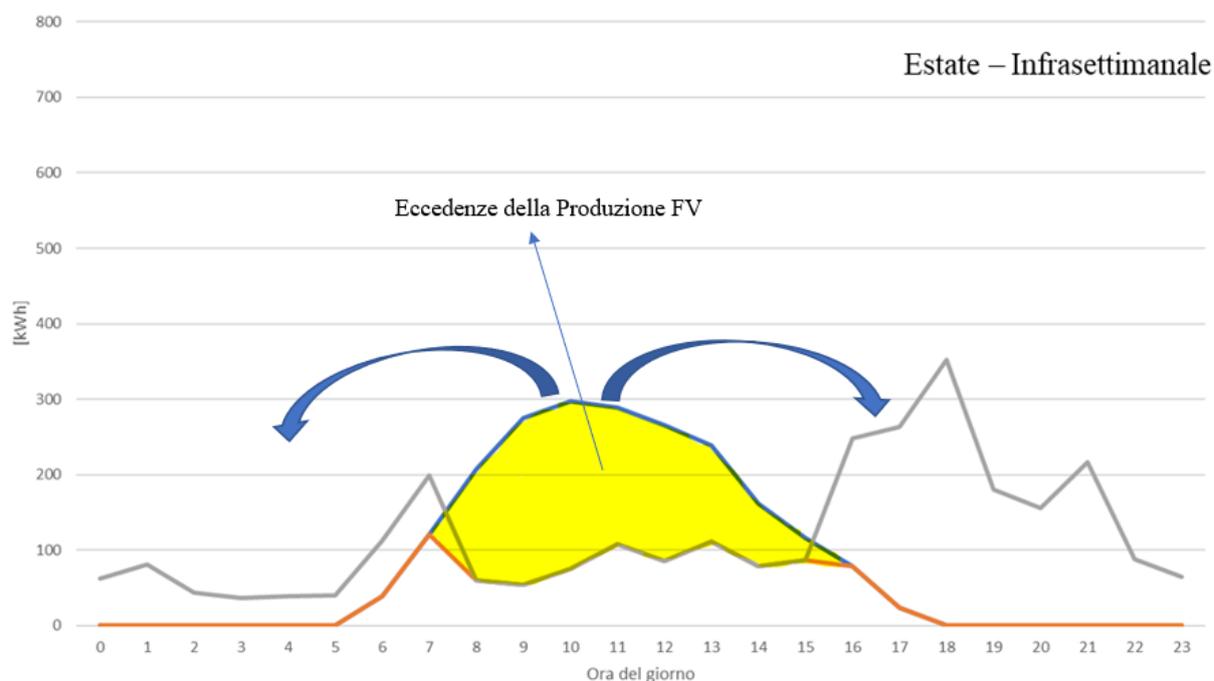


Figura 66: Valorizzazione delle eccedenze della produzione FV.

Infine, considerando la presenza della configurazione CER, secondo quanto definito nel Paragrafo 3.1.3, è possibile calcolare il risparmio di CO₂ ottenuto. I risultati delle simulazioni sono riportati in Tabella 17 e vediamo chiaramente una diminuzione delle emissioni mediante l'introduzione della CER. L'immissione di CO₂ in atmosfera viene ridotta del 24.5% nel caso della CER rispetto al caso standard di solo prelievo dalla rete. L'incidenza non è elevata a causa della quota dei consumi effettivamente coperti dalla propria produzione. Come detto in precedenza, quest'ultima quota si attesta al 34%; ciò vuol dire che solo tale frazione dei consumi elettrici viene quantificata in termini di emissioni secondo il fattore di emissione da FV. Il valore pro-capite viene valutato per poter confrontare configurazioni aventi un numero di utenti differente (e.g., simulazioni di SSP).

Tabella 17: Emissioni di CO₂ per i consumi elettrici in funzione della configurazione di consumo.

	No - CER	CER
Emissioni di CO ₂ Totale [tonCO ₂ /anno]	372	281
Emissioni di CO ₂ pro-capite [tonCO ₂ /utente/anno]	0.67	0.50
Emissioni di CO ₂ specifiche sui consumi [tonCO ₂ /MWh/anno]	0.258	0.195

4.3.2. Risultati economici della CER

La seguente analisi è stata effettuata considerando il flusso di cassa attualizzato dell'intera configurazione CER. Aspetti riguardanti la suddivisione dei ricavi fra i diversi utenti non vengono affrontati. Dalla Figura 67 è possibile vedere che l'investimento per la costituzione di una CER, avente le caratteristiche evidenziate precedentemente, ha un effettivo ritorno economico. Il ritorno dell'investimento è previsto in c.a. 15 anni (considerando un tasso d'interesse del 5% annuo), con un investimento iniziale di 1,111,200 €. Considerando un investimento pro-capite sul numero delle utenze, questo si attesta a 1,995 €/utenza a fronte di un'installazione FV pro-capite di 0.94 kW/utenza. In pratica, grazie ai fattori di scala e alla condivisione dell'investimento è possibile ottenere valori in linea con quelli di ipotetici singoli investimenti per il FV. Al termine della simulazione, ovvero dopo 25 anni (i.e., durata della vita utile degli impianti FV), il flusso di cassa attualizzato netto è pari a circa 241,000 € presentando un attivo del 21% dell'investimento iniziale.

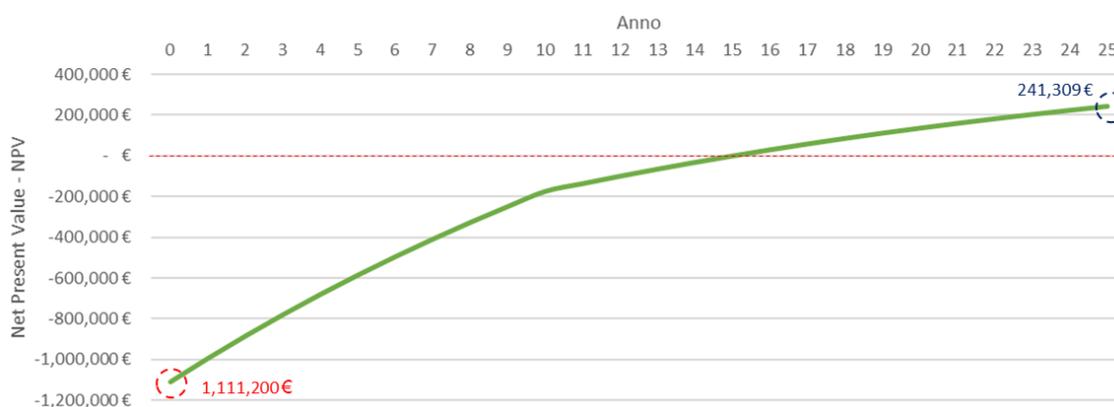


Figura 67: Flusso di cassa attualizzato per la configurazione CER.

I ricavi della configurazione CER si differenziano sostanzialmente in tre voci di tipo energetiche e una di tipo fiscale. Le tre voci energetiche sono:

- ricavi derivanti dall'autoconsumo virtuale: legato alla tariffa premio definita su base oraria e alla restituzione degli oneri relativi;
- ricavi derivanti dal ritiro dedicato (valorizzazione immissione);
- ricavi derivanti dall'autoconsumo reale: correlati ai soli consumi delle parti comuni per l'installazione di sistemi FV condominiali.

Su scala annuale, la loro somma è di c.a. 93,000 € e sono ripartiti secondo la Figura 68. Si nota dalla figura che la quota maggioritaria è legata all'Autoconsumo virtuale (50% dei ricavi annuali), seguita da quella del Ritiro dedicato (36%) e infine quella dell'Autoconsumo reale (14%). Va specificato che il Ritiro dedicato prevede tassazione in quanto configura come attività commerciale di vendita dell'energia. Il livello di tassazione differisce in funzione delle caratteristiche tributarie dell'utenza.

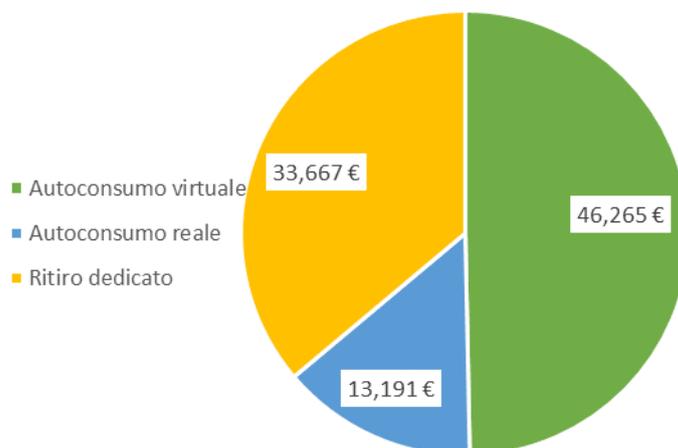


Figura 68: Ripartizione dei ricavi annuali delle quote energetiche.

La voce fiscale è legata alla detrazione usufruibile per gli impianti FV (come descritta al Paragrafo 3.3.5) anche se l'investimento complessivo supera il massimale di spesa. Tale scelta è stata adoperata in quanto gli impianti vengono considerati come installati singolarmente, portando a investimenti singoli che non superano il tetto di spesa previsto, dando la possibilità di accedere alla detrazione in dieci anni. Qualora tale detrazione non fosse presente, il ritorno economico della configurazione non

è assicurato; infatti, con detrazione nulla il flusso di cassa netto attualizzato al 25° anno è negativo e corrispondente ad un debito di c.a. 187,000 €. Al fine del confronto successivo con lo SSP è necessario definire un valore specifico per i Ricavi. In particolare, si può riferire il valore dei ricavi annuali (i.e., 93,000 €) al numero delle utenze o alla potenza FV installata. Secondo la prima si ottiene un ricavo di 167 €/utenza/anno, mentre nel secondo caso si ottiene 178 €/kW/anno. Considerando i valori dei ricavi specifici annui, è facilmente intuibile che l’inserimento di un soggetto esterno alla configurazione per fini commerciali è sfavorevole, a meno di non identificare altre possibili voci di ricavo che permettano di integrare la quota ceduta per l’ottenimento dei possibili servizi proposti.

Le voci di costo ricorrenti sono differenziate in costi di O&M degli impianti e nei costi di gestione amministrativi della CER. I primi sono definiti in funzione dei kW installati (i.e., 50 €/kW) e considerando la potenza totalmente installata sono pari a 26,100 €/anno, mentre i secondi sono tenuti fissi a 1,500 €/anno. Vista l’incertezza su quest’ultimo valore, un’analisi di sensitività è stata effettuata in relazione al tempo di ritorno dell’investimento e al flusso di cassa netto al 25° anno della configurazione. I risultati sono riportati nella Figura 69, ed è evidente l’andamento di tipo lineare delle due grandezze in funzione dei costi di gestione. All’aumentare di quest’ultimi la profittabilità dell’investimento cala, anche se sono richiesti valori molto alti per ottenere un investimento non proficuo sui venticinque anni.

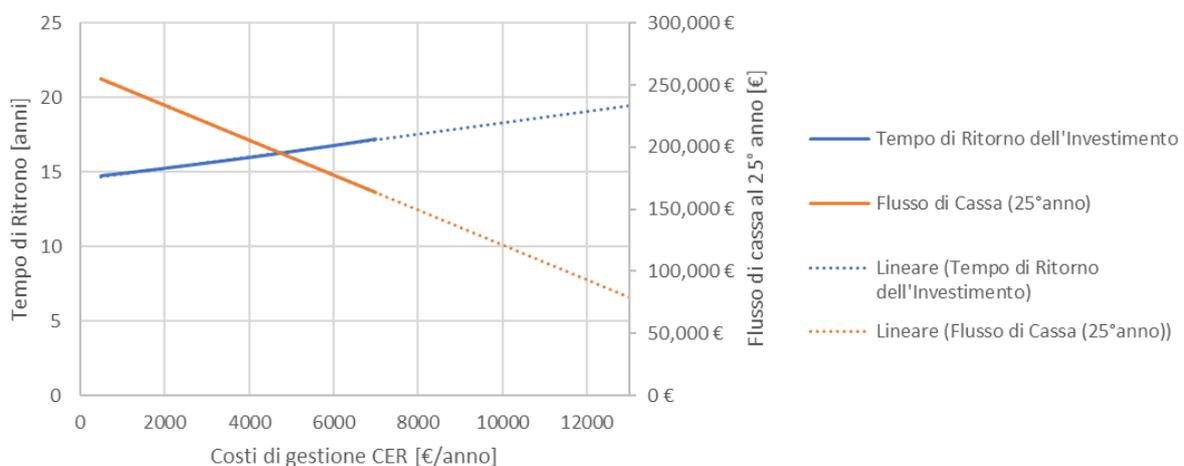


Figura 69: Analisi di sensitività sui costi di gestione annuali della CER.

4.4. Simulazioni di SSP e confronto con la CER

Una volta definiti i risultati per l'ottimizzazione della CER, si può procedere a presentare i risultati ottenuti per le simulazioni di configurazione in SSP. Come detto in precedenza, una volta identificati gli edifici che prevedono installazione FV, questi stessi verranno utilizzati per delle simulazioni di SSP. I criteri seguiti di dimensionamento dello SSP per le singole utenze sono due: il primo, chiamato *SSP – CER*, prevede di ripartire la potenza installata su un determinato edificio nella simulazione CER in funzione dei consumi annuali delle utenze presenti al suo interno; il secondo, chiamato *SSP – Classico*, prevede il dimensionamento della potenza per ognuna delle singole utenze in funzione del proprio consumo e delle ore equivalenti di un ipotetico impianto installato presso il loro edificio, e l'allocazione di tale quota di FV fino alla saturazione della superficie disponibile.

Le due simulazioni di SSP, ottenute mediante due criteri di dimensionamento differenti, sono formate in realtà da un aggregato di simulazioni, ognuna della quali fatta per una specifica utenza. Questo deriva dalla definizione di SSP che non permette l'aggregazione di più utenze all'interno di una singola configurazione. Tuttavia, un primo livello di confronto fra i diversi scenari proposti è presentato in forma aggregata. Ciò vuol dire che le simulazioni di SSP verranno considerate, in questa prima analisi comparativa, in termini aggregati. Questo primo livello di approccio permette di considerare le configurazioni nelle loro macro-caratteristiche (e.g., potenza FV totalmente installata, eccedenze prodotte, ricavi anni aggregati, ...), permettendo di confrontare le ricadute che avrebbero sulla comunità di Oulx. Successivamente, una disaggregazione dei dati in funzione della singola utenza verrà fatta, in tal modo sarà possibile confrontare quale fra i diversi scenari converrebbe ad un'utenza media.

4.4.1. Confronto aggregato per i diversi scenari

Partendo dalla Tabella 18 è possibile apprezzare i risultati delle configurazioni aggregate per i tre diversi scenari di installazione FV. La prima sostanziale differenza che si può notare è nella quota di

potenza FV dimensionata e installata. La differenza fra le due sta nel tempo di ritorno dell'investimento: impianti FV dimensionati che presentano un rientro economico maggiore di venticinque anni vengono scartati e, dunque, non installati. A seguito di questa distinzione, possiamo notare che la potenza FV dimensionata e installata è più alta nel caso CER rispetto allo SSP. Nel caso di dimensionamento in SSP – Classico, la perdita fra installata e dimensionata è marginale, mentre è rilevante la quota persa nel caso di dimensionamento SSP – CER. Questo dimostra che il criterio di dimensionamento classico sia effettivamente utile nella progettazione di tali configurazioni. Inoltre, a fronte della differente quota di potenza installata e della differente definizione normativa, si può notare come anche il numero delle utenze coinvolte sia drasticamente diverso nei tre scenari. Grazie alla possibilità di condividere l'energia con utenze non attive, nel caso della CER è possibile includere un maggior numero di utenze a fronte della medesima disponibilità di superficie per il FV. Ciò significa che si ha la possibilità di installare una quota di FV maggiore a parità di disponibilità di superficie per un dato contesto territoriale. Infatti, per tutti gli scenari gli edifici disponibili per l'installazione FV sono i medesimi, dunque anche la disponibilità di superficie sui tetti è la stessa, ma grazie alla condivisione virtuale dell'energia è possibile sfruttarne e ottenere un rientro economico per una quota maggiore. Va anche considerato che in un'ottica comunitaria, in cui si considerano anche i benefici sociali derivanti dalle configurazioni, avere un maggior numero di utenze permette di ottenere maggiori risultati anche in termini di cooperazione territoriale. Ovviamente, variando il numero di utenze e la potenza FV installata si avrà una variazione nei consumi totali della configurazione e nella produzione di energia. Ciò che è interessante notare, invece, è la quota di potenza pro-capite installata a seconda dello scenario selezionato. Nei due casi di SSP tale potenza è nell'intorno del 1.6 kW/utenza, mentre nel caso della CER la potenza installata per utenza è di circa 0.9 kW/utenza. Questo risultato deriva sempre alla possibilità di condividere virtualmente l'energia: avendo a disposizione utenze limitrofe che possono usufruire dell'eccedenza generata da un impianto FV, si ha conseguentemente la possibilità di installare una quota inferiore di potenza per ottenere un rientro economico, poiché si riesce a valorizzare ad un prezzo maggiore, rispetto allo SSP, l'energia

non usata direttamente. Tale valorizzazione delle eccedenze non ha solo un riscontro economico, ma anche pratico in termini di minori sbilanciamenti della rete. Si può apprezzare questo ragionamento osservando il valore dell'eccedenza annuale, prodotta per kW installato di FV, nei diversi scenari: la CER presenta un valore dell'eccedenze annuali per kW installato minore rispetto ai casi di SSP, che sono allineati fra di loro secondo tale valore. Tuttavia, a fronte della minore installazione FV pro-capite, si ottiene una riduzione delle emissioni minore nel caso CER rispetto a quelli di SSP. In questo caso, considerando che la riduzione percentuale è relativamente vicina per i tre scenari, andrebbe considerato come favorito lo scenario che produce delle eccedenze relative minori annuali, quindi il caso della CER.

In termini economici, la differenza in potenza installata si ripercuote sul costo iniziale dell'investimento. Come si può notare sempre dalla Tabella 18, il caso CER prevede un costo iniziale che supera il milione di euro, mentre in entrambi i casi di SSP siamo al disotto di meno della metà. Però, considerando una divisione egualitaria dell'investimento sul numero delle utenze coinvolte, si può notare che il costo pro-capite è molto inferiore nel caso della CER. Anche in questo caso, la possibilità di usufruire di utenze non-attive permette di ottenere un risultato migliore. Infatti, andando ad aggiungere utenze passive, non solo si incrementa la quota di autoconsumo virtuale, ma si divide il rischio e il costo iniziale dell'investimento su un numero maggiore di utenze. Si tiene a precisare che tale ragionamento prevede di considerare in maniera aggregata le configurazioni di SSP, verrà mostrato successivamente come variano tali fattori considerando i casi specifici delle singole utenze. Avere un maggior numero di utenze, però, non corrisponde sempre ad un vantaggio. Osservando il valore dei ricavi pro-capite annui e il valore del flusso di cassa alla fine della simulazione, possiamo notare come il caso CER sia sfavorito rispetto allo SSP, anche se in termini assoluti produce più ricavi annui degli altri due scenari. Questo poiché tali ricavi vengono redistribuiti su un numero maggiori di utenza, abbassando il rendimento economico finale pro-capite. In termini, invece, di ricavi annui in funzione del kW installato la CER presenta un valore più alto dello SSP. Dunque, a parità di kW

installati la configurazione CER, che consente di ottenere un utilizzo più razionale della potenza installata, è in grado di ottenere un ricavo annuo maggiore rispetto allo SSP. Tuttavia, a fronte della diversa logica presente nel caso della CER, più prettamente comunitaria, si potrebbe considerare un fattore di riduzione sul prezzo del FV a fronte di grandi installazioni. In pratica, considerando l'installazione contemporanea di un numero elevato di impianti, si potrebbe ottenere un effetto di scala che porterebbe ad una riduzione dei costi di installazione iniziali. Considerando tale criterio è possibile incrementare i ricavi al termine della simulazione per le utenze coinvolte. Affinché si ottenga un valore per la CER pari al maggiore fra i due valori in SSP (i.e., 600 €/utenza) è necessario ottenere una riduzione dei costi iniziali di installazione di c.a. il 14%. Tale percentuale non è lontana dagli effettivi fattori di scala che si riescono ad ottenere per installazioni di grosse dimensioni rispetto alle singole residenziali. Inoltre, anche il tempo di ritorno semplice dell'investimento migliora, secondo questo criterio, per il caso CER arrivando a c.a. 12 anni.

Secondo tale confronto aggregato, lo scenario che risulta migliore, fra quelli presentati, risulta quello della CER; tuttavia, bisogna considerare che all'interno dello SSP è presente, in realtà, un insieme di utenze, ognuna con delle peculiari caratteristiche energetiche ed economiche. Per poter comprendere come ognuna di esse si posiziona all'interno dei tre scenari, è necessario effettuare una disaggregazione sul singolo per analizzare i diversi risultati ottenuti. Tale è lo scopo del paragrafo successivo.

Tabella 18: Risultati dei diversi scenari di simulazione presentati in forma aggregata.

Parametro	CER	SSP - Classico	SSP - CER
Potenza FV dimensionata [kW]	522	277	513
Potenza FV installata [kW]	522	276	197
Quota della Potenza FV economicamente utile [%]	100.0%	99.6%	38.4%
Numero di Edifici totale identificati per Oulx	300	300	300
Numero di Edifici coinvolti	274	52	52
Numero di Edifici con installazione FV	52	52	30
Numero di Utenze totali identificate per Oulx	583	583	583
Numero di Utenze coinvolte	557	169	126
Potenza FV pro-capite [kW/utenza]	0.9	1.6	1.6
Produzione FV annua [MWh/anno]	653	348	247
Consumi totali [MWh/anno]	1212	377	307
Ecceденze calcolate su base oraria [MWh/anno]	146	103	69
Ecceденze per unità di Potenza FV installata [kWh/kW/anno]	279	370	350
Riduzione percentuale delle emissioni [%]	24.5%	29.9%	27.8%
Fattore di emissione di CO ₂ per unità di consumo [tonCO ₂ /MWh]	0.195	0.181	0.186
Investimento iniziale [€]	1,111,200	486,706	347,047
Investimento pro-capite [€/utenza]	1,995	2,880	2,754
Flusso di cassa totale al 25° anno [€]	241,309	99,675	75,628
Flusso di cassa pro-capite al 25° anno [€/utenza]	433	590	600
Ricavi annuali prodotti [€/anno]	93,124	42,068	30,330
Ricavi annui pro-capite [€/utenza]	167	249	241
Ricavi per unità di potenza installata [€/kW]	178	152	154

4.4.2. Confronto sulle singole utenze per i diversi scenari

Le analisi che seguiranno saranno definite in funzione delle singole utenze presenti nelle configurazioni, per evidenziare come lo SSP presenti un'ampia serie di risultati in termini economici ed energetici differenti per le diverse utenze. Seppure tale distinzione sulla singola utenza nel caso dello SSP assuma un senso concreto, nel caso della CER, seppur tale distinzione fra le utenze è presente nella pratica, non vi è una sostanziale distinzione nei risultati. Perciò, verrà considerata una sola utenza caratteristica che prevede la ripartizione egualitaria dei costi e dei ricavi dell'intera configurazione. In ultimo, per poter rendere facilmente intuibili i risultati, le analisi verranno proposte in funzione del tempo di ritorno semplice dell'investimento, che rappresenta un parametro chiave nell'ottica decisionale delle singole utenze.

Partendo proprio dal tempo di ritorno per le singole utenze, possiamo notare dalla Figura 70, come questi siano distribuiti fra i due casi di dimensionamento di SSP in relazione al caso CER di

riferimento. Si può notare dalla figura come il criterio di dimensionamento SSP – CER sia assolutamente inadatto ad ottenere un buon rientro economico su un ampio numero di utenze, mentre il criterio di dimensionamento classico si dimostra funzionale a tale scopo, presentando un solo caso non conveniente su tutta la serie.

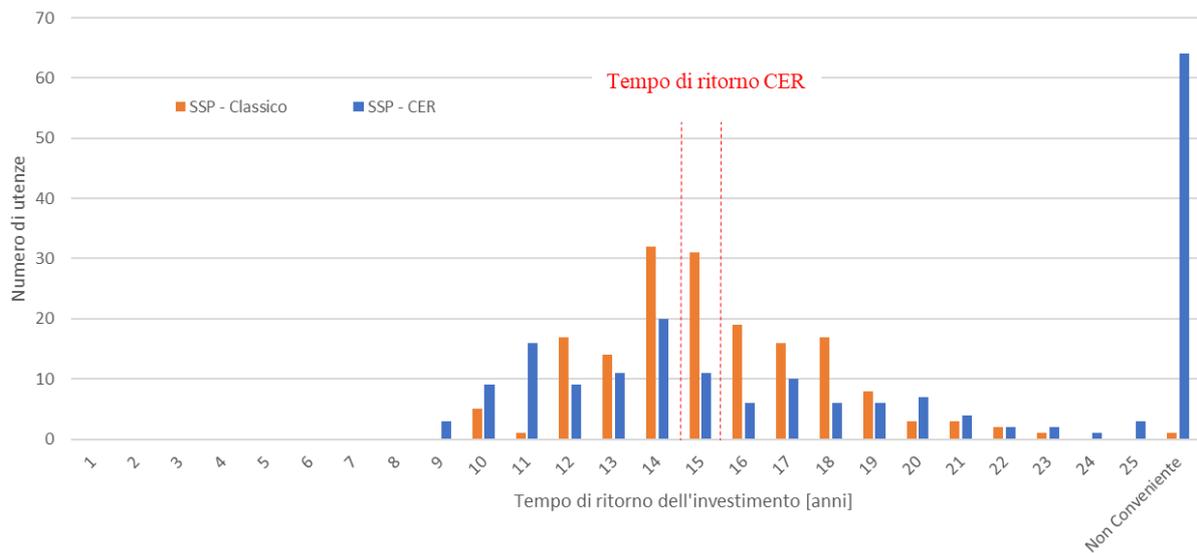


Figura 70: Distribuzione dei tempi di ritorno dell'investimento per i due criteri di dimensionamento dello SSP e del caso CER.

Dalle serie, sulle quali si basa la figura precedente, è possibile ottenere nel dettaglio il numero delle utenze in SSP che presentano un tempo di ritorno dell'investimento maggiore o minore del caso CER, e confrontare i valori di produzione e consumo associati. Questi risultati sono riportati in Tabella 19, dove si può riscontrare un andamento differente per i due casi di dimensionamento di SSP. Nel caso dello SSP – Classico, il numero di utenze che presentano un tempo di ritorno minore o maggiore del caso CER sono praticamente in proporzione uguale. Al contrario, nel caso di SSP – CER il numero delle utenze che presentano un tempo di ritorno dell'investimento minore rispetto alla CER è più alto. Un altro dato interessante si può intendere osservando i consumi; si nota come i consumi delle utenze aventi un tempo di ritorno minore della CER sia più alto nel caso di SSP – CER rispetto a quello di SSP – Classico, seppur il numero delle utenze per quest'ultimo sia maggiore. Questo è legato al fatto che nel caso di dimensionamento SSP – CER sono favorite, in termini economici, le utenze che presentano elevati consumi e che possono assecondare il sovradimensionamento del loro impianto associato ottenuto secondo il criterio anomalo di dimensionamento. In termini di potenza e

produzione FV, possiamo constatare come in entrambi i casi le quote maggioritarie ricadano in un tempo di ritorno dell'investimento maggiore del caso CER. Tale dato è coerente con il valore dei ricavi annui per unità di potenza installata per i diversi scenari, calcolato al paragrafo precedente.

Tabella 19: Confronto fra i diversi scenari di SSP in relazione al caso CER (PBT: "Pay Back Time", Tempo di Ritorno in italiano).

Parametro	SSP - CER	SSP - Classico	CER
UtENZE con $PBT(SSP) \leq PBT(CER)$	72	83	-
UtENZE con $PBT(CER) < PBT(SSP) \leq 25$	54	86	-
UtENZE totali aventi un ritorno economico	126	169	557
Frazione di consumo delle utENZE con $PBT(SSP) \leq PBT(CER)$	62%	48%	-
Frazione di consumo delle utENZE con $PBT(CER) < PBT(SSP) \leq 25$	38%	52%	-
Consumi totali [MWh/anno]	307	377	1212
Frazione di Potenza FV installata avente $PBT(SSP) \leq PBT(CER)$	45%	39%	-
Frazione di Potenza FV installata avente $PBT(CER) < PBT(SSP) \leq 25$	55%	61%	-
Totale della Potenza FV installata [kW]	197	276	522
Frazione della produzione FV con $PBT(SSP) \leq PBT(CER)$	45%	39%	-
Frazione della produzione FV con $PBT(CER) < PBT(SSP) \leq 25$	55%	61%	-
Produzione FV totale [MWh/anno]	247	348	653

Gli andamenti precedentemente descritti possono essere apprezzati confrontando le distribuzioni, relative ad ogni singola utenza simulata, di diversi parametri caratteristici per i diversi scenari presentati (vedasi Figura 71). Sostanzialmente si nota che gli utenti che presentano dei tempi di ritorno maggiori del caso CER sono anche gli utenti che presentano una quota di eccedenze maggiore, e dunque un sovradimensionamento dell'impianto FV. Inoltre, possiamo constatare come il valore delle eccedenze raggiunto nel caso di SSP – CER sia molto più ampiamente distribuito, e con valori massimi più alti, rispetto al caso dello SSP – Classico, che presenta la più alta densità di valori nell'intorno dei 200 – 400 kWh/kW.

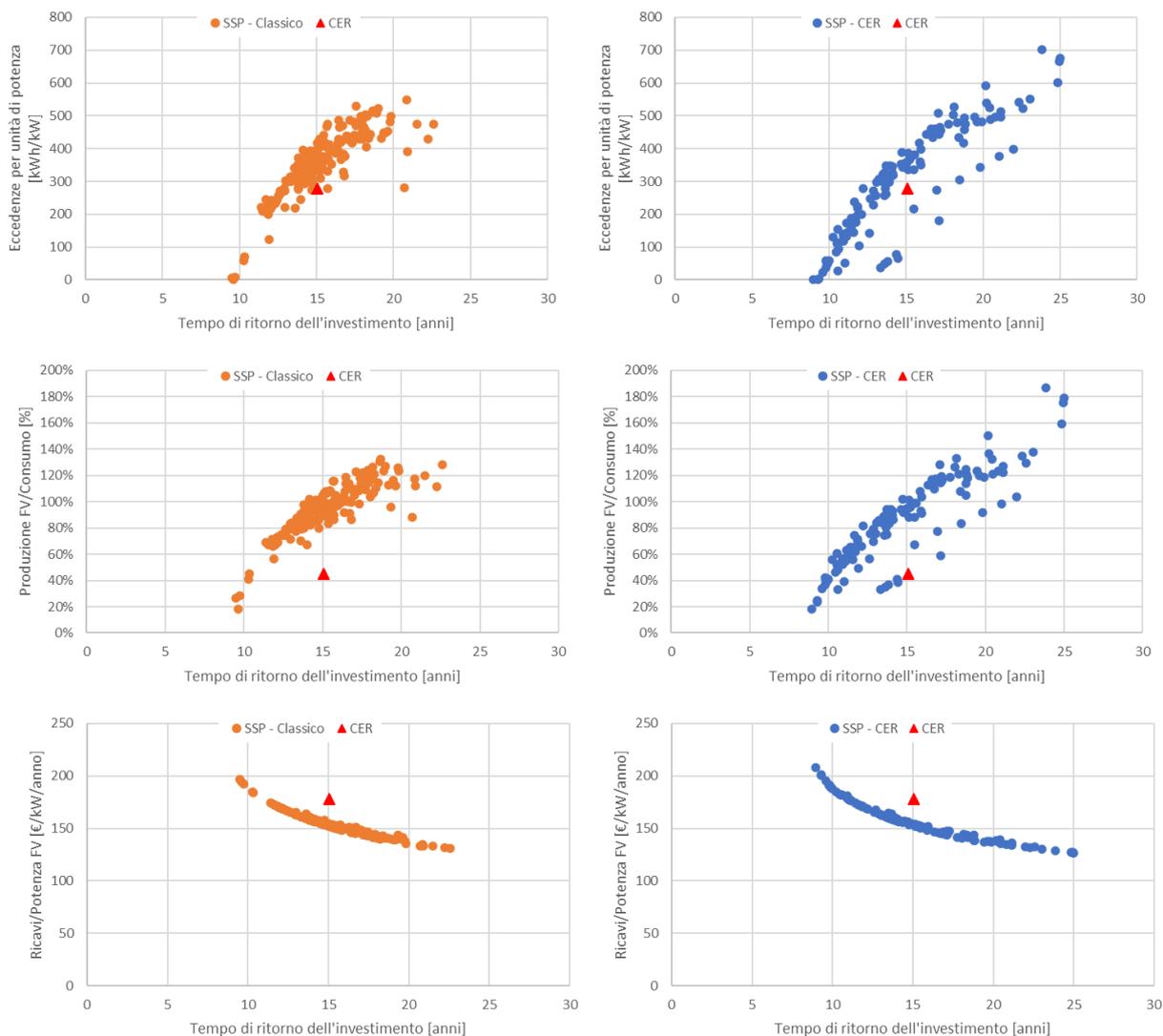


Figura 71: Distribuzioni caratteristiche in funzione del tempo di ritorno dell'investimento per i tre scenari.

Dalle analisi presentate è evidente come nessuno dei tre scenari sia indubbiamente migliore per la singola generica utenza. La predominanza di uno scenario rispetto ad un altro non è di immediata definizione ed è funzione delle caratteristiche specifiche della singola utenza. Tuttavia, all'interno dei risultati precedentemente descritti e presentati manca un fattore chiave per la CER: la riduzione dei costi in funzione di installazioni di grosse dimensioni.

Come detto, le precedenti analisi non tengono conto di un concetto già espresso nel Paragrafo 4.4.1, ovvero che una configurazione CER potrebbe usufruire di una riduzione del costo di installazione iniziale, a fronte di un effetto di scala ottenuto per le grandi installazioni. È stato inoltre

mostrato come è possibile raggiungere lo stesso guadagno pro-capite, al termine della simulazione, rispetto allo SSP, configurando un fattore di riduzione del prezzo iniziale di c.a. il 14%. L'andamento del tempo di ritorno dell'investimento e dei guadagni pro-capite al termine della simulazione, in funzione del fattore di riduzione dei costi iniziali, è riportato in Figura 72. Dalla figura si nota come sia possibile non solo aumentare i ricavi finali, ma anche ridurre il tempo di ritorno dell'investimento. Per un fattore di riduzione di c.a. 14% (i.e., 13.6%) si ottiene una riduzione del tempo di ritorno di c.a. 3 anni, passando da 15 nello scenario senza riduzione a 12 nello scenario con riduzione, e un aumento dei ricavi pro-capite da c.a. 430 €/utenza a 600 €/utenza nel caso CER. Per un totale complessivo che passa da c.a. 241,000 € a c.a. 334,000 €. Per verificare se vi è un netto miglioramento in termini di singola utenza nel caso di questa riduzione del costo iniziale, un nuovo scenario chiamato CER14% viene utilizzato per ottenere le stesse valutazioni fatte precedentemente.

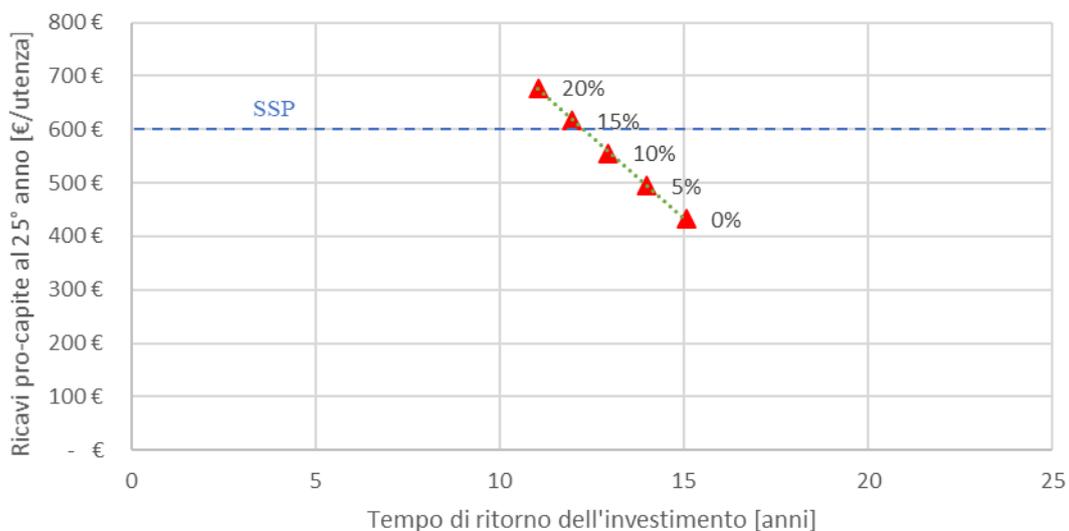


Figura 72: Andamento del tempo di ritorno e dei ricavi pro-capite finali, in funzione del fattore di riduzione dei costi iniziali, per il caso CER in confronto al livello pro-capite dello SSP.

Osservando nuovamente la distribuzione dei tempi di ritorno dell'investimento, ma aggiungendo il caso CER14%, si può notare dalla Figura 73 come vi sia un netto miglioramento rispetto alla casistica precedente in relazione allo SSP.

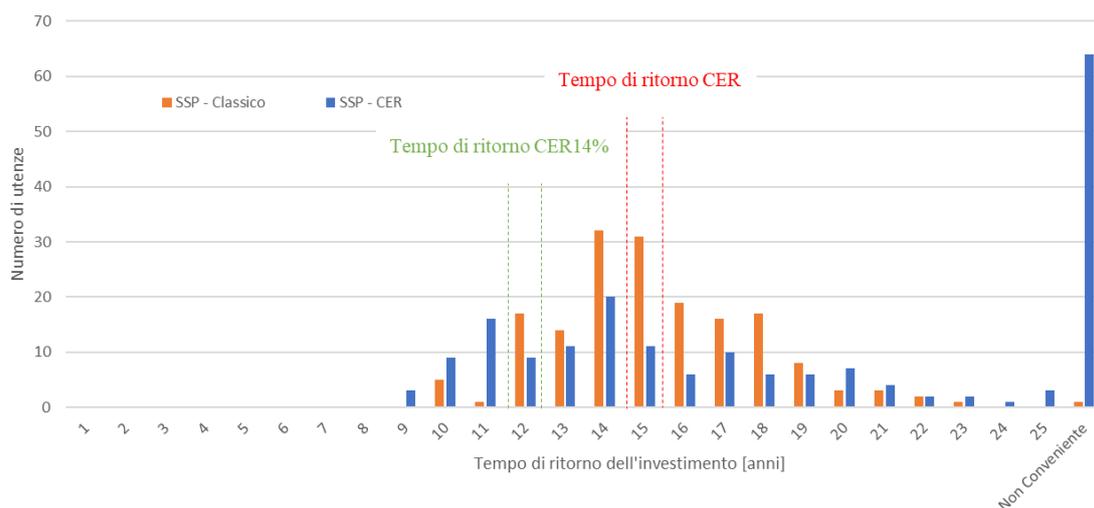


Figura 73: Distribuzione dei tempi di ritorno dell'investimento per i due criteri di dimensionamento dello SSP e dei casi CER.

Considerando, invece, i risultati puntuali per le singole utenze si può far riferimento alla Tabella 20. Dalla tabella emerge che il numero di utenze che ottengono un tempo di ritorno dell'investimento inferiore al caso CER14% in SSP si riduce per entrambi i criteri di dimensionamento. Conseguentemente, anche la potenza FV installata che presenta un rientro inferiore si riduce, raggiungendo valori molto bassi per entrambi i criteri. Per lo SSP – Classico si passa dal 39% (nel confronto CER) al 5% (nel confronto CER14%), mentre lo SSP – CER passa dal 45% al 18%.

Tabella 20: Confronto fra i diversi scenari di SSP in relazione al caso CER14% (PBT: "Pay Back Time", Tempo di Ritorno in italiano).

Parametro	SSP - CER	SSP - Classico	CER(14%)
Utenze con $PBT(SSP) \leq PBT(CER14\%)$	35	15	-
Utenze con $PBT(CER14\%) < PBT(SSP) \leq 25$	91	154	-
Utenze totali aventi un ritorno economico	126	169	557
Frazione di consumo delle utenze con $PBT(SSP) \leq PBT(CER14\%)$	33%	11%	-
Frazione di consumo delle utenze con $PBT(CER14\%) < PBT(SSP) \leq 25$	67%	89%	-
Consumi totali [MWh/anno]	307	377	1212
Frazione di Potenza FV installata avente $PBT(SSP) \leq PBT(CER14\%)$	18%	5%	-
Frazione di Potenza FV installata avente $PBT(CER14\%) < PBT(SSP) \leq 25$	82%	95%	-
Totale della Potenza FV installata [kW]	197	276	522
Frazione della produzione FV con $PBT(SSP) \leq PBT(CER14\%)$	18%	5%	-
Frazione della produzione FV con $PBT(CER14\%) < PBT(SSP) \leq 25$	82%	95%	-
Produzione FV totale [MWh/anno]	247	348	653

Per completezza, si riportano i grafici precedentemente mostrati nella Figura 71 introducendo il caso CER14%, per mostrare come la riduzione del costo d'investimento iniziale influenzi tali grandezze. Dalla Figura 74 è evidente come la riduzione dei costi d'investimento iniziale influenzi solo il tempo di ritorno dell'investimento. Infatti, la configurazione a seconda di tale variazione non viene modificata in termini di ottimizzazione e di utilizzo delle risorse disponibili, essendo queste basate esclusivamente su criteri di tipo energetici.

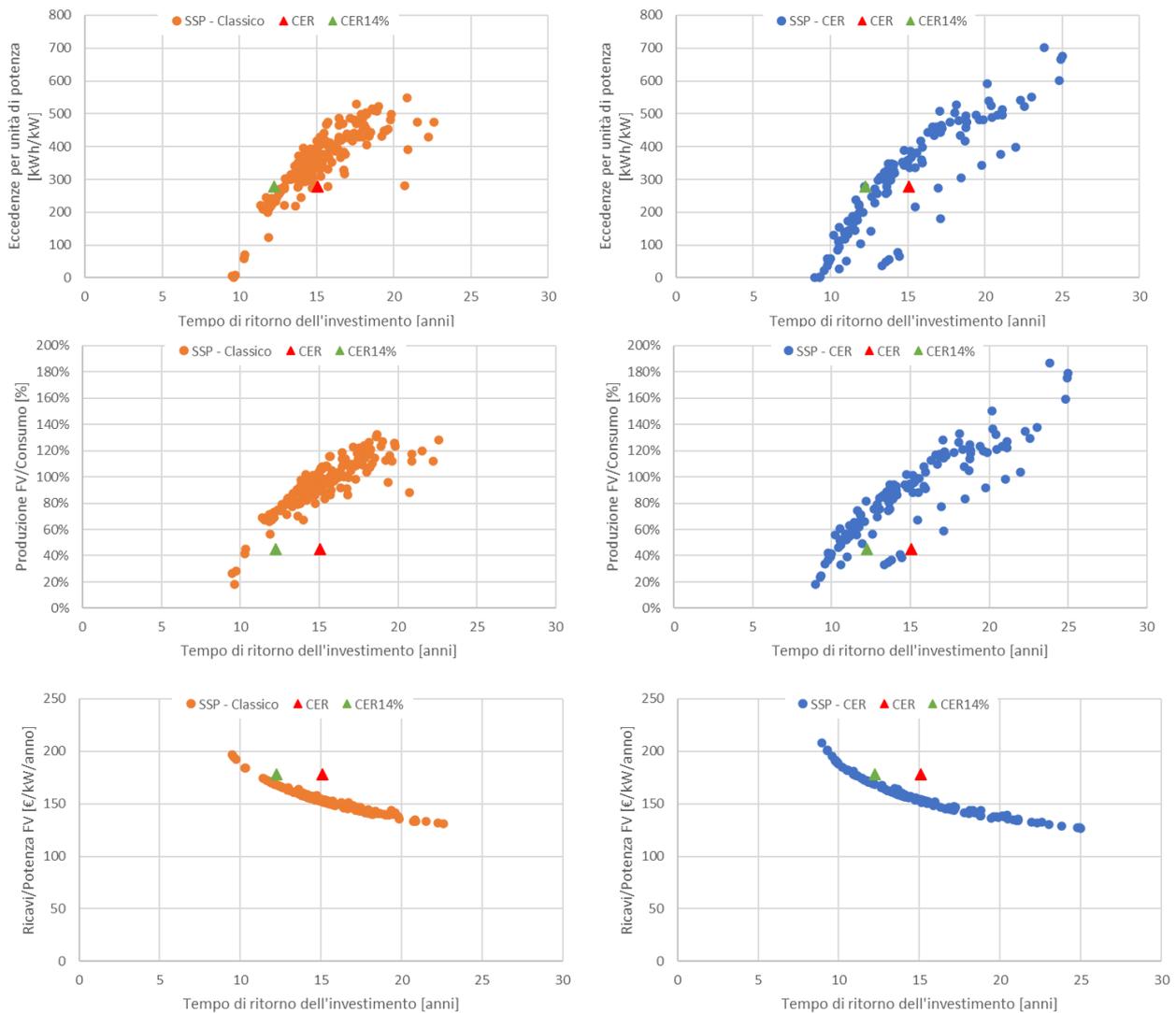


Figura 74: Distribuzioni caratteristiche in funzione del tempo di ritorno dell'investimento per i quattro scenari.

Considerando i risultati presentati introducendo il caso CER14%, si riesce, in questo caso, a identificare uno scenario quasi univocamente migliore per la generica utenza. Infatti, andando a

introdurre semplicemente un criterio di riduzione dei costi in funzione di un'economia di scala, il numero delle utenze che potrebbero trarre vantaggio dal partecipare a una configurazione CER, rispetto ad una di SSP, migliora drasticamente. Dunque, secondo tali affermazioni, dal punto di vista economico (aggregato e per singola utenza), la formazione di una CER, al posto dell'installazione di singole configurazioni di SSP, risulterebbe essere più vantaggiosa per il Comune di Oulx. Tale configurazione riuscirebbe a garantire un'ottima penetrazione FV (con un uso ottimale dell'energia prodotta in termini di riduzione percentuale dell'eccedenze), con una conseguente inclusione di un alto numero di utenze (concetto chiave nella creazione di rapporti e benefici comunitari a scala territoriale).

5. Conclusioni

Considerando, in conclusione, gli obiettivi del lavoro di Tesi svolto, è stato possibile definire una metodologia atta a dimensionare in maniera ottimale una configurazione di Comunità dell'Energia Rinnovabile a scala territoriale, che proponga non solo soluzioni per ovviare ai diversi problemi legati all'assenza di dati, ma anche di ottenere dei criteri di confronto riferiti alle diverse possibilità normative ad oggi ancora disponibili nel contesto italiano. Infatti, seppur a livello normativo vi sia un quadro regolatorio ben articolato che identifichi i vincoli, le necessità e gli obiettivi di queste nuove configurazioni, molte sfide restano irrisolte in relazione ai criteri di reperimento dei dati e di dimensionamento effettivo delle configurazioni.

Attraverso l'uso combinato di diverse banche dati, è stato possibile riempire l'assenza delle informazioni utili a definire le caratteristiche energetiche basilari delle possibili utenze coinvolte all'interno delle configurazioni da dimensionare. Grazie all'utilizzo di soluzioni non convenzionali di reperimento dei dati, come ad esempio l'utilizzo dei dati SIATEL, la definizione puntuale delle proprietà delle singole utenze è stata possibile. Tuttavia, il solo reperimento di questi dati in ingresso non è sufficiente per poter identificare univocamente una possibile configurazione ottimale. Pertanto, una serie di algoritmi di classificazione e di ottimizzazione è stata elaborata, con lo scopo di creare una metodologia riproducibile, e sensata, di dimensionamento e confronto.

Sulla base della metodologia proposta, il caso reale del Comune di Oulx è stato investigato, andando a confrontare due differenti macro-scenari di installazione fotovoltaica. Il primo prettamente declinato in un'ottica comunitaria, il secondo relativo ad un'ottica di singola utenza. Dalle analisi effettuate, si è dimostrato come il criterio comunitario riesca a fornire maggiori benefici energetici, ambientali ed economici al territorio sul quale viene applicato.

5.1. Risultati ottenuti

A seguito dell'utilizzo della metodologia di ottimizzazione e simulazione, sono stati individuati quattro scenari di sviluppo FV per il comune di Oulx:

- CER: partendo da un database composto da 583 utenze e 300 edifici, un dimensionamento ottimale di un'ipotetica CER è stato proposto. Nel complesso il dimensionamento prevede l'attivazione di 557 utenze (ripartite su 274 edifici) con l'installazione di 522 kW di FV. In termini energetici è possibile, attraverso tale configurazione, raggiungere un livello di *Self Independence* e di *Self Consumption* rispettivamente pari al 34% e al 74%. La configurazione prevede un tempo di ritorno dell'investimento di c.a. 15 con un flusso di cassa attualizzato al 25° anno (termine della simulazione) pari a c.a. 241,000 €, che ripartiti sul totale delle utenze coinvolte ammonta a un ricavo pro-capite di c.a. 430 €/utenza.
- SSP – CER: utilizzando i risultati ottenuti dal dimensionamento ottimale della CER, si provvede a realizzare a realizzare uno scenario totalmente basato sullo SSP. In questo particolare scenario, la potenza FV ottimale del caso CER viene ripartita fra le varie utenze che attivano lo SSP mediante un criterio di ripartizione basato sui consumi annui. In totale la potenza FV dimensionata si attesta a 513 kW, ma di questi la quota installata (i.e., la quota che presenta un rientro economico inferiore almeno ai venticinque anni) è pari a 197 kW. Il numero di utenze coinvolte risulta minore rispetto al caso CER, ed è pari a 126 su 583 utenze identificati a Oulx. In termini globali, la configurazione ottiene un flusso di cassa al 25° anno pari a 75,600 €, ovvero 600 €/utenza. Tuttavia, essendo tale scenario composto da differenti sotto-scenari (i.e., uno diverso e specifico per ogni utenza) l'andamento puntuale dei parametri energetici e dei ricavi è caratteristico per ognuno di essi.
- SSP – Classico: simile allo scenario precedente, ma differente nel criterio di dimensionamento. In questo caso, la potenza FV dimensionata per la singola utenza viene calcolata come rapporto fra il suo consumo annuo e le Ore Equivalenti che un ipotetico

impianto installato presso l'utenza avrebbe. Dallo scenario si ottengono una potenza FV dimensionata di 277 kW e installata di 276 kW e un numero di utenze coinvolte pari a 169 su 583. Il flusso di cassa totale al 25° anno della simulazione è pari a c.a. 99,670 €, che in quote pro-capite è pari a 590 €/utenza. Anche in questo caso, l'andamento dei vari sotto-scenari è differente per ogni utenza.

A fronte del confronto aggregato dei tre precedenti scenari, risulta sicuramente favorito il caso CER. Questo scenario è selezionato poiché in grado di ottenere una maggiore installazione FV e una produzione dell'eccedenze minori a parità di potenza installata: 279 kWh/kW/anno (CER), 370 kWh/kW/anno (SSP – Classico) e 350 kWh/kW/anno (SSP – CER).

Ragionando invece in termini decisionali per singola utenza, nessuno dei tre scenari presentati presenta un'effettiva superiorità rispetto agli altri. Solamente introducendo una variazione nello scenario CER, attraverso lo scenario CER14% (i.e., stesse dimensioni in termini di utenze e potenza FV installata, ma con un fattore di riduzione dei costi iniziali del 14% grazie all'economia di scala per grandi installazioni), si riescono ad ottenere risultati nettamente favorevoli per la CER.

In conclusione, affinché la casistica CER possa risultare maggiormente vantaggiosa, in termini economici per le singole utenze, è necessario che vi sia la possibilità di usufruire della riduzione dei costi dovuta all'economia di scala. Mentre, ragionando in termini puramente energetici, la CER si dimostra vincente rispetto al caso dello SSP.

5.2. Sviluppi futuri

Considerando l'esperienza accumulata nella realizzazione del caso del Comune di Oulx, alcune possibili implementazioni future vengono proposte:

- l'utilizzo di ulteriori banche dati per l'ottenimento dei parametri caratteristici di inclinazione e orientazione delle falde degli edifici, al fine di simulare in maniera meno approssimata la produzione FV annua;
- l'introduzione di nuove fonti di generazione all'interno della simulazione CER;
- la raffinazione nell'ottenimento delle curve di consumo, a fronte dell'avanzamento della campagna di installazione dei contatori di seconda generazione;
- la modifica dei parametri di organizzazione della CER in funzione del futuro recepimento della direttiva RED-II.
- lo sviluppo dell'algoritmo di ottimizzazione in un'ottica di intelligenza artificiale. Ovvero: partendo da una, o una serie di utenze, il processo di ottimizzazione cerca di configurare la CER facendo ricorso ad una banca dati, fornita dal simulatore, delle possibili utenze; la costruzione della configurazione avviene selezionando passo dopo passo le utenze che permettono di ottenere delle prestazioni energetiche migliori.

Bibliografia

- [1] International Panel on Climate Change - IPCC , *5th Assessment Report on Climate Change*, 2014.
- [2] Commissione Europea, «Cause dei cambiamenti climatici,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/change/causes_it. [Consultato il giorno 19 Settembre 2021].
- [3] D. H. Meadows, D. L. Meadows, J. Randers e W. W. Behrens III, *The Limits to Growth*, 1972.
- [4] National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA, *Global Climate Report*, 2020.
- [5] Commissione Europea, «Accordo di Parigi,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it. [Consultato il giorno 19 Settembre 2021].
- [6] Unione Europea e Stati Membri, *Update of the NDC of the European Union and its Member States*, Berlino, 2020.
- [7] Ministeri dello Sviluppo Economico, Ambiente e Tutela del Territorio e delle Infrastrutture dei Trasporti, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*, 2019.
- [8] Commissione Europea, «EU Emissions Trading System (EU ETS),» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en. [Consultato il giorno 21 Settembre 2021].
- [9] M. L. Di Silvestre, M. G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, G. Sciumè e A. Vasile, «Energy self-consumers and renewable energy communities in Italy: New actors of the electric power systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 151, n. 111565, 2021.
- [10] Climate Action Tracker, «Brown to Green: G20 transition to a low carbon economy, Italy - Country Profile,» 2016.

- [11] C. Zulianello, M. Angelucci e D. Moneta, «Energy Community and Collective Self Consumption in Italy,» in *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2020.
- [12] Elements , «Il contributo delle Comunità Energetiche alla decarbonizzazione (studio per Legambiente),» Dicembre 2020.
- [13] Energy & Strategy Group - Politecnico di Milano, *Electricity Market Report*, 2020.
- [14] Energy & Strategy Group - Politecnico di Milano, *Renewable Energy Report*, 2021.
- [15] Legambiente, «Comunità Rinnovabili 2021,» 2021.
- [16] Comune di Magliano Alpi, «CER "Energy City Hall" di Magliano Alpi,» [Online]. Available: <https://cermaglianoalpi.it/>. [Consultato il giorno 22 Settembre 2021].
- [17] Fondazione per il Sud, «Comunità Energetica e Solidale di Napoli Est,» [Online]. Available: <https://www.fondazioneconilsud.it/progetto-sostenuto/comunita-energetica-e-solidale-di-napoli-est/>. [Consultato il giorno 22 Settembre 2021].
- [18] Acea Energie Nuove, «Inaugurato a pinerolo il primo condominio autoconsumatore collettivo operativo d'italia: un passo avanti verso la transizione energetica,» [Online]. Available: <https://www.aceapinerolese-energia.it/2021/05/14/inaugurato-a-pinerolo-il-primo-condominio-autoconsumatore-collettivo-operativo-ditalia-una-passo-avanti-verso-la-transizione-energetica/>. [Consultato il giorno 20 Settembre 2021].
- [19] Commissione Europea, *Clean Energy Package for all Europeans*, 2019.
- [20] A. Caramizaru e A. Uhllein, «Energy communities: an overview of energy and social innovation,» Publication Office of the European Union, Luxemburg, 2020.
- [21] J. Lowitzsch, C. E. Hoicka e F. J. van Tulder, «Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package - Governance model for the energy clusters of the future?,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 122, 2020.

- [22] Parlamento Europeo, *Direttiva 2019/944 "Electricity Market Directive"*.
- [23] Official Journal of the European Union, «DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL,» 11 Dicembre 2018. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=fr>. [Consultato il giorno Settembre 2021].
- [24] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA, *Definizioni rilevanti in relazione ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo*.
- [25] Gestore dei Servizi Energetici - GSE, *Regole Tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa*, 2020.
- [26] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA, *delibera 289/07*.
- [27] Senato della Repubblica, *Schema di decreto legislativo recante 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*, Roma, 2021.
- [28] Consiglio dei Ministri, *Legge 22 aprile 2021, n. 97: Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019-2020*.
- [29] Gestore dei Servizi Energetici - GSE, «Scambio Sul Posto,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto>. [Consultato il giorno 15 Settembre 2021].
- [30] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA, *Delibera 570/2012/R/efr*.
- [31] Gestore dei Servizi Energetici - GSE, *Regole tecniche per il Servizio di Scambio Sul Posto*, Maggio 2019.
- [32] EU Science Hub, *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*.

- [33] A. Cielo, P. Margiaria, P. Lazzeroni, I. Mariuzzo e M. Repetto, «Renewable Energy Communities business models under the 2020 Italian regulation,» *Journal of Cleaner Production*, n. 316, 2021.
- [34] G. Mutani, S. Santantonio e S. Beltramino, «Indicators and Representation Tools to Measure the Technical-Economic Feasibility of a Renewable Energy Community. The Case Study of Villar Pellice (Italy),» *International Journal of Sustainable Development and Planning*, vol. 16, n. 1, pp. 1-11, Febbraio 2021.
- [35] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale - ISPRA, «Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Edizione 2020,» n. 312/2020.
- [36] S. Gerbinet, S. Belboom e A. Léonard, «Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Review*, n. 38, pp. 747-753, 2014.
- [37] Gestore Mercati Energetici - GME, «Dati storici MGP,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/it/download/DatiStorici.aspx>. [Consultato il giorno 15 Settembre 2021].
- [38] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA, «Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/dati/condec.htm>. [Consultato il giorno 20 Settembre 2021].
- [39] P. Lazzeroni, S. Olivero e M. Repetto, «Economic perspective for PV under new Italian regulatory framework,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 71, pp. 283-295, 2017.
- [40] P. Lazzeroni, F. Moretti e F. Stirano, «Economic potential of PV for Italian residential end-users,» *Energy*, n. 200, 2020.
- [41] Wikipedia, «Logica Fuzzy,» [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Logica_fuzzy. [Consultato il giorno Settembre 2021].

- [42] Microsoft, «Fuzzy Lookup Add-In for Excel,» [Online]. Available: <https://www.microsoft.com/en-us/download/details.aspx?id=15011>. [Consultato il giorno 10 Settembre 2021].
- [43] T. Antic, T. Capuder e M. Bolfek, «A Comprehensive Analysis of the Voltage Unbalance Factor in PV and EV Rich Non-Synthetic Low Voltage Distribution Network,» *Energies*, vol. 117, n. 14, 2021.
- [44] Comuni Italiani, «Comune di Oulx,» [Online]. Available: <http://www.comuni-italiani.it/001/175/>. [Consultato il giorno 25 Settembre 2021].
- [45] Gestore dei Servizi Energetici - GSE, «Atlaimpanti,» [Online]. Available: https://atla.gse.it/atlaimpanti/project/Atlaimpanti_Internet.html. [Consultato il giorno 20 Settembre 2021].
- [46] G. Mutani, S. Beltramino e M. Schiavone, «Place-based Atlas for Energy Communities using Energy Performance Certificates Database,» in *2020 IEEE 3rd International Conference and Workshop in Óbuda on Electrical and Power Engineering (CANDO-EPE)*, Budapest, 2020.

Lista delle Figure

Figura 1: Andamento mensile dell'anomalia termica mondiale dalla media 1951 - 1980. (Fonte: NASA).....	5
Figura 2: Mappa cromatica delle tonnellate di CO ₂ pro-capite emessa nel 2019. (Fonte: Global Carbon Project)	6
Figura 3: Andamento delle emissioni di gas serra espresse in CO _{2,eq} . (Fonte: ISPRA)	7
Figura 4: Produzione di energia elettrica rinnovabile in Italia dal 1990 a 2020. (Fonte: IEA)	8
Figura 5: Configurazione Virtuale vs Configurazione Reale (Fonte: RSE).	18
Figura 6: Percorso normativo delle configurazioni di condivisione dell'energia.	24
Figura 7: Modifica dei vincoli delle configurazioni di condivisione in relazione alla bozza del d.l. per il recepimento della RED-II.....	25
Figura 8: Limiti annuali per i corrispettivi unitari relativi agli oneri generali di sistema (Fonte: GSE).	31
Figura 9: Processo logico per l'ottenimento della Configurazione Ottimale.	32
Figura 10: Localizzazione dell'impianto fittizio di esempio.....	34
Figura 11: Andamento della Potenza istantanea media oraria per stagione.	35
Figura 12: Pagina iniziale di Load Profile Generator.....	37
Figura 13: Curve di carico mediate su base oraria, per le diverse utenze di riferimento fittizie, suddivise per stagione climatica.	39
Figura 14: Firma energetica dei prelievi annuali per le utenze di riferimento fittizie.	40
Figura 15: Pagina per la richiesta dei dati della propria curva di carico (gestore: e-distribuzione).	41
Figura 16: Curve di carico mediate su base oraria, per le diverse utenze reali, suddivise per stagione climatica.	42
Figura 17: Firma energetica dei prelievi annuali per le utenze di riferimento reali.	42
Figura 18: Curve di carico mediate su base oraria, per l'utenza aggregata, suddivise per stagione climatica	43
Figura 19: Firma energetica dei prelievi annuali per l'utenza aggregata.	43
Figura 20: Andamento delle emissioni di CO ₂ per unità di consumo elettrico (Fonte: rielaborazione dati ISPRA).	44

Figura 21: Andamento medio per ora del giorno del PUN e del PZ Nord dal 2018 al 2021 (aggiornati fino al 09/2021).....	47
Figura 22: Andamento del PUN e PZ Nord medio annuo dal 2018 al 2021 (aggiornati fino al 09/2021).....	47
Figura 23: Andamento del PUN medio annuo dal 2004 al 2021 (aggiornati al 09/2021). (Fonte: GME)	48
Figura 24: Andamento quadrimestrale della quota variabile per il mercato in maggior tutela, esclusa l'IVA.	50
Figura 25: CAPEX (asse primario) e OPEX (asse secondario) al variare della dimensione dell'impianto FV [39].	51
Figura 26: Costo di installazione per kW installato di impianti reali (riferimento all'anno 2020) e relativa interpolazione lineare.	52
Figura 27: Processi preliminari per l'Ottimizzazione CER.....	53
Figura 28: Esempio applicato di Fuzzy LookUp.....	56
Figura 29: Caratteristiche papabile membro CER in funzione dei dati SIATEL.	58
Figura 30: Schema di classificazione degli Edifici identificati.	62
Figura 31: Applicazione del processo di classificazione per 10 edifici fittizi di esempio.....	63
Figura 32: Fronte di Pareto e punto di ottimo ideale.....	66
Figura 33: Schema del processo.	67
Figura 34: Schema della matrice Storia di Produzione.	68
Figura 35: Esempio di utilizzo della matrice Storia di Produzione.	68
Figura 36: Schema della matrice Storia di Consumo.	69
Figura 37: Esempio di utilizzo della matrice Storia di Consumo.	70
Figura 38: Schema per la creazione della Mappa delle Configurazioni.	71
Figura 39: Matrice delle Distanze.	72
Figura 40: Rappresentazione grafica del Punto di Ottimo.....	72
Figura 41: Schema di identificazione delle configurazioni di potenza e utenza ottimali.	73
Figura 42: Schema per l'individuazione delle utenze e dei parametri della simulazione di SSP.	77
Figura 43: Secondo criterio di dimensionamento per SSP.	79
Figura 44: Localizzazione geografica del Comune di Oulx (TO).	82
Figura 45: Potenza Installata per Fonte Rinnovabile nel territorio comunale di Oulx.	83

Figura 46: Distribuzione della taglia degli impianti FV sul territorio comunale di Oulx.....	83
Figura 47: Distribuzione del numero di utenze elettriche SIATEL (2018) in funzione dei mesi fatturati per il Comune di Oulx.	85
Figura 48: Distribuzione dei consumi annui per tipologia di utenza, dati SIATEL (2018). I dati evidenziati sono considerati anomali.	86
Figura 49: Distribuzione dei consumi annui dei possibili membri CER per il Comune di Oulx.	87
Figura 50: Diagramma di Sankey del processo di individuazione delle Utenze a partire dal database SIATEL.	88
Figura 51: Passaggio dal Database Utenze al Database Edifici, la scala cromatica identifica il medesimo indirizzo.....	89
Figura 52: Mappa degli edifici con possibili membri CER per il Comune di Oulx.	90
Figura 53: Distribuzione delle Ore Equivalenti per i 300 edifici identificati nel Comune di Oulx.....	92
Figura 54: Estratto della Tabella dei punteggi degli Edifici CER per ordine alfabetico in riferimento all'indirizzo.	93
Figura 55: Estratto della Tabella dei punteggi degli Edifici CER per ordine decrescente di punteggio totale.	93
Figura 56: Valore dei criteri in riferimento all'estratto di Tabella in Figura 55.	94
Figura 57: Andamento della SI in funzione della Potenza FV installata e del Numero di Edifici.	96
Figura 58: Andamento della SI in funzione della Potenza FV installata, curve parametrizzate per il Numero di Edifici.	96
Figura 59: Andamento della SC in funzione della Potenza FV installata e del Numero di Edifici.....	97
Figura 60: Andamento della SC in funzione della Potenza FV installata, curve parametrizzate per il Numero di Edifici.	98
Figura 61: Andamento della Distanza relativa dall'ottimo ideale in funzione della Potenza FV installata e del Numero di Edifici.....	99
Figura 62: Andamento della Distanza relativa dall'ottimo ideale in funzione della Potenza FV, curve parametrizzate per il Numero di Edifici.	99
Figura 63: Distribuzione dei nuovi impianti FV per l'ottimo dimensionamento CER.	100

Figura 64: Confronto territoriale fra i Possibili Membri CER e quelli effettivi ottenuti dal dimensionamento.	102
Figura 65: Confronto fra Immissione, Consumo e Autoconsumo Virtuale per 4 giorni caratteristici.	103
Figura 66: Valorizzazione delle eccedenze della produzione FV.....	104
Figura 67: Flusso di cassa attualizzato per la configurazione CER.....	105
Figura 68: Ripartizione dei ricavi annuali delle quote energetiche.	106
Figura 69: Analisi di sensitività sui costi di gestione annuali della CER.....	107
Figura 70: Distribuzione dei tempi di ritorno dell'investimento per i due criteri di dimensionamento dello SSP e del caso CER.....	113
Figura 71: Distribuzioni caratteristiche in funzione del tempo di ritorno dell'investimento per i tre scenari.	115
Figura 72: Andamento del tempo di ritorno e dei ricavi pro-capite finali, in funzione del fattore di riduzione dei costi iniziali, per il caso CER in confronto al livello pro-capite dello SSP.	116
Figura 73: Distribuzione dei tempi di ritorno dell'investimento per i due criteri di dimensionamento dello SSP e dei casi CER.	117
Figura 74: Distribuzioni caratteristiche in funzione del tempo di ritorno dell'investimento per i quattro scenari.	118

Lista delle Tabelle

Tabella 1: Confronto tra CER e CEC (Fonte: direttiva 2018/2001 e direttiva 2019/944).....	15
Tabella 2: Criteri di calcolo delle componenti incentivanti (CER vs. GAC).	22
Tabella 3: Definizione delle Fasce Orarie (Fonte: ARERA).	29
Tabella 4: Identificativi API per PVGIS.	34
Tabella 5: Caratteristiche Impianto fittizio di esempio.	35
Tabella 6: Utenze caratteristiche selezionate da Load Profile Generator.....	38
Tabella 7: Consumo annuo delle Utenze di Riferimento fittizie.	38
Tabella 8: Descrizione delle Utenze di riferimento Reali.	41
Tabella 9: Consumi annui delle utenze reali considerate.	41
Tabella 10: Sunto delle componenti tariffarie e incentivanti per utenze residenziali (aggiornate al 2020). ...	46
Tabella 11: Componenti tariffarie [€/kWh] nel mercato di maggior tutela per utenze residenziali con residenza presso l'utenza. (Fonte: ARERA)	49
Tabella 12: Valori medi e mediani, espressi in [€/kWh], riferiti alle serie del 2020 e del 2021.	50
Tabella 13: Parametri Caratteristici e Fissi per l'ottenimento delle curve orarie FV.....	59
Tabella 14: Caratteristiche del gruppo di possibili utenze CER identificate per il Comune di Oulx.	91
Tabella 15: Principali caratteristiche della CER ottimale per il Comune di Oulx.....	100
Tabella 16: Nuovi impianti FV da installare per l'ottimo dimensionamento CER.....	101
Tabella 17: Emissioni di CO2 per i consumi elettrici in funzione della configurazione di consumo.	105
Tabella 18: Risultati dei diversi scenari di simulazione presentati in forma aggregata.....	112
Tabella 19: Confronto fra i diversi scenari di SSP in relazione al caso CER (PBT: “Pay Back Time”, Tempo di Ritorno in italiano).	114
Tabella 20: Confronto fra i diversi scenari di SSP in relazione al caso CER14% (PBT: “Pay Back Time”, Tempo di Ritorno in italiano).	117

Lista degli Acronimi

Altri Sistema di Auto-Produzione	ASAP
Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo	ASSPC
Application Programming Interface	API
Autoconsumo	AC
Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente	ARERA
Bassa Tensione	BT
Comunità dell'Energia	CE
Comunità dell'Energia dei Cittadini	CEC
Comunità dell'Energia Rinnovabile	CER
Conference Of Parties – 21 th	COP21
Emission Trading System	ETS
Fonti Energetiche Rinnovabili	FER
Fotovoltaico	FV
Gestore dei Servizi Energetici	GSE
Gruppo di Autoconsumo Collettivo	GAC
Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale	ISPRA
Life Cycle Assessment	LCA
Media Tensione	MT
Mercato del Giorno Prima	MGP
Ministero dello Sviluppo Economico	MiSE
Net Present Value	NPV
PhotoVoltaic Geographical Information System	PVGIS
Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima	PNIEC
Poin Of Delivery	POD
Prezzo Unico Nazionale	PUN
Prezzo Zonale	PZ
Pubblica Amministrazione	PA
Renewable Energy Directive	RED
Scambio sul Posto	SSP
Self Consumption	SC
Self Independence	SI
Sistema Semplice di Produzione e Consumo	SSPC
Sistemi Efficienti di Utenza	SEU
Testo Integrato Settlement	TIS