Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare
Sessione di Laurea Novembre 2023

Tesi di Laurea Magistrale

Modellazione di comunità energetiche rinnovabili nel Pinerolese: analisi tecnica, valutazioni economiche ed ottimizzazione

Relatore
Prof.ssa Guglielmina Mutani

Candidato
Francesco Gatti
Matricola 297982

Indice

SOMMARIO 5

ABSTRACT 6

CAPITOLO 1 7

1. QUADRO NORMATIVO EUROPEO ED ITALIANO 7

CONTESTO EUROPEO 7

1.1 L'UNIONE EUROPEA VERSO UN FUTURO ENERGETICO SOSTENIBILE: DALL'ACCORDO DI PARIGI AL GREEN DEAL 7

1.2 DIRETTIVA EUROPEA (UE) 2018/2001 DELL'11 DICEMBRE 2018 10

1.3 LEGGE N.8 DEL 28 FEBBRAIO 2020 (DECRETO "MILLEPROROGHE") 13

1.3 DECRETO MINISTERIALE DEL 16 SETTEMBRE 2020 15

1.5 DECRETO LEGISLATIVO DELL'8 NOVEMBRE 2021, N. 199 16

1.6 DELIBERAZIONE DI ARERA 727/2022 DEL 27 DICEMBRE 2022 20

1.7 CONSULTAZIONE PUBBLICA DEL MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA DEL FEBBRAIO 2023 22

CAPITOLO 2 25

2. LA REGIONE PIEMONTE: IL CASO DEL PINEROLESE 25

BREVE STORIA ED EVOLUZIONE DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE 25

2.1 LA NORMATIVA REGIONALE A PROMOZIONE DELL'AUTOCONSUMO E LA CRESCITA DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE 28

2.2 INTRODUZIONE DEL CASO STUDIO E COMUNI COINVOLTI 31

CAPITOLO 3 35

3. ANALISI TECNICO – ECONOMICA 35

3.1 VALUTAZIONE DEI CONSUMI E STIMA DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA 35

3.2 MODELLO DI CONSUMO: RACCOLTA E ANALISI DEI DATI DI CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA 35

1.3 MODELLO DI PRODUZIONE: VALUTAZIONE DELLA POTENZIALE PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA 42

2.3 MODELLO DEI FLUSSI ENERGETICI 49
3.5 VALUTAZIONE DEI FLUSSI MONETARI E DETERMINAZIONE DEGLI INDICATORI ECONOMICI 52
3.6 VALUTAZIONE SULL'IMPATTO AMBIENTALE 58

CAPITOLO 4 61

4. ANALISI E VALUTAZIONE DEI RISULTATI 61
4.1 MODELLO DI CONSUMO 61
4.2 MODELLO DI PRODUZIONE 68
4.3 ANALISI TECNICA 68
4.5 ANALISI ECONOMICA 72

CAPITOLO 5 81

5. OTTIMIZZAZIONE 81
5.1. MODELLO DEI CONSUMI 81
5.2. MODELLO DI PRODUZIONE 82
5.3. DEFINIZIONE DELLO SCENARIO 1 84
5.4. DEFINIZIONE DELLO SCENARIO 2 88
5.5. VALUTAZIONI ECONOMICHE 93
5.6. ANALISI DI SENSITIVITÀ: RIPARTIZIONE INCENTIVO 95
5.7. RISULTATI OTTENUTI 96
5.7.1. SCENARIO 1 96
ANALISI TECNICA 96
ANALISI ECONOMICA 99
5.7.2. SCENARIO 2 101
ANALISI TECNICA 101
ANALISI ECONOMICA 106
5.1. ANALISI DI VARIAZIONE DEL *BENEFIT SHARE* 116
5.1. VALUTAZIONE SULL'IMPATTO AMBIENTALE 117

CONCLUSIONI 119

APPENDICE 125

BIBLIOGRAFIA 135

INDICE DELLE FIGURE 138

INDICE DELLE TABELLE 141

Sommario

Alla luce dei recenti sviluppi europei nel contesto energetico, riveste un ruolo fondamentale la Direttiva (UE) 2018/2001 dell'11 dicembre 2018 contenuta nel "Pacchetto di energia pulita per tutti gli europei", la quale ha promulgato la definizione di "Comunità energetica rinnovabile". Tale documento ha dato inizio ad un periodo di sperimentazione finalizzato a modificare le dinamiche legate al mercato dell'energia. Il ruolo del cittadino risulta di primaria importanza, in quanto sta acquisendo maggiormente una posizione attiva e non più passiva nei riguardi della propria impronta energetica, ampliando le possibilità di scelta, dalla produzione autonoma di energia rinnovabile ad una maggiore consapevolezza e controllo del proprio fabbisogno energetico. In Italia, già a partire dal 2018, la regione Piemonte è stata una tra le prime a recepire le disposizioni a sostegno delle comunità energetiche rinnovabili al fine di elaborare progetti di sviluppo tecnologico, cercando di massimizzare l'approccio al concetto di "energia distribuita". A tal proposito, la Fondazione Compagnia di San Paolo, ha promosso nel 2021 il bando *"Next Generation We - Competenze, strategie, sviluppo delle Pubbliche Amministrazioni"*, rivolto a singoli comuni e unioni di comuni delle regioni di Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria. La finalità del bando è quella di sostenere i costi legati all'attivazione di competenze esterne per lo sviluppo di progetti legati alla costituzione di Comunità energetiche comunali.

Proprio all'interno di questo contesto si inserisce il progetto di tesi proposto, il quale si pone come obbiettivo principale quello di fornire una procedura di modellazione di comunità energetiche rinnovabili nell'area del Pinerolese, mediante analisi di tipo tecnico e valutazioni economiche.

All'interno del primo capitolo vengono ripercorse le tappe fondamentali a livello europeo ed italiano che hanno permesso la nascita delle comunità energetiche. Nel Capitolo 2 viene presentato il caso studio e i comuni che hanno aderito all'iniziativa. Il Capitolo 3 descrive la procedura di calcolo per l'implementazione di un modello dei consumi partendo dal fabbisogno energetico degli edifici comunali, uno studio di potenziale produzione da tecnologia fotovoltaica, un'analisi economica focalizzata sui più recenti decreti emanati in Italia. È stata inoltre eseguita una valutazione di massima legata all'impatto ambientale sulle configurazioni individuate. Il Capitolo 4 è incentrato sull'analisi dei risultati ottenuti nel caso di base, costituito dai soli edifici comunali. Il Capitolo 5 rappresenta un possibile ampliamento delle comunità energetiche oggetto di studio, con l'introduzione anche di edifici di tipo non municipale, guidata da un'ottimizzazione tecnico-economica.

Abstract

Considering recent European developments in the energy context, the Directive (EU) 2018/2001 of 11 December 2018 contained in the 'Clean Energy Package for All Europeans', which promulgated the definition of a 'Renewable Energy Community', plays a key role. This document initiated a period of experimentation, which is aimed at changing the dynamics of the energy market. The role of the citizen has a primary importance, as he is increasingly acquiring an active and no longer passive position regarding his own energy footprint, expanding the possibilities of choice, from the autonomous production of renewable energy to a greater awareness and control of his own energy needs. In Italy, as early as 2018, Piedmont was one of the first regions to implement the provisions supporting renewable energy communities to develop technology development projects, seeking to maximize the approach to the “distributed energy” concept. In this regard, the Compagnia di San Paolo Foundation promoted the call for proposals *"Next Generation We - Skills, strategies, development of Public Administrations"* in 2021, aimed at individual municipalities and unions of municipalities in the regions of Piedmont, Valle d’Aosta and Liguria.

The purpose is to support the costs associated with the activation of external expertise for the development of projects related to the establishment of municipal energy communities.

It is precisely within this context that the proposed thesis project fits in, the main objective of which is to provide a modelling procedure for renewable energy communities in the Pinerolo area, by means of technical analyses and economic evaluations.

Chapter 1 traces the fundamental steps at European and Italian level that have allowed the birth of energy communities. Chapter 2 presents the case study and the municipalities that have joined the initiative. Chapter 3 describes the calculation procedure for implementing a consumption model based on the energy needs of municipal buildings, a study of potential production from photovoltaic technology and an economic analysis focusing on the most recent decrees issued in Italy. An outline assessment related to the environmental impact on the identified configurations was also carried out. Chapter 4 focuses on the analysis of the results obtained in the base case, consisting of municipal buildings only. Chapter 5 represents a possible extension of the energy communities under analysis, with the introduction also of non - municipal buildings, guided by a technical-economic optimisation.

Capitolo 1

1. Quadro normativo europeo ed italiano

Contesto europeo

1.1 L'Unione Europea verso un Futuro Energetico Sostenibile: Dall'Accordo di Parigi al Green Deal

Con l'Accordo di Parigi, sancito durante la Conferenza delle Parti (COP 21) il 12 dicembre 2015, è stato istituito un obiettivo a livello mondiale, il quale, a fronte del cambiamento climatico, persegue che la temperatura globale si abbassi di 2°C rispetto a quella di epoca preindustriale. Tale obiettivo è stato poi ulteriormente ampliato per far si che l'aumento di temperatura sia limitato ad 1,5°C rispetto ai valori preindustriali.

Da questo Accordo, ne è conseguito un cambiamento sostanziale nella politica energetica europea, la quale è stata perciò orientata verso l'utilizzo di energia più pulita. L'UE, a tal proposito, nel novembre 2016 ha presentato il pacchetto denominato *Clean energy for all europeans package*, il quale contiene le misure selezionate per garantire un processo di transizione energetica pulita che sia equa a tutti i livelli economici, dalla produzione all'uso a livello abitativo, permettendo così un aumento dell'energia elettrica rinnovabile e attraverso l'installazione di contatori intelligenti di nuova generazione.

Questo documento, entrato in vigore tra la fine del 2018 e l'inizio del 2019, si compone di otto atti legislativi, i quali devono essere adottati da tutti gli stati membri dell'Unione entro 1-2 anni di tempo. Le direttive esposte nel pacchetto, a questo scopo, mirano a stabilire un giusto equilibrio tra le decisioni prese a livello Europeo e i processi decisionali delle singole nazioni, al fine di permettere uno sviluppo lineare in sinergia.

Entro il 2030 l'Unione Europea, ha stabilito perciò di raggiungere un obiettivo di riduzione dei gas serra in sinergia con l'aumento dell'efficienza energetica e la diffusione delle energie rinnovabili (**Figura 1**).

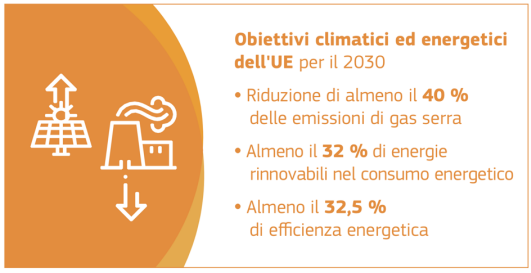


Figura 1. Obiettivi dell'UE entro il 2030 - Clean energy for all europeans package.

In ambito di sicurezza energetica, invece, l'Unione ha proposto che tramite la diminuzione dei consumi, una maggior produzione di energia rinnovabile e attraverso un miglioramento dei collegamenti transfrontalieri all'interno dell'UE sia possibile ridurre le importazioni provenienti dall'estero, al fine d'ottenere mercati elettrici più flessibili ed efficienti. Queste direttive nascono dalla volontà di ridurre la probabilità di *blackout* e poter così assicurare l'energia di cui necessitano a cittadini ed imprese.

In questo nuovo contesto, il ruolo del cittadino diventa fondamentale, esso, infatti, ora ha una reale influenza sulla propria impronta energetica, attraverso l'utilizzo di contatori intelligenti, dunque del controllo delle proprie bollette ed attraverso l'investimento nella produzione autonoma di energia rinnovabile, la quale potrà anche essere successivamente immessa nella rete elettrica.

Ne risulta perciò la centralità del ruolo dei consumatori in questo nuovo sistema energetico, il quale permette loro maggior flessibilità e protezione, consentendogli ulteriormente di decidere il modo in cui produrre, immagazzinare, vendere o condividere energia. Questo rinnovato controllo e accesso all'energia permette ai consumatori di beneficiare di una qualità migliore della vita e di un maggior risparmio. Inoltre, tale pacchetto, permette loro di avere una maggiore possibilità di scelta relativamente all'uso domestico dell'energia e più flessibilità, in modo da ridurne il consumo nei momenti in cui risulta essere maggiormente onerosa e poter consumarla o immagazzinarla quando risulta invece più conveniente.

Nel medesimo documento viene introdotto il concetto di "comunità dell'energia" (Accordo di Parigi, COP 21, 2015), nel quale ai cittadini viene data la possibilità di unirsi mettendo in comune l'energia e beneficiando degli incentivi relativi alla produzione da rinnovabile. In questa direzione, le stime hanno suggerito che entro il 2030 tali comunità potrebbero arrivare a possedere il 17% ca della capacità eolica installata ed il 21% di quella solare. Mentre, entro il 2050, le stesse stime prevedono che quasi la metà delle famiglie dell'UE produrranno energia da fonti rinnovabili.

Ne deriva, infine, che il passaggio ad un sistema energetico più decentrato, nel quale il consumatore svolge un ruolo attivo, permette una maggior democrazia ed opportunità di decisione relativamente al tipo d'energia che si vuole utilizzare, da parte dei cittadini.

Dunque, sebbene gli obiettivi di base siano fissati a livello dell'Unione Europea, le norme stabiliscono che siano i singoli paesi a decidere in che modo contribuire attraverso l'elaborazione di un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) nel periodo 2021-2030. Tale piano nazionale è sviluppato al fine di elaborare il modo in cui il singolo paese

intende raggiungere gli obiettivi energetici e climatici stabiliti dall'Accordo. I singoli piani nazionali, però, al fine di poter garantire che gli obiettivi collettivi siano rispettati, devono essere valutati dalla Commissione europea.

Attraverso il PNIEC vengono, dunque, prefissati degli obiettivi specificatamente nazionali relativi all'efficienza energetica, alle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di $CO2$, stabilendone per ciascun punto le misure necessarie al fine di poter raggiungere i propositi entro il 2030. Nel contesto puramente italiano tale piano nazionale, pubblicato il 21 gennaio 2020, fissa come propri obiettivi:

- Il raggiungimento del 30% di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo;
- La riduzione al 43% dei consumi d'energia primaria rispetto allo scenario *Primes* (CE, 2007);
- La riduzione del 33% delle emissioni di GHG (*Greenhouse gases)* nei settori non ETS (*Emission Trading. System*).

Importante, però, risulta evidenziare che il Ministero italiano dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha avanzato presso la Commissione Europea, nel luglio 2023, una procedura di revisione dello stesso Piano Nazionale. Sebbene fondamentalmente gli obiettivi rimangano gli stessi, tale nuova procedura andrebbe ad implementare alcune misure proposte alla luce della mutazione dei contesti economico, energetico, ambientale e politico. L'*iter* interrogativo in merito al piano risulta ancora in opera e la conclusione è da intendersi entro giugno 2024.

A fianco alle misure nate a seguito dell'Accordo di Parigi, occorre anche citare un ulteriore pacchetto di disposizioni, presentato formalmente dalla Commissione Europea nel dicembre 2019, il quale pone obiettivi maggiormente ambiziosi per la riduzione delle emissioni di gas serra da raggiungere entro il 2030 e per la decarbonizzazione dell'economia dell'Unione entro il 2050.

In merito alla riduzione delle emissioni, già nell'aprile 2021, la Commissione ha rettificato tale direttiva ritenendo opportuno innalzare la percentuale al 55% (rispetto al precedente 40%). Quest'ultima decisione fa capo ad un nuovo pacchetto d'accordi europeo definito *Fit for 55,* nel quale vedono la luce nuove proposte legislative in materia di clima, energia e trasporti.

1.2 Direttiva europea (UE) 2018/2001 dell'11 dicembre 2018

La direttiva europea 2018/2001 relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (*Renewable Energy Directive* RED 2), contenuta nel "Pacchetto di energia pulita per tutti gli europei (2016)", decreta il vero e proprio atto legislativo che stabilisce i principi al fine del raggiungimento degli obiettivi comuni posti in ambito di energia rinnovabile.

Tale direttiva è caratterizzante poiché si tratta di una vera e propria rifusione della pregressa direttiva 2009/28 della Commissione Europea (RED 1), la quale assegnava ad ogni stato membro un proprio obiettivo nazionale generale ed obbligatorio relativo alla quota di energia rinnovabile nel consumo finale d'energia.

Ancor di più, quest'ultima direttiva conteneva il cosiddetto pacchetto "Clima-Energia", entrato in vigore nello stesso anno ed anch'esso inerente alla politica climatica dell'UE relativa alle modifiche sulla struttura del consumo energetico degli stati membri. Gli obiettivi in esso prefissati, e da raggiungere entro il 2020, erano definiti come "20- 20- 20", ovvero:

- Una riduzione pari almeno al 20% delle emissioni di gas serra, a fronte dei livelli del 1990;
- L'aumento del 20% dell'energia prodotta attraverso fonti rinnovabili;
- Il miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Tali obiettivi venivano discussi nel 2007 dai *leader* dell'Unione Europea, ma videro il proprio recepimento legislativo solo nel 2009.

Il testo della cosiddetta RED 2, risulta perciò essere fondamentale nel contesto politico europeo relativo a clima ed energia; in esso, infatti, viene stabilito l'obiettivo vincolante dell'Unione Europea come una percentuale pari almeno al 32% di energia prodotta da fonti rinnovabili, il quale però può essere rivisto al rialzo sulla base della riduzione dei costi di produzione dell'energia rinnovabile, degli impegni internazionali a favore della decarbonizzazione o nel caso di un calo del consumo energetico all'interno dell'Unione. A tali obiettivi vincolanti gli Stati membri s'impegnano a stabilire il proprio contributo al loro conseguimento attraverso dei Piani nazionali.

Ai fini del presente studio di tesi, verranno analizzati gli articoli di maggior rilevanza e le parti salienti di tale direttiva.

Fondamentale, dunque, appare essere l'articolo 1 (oggetto) poiché in esso vengono riportati gli obiettivi principali definiti nella direttiva tra i quali vi è la definizione di un prospetto comune per l'incentivazione dell'energia prodotta attraverso fonti rinnovabili ed un vincolo relativo alla quota d'energia complessiva prodotta da fonte rinnovabile sul consumo

finale lordo, entro il 2030. Nello stesso, viene inoltre anticipata la presenza di norme in merito al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, per l'autoconsumo della stessa, per il suo uso dei settori di riscaldamento e raffrescamento ed in quello dei trasporti.

Nella stessa direttiva, immediatamente dopo, nel secondo articolo, vengono riportate le definizioni, già contenute nella direttiva 2009/72 del Parlamento europeo, tra le quali però spiccano:

- L'autoconsumatore d'energia rinnovabile, definito come un cliente finale, il quale producendo energia elettrica rinnovabile in propri siti o in siti consentiti dallo Stato, la utilizza per il proprio consumo, può immagazzinarla o venderla purché ciò non costituisca l'attività commerciale o professionale principale (per i soli autoconsumatori diversi da nuclei familiari);
- La Comunità Energetica Rinnovabile come soggetto giuridico, che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria ed è controllata da azionisti o da membri situati vicino agli impianti di produzione, appartenenti alla Comunità. Inoltre, membri ed azionisti devono essere persone fisiche, PMI o autorità locali (ivi comprese amministrazioni comunali). Infine, l'obiettivo di tali configurazioni è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a membri ed azionisti o alle aree locali in cui opera.

Infine, all'interno del terzo articolo viene stabilita la cooperazione degli Stati membri al fine del raggiungimento della quota pari almeno al 32% di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo. Viene, dunque trattato l'obiettivo vincolante posto per il 2030. Nello stesso, inoltre, viene concessa alla Commissione la possibilità di valutare al rialzo di tale obiettivo se risultasse essere necessario per rispettare gl'impegni internazionali a favore della decarbonizzazione.

Da ciò, risulta opportuno che gli Stati Membri fissino dei contributi nazionali per il conseguimento collettivo di tale obiettivo vincolante attraverso dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima. Nel caso particolare dell'Italia, tale obiettivo propriamente nazionale per la quota d'energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia nel 2020 e 2030, è definito rispettivamente del 17% e 30%.

Di fondamentale importanza, risulta essere anche l'articolo 21 della medesima direttiva europea poiché esorta gli Stati membri affinché permettano che gli autoconsumatori d'energia rinnovabile, in maniera individuale o aggregata, siano autorizzati a produrre energia rinnovabile per il proprio consumo, immagazzinarla e venderne le eccedenze anche tramite accordi di compravendita con fornitori di energia elettrica ed accordi di scambi tra pari senza

però che siano soggetti a: procedure ed oneri discriminatori o sproporzionati e oneri che non tengono conto dei costi reali; procedure discriminatorie, sproporzionate, oneri e tariffe in relazione all'energia che rimane a loro disponibilità. Gli stessi possono installare sistemi di stoccaggio di tale energia autoprodotta abbinati ad impianti di generazione ai fini dell'autoconsumo senza nessun onere duplice. In quanto consumatori finali permangono, per questi autoconsumatori, diritti ed obblighi. Infine, viene riconosciuta loro una remunerazione per l'energia rinnovabile autoprodotta ed immessa in rete.

Nel medesimo articolo, inoltre, viene presentata la possibilità per questi autoconsumatori di energia rinnovabile che vivono nello stesso edificio di organizzarsi al fine dello scambio d'energia. Diventa possibile per gli Stati membri, così, distinguere tra autoconsumatori di energia rinnovabile individuali e quelli che agiscono collettivamente. Infine, lo stesso, definisce che l'impianto di produzione possa essere di proprietà o gestito da un terzo, non definibile a sua volta autoconsumatore, purché però rimanga soggetto alle istruzioni di quest'ultimo.

Di fondamentale importanza per lo studio corrente risulta essere, infine, l'articolo 22 nel quale viene introdotto il concetto di Comunità di Energia Rinnovabile (CER).

A questa nuova configurazione possono entrare di diritto tutti i clienti domestici senza che siano soggetti a condizioni o procedure ingiuste o discriminatorie, con la sola condizione per le imprese private che la partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale. Dunque, la partecipazione risulta essere aperta anche a famiglie a basso reddito o vulnerabili. Tali Comunità, inoltre, hanno il diritto di produrre, consumare e vendere energia rinnovabile, di scambiare tale energia all'interno della stessa configurazione e di accedere ai mercati d'energia elettrica direttamente o in aggregazione senza che avvenga alcuna discriminazione.

Gli Stati membri s'impegnano a fornire i sostegni adeguati al fine di promuoverle e agevolarne lo sviluppo. In tal modo vengono garantiti sia l'eliminazione degli ostacoli normativi e/o amministrativi, che la cooperazione tra il gestore del sistema di distribuzione e le CER per agevolare i trasferimenti d'energia all'interno delle stesse.

Infine, le Comunità Energetiche Rinnovabili devono essere sottoposte a procedure eque, proporzionate e trasparenti ed a oneri di rete che prestino la corretta attenzione al fine della ripartizione dei costi del sistema in linea con l'analisi costi-benefici delle risorse energetiche distribuite.

Al fine del recepimento della direttiva, la Commissione Europea ha fissato, all'interno dell'articolo 36, il termine ultimo di recepimento per il giorno 30 giugno 2021, definendo

l'entrata in vigore della direttiva nel giorno 1°luglio 2021 a decorrere dal quale viene abrogata la precedente direttiva 2009/28.

1.3 Legge n.8 del 28 febbraio 2020 (Decreto "Milleproroghe")

In Italia, il processo di recepimento della direttiva sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili (RED 2) è iniziato a partire dal 2020 con il decreto-legge n. 8 del 28 febbraio 2020.

Esso rappresenta la conversione in legge del decreto-legge n.162 del dicembre 2016, con relative modifiche, il quale disponeva la proroga di alcuni termini legislativi relativi all'organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché dell'innovazione tecnologica. Al capo 3, dopo l'articolo 42 viene aggiunto il 42-bis (autoconsumo da fonti rinnovabili). All'interno del medesimo testo sono richiamati anche gli articoli 21 e 22 della direttiva europea correlati delle definizioni e caratteristiche delle configurazioni d'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e comunità energetiche rinnovabili.

Nel comma 4, tuttavia, vengono introdotti limiti e condizioni in relazione alle configurazioni, quali:

- Il limite di 200 kW di potenza complessiva dei soggetti partecipanti che producono energia per l'autoconsumo con impianti a fonti rinnovabili;
- L'energia condivisa all'interno della rete di distribuzione dai partecipanti è pari al minimo tra l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete, ora per ora, e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati;
- L'energia è condivisa per l'autoconsumo istantaneo, il quale può avvenire anche attraverso sistemi d'accumulo;
- Nel caso di CER, i punti di prelievo ed immissione d'enegia elettrica sono ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese alla stessa cabina di trasformazione MT/BT;
- Nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, essi si trovano nello stesso edificio o condominio.

È, inoltre, specificato all'interno del comma 5 che i clienti finali associati in una delle configurazioni presentate nel comma 2 possano recedere dalla configurazione di autoconsumo in qualsiasi momento (pur tenendo presente possibili corrispettivi precedentemente concordati in caso di recesso anticipato). Essi regolano i propri rapporti con un contratto di diritto privato che individua un delegato, responsabile della ripartizione dell'energia condivisa. I clienti finali

partecipanti, infine, possono delegare a questo soggetto anche la gestione del pagamento e dell'incasso verso i venditori ed il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) S.p.a..

Al comma 6, invece, si enuncia che sulla quota d'energia prelevata dalla rete pubblica, compresa quella condivisa, da parte dei clienti finali, vengono applicati gli oneri di sistema.

Mentre, al comma 7 è riportato che ai fini dell'incentivazione delle configurazioni d'autoconsumo, gli impianti da fonti rinnovabili accedono ad un meccanismo tariffario definito nel comma 9. Viene negata, però, l'incentivazione derivante dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 luglio 2019 e quella relativa al meccanismo dello scambio sul posto.

Il comma 8, invece, definisce che entro trenta giorni dall'entrata in vigore della presente legge di conversione, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) adotti i provvedimenti necessari al fine di garantire l'attuazione immediata delle disposizioni del suddetto articolo. La stessa autorità dovrà anche adottare le misure adeguate affinché il gestore del sistema e la società Terna S.p.a. cooperino per consentire l'attuazione delle disposizioni dell'articolo prestando particolare attenzione alle modalità con cui vengono rese disponibili le misure d'energia condivisa. Dovrà, inoltre, individuare il valore delle componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché di quelle connesse al costo della materia prima, non applicabili all'energia condivisa, poiché equiparabile all'autoconsumo *in situ.* La stessa dovrà anche provvedere affinché venga istituito un sistema di monitoraggio delle configurazioni ad attuazione del presente articolo ed individuare modalità per favorire la partecipazione diretta dei comuni e pubbliche amministrazioni alle Comunità Energetiche Rinnovabili.

Ulteriormente, nel comma 9, viene specificato che entro i sessanta giorni successi all'entrata in vigore della delibera, attraverso l'atto del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) viene individuata una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali illustrate al comma 2, sulla base dei seguenti criteri:

- Il GSE S.p.a. eroga la tariffa incentivante, la quale va a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi d'accumulo;
- Il meccanismo tiene conto di principi di semplificazione e facilità d'accesso e prevede dei *report*, nonché il monitoraggio dei flussi economici ed energetici da parte del GSE S.p.a., al fine di ottenere informazioni utili per la riforma del meccanismo di scambio sul posto;
- La tariffa incentivante è erogata per un periodo massimo di utilizzo ed è regolata tra le diverse configurazioni incentivabili per garantire la redditività degli investimenti;

- Il meccanismo viene realizzato prendendo in considerazione l'equilibrio degli oneri in bolletta e della necessità di non incrementare i costi rispetto a quelli dei meccanismi in opera.
- È previsto, inoltre, un unico conguaglio, strutturato attraverso la restituzione delle componenti di cui al comma 8, ai quali è aggiunta la quota d'energia condivisa e la tariffa incentivante descritta nel presente comma.

Dunque, l'articolo 42-bis del decreto "Milleproroghe", rappresenta il recepimento parziale da parte dello Stato italiano della più ampia direttiva europea. Esso, definisce, come si è potuto vedere, gli attori principali coinvolti nelle configurazioni, mentre demanda i compiti d'attivazione di tali configurazioni, il monitoraggio ed i meccanismi d'incentivazione agli organi di competenza interessati (i.e. ARERA e/o GSE S.p.a.).

1.3 Decreto Ministeriale del 16 settembre 2020

Il 16 settembre 2020, è stata individuata, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), la tariffa incentivante relativa alla remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, al fine di attuare così l'articolo 42-bis comma 9, del decreto-legge n. 162/2019.

Nel presente decreto, viene da subito definito il campo d'applicazione dello stesso all'interno dell'articolo 1. Tale decreto va, dunque, fatto riferire alle configurazioni di autoconsumo collettivo e alle comunità energetiche rinnovabili, tra i quali impianti vanno inclusi anche quelli frutto di potenziamenti ed entrati in esercizio a partire dal 1° marzo 2020, entro i successivi sessanta giorni dalla data di entrata in vigore dl recepimento della direttiva europea 2018/2001.

La stessa ordinanza, nell'articolo 3 comma 1 enuncia che l'energia prodotta da ogni impianto a fonte rinnovabile incluso nella configurazione di autoconsumo collettivo, e la quale venga condivisa, ha diritto ad una tariffa incentivante nella forma di tariffa premio per un periodo di 20 anni, la quale risulta pari a:

- 100 €/MWh nel caso di una configurazione di autoconsumo collettivo;
- 110 €/MWh nel caso di una Comunità Energetica Rinnovabile.

Mentre, al comma 2 del medesimo articolo viene riportato che la facoltà dell'energia prodotta ed immessa in rete permane del referente della configurazione, con la possibilità che essa venga ceduta al GSE. Invariabile permane anche l'obbligo di cessione dell'energia elettrica non autoconsumata o non condivisa, subordinata alla quota di potenza che accede al

Superbonus. Allo scopo di quanto previsto dall'articolo 119, comma 7, del decreto-legge n. 34/2020, il comma 1 non viene applicato all'energia elettrica condivisa subordinata alla quota d'impianti fotovoltaici che ha accesso al Superbonus, per i quali rimane valido il diritto ad un contributo relativo all'autoconsumo collettivo regolato da ARERA.

Nel comma 3, invece, si legge che la medesima tariffa premio non può essere applicata all'energia condivisa sottesa alla quota di potenza di impianti fotovoltaici che ha accesso al Superbonus, per la quale rimane valido il contributo per l'autoconsumo collettivo.

Inoltre, al comma 6 viene esplicitato che i soggetti che beneficiano dello scambio sul posto per impianti fonti rinnovabili entrati in esercizio nel periodo tra il 1° marzo 2020 ed i sessanta giorni consecutivi, possono avvalersi della recessione di tale convenzione con il GSE, al fine di poter essere inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o di CER, ed in tal modo di poter accedere alla tariffa incentivante decretate per mezzo della presente delibera.

Infine, con l'articolo 4 viene definito che l'accesso alla tariffa incentivante debba essere effettuata secondo le modalità previste dalla deliberazione ARERA n. 318/2020 del 4 agosto 2020. Nel comma 1 di questo stesso articolo viene definito che per gli enti territoriali e locali le tariffe descritte non siano cumulabili con gli incentivi specificati nel decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n. 186/2019, e nemmeno con il meccanismo di scambio sul posto.

Nel comma 2, invece, viene definito che per i soggetti diversi da quelli presenti al comma 1, tali tariffe siano cumulabili esclusivamente con la detrazione specificata nell'articolo 16-bis, comma 1, del decreto n. 917/1986 e la detrazione del 110% tenendo presente i limiti stabiliti nell'articolo 3, comma 3.

1.5 Decreto legislativo dell'8 novembre 2021, n. 199

L'*iter* normativo finalizzato al recepimento della direttiva europea RED 2 è arrivato formalmente a compimento nel novembre 2021 attraverso l'attuazione della direttiva UE 2018/2001 relativa alla promozione dell'uso d'energia da fonti rinnovabili.

Nuovamente, il primo articolo definisce le finalità del documento, ribadendo l'importanza di accelerare percorso di crescita sostenibile del Paese, fornendo nuove disposizioni in materia di energia rinnovabile ed in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico dell'Unione Europea. A tale scopo, il presente decreto definisce le tariffe incentivanti ed il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari al raggiungimento degli strumenti, meccanismi ed obiettivi d'incremento di tale quota d'energia rinnovabile. Infine, il decreto riporta anche le disposizioni utili all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e

Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, in linea con il PNIEC. Quest'ultime sono finalizzate all'individuazione di misure e strumenti regolati dagli obiettivi nazionali alla luce del Regolamento europeo (si veda l'obiettivo vincolante definito dall'Unione in merito alla riduzione dei gas serra).

All'interno dell'articolo 5, invece, vengono definite le caratteristiche generali relative al meccanismo d'incentivazione, per le quali:

- L'incentivo viene erogato tramite una tariffa dal GSE S.p.a. in base all'energia prodotta dall'impianto e contestualmente immessa in rete o autoconsumata;
- Il periodo di diritto di tale incentivo ha decorrenza dalla data d'entrata in esercizio dell'impianto e risulta essere pari alla vita media utile dello stesso.
- L'incentivo è proporzionato al costo dell'intervento per garantirne la corretta remunerazione. Esso è applicabile a nuovi impianti, alla riattivazione d'impianti dismessi, ricostruzioni, potenziamenti o rifacimenti d'impianti esistenti, tenendo conto dei costi e delle caratteristiche delle tecnologie utilizzate;
- L'incentivo può essere diversificato sulla base delle dimensioni e della taglia dell'impianto;
- Gli incentivi vengono coperti dagli oneri generali pertinenti al sistema elettrico al sostegno delle rinnovabili, secondo le modalità definite da ARERA.

Al comma 4, del medesimo decreto, viene evidenziata la possibilità di accesso ad un'incentivazione diretta che tramite una tariffa specifica e graduabile, premia l'energia autoconsumata istantaneamente per impianti di potenza pari o inferiore ad 1 MW. Inoltre, viene promosso l'abbinamento di sistemi di accumulo alle fonti rinnovabili, al fine di permetterne una programmabilità maggiore.

Più nello specifico, nell'articolo 8 del decreto viene sancito che all'incentivazione possano accedere soltanto impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore ad 1 MW ed entrati in esercizio a seguito dell'entrata in vigore del suddetto decreto. Inoltre, per gli autoconsumatori d'energia rinnovabile che agiscono collettivamente e CER l'incentivo viene erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa da impianti ed utenze sottesi alla medesima cabina primaria. In aggiunta, tale incentivo viene erogato sotto forma di tariffa incentivante attribuita alla sola quota d'energia prodotta dall'impianto all'interno della configurazione. Nei casi in cui la condivisione risulti essere effettuata mediante la rete di distribuzione è previsto un unico conguaglio, il quale somma le restituzioni delle componenti dell'articolo 32, comma 3 compresa l'energia condivisa e dell'incentivo qui riportato. Infine, la richiesta di accesso agli incentivi dev'essere presentata nella data d'entrata in esercizio dell'impianto stesso.

Al fine di meglio delineare le caratteristiche delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile e Comunità Energetiche Rinnovabili rispetto alla direttiva europea, si è deciso di riportare anche gli articoli 30 e 31 del presente decreto-legislativo.

Nell'articolo 30, vengono definite le caratteristiche degli autoconsumatori d'energia rinnovabile, tali per cui un cliente finale che diventa autoconsumatore può produrre e accumulare energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo attraverso un impianto che è interconnesso direttamente all'utenza, in questo caso l'impianto potrà essere di proprietà o gestito da un terzo, il quale però rimane soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore. Nel caso di impianti situati in edifici o siti differenti rispetto a quelli in cui opera l'autoconsumatore, esso può usufruire della rete di distribuzione per condividere l'energia a fonti rinnovabili per consumarla nei punti di prelievo di cui è lui stesso titolare. Al contrario, egli può vendere l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta e può offrire servizi di flessibilità come tramite di un aggregatore.

Nel caso in cui, invece, i clienti finali decidano di aggregarsi per diventare autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, essi devono risiedere all'interno dello stesso edificio o condominio. Inoltre, ognuno di essi può produrre e accumulare energia elettrica realizzando impianti di rinnovabili comuni. Ne consegue, perciò, che l'energia così prodotta sarà perciò condivisa tramite la rete di distribuzione.

Risulta importante evidenziare, però, che l'energia autoprodotta dev'essere prioritariamente utilizzata per supplire ai fabbisogni degli autoconsumatori, mentre quella che rimane in eccedenza può essere accumulata o venduta. Infine, la partecipazione ad un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente non può costituire l'attività commerciale ed industriale principale delle imprese private.

Lo stesso articolo stabilisce successivamente anche i requisiti fondamentali affinché i clienti finali (inclusi quelli domestici) possano organizzarsi in Comunità Energetiche Rinnovabili. Tali competenze risultano essere:

- Il principale scopo della comunità dev'essere quello di fornire benefici economici, ambientali e sociali a soci e membri della stessa o alle aree locali in cui opera;
- La comunità si configura come un soggetto di diritto autonomo in cui l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, enti di ricerca e formazione, enti religiosi, del settore terziario e protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenuti nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgate dall'ISTAT;

- La partecipazione alla comunità, nel caso delle imprese, non deve costituire l'attività commerciale e industriale principale;
- La partecipazione è aperta a tutti i consumatori, comprese le famiglie a basso reddito e vulnerabili.

Inoltre, tali configurazioni operano relativamente alle seguenti condizioni:

- Ogni consumatore preleva solo la produzione d'energia rinnovabile a disposizione e controllata dalla comunità, ai fini dell'energia condivisa;
- L'energia autoprodotta viene utilizzata primariamente per l'autoconsumo istantaneo *in situ* (tra i membri della comunità), mentre l'energia in eccesso può essere accumulata e venduta;
- Viene utilizzata la rete di distribuzione dai membri della comunità al fine di condividere l'energia prodotta.

Viene, inoltre, ricordato che gl'impianti a fonti rinnovabili per la produzione d'energia elettrica devono entrare in esercizio dopo l'entrata in vigore del presente decreto legislativo.

Infine, l'articolo 32 definisce che i clienti finali, aggregati secondo le modalità definite dagli articoli precedenti, mantengono i propri diritti come tali, compresa la possibilità di scegliere il proprio venditore, mantenendo anche la possibilità di recedere dalla comunità in qualsiasi momento. Inoltre, rapporti tra il cliente finale ed il venditore vengono regolati attraverso un contratto di diritto privato che individua un soggetto responsabile nella suddivisione dell'energia condivisa.

Rimane in vigore l'applicazione degli oneri di sistema relativamente all'energia che i clienti finali prelevano dalla rete pubblica.

Inoltre, se entro 90 giorni dalla data d'entrata in vigore del decreto, ARERA individua il valore delle componenti tariffarie in via regolata, nonché di quelle connesse al costo della materia prima energia (non tecnicamente applicabili all'energia condivisa), se gli impianti di produzione ed i punti di prelievo risultano essere sottesi alla stessa cabina primaria. In aggiunta, individua le modalità con cui i clienti domestici possono richiedere che venga scorporata dalla loro bolletta la quota d'energia condivisa, alla propria società di vendita.

Infine, essa adotta anche le misure necessarie affinché i partecipanti alla CER mantengano diritti ed obblighi relativi alla qualificazione di clienti finali, i quali non possono essere soggetti a procedure o condizioni ingiustificate e discriminatorie in quanto compartecipi alla comunità.

1.6 Deliberazione di ARERA 727/2022 del 27 dicembre 2022

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) è volta ad adottare provvedimenti al fine di favorire lo sviluppo delle Comunità di Energia Rinnovabile e degli schemi di autoconsumo collettivo. Nell'agosto 2020, la stessa ha pubblicato la delibera 318/2020 con il relativo allegato A. Il documento richiama le definizioni principali in materia di autoconsumo e comunità energetiche presentate nei decreti di riferimento e delibera la regolazione delle partite economiche d'energia elettrica condivisa dagli autoconsumatori d'energia da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente o condivisa all'interno di una Comunità di Energia Rinnovabile. Particolarmente importante risulta essere l'articolo 7, Titolo 3, contenuto nell'allegato A, in merito alla modalità di erogazione del servizio di valorizzazione ed incentivazione. In esso, infatti, viene riportato il calcolo utilizzato per valutare il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa.

Questo documento ha trovato, però, una modificazione nella delibera ARERA 727/2022, la quale ha permesso la definizione, il 27 dicembre 2022, del "Testo Integrato Autoconsumo Diffuso" (TIAD).

Il testo recepisce le direttive del decreto-legge 199/21, definendo la valorizzazione relativa all'autoconsumo diffuso attraverso la cabina di trasformazione primaria e delinea i criteri sulla base dei quali i gestori delle reti individuano le aree sottese a ciascuna di esse, ususfruendo della configurazione reale delle reti elettriche. A seguito di tali modificazioni è stata introdotta anche una variazione in merito all'energia elettrica autoconsumata per le comunità energetiche. Per tale motivo, ne consegue che, rispetto alla delibera precedente, la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso risulta essere pari alla parte variabile della tariffa di trasmissione $TRAS_E$ [c€/kWh], escludendo la parte variabile della tariffa di distribuzione BTAU[c€/kWh].

Il GSE, dunque, ai fini del calcolo del contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa, calcola per ogni configurazione la quota d'energia elettrica condivisa su base oraria e mensile (E_{AC} [kWh]), quest'ultima pari alla quantità d'energia condivisa oraria nelle diverse ore del mese. Ove necessario, calcola anche l'energia elettrica condivisa per livello di tensione e/o per impianto di produzione.

Entrando maggiormente nello specifico, nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, viene calcolato su base mensile, per ciascuna configurazione, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata C_{ACV} [€]:

$$C_{ACV} = CU_{Afa),m} \times E_{ACV} + CU_{Afb),m} \times E_{ACVC} + \sum_{i,h}^{n}(E_{ACVC,i} \times c_{PR,i} \times P_Z)_h$$

Pari alla somma de:

- Il prodotto tra l'energia elettrica mensile autoconsumata E_{ACV} $[kWh]$ e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile $CU_{Afa),m}$ [c€/kWh]. Quest'ultimo risulta pari alla parte unitaria variabile della tariffa di trasmissione $TRAS_E$ [c€/kWh] definita per le utenze in bassa tensione;
- Il prodotto tra l'energia elettrica mensile autoconsumata E_{ACVC} $[kWh]$ e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile $CU_{Afb),m}$ pari al valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (BTAU) vigenti nel mese m-esimo;
- La somma per il livello di tensione *i* e ore *h,* dei prodotti tra l'energia elettrica autoconsumata per livello di tensione E_{ACVC} $[kWh]$, il prezzo zonale orario P_Z [€] e il coefficiente delle perdite evitate c_{PR} [%] corrispondente al medesimo livello di tensione. Quest'ultimo risulta essere pari a 1.2 % nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione; ed al 2.6 % nel caso in cui siano connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.

Diversamente, nel caso di Comunità di Energia Rinnovabile, di Comunità Energetiche dei cittadini, di autoconsumatori individuali di energia rinnovabile "a distanza" che utilizzano la rete di distribuzione e di clienti attivi "a distanza" che utilizzano la rete di distribuzione, il GSE calcola su base mensile il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa C_{AC} [€] pari al prodotto tra l'energia elettrica condivisa E_{AC} $[kWh]$ e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile $CU_{A,f,m}$ [c€/kWh]:

$$C_{ACV} = CU_{Afa),m} \times E_{ACV}$$

Infine, viene definito, all'interno dell'articolo 7, che il GSE riconosce al referente il contributo per l'energia elettrica autoconsumata C_{ACV} [€] e il contributo per l'energia elettrica oggetto di incentivazione C_{ACI} [€]. Esso su base mensile è pari alla somma de:

- Il termine C_{ACV} calcolato secondo quanto previsto al comma 6;
- Il prodotto tra la tariffa incentivante definita dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (ai sensi dell'articolo 8, D. Lgs. 199/21) e la quantità di

energia elettrica a cui essa è riferita. Ove necessario, il GSE utilizza i dati afferenti all'energia elettrica incentivata per impianto di produzione;

- Eventuali corrispettivi a copertura dei costi amministrativi del GSE, qualora previsti dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (ai sensi dell'Art. 8, D. Lgs. 199/21).

L'attualizzazione del TIAD, e dunque la sua applicazione formale, è prevista in concomitanza con l'entrata in vigore del decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), il quale definirà gli strumenti di incentivazione economica.

1.7 Consultazione pubblica del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del febbraio 2023

Il giorno 28 novembre 2022, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ha proceduto ad inoltrare la consultazione pubblica sullo schema di decreto per le comunità energetiche che ha chiamato a partecipare, entro il 12 dicembre 2022, cittadini, imprese, consumatori, tutti gli attori istituzionali e gli interlocutori di riferimento in campo ambientale.

In seguito, nel mese di febbraio 2023, lo stesso Ministero ha avviato l'*iter* presso l'Unione Europea sulla proposta di decreto, rafforzata dalla consultazione pubblica, la quale incentiva la diffusione di forme di autoconsumo di energia da fonti rinnovabili. Tale proposta di decreto, dovrà attendere, però, il consenso necessario per poter entrare in vigore da parte della Commissione Europea. Tale documento rappresenta uno strumento in linea con il duplice obbiettivo di decarbonizzazione fissato per il 2030 e l'autonomia energetica. All'interno di esso spiccano anche le nuove agevolazioni proposte, le quali sono distinte in due tipologie:

- Incentivo in tariffa: rivolto a tutto il territorio nazionale. Esso prevede una tariffa incentivante sull'energia autoconsumata, la cui potenza massima incentivabile risulta essere di 5 GW entro il 31 dicembre 2027; per impianti fotovoltaici la tariffa verrebbe corretta per tenere conto dei diversi livelli di insolazione, (regioni del centro Italia: + 4$[€/MWh]$, nord Italia: + 10 $[€/MWh]$);
- Contributo a fondo perduto: rivolto ai territori dei comuni fino ai 5000 mila abitanti. Esso prevede fino al 40% dell'investimento per chi istituisce una Comunità energetica; una quota di finanziamento dal PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza), il quale ammonta a 2,2 miliardi di euro; un'agevolazione sulla potenza pari a 2 GW almeno fino al 30 giugno 2026. Il suddetto contributo sarà cumulabile con l'incentivo

in tariffa. Inoltre, l'intervento può essere finalizzato sia la realizzazione di nuovi impianti che il potenziamento di impianti preesistenti.

Infine, risulta fondamentale sottolineare che i benefici previsti da questo decreto riguardano tutte le tecnologie rinnovabili, quali ad esempio il fotovoltaico, l'eolico, l'idroelettrico e le biomasse.

Capitolo 2

2. La regione Piemonte: il caso del pinerolese

Ad introduzione del presente capitolo, viene brevemente presentata la situazione italiana ed europea relativa all'evoluzione delle comunità energetiche rinnovabili.

Breve storia ed evoluzione delle Comunità Energetiche

La definizione di Comunità Energetica, come precedentemente enunciato nel capitolo relativo alle normative, è quella di un insieme di cittadini impegnati nel produrre, distribuire e condividere collettivamente energia verde, rinnovabile. L'obiettivo che veicola la nascita di queste corporazioni è la lotta allo spreco energetico come definito dalle direttive europee e dai relativi recepimenti italiani. Tale aggregazione permette anche l'utilizzo d'energia a prezzi competitivi per coloro che aderiscono alla comunità, alla quale si affianca l'obiettivo propriamente ambientale di riduzione delle emissioni di gas serra. Proprio grazie a queste specifiche caratteristiche le Comunità Energetiche risultano essere un mezzo potenzialmente utile alla decentralizzazione del mercato energetico e nella realizzazione della transizione ecologica.

Nel contesto propriamente italiano, come si è potuto apprendere attraverso una nuova stima dell'Osservatorio Enea, in Italia risultano esserci 54 comunità di autoconsumo attualmente operative (di cui 20 CER), mentre sarebbero all'incirca un centinaio le entità che hanno richiesto il riconoscimento come tali. Queste realtà, inoltre, in larga maggioranza si sono sviluppate nel Nord Italia e già all'inizio degli anni 2000. Tra le regioni che promuovono questo tipo di meccanismo si contraddistinguono infatti:

- Piemonte: di fatto la prima regione che ha approvato una legge relativa alla creazione di Comunità Energetiche Rinnovabili, dando il via a progetti volti a valutarne la fattibilità nel Pinerolo e sul lago di Orta;
- Lombardia: nella quale è nata la prima CER alpina;
- Veneto: con la creazione della CER "Energia Agricola a Km 0" formata da numerose aziende e attraverso l'attuazione di una politica volta a promuovere la creazione di nuove Comunità;
- Emilia-Romagna: nella quale è nata la prima CER collettiva composta da imprese, e ha visto la promozione del progetto GECO.

Sebbene, comunque, queste realtà energetiche in Italia vengano promosse ed addirittura nel 2021 la media nazionale di produzione elettrica da rinnovabile fosse attestata attorno al 36%, la nazione sembra essere nettamente al di sotto di numerosi Paesi europei, non solo ad esempio di Germania, Danimarca e Paesi Bassi ma anche rispetto a paesi meno all'avanguardia dal punto di vista energetico. Di seguito sono riportati due grafici relativi al numero di Comunità Energetiche rinnovabili attive in diversi Stati Europei:

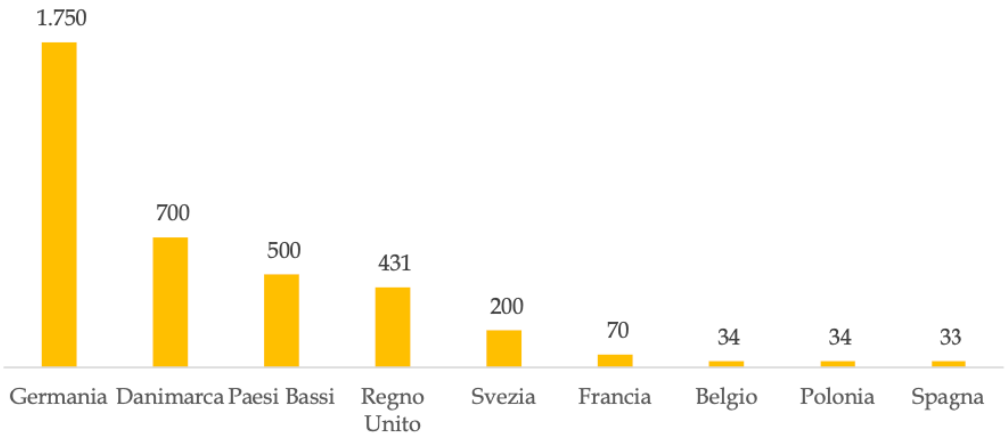


Figura 2. Numero di CER operative per alcuni stati europei.

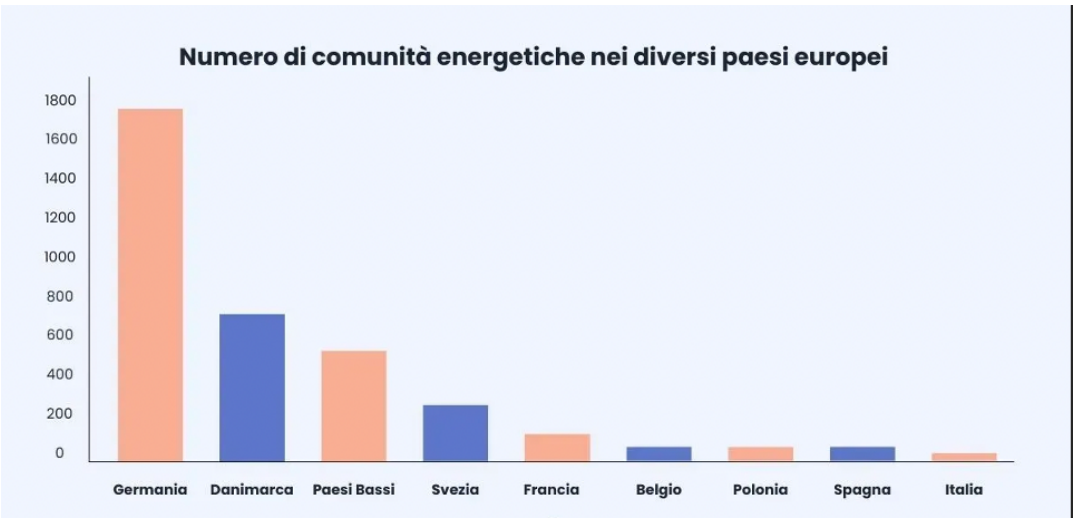


Figura 3. Numero di CER operative in alcuni stati europei, compresa l'Italia.

È importante sottolineare però che nel contesto italiano tali scenari risultano essere ancora in fase sperimentale al fine dell'individuazione delle pratiche migliori per massimizzare i benefici derivanti.

Ciò nonostante, queste realtà si basano comunque su una differenziazione tra comunità d'interessi, accomunate da una stessa finalità e comunità di luogo che si distinguono per

l'aspetto più propriamente territoriale, nonché sulla base di benefici mutualistici o pubblici i quali si fondano sugli equilibri tra bisogni dei membri e della Comunità nel suo complesso.

Si è potuto osservare, grazie a queste nuove realtà sperimentali che il successo delle aggregazioni è dato da una molteplicità di fattori, tutti però accomunati dalla partecipazione attiva di tutti i membri.

La Comunità Energetica così intesa potrebbe, dunque, dar vita ad uno scenario di mercato competitivo, a sua volta promotore di un circolo virtuoso in cui le imprese del territorio si sentono incentivate investire in questi progetti, permettendo così il raggiungimento degli obiettivi sociali, ambientali ed economici prefissati. In questa cornice di vera e propria economia di condivisione si potrà attuare, dunque, non solo una transizione energetica ma anche una più propriamente legata alle abitudini di vita della popolazione.

Risulta fondamentale, in questa accezione, ribadire l'importanza del singolo nell'adesione a queste nuove realtà energetiche, la quale non va non va trascurata. In un rapporto di Symbola, Tea e Ipsos è emerso che tra le ragioni avanzate dalla popolazione intervistata relativamente all'adesione ad una CER vi sono principalmente il risparmio e la garanzia d'indipendenza e sicurezza energetica. Inoltre, solo il 60% circa della popolazione intervistata e il 56% delle imprese che hanno preso parte all'analisi hanno manifestato assenso relativamente alla possibile partecipazione ad una Comunità Energetica. Infine, il rapporto mette in luce anche numerosi impedimenti alla realizzazione delle CER, tra i quali spiccano l'incertezza relativa alla legislazione ma soprattutto una scarsa informazione ed una forte difficoltà nel cambiare mentalità, soprattutto da parte degli anziani.

Alla luce di queste analisi si può concludere, dunque, che sebbene queste realtà vedano una forte spinta nel loro sviluppo, in risposta alla stesura della bozza del MASE, a livello nazionale la conoscenza di tali configurazioni sia scarsa. Essendo il contributo del singolo, allo scopo comunitario, di fondamentale importanza sarà necessario nei prossimi anni coinvolgere sempre di più ed in modo attivo i cittadini, al fine di renderli consapevoli delle opportunità e del virtuosismo che la Comunità Energetica può creare.

2.1 La normativa regionale a promozione dell'autoconsumo e la crescita delle comunità energetiche

In Italia, il Piemonte è stata una tra le prime regioni a recepire le disposizioni a sostegno delle comunità energetiche rinnovabili e autoconsumo di energia rinnovabile. Ad agosto 2018 viene emanata la legge regionale n. 12 sulla "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche" la quale, nell'articolo 1, si pone come obbiettivo principale la promozione dell'istituzione di comunità energetiche, quali enti senza finalità di lucro, costituiti al fine di superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati, e di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici. I comuni che intendono proporre la costituzione di una comunità energetica, oppure aderire a una comunità energetica esistente, "adottano uno specifico protocollo d'intesa, entro novanta giorni dall'entrata in vigore della legge" (L. R. n. 12/2018).

Nell'articolo 2 viene specificato che "le CER acquisiscono e mantengono la qualifica di soggetti produttori di energia se annualmente la quota dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo da parte dei membri non è inferiore al 70 % del totale" (L. R. n. 12/2018, Art. 2).

L'articolo 3 sancisce che "le comunità energetiche:

- Possono stipulare convenzioni con l'ARERA al fine di ottimizzare la gestione e l'utilizzo delle reti di energia;

Redigono, entro sei mesi dalla loro costituzione, un bilancio energetico e, entro dodici mesi, un documento strategico che individua le azioni per la riduzione dei consumi energetici a fonti non rinnovabili e l'efficientamento dei consumi energetici" L. R. n. 12/2018, Art. 3)

L'8 marzo 2019 con la deliberazione della Giunta Regionale n. 18-8520 vengono predisposte le disposizioni attuative e approvazione, per l'anno 2019, dei criteri per il sostegno finanziario. In particolare, in relazione ai comuni che intendono istituire una comunità energetica, devono rispettare i seguenti requisiti minimi:

- il consumo annuo elettrico pari ad almeno 0,5 GWh desumibile dall'analisi di un periodo temporale rappresentativo (almeno gli ultimi due anni);
- Le comunità energetiche acquisiscono e mantengono la qualifica di soggetti produttori di energia se annualmente la quota dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo da parte dei membri non è inferiore al 70 per cento del totale.
- la presenza di una pluralità di soggetti produttori e consumatori di energia elettrica.

Inoltre, i membri della medesima comunità energetica devono appartenere ad "ambiti" territorialmente contigui, laddove per "ambito" si intende la porzione di rete elettrica in media e bassa tensione sottesa ad un singolo trasformatore appartenente ad una cabina primaria di trasformazione (AT/MT).

L' 8 ottobre 2019 viene emanato l'avviso pubblico finalizzato alla raccolta di manifestazioni di interesse ad un contributo finanziario a sostegno della costituzione di comunità energetiche con scadenza 6 dicembre 2019. Nel documento è riportato la Regione, in virtù del carattere sperimentale correlato alla prima fase attuativa della l.r. 12/2018, "ha stanziato risorse complessivamente pari ad euro 50.000 per l'erogazione di un sostegno finanziario alla fase di costituzione delle Comunità energetiche. In aggiunta, i Comuni che propongono la costituzione di comunità energetiche possono presentare manifestazioni di interesse in tal senso e richiedere un contributo finanziario entro i termini e secondo le modalità stabilite. Le risorse disponibili sono ripartite sulla base del numero delle manifestazioni di interesse valutate positivamente e a ciascun richiedente è destinata una somma non inferiore a 5.000 euro e non superiore a 10.000 euro fino ad esaurimento della dotazione" (Regione Piemonte, atto n. 547).

Nell'anno 2020, è stato pubblicato un avviso pubblico per la raccolta di manifestazioni di interesse ad un contributo finanziario a sostegno della costituzione di comunità energetiche. Il documento riporta che sei comuni hanno mostrato interesse all'iniziativa.

Il territorio del pinerolese, area geografica situata a sud-ovest rispetto alla città di Torino, è tra i primi promotori della legge regionale n. 12/2018 e ha sostenuto la realizzazione di studi ed analisi sul territorio che, fin da subito, hanno visto partecipi le amministrazioni comunali attraverso ACEA Pinerolese S.p.a., il consorzio Pinerolo energia (CPE) ed il Politecnico di Torino. Nel dicembre 2015, con l'emanazione della legge nazionale n.221, recante "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali" viene introdotto il concetto di *Oil free zone*.

A tal proposito, nell'articolo 71, vengono promosse le "*oil free zone" a*l fine di promuovere su base sperimentale e sussidiaria la progressiva fuoriuscita dall'economia basata sul ciclo del carbonio e di raggiungere gli standard europei in materia di sostenibilità ambientale. Tali zone vengono definite come aree territoriali nella quali, entro un determinato arco temporale e sulla base di specifico atto di indirizzo adottato dai comuni del territorio di riferimento, si prevede la progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati con energie prodotte da fonti rinnovabili.

Nel 2019 viene firmato il protocollo d'intesa che istituisce la *Oil Free Zone Pinerolese* "territorio sostenibile", a cui hanno aderito 27 comuni. Con la firma del protocollo, sono state aperte le porte a progetti di crescita del territorio all'insegna delle energie rinnovabili.

Nel 2021 è stata istituita l'associazione temporanea di scopo Comunità Energetica Pinerolese (*ATSCEP*) che ha visto coinvolti i comuni di Cantalupa, Frossasco, Roletto, San Pietro Val Lemina, Scalenghe e Vigone.

La Comunità Energetica Pinerolese ha, senza fini di lucro, lo scopo di studiare e promuovere l'efficientamento energetico nel territorio del Pinerolese e valli collegate attraverso la riduzione dei consumi, l'aumento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'aumento della quota di autoconsumo dell'energia. Più in generale, la Comunità Energetica Pinerolese si pone lo scopo sperimentale di promuovere comunità energetiche al fine di elaborare progetti di sviluppo tecnologico dell'energia pulita, cercando di massimizzare l'approccio al concetto di "energia distribuita". Di seguito è riportata la zona territoriale del pinerolese con i comuni di interesse (**figura 4**).

Figura 4. Area territoriale del pinerolese.

A seguito del periodo di pandemia che ha causato l'emergenza sanitaria legata al *virus* Covid-19, l'UE si è prodigata subito a formulare una risposta coordinata a livello sia congiunturale sia strutturale, in particolare con il lancio a luglio 2020 del programma *Next generation EU (NGEU).*

A tal proposito la Fondazione Compagnia di San Paolo, al fine di rafforzare le condizioni affinchè gli enti pubblici territoriali di Piemonte, Liguria e Valle d'Aosta, possano gestire in maniera efficace ed efficiente le opportunità di finanziamento rese disponibili da PNRR, ha promosso il 4 novembre 2021 il bando *"Next Generation We - Competenze, strategie, sviluppo delle Pubbliche Amministrazioni"*, rivolto a singoli comuni e unioni di comuni delle regioni citate.

La finalità del bando è quella di sostenere i costi legati all'attivazione di competenze esterne, per lo sviluppo di progetti aventi i requisiti di finanziabilità da parte del PNRR, tra i quali rientrano gli studi per la costituzione di CER comunali.

2.2 Introduzione del caso studio e comuni coinvolti

Nel progetto di tesi proposto, sono stati analizzati 11 comuni dell'area del pinerolese tutti appartenenti alla provincia di Torino: Airasca, Cumiana, San Pietro Val Lemina, San Secondo di Pinerolo, Scalenghe, Volvera, Cantalupa, Castagnole Piemonte, Cercenasco, Roletto e Vigone.

Rispetto ai 48 comuni totali, sono stati individuati quelli soprariportati in quanto presentavano una maggiore quantità e qualità di dati disponibili. Il primo passo ha previsto l'identificazione delle cabine di trasformazione AT/MT, ai sensi del *D.lgs.* dell'8 novembre 2021 n. 199, tramite il sito del GSE il quale, in collaborazione con le imprese distributrici, ha messo a disposizione *online* una mappa interattiva delle aree convenzionali sottese alle cabine primarie (**figura 5**).

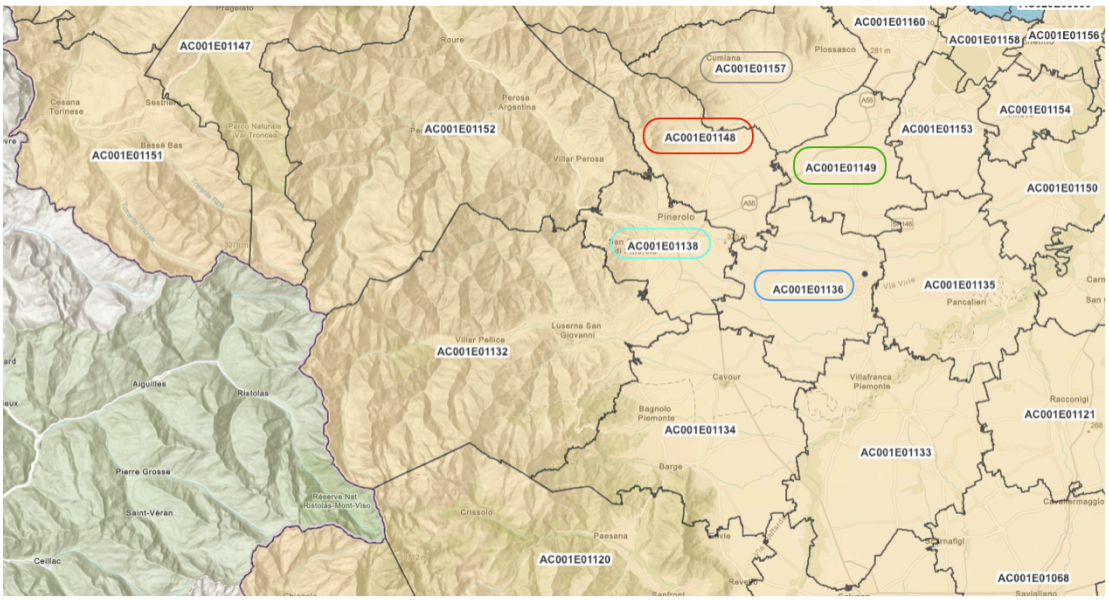


Figura 5. Mappa dal GSE rappresentante le cabine di trasformazione AT/MT dei comuni di interesse (elaborazione propria).

È stato quindi possibile identificare le seguenti zone di competenza delle cabine primarie:

- AC001E01149: Scalenghe - Volvera - Castagnole Piemonte - Airasca;
- AC001E01136: Scalenghe - Vigone - Cercenasco;
- AC001E01157: Cumiana - Cantalupa;
- AC001E01148: Roletto - Cumiana - San Pietro Val Lemina - Cantalupa;
- AC001E01138: San Pietro Val Lemina - San Secondo;

Le cabine individuate permettono l'identificazione di cinque aree nel territorio che comprendono tutti i comuni soprariportati o parte di essi.

Partendo da una geo-referenziazione dei dati associati agli edifici dei singoli comuni, tramite l'utilizzo del *software open source QGIS (Quantum Geographic Information System)* il quale permette di visualizzare, organizzare, analizzare e rappresentare dati spaziali, è stato possibile includere nell'analisi le abitazioni sottese dalla stessa cabina di trasformazione, dando luce all'individuazione di cinque potenziali Comunità Energetiche.

Più nello specifico le configurazioni oggetto di studio ottenute sono le seguenti:

Comunità energetiche	Comuni coinvolti
1	Airasca, Scalenghe (a), Volvera, Castagnole Piemonte
2	Cercenasco, Vigone, Scalenghe (b)
3	Cumiana (a), Cantalupa (a)
4	Cantalupa (b), Roletto, San Pietro Val Lemina (a), Cumiana (b)
5	San Pietro Val Lemina (b), San Secondo di Pinerolo

In particolare, i comuni di Scalenghe, Vigone, San Pietro Val Lemina, Cercenasco, Cumiana e Cantalupa appaiono come partecipanti a diverse Comunità Energetiche, in quanto presentano non tutti gli edifici sottesi alla medesima cabina di trasformazione AT/MT.

Mediante l'utilizzo del *software* è stato possibile selezionare adeguatamente le aree associate alle configurazioni individuate, in modo da escludere o includere gli edifici di interesse, modellati come poligoni all'interno dell'ambiente di sviluppo.

Una volta determinate le aree di interesse, per ciascuna di esse si è proceduto a: un'analisi tecnica mirata ad una quantificazione dei consumi e di potenziale produzione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica al fine di identificare i principali indici energetici; una valutazione economica alla luce degli ultimi decreti di riferimento. Tale procedura verrà dettagliatamente esposta all'interno del prossimo capitolo.

Capitolo 3

3. Analisi tecnico – economica

3.1 Valutazione dei consumi e stima di produzione di energia elettrica

Nell'analisi tecnica, l'obiettivo principale è quello di analizzare nel dettaglio i consumi reali, raccolti per i singoli comuni coinvolti, e la potenziale produzione da tecnologia fotovoltaica di energia elettrica. I due *software* impiegati a tal fine, sono *QGIS (Quantum Geographic Information system)* il quale rappresenta un programma di tipo *open source* che permette di visualizzare, organizzare e analizzare dati spaziali e *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System),* che è uno strumento messo a disposizione *online* dalla Commissione europea al fine di poter stimare il potenziale di produzione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica in una specifica posizione geografica.

L'anno di riferimento considerato all'interno dello studio è il 2019, in quanto presenta una maggiore completezza di dati rispetto agli anni successivi. Inoltre, dal 2020 a seguire, i dati associati ai consumi delle utenze rispecchiano una condizione di anormalità, in quanto hanno subito delle variazioni causate dalle restrizioni legate al periodo di pandemia dovuto al *virus Covid-19.*

3.2 Modello di consumo: raccolta e analisi dei dati di consumo di energia elettrica

I dati di consumo di energia elettrica dell'anno considerato associati agli edifici non comunali sono stati ottenuti dalla banca dati *Siatel*. È stato fornito un unico *shapefile* per ogni comune contenente diverse informazioni associate ai singoli complessi edilizi, tra cui il codice identificativo (*OID*), la tipologia di edificio (*EDIFC TYPE*), la destinazione d'uso (*EDIFC USO),* l'area della copertura (*Area*) in metri quadrati modellata come superficie piana e il consumo totale annuale di energia elettrica (*SUM_k_19*) espresso in kWh per l'anno 2019. Il vantaggio dell'utilizzo del *software QGIS* è rappresentato dal fatto che, all'interno del programma, ogni edificio è modellato come un poligono ed è possibile, grazie alla georeferenziazione, poter visualizzare la posizione e l'esposizione del singolo elemento all'interno del territorio considerato. È stato ritenuto opportuno eseguire una cernita dei complessi edilizi in funzione della destinazione d'uso e della quantità di dati a disposizione. Sono stati quindi esclusi tutti quelli che possedevano un consumo annuale pari a zero (non

influente per l'analisi), probabilmente legato al fatto che non è avvenuta la raccolta del dato oppure sono edifici non utilizzati.

In aggiunta, tutti gli altri sono stati classificati in funzione della destinazione d'uso, in particolare:

a) Residenziale;
b) Residenziale e commerciale;
c) Residenziale e produttivo;
d) Industriale;
e) Agricolturale.

La procedura è stata ripetuta per tutti i comuni oggetto di studio.

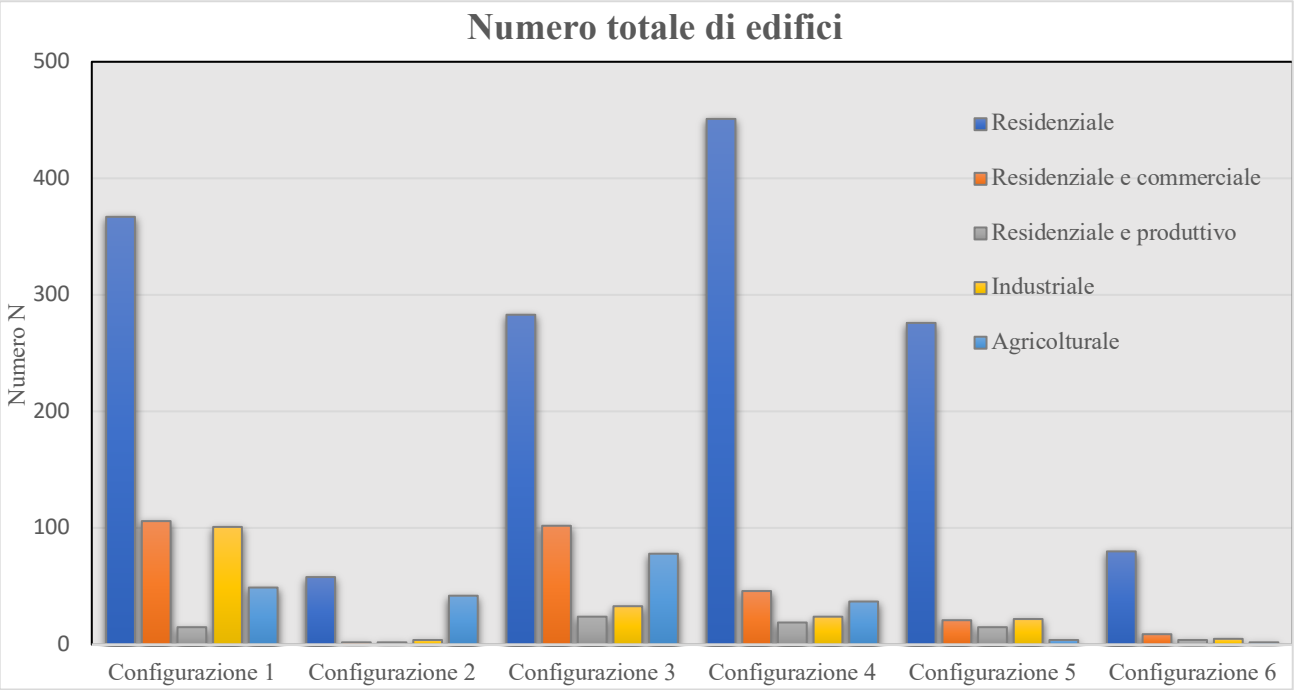


Figura 6. Numero di edifici per tipologia, suddivisi nelle singole configurazioni. (Elaborazione propria).

Partendo dal valore di consumo annuale fornito, si è proceduti con la determinazione dei profili di consumo di tipo mensile e orario. Nel caso di edifici residenziali generici, è stato ritenuto opportuno utilizzare i profili di consumo medi forniti da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), classificati nell'intero territorio nazionale per regione e provincia. Sono stati così ottenuti i dati di consumo medio mensile ed orario per il territorio del pinerolese, divisi in fasce orarie espresse in percentuali per l'anno di riferimento. Per quanto riguarda i profili di tipo orario, sono stati forniti gli andamenti del consumo di energia elettrica ora per ora associati a ciascun mese in funzione della tipologia di giorno,

distinti in: sabato, domenica e giorno feriale. Si riporta di seguito il profilo orario del prelievo medio relativo all'utente residenziale per la provincia di Torino. (**Figura 5**).

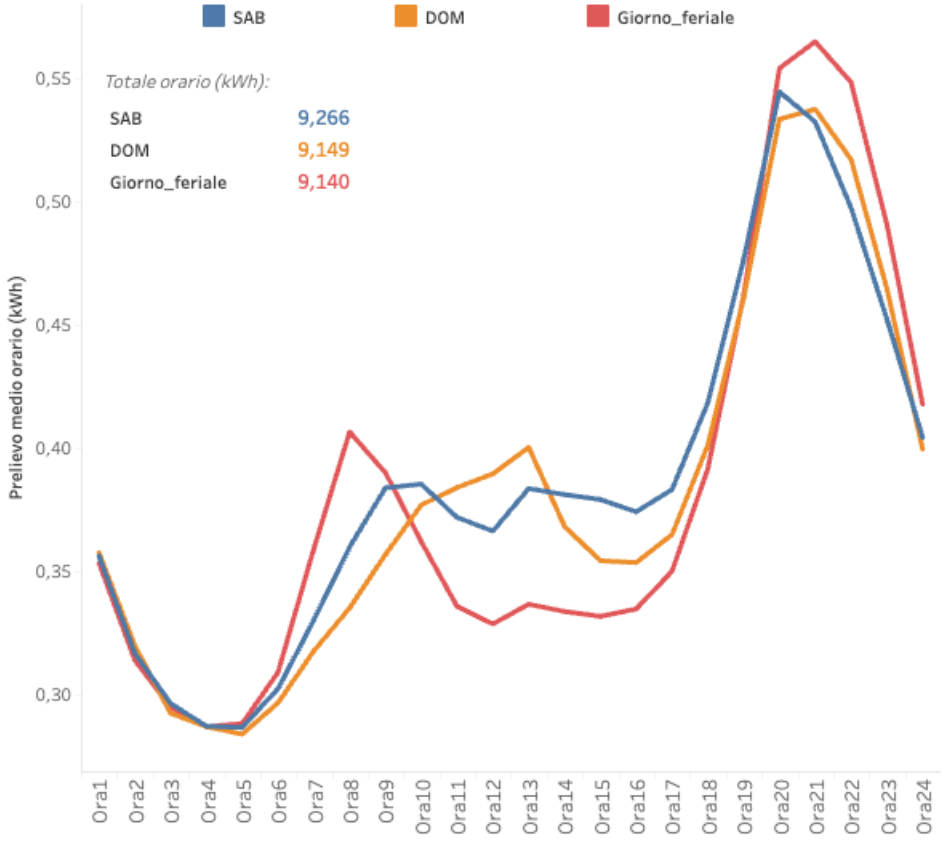


Figura 7. Profilo orario del prelievo medio per tipologia di giorno (ARERA), utente residente-provincia di Torino.

Caso più complesso è quello relativo alle altre tipologie di edificio, in quanto l'unica informazione a disposizione per ognuno è il consumo annuale.

Per la determinazione del profilo di prelievo di tipo mensile ed orario, sono stati innanzitutto ipotizzati gli orari di apertura e chiusura delle attività. In particolare:

- Residenziale e commerciale: apertura tutti i giorni feriali dalle ore 08:00 alle ore 19:00 e il sabato dalle ore 08:00 alle ore 13:00;
- Residenziale e produttivo: apertura tutti i giorni feriali dalle ore 08:00 alle ore 19:00;
- Industriale: apertura tutti i giorni feriali dalle ore 07:00 alle ore 19:00;
- Agricolturale: apertura tutti i giorni feriali dalle ore 08:00 alle ore 22:00 e tutti i sabati dalle ore 08:00 alle ore 13:00.

Al fine di ripartire il consumo annuale per tipologia di giorno e di orario, è stato assunto che il 95% del consumo totale C_{tot} $[kWh]$ sia associato a tutti i giorni di apertura degli edifici. Ne consegue che il restante 5% è stato destinato a tutti i giorni di chiusura (domeniche e festivi).

Successivamente sono stati calcolati i consumi orari associati ai soli giorni di apertura mediante le seguenti relazioni:

$$C_{h,A} = \frac{(0.95 \times C_{tot}) \times 0.95}{(N_A \times h_A)}$$

$$C_{h,C} = \frac{(0.95 \times C_{tot}) \times 0.05}{(N_A \times h_C)}$$

Con:

- N_A : numero totale annuo di giorni di apertura;
- h_A: numero totale di ore di apertura nel singolo giorno di apertura [h];
- h_C: numero totale di ore di chiusura nel singolo giorno di apertura [h];
- $C_{h,A}$ $[kW]$: prelievo orario associato alle ore di apertura;
- $C_{h,A}$ $[kW]$: prelievo orario associato alle ore di chiusura;

Infine, è stato valutato il consumo orario relativo ai giorni festivi e alle domeniche:

$$C_{h,F} = \frac{(0.05 \times C_{tot})}{(N_F \times h_F)}$$

Dove:

- $C_{h,F}$: prelievo orario associato ai giorni di chiusura (domeniche e festivi) $[kW]$;
- N_F:numero totale annuo di giorni festivi e domeniche;
- h_F:numero totale di ore di chiusura nei giorni festivi e domeniche, pari a $24\ h$.

La procedura proposta è stata ripetuta per tutte le tipologie di edificio, in funzione degli orari e dei giorni di apertura precedentemente ipotizzati.

Una volta determinati i profili di consumo di energia elettrica tipici, sono stati opportunamente associati ai complessi edilizi a disposizione per singolo comune, adattandoli in base al proprio consumo annuale.

Essendo i giorni feriali maggiori rispetto a tutti gli altri e la percentuale di consumo distribuita in base agli orari di apertura, ne consegue che il prelievo di energia elettrica avviene principalmente durante i periodi lavorativi, in gran parte associati alla fascia F1.

Una situazione differente si presenta per il caso degli edifici di tipo comunale, in quanto ciascuna località appartenente alle configurazioni definite, aderendo al bando *NEXT GEN WE,* ha reso disponibili i propri dati di consumo mensile di energia elettrica suddivisi nelle fasce F1, F2 ed F3, permettendo un'analisi più accurata rispetto al caso precedente. È stato ritenuto

opportuno eseguire delle considerazioni in merito ai giorni festivi: nel caso di edifici municipali diversi dai luoghi di istruzione si è mantenuto il conteggio totale delle festività di precetto come da calendario 2019, mentre per quanto riguarda le scuole, siano esse materne, primarie o secondarie di secondo grado sono state considerate le giornate di festa riportate nel calendario scolastico 2018/2019 e 2019/2020.

In **tabella 1** vengono illustrati i numeri di giorni totali per tipologia di mese suddivisi per i luoghi di istruzione e attività lavorative.

Al fine di determinare i profili di prelievo orario associati a tutti gli edifici comunali escluse le scuole, sono state considerate le fasce di consumo:

- Fascia F1: tutti i giorni feriali dalle ore 08:00 alle ore 19:00;
- Fascia F2: tutti i giorni feriali dalle ore 07:00 alle ore 08:00 e dalle ore 19:00 alle ore 23:00, tutti i sabati dalle ore 07:00 alle ore 23:00;
- Fascia F3: tutti i giorni feriali e sabati dalle ore 23:00 alle ore 07:00, tutte le domeniche e festivi per 24 ore.

Poiché i consumi per singolo edificio sono stati forniti su scala mensile e suddivisi per fasce orarie, il calcolo del prelievo orario è stato effettuato considerando i seguenti orari di apertura:

- Scuola materna ed elementare: dal lunedì al venerdì dalle ore 07:00 alle ore 16:00, il sabato dalle ore 07:00 alle ore 13:00;
- Scuola media: dal lunedì al venerdì dalle ore 07:00 alle ore 14:00, il sabato dalle ore 07:00 alle ore 13:00;
- Municipio ed uffici commerciali: dal lunedi al venerdì dalle ore 09:00 alle ore 12:00 e dalle ore 14:00 alle ore 18:00;
- Impianti sportivi e palestra: dal lunedì al sabato dalle ore 08:00 alle ore 22:00;
- Biblioteca e teatro: dal lunedì al venerdì dalle ore 09:00 alle ore 19:00;
- Salone polivalente e centro anziani: prelievo di energia elettrica analogo per le singole fasce orarie di consumo, calcolato come di seguito:

$$C_{h,F1,m} = \frac{C_{tot,F1,m}}{(h_{F1,m})}$$

$$C_{h,F2,m} = \frac{C_{tot,F2,m}}{(h_{F2,m})}$$

$$C_{h,F3,m} = \frac{C_{tot,F3,m}}{(h_{F3,m})}$$

Con:

- $C_{h,F1,F2,F3,m}$: consumo orario per le fasce F1, F2 ed F3 nel il mese m-esimo [kW];
- $h_{F1,F2,F3,m}$: numero di ore totali per le fasce F1, F2 ed F3 nel mese m-esimo [h];
- $C_{tot,F1,F2,F3,m}$: consumo totale mensile nelle fasce F1, F2 ed F3 nel mese m-esimo [kWh].

In seguito, esattamente come il caso degli edifici residenziali, sono stati calcolati i profili di prelievo orario in funzione degli orari di apertura ipotizzati, tenendo conto del calendario scolastico per i luoghi di istruzione e di quello annuale per tutti gli altri.

Mese	Tipologia di giorno	Calendario annuale 2019	Calendario scolastico 2018/2020-2019/2020
Gennaio	Sabato	4	3
	Domenica e festivo	5	9
	Feriale	22	19
Febbraio	Sabato	4	4
	Domenica e festivo	4	4
	Feriale	20	20
Marzo	Sabato	5	4
	Domenica e festivo	5	9
	Feriale	21	18
Aprile	Sabato	4	3
	Domenica e festivo	6	11
	Feriale	20	16
Maggio	Sabato	4	4
	Domenica e festivo	5	5
	Feriale	22	22
Giugno	Sabato	5	5
	Domenica e festivo	5	5
	Feriale	20	20
Luglio	Sabato	4	4
	Domenica e festivo	4	4
	Feriale	23	23
Agosto	Sabato	5	5
	Domenica e festivo	5	5
	Feriale	21	21
Settembre	Sabato	4	4
	Domenica e festivo	5	5
	Feriale	21	21
Ottobre	Sabato	4	4
	Domenica e festivo	4	4
	Feriale	23	23
Novembre	Sabato	5	4
	Domenica e festivo	5	6
	Feriale	20	20
Dicembre	Sabato	4	3
	Domenica e festivo	7	13
	Feriale	20	15
Totale	-	365	365

Tabella 1 Numero totale di giorni per tipologia e calendario, anno 2019.

1.3 Modello di produzione: valutazione della potenziale produzione di energia elettrica

Determinato il modello di consumo per ciascuna configurazione di comunità energetica individuata, è stata analizzata la potenziale produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Nello studio proposto, è stata considerata la generazione di energia da fonte di tipo solare, mediante tecnologia fotovoltaica. Il *software* impiegato nell'analisi, come definito in precedenza, è *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System),* reso disponibile gratuitamente dalla Commissione Europea. La scelta di questa tecnologia è giustificata dal fatto che risulta matura ed affidabile, fondamentale al raggiungimento degli obbiettivi di decarbonizzazione posti al 2030. Un impianto solare fotovoltaico è generalmente costituito da un generatore, un sistema di conversione della potenza o inverter, un accumulatore di energia, una struttura di sostegno e un sistema di monitoraggio. Il primo elemento è formato dall'insieme di moduli fotovoltaici, definiti come pannelli solari o fotovoltaici. Ciascun modulo è caratterizzato da un insieme di celle, tramite le quali avviene la conversione di energia solare in corrente elettrica. Ogni cella è generalmente costituita da uno strato di materiale semiconduttore opportunamente trattato, il silicio, e una superficie incidente con il sole tra i 100 e 225 cm^2. Diverse celle collegate insieme determinano un pannello, struttura ancorabile al suolo o edificio. Il generatore fotovoltaico è caratterizzato da più stringhe unite in parallelo, che forniscono la potenza richiesta, ciascuna delle quali è formata da pannelli collegati in serie.

Tra le tipologie di moduli fotovoltaici disponibili in commercio, si distinguono principalmente: quelli in silicio monocristallino, ricavati mediante un lingotto i cui atomi sono disposti a costituire un unico cristallo, presenta un'elevata purezza e costi più elevati legati al processo di fabbricazione; quelli in silicio policristallino, maggiormente utilizzato nell'industria del solare, meno puro ma anche più economico; quelli in silicio amorfo, tecnologia quasi superata che rende bene in condizioni di ombreggiamento e scarsa esposizione; e altre combinazioni di semiconduttori noti come film sottile.

Il generatore produce energia elettrica in corrente continua, opportunamente trasformata in corrente alternata mediante il secondo componente, l'inverter. Il sistema di accumulo consente di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso al fine di massimizzare l'autosufficienza dell'utenza e può essere di tipo *on grid*, direttamente collegata alla rete elettrica, in modo da poter sfruttare sia l'energia accumulata che quella disponibile in rete, o *off grid,* riservato principalmente per le strutture che non hanno la possibilità di collegamento alla rete elettrica.

Le strutture di sostegno sono generalmente costituite da due parti: la prima è formata da staffe, profili e montanti che vengono fissati alla copertura esistente mediante tasselli; la seconda che ospita i telai porta-pannelli. Il sistema di monitoraggio è caratterizzato dall'insieme di *hardware* e *software* predisposti al controllo dei flussi energetici dell'impianto. La misurazione del prelievo e immissione di energia elettrica avviene mediante l'utilizzo di contatori di energia. Un impianto fotovoltaico è generalmente costituito da un contatore di produzione, posto dopo l'inverter, il quale misura l'energia complessivamente prodotta e uno di scambio, che determina la quota di energia che non viene autoconsumata istantaneamente o mediante l'utilizzo di batterie, e viene immessa nella rete elettrica, oltre a quella prelevata.

Il primo passo verso la realizzazione delle reti intelligenti, che coniugano l'utilizzo di tecnologie tradizionali con soluzioni digitali innovative, è stato l'introduzione, a partire dall'anno 2001, dei contatori elettronici di prima generazione di tipo *1G*, ovvero un'apparecchiatura elettronica che fornisce alle imprese distributrici una misurazione mensile del consumo, suddiviso in fasce orarie. A partire dall'anno 2016 si è aperta una fase di sostituzione dei contatori installati con gli *open meter* di tipo *2G,* i quali consentono di visualizzare e misurare una maggiore quantità di dati su una scala di quindici minuti, tra cui la potenza istantanea, potenza massima di prelievo e la fascia oraria attiva al momento della consultazione. Chiaramente l'impiego di quest'ultima tipologia consente di rendere più consapevole il cliente finale, il quale ha maggiore conoscenza del proprio profilo energetico e può agire attivamente al fine di risparmiare e consumare energia nel momento di maggiore convenienza economica. Nell'ottica di una comunità energetica, risulta fondamentale se non necessario l'impiego di tali apparecchiature, in quanto consentono una gestione a tutto tondo dei flussi energetici associati alla configurazione, per rendere i partecipanti più consci e più indipendenti dal punto di vista energetico.

Tra gli indicatori di *performance* più rilevanti per un impianto fotovoltaico e per il progetto di tesi proposto, si definiscono:

Efficienza del modulo fotovoltaico (η): indica la percentuale di energia solare incidente che viene effettivamente convertita in energia elettrica dai moduli fotovoltaici, definita:

$$\eta = \left(\frac{P_n}{S \times I_{std}}\right) \times 100$$

Con:

- P_n $[kW]$: potenza nominale dell'impianto;
- $S[m^2]$: superficie dei moduli;

- I_{std} è l'irradianza solare in condizioni standard, pari a 1000 $[\frac{W}{m^2}]$.

Tipicamente nel caso di impianti FV in silicio si raggiungono valori di efficienza compresa tra il 15 % e il 20 %. Occorre evidenziare che le prestazioni dei pannelli fotovoltaici dipendono fortemente dalla quantità di luce che incide su di essi, non dalla temperatura. Valori di efficienza minori si raggiungono quando la temperatura dei moduli è elevata. Un parametro molto diffuso legato a questo fenomeno è il coefficiente di temperatura per la potenza, espresso in %/°C, il quale indica la percentuale di diminuzione della potenza massima dell'impianto all'aumentare di 1 °C di temperatura.

Performance ratio (PR): rappresenta il rapporto tra il rendimento medio effettivo di un impianto FV (quantità di energia disponibile) e il suo rendimento teorico (quanta energia dovrebbe produrre l'impianto in condizioni nominali di funzionamento). Per un determinato arco di tempo, vale:

$$PR = \frac{E_{prod}}{P_n} \times \frac{I_{rr,std}}{I_{rr}}$$

Con:

- E_{prod}[Wh]: energia prodotta;
- P_n $[W]$: potenza in condizioni nominali;
- $I_{rr,std}$: irraggiamento in condizioni standard [W/m^2];
- I_{rr}: irradiazione sul piano [Wh/m^2];

La piattaforma scelta per l'analisi di potenziale produzione da tecnologia fotovoltaica, come detto in precedenza, è *PVGIS,* il quale utilizza dati climatici storici al fine di calcolare l'irraggiamento globale solare, temperatura media e altri parametri metereologici. In particolare, vengono resi disponibili quattro diversi *database* di radiazione solare con risoluzione temporale oraria e quello selezionato per l'analisi è *PVGIS-SARAH2* il quale copre un arco temporale tra il 2005 e il 2020. Il programma fornisce una stima della produzione di energia fotovoltaica per diversi sistemi di pannelli, tenendo conto delle perdite dovute ad ombreggiamento, perdite nei cavi o negli inverter. Nel corso degli anni i moduli tendono anche a perdere un po' della loro potenza, per cui la produzione media annua nel corso della vita del sistema sarà inferiore di qualche punto percentuale rispetto alla produzione dei primi anni.

È stato selezionato un valore predefinito del 14% per le perdite complessive. Infine, nell'ambiente *PVGIS (***figura 8***)*, è possibile selezionare la località di interesse su cui eseguire lo studio, oltre che le opzioni di montaggio dei pannelli fotovoltaici, tra cui l'Azimut, ovvero l'angolo dei moduli rispetto alla direzione sud, e la pendenza, rispetto al piano orizzontale.

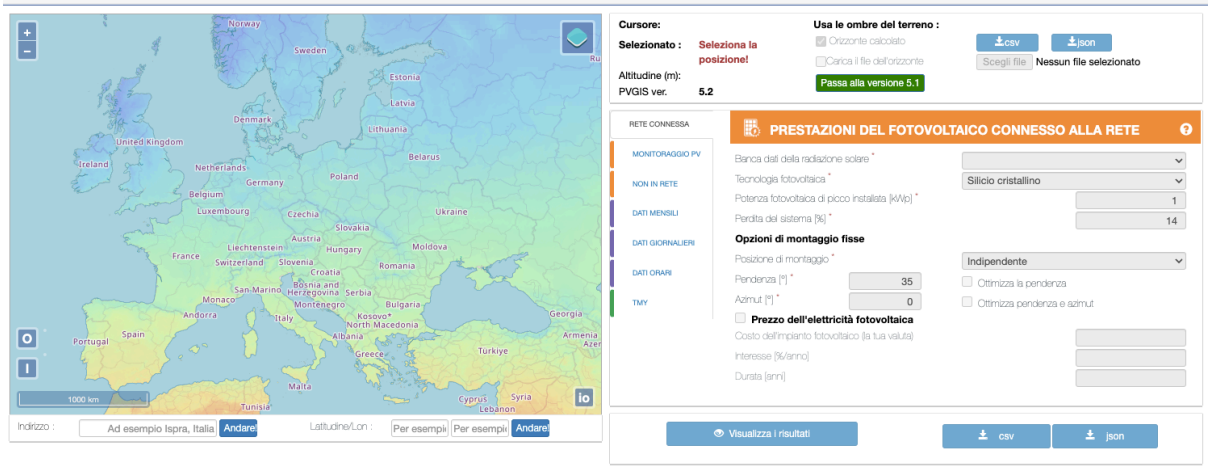


Figura 8. Interfaccia grafica della piattaforma PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). [Elaborazione propria]

La procedura proposta, prevede innanzitutto l'identificazione dei giorni tipo per singolo mese, ovvero dodici giornate rappresentative in termini di irradiazione solare, temperatura e altre condizioni meteorologiche. Partendo da quelli derivati dalle stime effettuate da *Duffie-Beckmann*, sono state inizialmente verificate le condizioni meteorologiche ad essi associate in ciascuna località del territorio del pinerolese, selezionando infine le prime giornate rappresentative più vicine a tali giorni tipici.

Sono state dunque selezionate per ciascun mese nell'anno 2019 le seguenti giornate rappresentative per la stima di produzione:

Mese	**Gen**	**Feb**	**Mar**	**Apr**	**Mag**	**Giu**	**Lug**	**Ago**	**Set**	**Ott**	**Nov**	**Dic**
Giorno	17	16	16	8	6	13	16	14	14	12	13	10

Tabella 2. Giorni tipici, anno 2019 (elaborazione propria).

La scelta di operare mediante i giorni tipici rappresenta un'approssimazione rispetto alla realtà, tuttavia, essendo gli edifici considerati nello studio molto numerosi, un'analisi sui singoli giorni di tutto l'anno sarebbe stata molto più onerosa, richiedendo sicuramente ulteriori strumenti e *software* più appropriati nella gestione di una tale quantità di dati.

Nell'analisi di produzione, sono stati inizialmente individuati gli edifici di tipo municipale messi a disposizione dai singoli comuni per lo studio di fattibilità della Comunità energetica, grazie alla collaborazione di Acea Pinerolese Industriale S.p.a., la quale è una moderna struttura *multiutility* che gestisce sul territorio una pluralità di servizi a favore di Comuni, Aziende e cittadini.

La posizione geografica dei complessi edilizi è stata fornita mediante uno *shapefile,* il quale, all'interno del *software opensource QGIS,* ha mostrato, sotto forma di punti, la posizione

dei suddetti edifici all'interno dei diversi comuni oggetto di studio. Eseguendo un'analisi incrociata mediante la funzione *Intersection,* che ha permesso l'intersezione degli edifici a disposizione con i punti di interesse, sono stati identificati quelli messi a disposizione per l'installazione degli impianti fotovoltaici. Successivamente, sono stati esclusi tutti quelli che presentavano un impianto già esistente sulla copertura, in quanto, secondo il decreto del MASE, non rientrano nel meccanismo di incentivazione per le comunità energetiche. Una delle possibilità è quella di eseguire un potenziamento e godere degli introiti soltanto da quella quota di potenza. Per semplicità operativa sono stati esclusi dall'analisi di produzione, rientrando unicamente come *consumer*. Una volta definita la posizione di ciascun edificio di interesse, sono stati calcolati due parametri necessari: l'inclinazione (*Slope*) delle coperture degli edifici con tetto ad una o due falde e l'esposizione (*Aspect*).

Il primo indice è stato valutato partendo dal file *DSM (digital surface model)* del territorio del pinerolese, fornito dalla regione Piemonte. Esso rappresenta il modello digitale di superficie topografica, che illustra l'andamento della superficie terrestre comprensiva degli oggetti che risiedono al di sopra: edifici, componenti di vegetazione o altri elementi. Il modello a diposizione presenta un'accuratezza di 10 metri ed è integrato mediante un'interpolazione dei dati da altri modelli digitali a maglia 50 metri e 90 metri nelle aree mancanti.

Il *DSM* del territorio è in formato *raster file(.tif),* ovvero un tipo di formato di dati spaziali che rappresenta un'immagine o una griglia di celle regolari poste in righe o colonne. Ogni cella o *pixel* contiene un determinato valore di una caratteristica in un punto dello spazio, in questo caso l'elevazione. Tramite gli strumenti messi a disposizione da *QGIS*, è stato possibile calcolare la pendenza di ogni punto partendo dal file *DSM*. La funzione (*Slope*) richiede in *input* l'inserimento del file di elevazione e calcola l'inclinazione espressa in gradi, grazie alla differenza di altezza tra punti limitrofi. Successivamente è stata valutata l'inclinazione delle coperture relative ai singoli edifici di ciascun comune, mediante la funzione di intersezione (*Intersection*) tra i punti di pendenza e lo *shapefile* contenente tutti i complessi edilizi, modellati come poligoni. Infine, utilizzando lo strumento *GroupStats,* è stata calcolata la pendenza del singolo edificio come la media delle pendenze di tutti i punti appartenenti ad esso.

L'altro parametro di interesse è quello di esposizione, che è stato possibile valutare direttamente dallo *shapefile* degli edifici, mediante la funzione *main_angle($geometry)* inserita all'interno del "calcolatore campi". Il *software* calcola in questo modo l'angolo di esposizione espresso in gradi da nord (0°) in senso orario (est 90° *etc*.) rispetto all'asse maggiore del complesso edilizio.

Un' ulteriore considerazione è stata effettuata in merito alla superficie utile disponibile in ciascuna copertura degli edifici. Lo *shapefile* contiene l'informazione dell'area di ogni singolo complesso edilizio, modellato come un poligono con copertura piana, per cui è stata calcolata la superficie reale tenendo conto dell'angolo di inclinazione.

Inoltre, al fine di valutare la superficie utile per l'installazione dell'impianto fotovoltaico, è stato impostato un valore percentuale del 20% dell'area totale. La scelta è legata a considerazioni pratiche effettuate sulle coperture degli edifici di interesse e tenendo conto della normativa di prevenzione incendi dei Vigili Del Fuoco.

Per quanto riguarda gli edifici a due falde, è stata tenuta in considerazione solamente quella maggiormente esposta alla radiazione solare, ovvero con esposizione ovest, sud-ovest, sud, sud-est o est, dividendo a metà l'area totale.

La potenza nominale installabile sui singoli edifici è stata calcolata mediante la formula inversa dell'efficienza:

$$P_n = \eta \times S \times I_{std} \; [kW]$$

Con:

- η [%]: efficienza ipotizzata dei moduli in silicio cristallino;
- S $[m^2]$: superficie utilizzabile;
- I_{std} : l'irradianza solare in condizioni standard, pari a 1000 $[\frac{W}{m^2}]$.

Tutti i parametri calcolati come soprariportato, sono risultati necessari alla simulazione della potenziale produzione di energia da fotovoltaico tramite *PVGIS*, per singolo edificio e giorno tipo.

La **Tabella 3** mostra, per singola configurazione e tipologia di edificio, i dati in merito alla superficie utilizzabile, la pendenza, l'esposizione e la potenza installabile.

Configurazione	Comune	Tipologia di edificio	Indirizzo	Superficie utile [m^2]	Slope [°]	Aspect [°]	Potenza installabile [kWp]
Comunità energetica 1	Airasca	Scuola media	Via Stazione 37	164.8	23	84	30
		Scuola elementare	Via Stazione 31	215.3	18	88	40
		Municipio	Via Roma 118	36	24	-66	10
		Ex centro anziani	Via Roma 17	73	22	-29	15
	Scalenghe	Scuola media	Via Santa Maria 40	196	20	-85	40
		Salone polivalente	Via Santa Maria 24	41	18	-90	10
Comunità energetica 2	Cercenasco	Scuola elementare	Via 20 Settembre 28	110.4	22	-68	20
		Municipio	Via 20 Settembre 11	21.4	18	22	5
	Vigone	Scuola media	Via don milani 2	168.6	26	-64	30
		Municipio	Piazza palazzo civico 1	148.8	21	89	30
Comunità energetica 3	Cumiana	Casa di riposo	Via Chisola 6	412.1	18	6	80
		Centro sportivo	Strada Gabriella 24	84.8	14	16	20
		Ex scuola	Strada Luisetti 65	24.5	31	69	5
Comunità energetica 4	Cantalupa	Impianto sportivo	Via Italia 28	677.8	23	-33	100
		Municipio	Via Chiesa 43	45.6	18	-61	10
	Roletto	Scuola elementare	Via Costa 23	143.2	26	-61	30
		Protezione civile	Via Roma	45.2	6	49	10
Comunità energetica 5	San Pietro Val Lemina	Biblioteca	Via Roma 72	59.1	26	62	15
		Municipio	Piazza Resistenza 11	61.5	30	53	15
	San Secondo di Pinerolo	Scuola materna	Via della parrocchia 3	71.5	21	29	15

Tabella 3. Dati relativi ai prosumer – Caso base. [Elaborazione propria].

I valori calcolati mediante il programma *QGIS*, sono stati impiegati come dati di input per la piattaforma *PVGIS*, al fine di stimare la produzione da tecnologia fotovoltaica. Per ogni edificio dei *prosumer* è stato ottenuto un profilo di produzione di tipo orario e mensile. A titolo esemplificativo in **figura 9** è illustrato per il comune di Airasca l'andamento orario di produzione di un 1 kWp per ciascuna stagione, con un'esposizione sud.

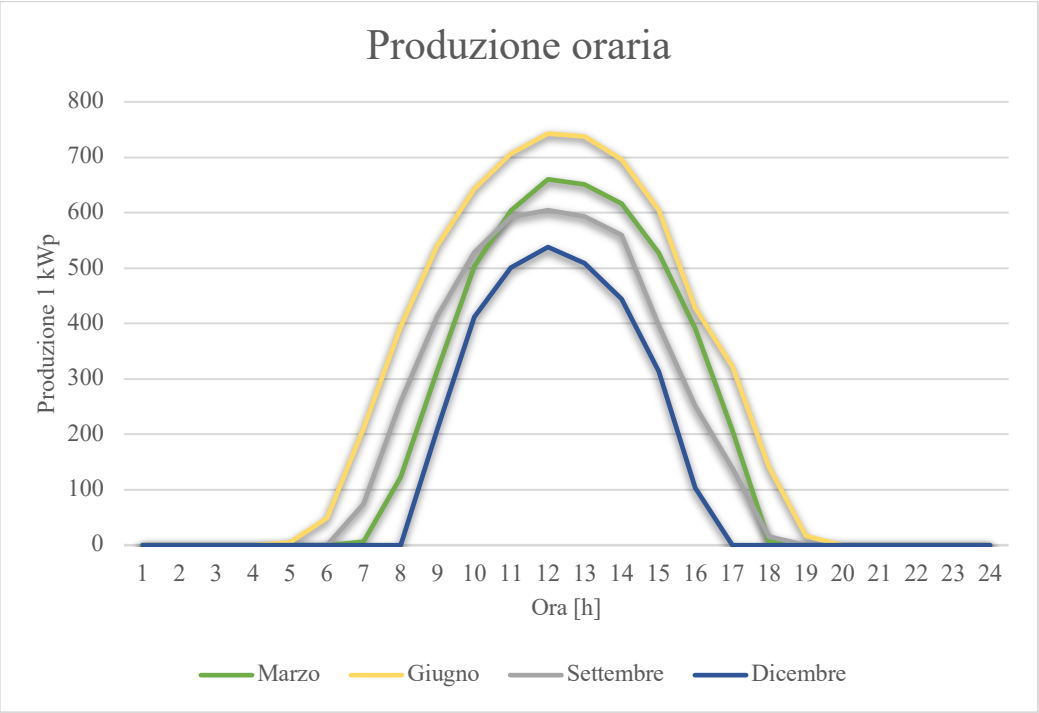


Figura 9. Produzione oraria di 1 kWp installato, esposizione verso sud, Airasca.

2.3 Modello dei flussi energetici

La seguente parte dell'analisi tecnica prevede l'identificazione e valutazione dei flussi energetici associati alle configurazioni di Comunità energetiche precedentemente individuate. Una volta determinati i modelli di consumo per tutti i partecipanti alla comunità e di produzione per tutti i *prosumer,* è stato valutato quanto la produzione sia in grado di soddisfare i fabbisogni energetici di tutti i membri aggregati.

Innanzitutto, unicamente per i *prosumer*, è stato valutato l'autoconsumo singolo *(SC: self consumption*) ovvero la quantità di energia che viene prodotta da ciascun impianto e istantaneamente consumata sul posto. Dalla definizione si evince che, maggiore è tale indice, maggiore è l'indipendenza energetica da parte del membro proprietario dell'impianto fotovoltaico. Noto il consumo totale (*TC: total consumption*) e la produzione totale (*TP: total production*) di ciascun utente, si calcola il parametro mediante le seguenti relazioni:

$$SC = TC \iff TP > TC$$
$$SC = TP \iff TC > TP$$

Chiaramente nel primo caso, qualora in un determinata ora la produzione fosse maggiore del consumo, l'energia istantaneamente consumata è pari a quella richiesta e vi sarà una sovraproduzione di energia. Nel secondo caso, invece, se in un'ora la produzione non consente di soddisfare il consumo allora il SC sarà pari alla quantità di energia prodotta in quell'istante e sarà necessario prelevare da rete la quantità in eccesso richiesta.

Il secondo parametro di interesse per l'analisi è la domanda non coperta (*UD: Uncovered demand),* ovvero la quantità di energia che deve necessariamente essere prelevata da rete ed acquistata, in quanto non soddisfatta dalla produzione.

Vale:

$$UD = TC - SC \iff TC > TP$$

Il terzo termine valutato è l'eccesso di energia prodotta (*OP: over production*) il quale rappresenta la quantità di energia, ora per ora, che viene prodotta in più rispetto al fabbisogno energetico richiesto.

Si definisce:

$$OP = TP - SC \iff TP > TC$$

Questa quantità può essere venduta alla rete, secondo il meccanismo di Ritiro dedicato (RID) gestito dal Gestore dei Servizi Energetici al prezzo zonale di energia elettrica, od eventualmente, nell'ottica della Comunità energetica, ceduta alla rete di distribuzione ai fini della condivisione verso gli altri membri della configurazione sottostanti alla stessa cabina di trasformazione AT/MT.

Un altro parametro di fondamentale rilievo è l'autoconsumo collettivo (*CSC: collective self consumption*), il quale, come definito al Decreto legislativo dell'8 novembre 2021, n. 199**,** esprime il valore minimo, per ogni periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione e l'energia elettrica prelevata dall'insieme di clienti finali associati.

In formule:

$$CSC = MIN(UD; OP)$$

$$CSC = UD \iff OP > UD$$
$$CSC = OP \iff UD > OP$$

In particolare, se in un determinato periodo orario la sovraproduzione copre abbondantemente la domanda non coperta, allora l'energia condivisa è pari alla richiesta energetica degli utenti, viceversa, corrisponde al valore di eccesso di produzione, in quanto risulta essere l'unica quantità disponibile.

Il quinto indice valutato è la sovraproduzione al netto dell'energia condivisa (*sOP: still over production*) il quale rappresenta la quantità di energia elettrica, per ogni periodo orario, che a seguito della condivisione, è ancora in eccesso e può essere venduta in rete.

Vale:

$$sOP = OP - CSC \iff OP > UD$$

Secondo i meccanismi di incentivazione considerati nell'analisi proposta, è opportuno minimizzare questo valore, in quanto i contributi vengono erogati sulla quota di energia condivisa e sono nettamente superiori rispetto alla vendita in rete.

Il parametro complementare a quest'ultimo è la domanda non coperta al netto della condivisione (*sUD: still uncovered demand*), la quale esprime il fabbisogno energetico dei membri appartenenti alla comunità che non è stato soddisfatto dall'energia elettrica messa a disposizione dai *prosumer*.

È definita come segue:

$$sUD = UD - CSC \iff UD > OP$$

Chiaramente, come nel caso precedente, occorre minimizzare quanto più possibile questo indice al fine di incrementare quella che è l'indipendenza energetica da parte della comunità. Per esempio, tramite una corretta gestione del proprio profilo di consumo, un consumatore può adeguatamente ridurre questo fabbisogno.

Determinati i parametri fondamentali associati a ciascuna comunità energetica individuata, è stato possibile considerare due indici di *performance* che descrivono, dal punto di vista tecnico, le prestazioni delle configurazioni determinate.

Il primo è l'indice di autosufficienza (*SSI: self sufficiency index*) che rappresenta il grado di autosufficienza della Comunità, confrontando il peso dell'autoconsumo individuale (*SC*) e dell'autoconsumo collettivo (*CSC*) sul consumo energetico totale dei membri (*TC*).

Viene definito:

$$SSI = \frac{(SC + CSC)}{TC}$$

Tale valore indica quanto ciascuna Comunità energetica sia in grado di soddisfare le proprie esigenze energetiche attraverso l'autoconsumo interno anziché dipendere dalla rete elettrica esterna.

In Piemonte viene definita una condizione necessaria associata a questo indice di *performance*. Più nello specifico, la legge regionale n.12 del 2018 definisce nell'articolo 2 che le Comunità di energetiche rinnovabili acquisiscono e mantengono la qualifica di soggetti produttori di energia se annualmente la quota dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo da parte dei membri non è inferiore al 70 % del totale.

L'ultimo parametro dell'analisi tecnica è l'indice di autoconsumo (*SCI: self consumption index*), il quale permette di valutare il livello di autoconsumo interno della configurazione, confrontando il peso dell'autoconsumo individuale *(SC)* e dell'autoconsumo collettivo *(CSC)* sulla produzione energetica totale *(TP).*

La relazione per calcolarlo è la seguente:

$$SCI = \frac{(SC + CSC)}{TP}$$

Il *SSI* indica quanto l'energia prodotta internamente dagli impianti viene effettivamente impiegata all'interno della Comunità energetica, sia a livello individuale che collettivo. L'interesse dei membri è, nell'ottica di massimizzare la condivisione di energia, ottenere un valore più alto possibile sia di autosufficienza che di autoconsumo.

3.5 Valutazione dei flussi monetari e determinazione degli indicatori economici

L'analisi proposta nel seguente paragrafo mira alla determinazione degli indicatori economici più rilevanti nell'ambito delle Comunità energetiche rinnovabili.

Premesso che la partecipazione da parte dei membri di una *CER* non costituisca l'attività commerciale o professionale principale, come definito all'interno dell'*art.* 22 della Direttiva europea RED II, tali valutazioni mirano alla quantificazione degli introiti monetari derivanti dagli incentivi erogati annualmente al referente della configurazione.

Considerando la Comunità energetica come un unico soggetto, i benefici economici a cui ha diritto, alla luce della proposta di decreto da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica nel mese di febbraio 2023, sono riconducibili:

- al contributo di valorizzazione dell'energia elettrica condivisa: come sancito dal testo integrato sull'autoconsumo diffuso TIAD di ARERA del 2022, vale:

$$C_{ACV} = CU_{Afa),m} \times E_{ACV}$$

Il termine $CU_{Afa),m}$ corrisponde alla parte unitaria variabile, espressa in c€$/kWh$, della tariffa di trasmissione $TRAS_e$ definita per le utenze in bassa tensione. Nell'anno 2019, tale termine corrisponde a 0.724 c€$/kWh$. Il secondo fattore E_{ACV} esprime l'energia elettrica autoconsumata mensile, espressa in kWh;

- all'incentivo in tariffa o tariffa premio (TIP) spettante applicabile all'energia elettrica condivisa (E_{ACV}), definita su tre scaglioni in funzione della potenza nominale massima del singolo impianto:

1. $P_n > 600\ kW$, vale $TIP = 60 + \max\ (0; 180 - Pz)$, la tariffa premio non può eccedere il valore di $100\ €/MWh$;
2. $200\ kW < P_n < 600\ kW$, vale $TIP = 70 + \max(0; 180 - Pz)$, la tariffa premio non può eccedere il valore di $110\ €/MWh$;
3. $P_n < 200\ kW$, vale $TIP = 80 + \max\ (0; 180 - Pz)$, la tariffa premio non può eccedere il valore di $120\ €/MWh$.

La parte variabile è uguale al massimo tra 0 e la differenza tra 180 e il Prezzo zonale $(0;\ 180 - Pz)$.

Il valore 180 corrisponde al riferimento di *price-cap* europeo per la vendita dell'energia. Il prezzo zonale orario è il prezzo di vendita dell'energia elettrica che si forma sul mercato elettrico e varia ora per ora e in base alla zona di mercato.

In aggiunta, sono definite le Correzioni della tariffa per impianti fotovoltaici in base all'area geografica: $4\ €/MWh$ in più per le Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria e Abruzzo) e $10\ €/MWh$ in più per quelle del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto).

Il contributo per l'energia elettrica oggetto di incentivazione riconosciuto dal GSE è pari a:

$$C_{ACI} = C_{ACV} + TIP \times E_{ACV}\ [€]$$

Il modello economico adottato prevede che l'investimento associato all'impianto di produzione e i relativi costi operativi siano associati al produttore, il quale ha diritto alla redditività dell'investimento. Nello studio proposto, tali soggetti sono membri stessi della comunità e non individui terzi. Al fine di ripartire adeguatamente gli incentivi totali annuali forniti e distinguere i flussi in ingresso e uscita di ciascun membro, le utenze sono state suddivise in due gruppi per ciascuna configurazione: *prosumer* e *consumer*. Il primo è

costituito da tutti coloro che effettuano l'investimento associato all'impianto fotovoltaico svolgendo al contempo il ruolo di produttori e consumatori; il secondo riguarda principalmente tutte le utenze che aderiscono alle comunità e coprono parte del proprio fabbisogno energetico grazie all'energia condivisa, avendo il diritto di risparmio in bolletta, ma non eseguono investimenti iniziali.

La logica di distribuzione degli introiti dovuti a ciascuna Comunità energetica rinnovabile generalmente varia da caso a caso e dipende dalla singola configurazione. Nel modello proposto, viene assunto un parametro che definisce la percentuale di ricavo totale destinata al gruppo dei *prosumer* e quella indirizzata ai *consumer* (*benefit sharing*). Il criterio adottato prevede una maggiore quota verso coloro che hanno effettuato l'investimento iniziale e una minore associata ai semplici consumatori.

Prosumer

Il primo gruppo ha diritto ad una quota di ripartizione degli incentivi totali (*benefit share*) è stata assunta pari a:

$$\beta_{prod} = 75\%$$

In aggiunta, per eseguire un'analisi più accurata, per ogni membro di ciascuna configurazione è stata stabilita una percentuale di peso ($\alpha_{p,i}$) in funzione della potenza installata dell'impianto. La ragione è correlata al fatto che, coloro che hanno investito una quantità di denaro più ingente, possano ottenere una redditività maggiore.

Essa è definita:

$$\alpha_{p,i} = \frac{P_{n,i}}{P_{n,tot}} \times 100\ [\%]$$

Con:

- $P_{n,i}$: potenza nominale installata nell'impianto dell'utente i-esimo $[kW]$;
- $P_{n,tot}$: potenza nominale installata totale in tutta la comunità energetica $[kW]$.

Al fine di determinare l'investimento associato a ciascun impianto appartenente ad ogni membro, è stato inizialmente considerato il prezzo di acquisto. Di seguito sono mostrati i coefficienti di costo per unità di potenza $c_p[€/kWp]$.

- P > 20 kW $c_p = 1000\ \frac{€}{kWp}$;
- 6 kW < P < 20 kW, $c_p = 1600\ \frac{€}{kWp}$;
- P < 6 kW, $c_p = 2000\ \frac{€}{kWp}$;

In funzione della taglia dell'impianto, per ogni membro *prosumer* è stato calcolato l'investimento totale:

$$I_{0,i} = c_{p,i} \times P_{n,i} \ [€]$$

Con:

- $P_{n,i}$ $[kWp]$: potenza nominale dell'impianto i-esimo;
- $c_{p,i}$ $[€/kWp]$.: coefficiente di costo per unità di potenza;
- $I_{0,i}$ [€]: investimento totale del membro i-esimo.

Successivamente è stato adottato il metodo noto come *Discounted Cash Flow,* il quale permette di determinare il valore attuale dell'impianto basandosi sulle proiezioni future dei flussi di cassa. Quest'ultimo è definito come segue:

$$PV = \sum_{j=0}^{n} \frac{CF_j}{(1+d)^j}$$

Con:

- CF_j: flusso di cassa netto dell'anno j-esimo [€];
- d: tasso di sconto dell'investimento*;*
- PV: *Present Value* (Valore Attuale Netto) [€].

L'analisi effettuata si è basata sulla scelta di un tasso di sconto (discount rate) pari al 4%. A rigore, andrebbe posto pari al WACC *Weighted Average Cost of Capital* (costo medio ponderato del capitale), analizzando adeguatamente la struttura finanziaria.

Il flusso di cassa netto CF_i tiene conto di tutti i ricavi al netto dei costi associati a ciascun impianto, per l'anno i-esimo.

In questo caso è pari a:

$$CF_i = R_{tot,p,i} + (\beta_{prod} \times C_{ACI} \times \alpha_{p,i}) - (c_{m,i} \times P_{n,i})$$

Con:

- $R_{tot,p,i} = OP \times P_z + SC \times PUN$ [€] ricavo totale del produttore, dato dai contributi di energia venduta in rete secondo il meccanismo di RID (ritiro dedicato) e il mancato acquisto di energia grazie all'autoconsumo singolo istantaneo;
- $c_{m,i}$ $\left[\frac{€}{kWp}\right]$ rappresenta il coefficiente di costo per unità di kWp che tiene conto dei costi di manutenzione associati a ciascun impianto, pari al 2% dell'investimento totale;

- PUN: il Prezzo Unico Nazionale [€/MWh] rappresenta la media pesata nazionale dei prezzi zonali di vendita dell'energia elettrica per ogni ora e per ogni giorno. Al fine di poter determinare un prezzo unico di acquisto dell'energia non coperta, è stato considerato il prezzo unico nazionale medio per l'anno oggetto di analisi, il 2019, tale valore è riportato in **figura 10**.

sintesi annuale			
periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)		
	media	**min**	**max**
2004*	51,60	1,10	189,19
2005	58,59	10,42	170,61
2006	74,75	15,06	378,47
2007	70,99	21,44	242,42
2008	86,99	21,54	211,99
2009	63,72	9,07	172,25
2010	64,12	10,00	174,62
2011	72,23	10,00	164,80
2012	75,48	12,14	324,20
2013	62,99	0,00	151,88
2014	52,08	2,23	149,43
2015	52,31	5,62	144,57
2016	42,78	10,94	150,00
2017	53,95	10,00	170,00
2018	61,31	6,97	159,40
2019	52,32	1,00	108,38
2020	38,92	0,00	162,57
2021	125,46	3,00	533,19
2022	303,95	10,00	870,00

Figura 10. Prezzo Unico Nazionale, sintesi anno 2019, fonte GME (Gestore dei mercati Energetici).

- P_z[c€/MWh]: prezzo zonale orario associato alla zona di mercato nord. Per lo studio proposto, è stato selezionato un unico valore corrispondente alla media dei prezzi zonali orari dell'anno 2019, come mostrato in **figura 11**.

Prezzi 2019 (Euro/MWh)												
Fascia	F1											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	75,45	59,08	55,15	58,00	52,72	53,00	56,69	48,28	54,41	57,92	56,59	49,56
Centro Sud	70,10	58,74	53,21	52,61	49,66	53,02	56,42	48,24	53,64	53,55	52,92	49,56
Nord	75,96	59,19	55,28	56,66	52,36	52,93	56,63	47,87	55,10	59,40	57,08	50,43
Sardegna	68,70	58,03	52,10	47,05	49,28	53,02	54,50	47,72	54,30	53,89	50,05	45,75
Sicilia	76,97	49,24	31,60	62,03	71,20	55,69	62,61	72,10	54,82	64,17	47,15	54,05
Sud	65,38	46,45	37,01	49,71	46,58	51,06	56,61	48,29	53,79	51,39	43,46	49,07
Fascia	F2											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	68,21	55,93	46,72	48,05	51,12	46,74	48,49	43,83	45,10	45,96	50,58	45,02
Centro Sud	67,80	56,99	48,44	48,34	51,93	46,76	48,81	46,06	45,37	46,35	50,27	45,31
Nord	69,17	56,61	47,38	49,40	51,34	42,12	49,28	43,07	46,90	49,16	49,79	44,96
Sardegna	65,56	52,21	44,56	45,32	50,97	45,05	48,72	45,81	44,54	44,87	49,08	34,46
Sicilia	90,69	74,40	56,34	66,15	71,96	71,76	62,62	67,26	57,24	77,45	56,07	52,39
Sud	66,90	55,98	45,72	47,66	51,34	45,58	48,21	45,14	45,43	46,06	49,29	44,08
Fascia	F3											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	57,98	48,16	48,17	43,41	43,94	39,94	41,21	38,82	42,07	39,48	39,76	34,05
Centro Sud	56,62	50,66	46,86	42,88	41,66	40,35	41,95	41,38	41,72	40,27	39,37	35,45
Nord	58,51	48,26	47,95	43,61	43,82	35,28	40,92	38,12	42,67	40,43	39,30	33,98
Sardegna	56,33	49,87	45,92	36,01	38,66	38,80	41,53	41,05	41,62	39,80	40,43	33,71
Sicilia	57,05	46,45	42,31	51,22	36,77	50,53	45,86	48,75	42,97	58,56	36,83	33,30
Sud	55,14	45,79	41,98	40,56	36,64	39,82	40,08	40,60	42,06	39,72	37,24	34,23

Figura 11. Prezzo zonale medio mensile per singola fascia e zona di mercato, anno 2019, fonte GSE (Gestore dei Servizi Energetici).

Il numero ottenuto è pari a $P_{z,2019} = 49.7\ €/MWh$.

Infine, al fine di determinare per ciascun produttore se l'investimento è redditizio, è stato calcolato il *Net Present Value (NPV)* espresso in €, il quale rappresenta l'attualizzazione dei flussi di cassa relativi ad un progetto, su un periodo di vita media dell'impianto corrispondente a 20 anni.

Per ciascun *prosumer* è stato valutato:

$$NPV_i = -I_{0,i} + \sum_{j=0}^{n} \frac{CF_j}{(1+d)^j}$$

Un ulteriore parametro economico oggetto di analisi è il tasso interno di rendimento (*IRR Internal Rate of Return*) il quale corrisponde al tasso di attualizzazione che rende nullo il valore attuale dell'investimento:

$$0 = -I_{0,i} + \sum_{j=0}^{n} \frac{CF_j}{(1+d)^j}$$

L'incognita è il tasso di attualizzazione *d* che rende nullo il *NPV*.

Infine, utilizzando nuovamente la relazione precedente ma con incognita j (anno), è possibile stimare l'anno di rientro dell'investimento iniziale SPT *Simple Payback Time*, oltre il quale il *prosumer* inizia a godere dei ricavi.

Consumer

Il secondo gruppo di ciascuna configurazione ha diritto ad un risparmio in bolletta, legato al consumo di energia elettrica che viene prodotta dagli impianti e condivisa agli altri membri.

La quota di ripartizione degli incentivi totali per ciascuna Comunità energetica per i consumatori corrisponde a:

$$\beta_c = 1 - \beta_p \ [\%]$$

Come detto in precedenza, tale percentuale è generalmente a discapito della politica interna di ciascuna comunità, tuttavia, per questa analisi, è stata posta pari al 25% per tutte le configurazioni.

Il risparmio percentuale PCR_i (*Percentage Cost Reduction*) conseguito da ciascun consumatore vale:

$$PCR_i = \frac{\beta_c \times C_{ACI}}{C_{tot,c,i}} \times 100$$

Con:

- $C_{tot,c,i} = TC(c) \times PUN$ [€] spesa annuale versata dal consumatore *i-esimo* al proprio venditore. È data dal prodotto tra il consumo annuale di ciascun consumatore della CER e il prezzo unico nazionale per l'anno 2019, precedentemente individuato.

Come si evince, il consumatore ha un compenso generalmente minore e costante nell'arco del periodo di fruizione degli incentivi rispetto al *prosumer*, in quanto non presenta rischi di investimento. Al contrario, coloro che si occupano di gestire le spese degli impianti, presentano un'incertezza sui soldi investiti sicuramente maggiore, ma il potenziale ricavo negli anni è considerevole, tenendo conto dell'autoconsumo fisico di energia elettrica che evita l'acquisto da rete.

3.6 Valutazione sull'impatto ambientale

Il seguente paragrafo è finalizzato alla determinazione di una stima quantitativa di beneficio a livello ambientale legato alle configurazioni di Comunità energetiche oggetto di analisi. L'installazione degli impianti di produzione a fonti rinnovabili genera un flusso di energia elettrica pulita all'interno della configurazione, la quale permette di ottenere un beneficio in merito alle emissioni di gas ad effetto serra. Il cambiamento climatico in corso è fortemente condizionato dall'azione antropogenica e il settore energetico ricopre un ruolo importante.

Le misure adottate dall'UE e i relativi Paesi Membri, per contrastare l'innalzamento di temperatura media globale, prevedono un forte sostegno verso la generazione di energia da fonti di tipo rinnovabile.

Per ottenere una valutazione di massima sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica e simili, sono stati inizialmente valutati i coefficienti di emissione espressi in gCO_2/kWh. Tali indici sono riportati all'interno di un rapporto di ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) che riporta i valori dei fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici, per ciascun anno di riferimento.

I parametri selezionati relativi all'anno 2019 per lo studio sono i seguenti:

- $\varepsilon_p = 277.6\ \frac{gCO_2}{kWh}$: fattore di emissione della produzione elettrica;
- $\varepsilon_c = 268.6\ \frac{gCO_2}{kWh}$: fattore di emissione del consumo elettrico;
- $\varepsilon_{PV} = 45\ \frac{gCO_{2eq}}{kWh}$: fattore di emissione medio di un pannello solare fotovoltaico.

L'ultimo fattore è stato ricavato da una ricerca pubblicata nel *Journal of Cleaner Production,* la quale fornisce un valore medio di emissione tenendo conto della fabbricazione, trasporto, installazione e smaltimento.

In seguito, noti i parametri ottenuti, si è proceduti con la valutazione delle emissioni di CO_2 in due casi distinti. Nel primo scenario di base non rientra la presenza delle Comunità energetiche rinnovabili, per cui il fabbisogno energetico di tutte le utenze municipali viene soddisfatto mediante il prelievo dalla rete elettrica. L'emissione del caso base può essere valutata tramite la seguente relazione:

$$\mathcal{E}_b = \varepsilon_c \times TC_{p+c}$$

Con:

- $\mathcal{E}_b\ [gCO_2]$: emissione totale del primo scenario (caso base);
- $TC_{p+c}\ [kWh]$: consumo totale aggregato dei membri della configurazione.

Nel secondo caso è stata considerata l'istituzione delle Comunità energetiche rinnovabili e, per ognuna di esse, le emissioni sono state calcolate come di seguito riportato:

$$\mathcal{E}_{CER} = \varepsilon_c \times \left[TC_{p+c} - (CSC + SC)\right] + \varepsilon_{PV} \times TP$$

Con:

- $\mathcal{E}_{CER}\ [gCO_2]$: emissione totale del secondo scenario (caso con CER);
- $SC\ [kWh]$: quota di energia autoconsumata istantaneamente dai *prosumer*;
- $CSC\ [kWh]$: quota di energia condivisa dai membri all'interno della configurazione;

- $TP\ [kWh]$: produzione totale di tutti i *prosumer*.

In quest'ultima situazione, il contributo di consumo dei *prosumer* e *consumer* presenti nella configurazione risulta essere inferiore rispetto al caso precedente, a causa dell'autoconsumo in sito da parte dei proprietari degli impianti e dell'energia condivisa nella rete di distribuzione. Quest'ultima è infatti prodotta localmente da fonte rinnovabile e resa disponibile ai membri richiedenti, motivo per il quale viene sottratta dal computo delle emissioni totali di anidride carbonica. La seconda parte dell'equazione tiene conto del costo in termini di emissioni associato al processo di produzione, installazione e smaltimento degli impianti fotovoltaici. Occorre evidenziare che è stato trascurato un altro termine all'interno della relazione: il risparmio di emissioni dovuto all'eccesso di produzione immesso nella rete elettrica. Esso, infatti, è stato calcolato nell'analisi tecnica come *sOP* (*still over production*), ovvero la quantità di energia elettrica che, al netto della condivisione e dell'autoconsumo singolo, viene venduta alla rete elettrica. A rigore, tale grandezza, per ciascuna configurazione di Comunità energetica, determina un risparmio in termini di emissioni, poiché contribuisce alla riduzione della produzione da fonte fossile di energia per coprire i fabbisogni degli utenti al di fuori della Comunità energetica. Poiché l'analisi proposta è finalizzata ad ottenere una stima sull'ordine di grandezza della riduzione di emissioni a livello localizzato (singola Comunità energetica), tale termine è stato trascurato.

Infine, note le grandezze precedentemente calcolate, è possibile valutare in termini percentuali la diminuzione di emissioni associata all'istituzione di ciascuna Comunità energetica rinnovabile nei comuni coinvolti:

$$\mathcal{E}_{\%} = \frac{\mathcal{E}_b - \mathcal{E}_{CER}}{\mathcal{E}_b} \times 100$$

Capitolo 4

4. Analisi e valutazione dei risultati

Gli esiti della procedura di calcolo descritta nel capitolo 3, sono riportati ed analizzati nei paragrafi sottostanti. È stato deciso, per ciascuna configurazione, di suddividere i risultati in funzione delle analisi, a partire da quella relativa ai consumi, sino a quella economica, supportati dai relativi grafici.

In primo luogo, si è proceduto con l'identificazione degli esiti del caso base (*baseline*), caratterizzato, per ogni Comunità Energetica rinnovabile selezionata, dall'insieme di edifici comunali che hanno reso fruibili i propri dati di consumo di energia elettrica. Il motivo è legato al fatto che il progetto ha avuto forte sostegno da parte delle amministrazioni comunali oggetto di analisi.

I *prosumer*, come descritto nel Capitolo 3, sono rappresentati dai complessi edilizi che hanno dato la loro disponibilità per l'installazione degli impianti fotovoltaici, mentre i *consumer* corrispondono a tutti gli altri membri.

4.1 Modello di consumo

In questo paragrafo viene presentato il modello di consumo di ciascuna configurazione selezionata. Sono stati raccolti ed opportunamente elaborati i dati di consumo di energia elettrica per ogni edificio. Nuovamente occorre evidenziare che, nella fase di determinazione dei profili orari e mensili aggregati, è stata eseguita una distinzione tra i luoghi di istruzione rispetto a tutti gli altri, tenendo conto della differenza sostanziale tra le festività di precetto e scolastiche.

Per ogni Comunità energetica rinnovabile individuata, si riportano in particolare due grafici rilevanti: il consumo totale mensile aggregato per tipologia di edificio e il consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale nelle tre fasce di prelievo.

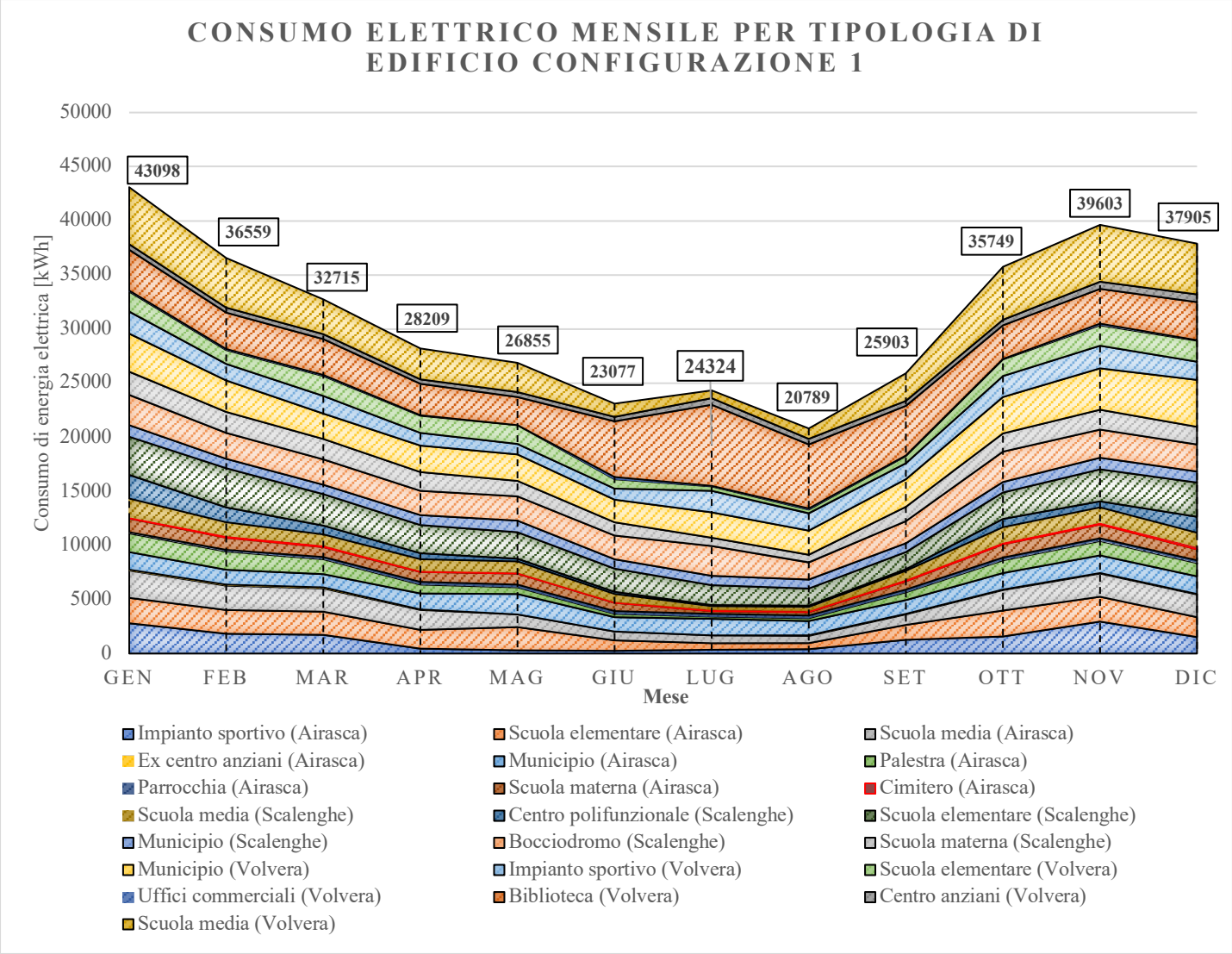


Figura 12. Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 1. [Elaborazione propria]

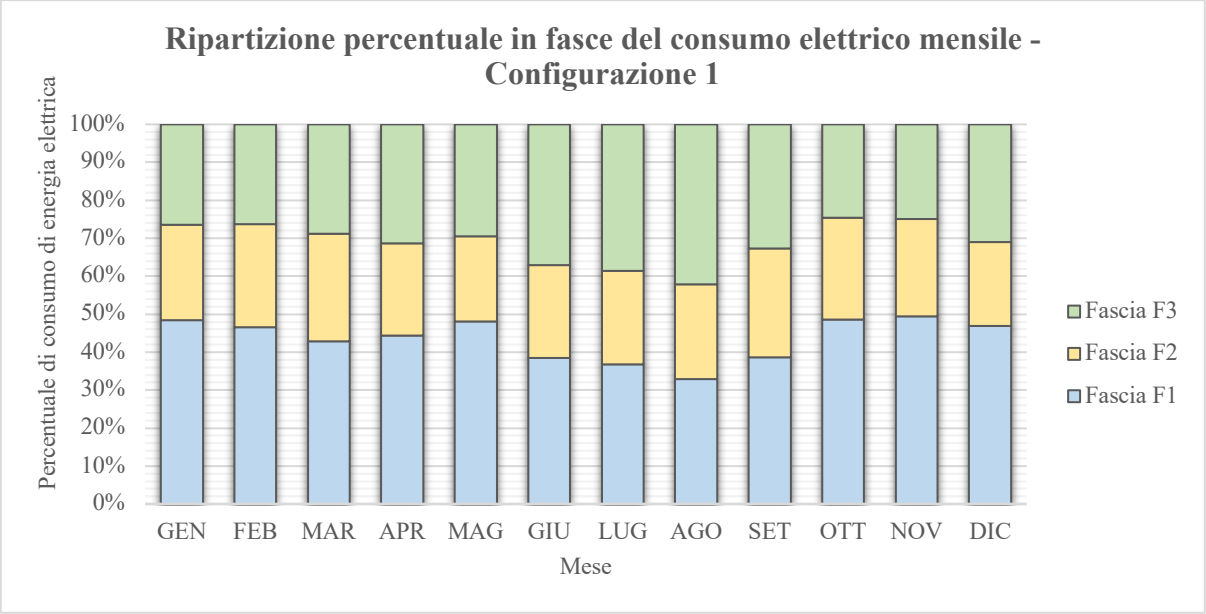


Figura 13. Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 1. [Elaborazione propria]

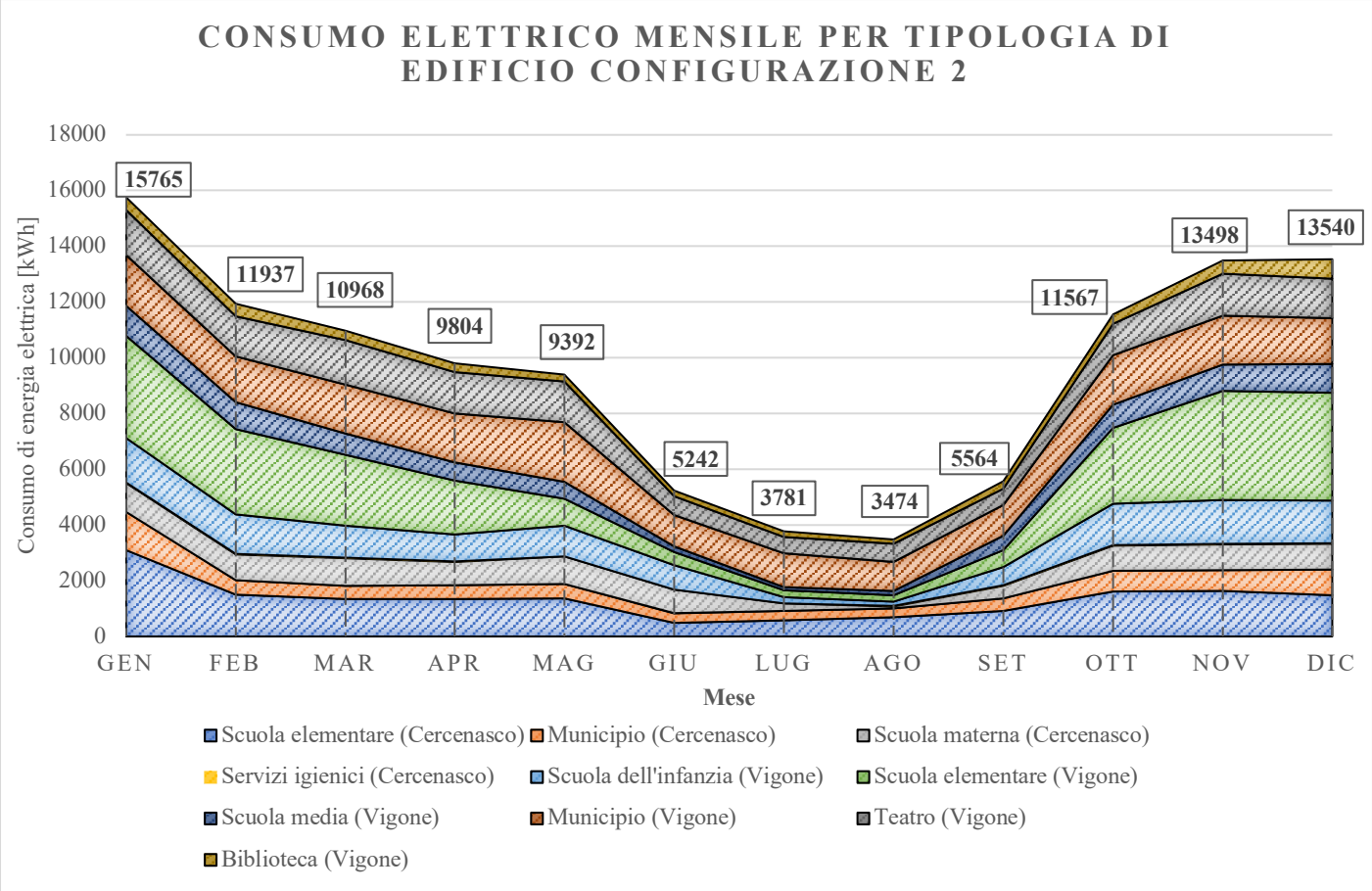


Figura 14. Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 2. [Elaborazione propria]

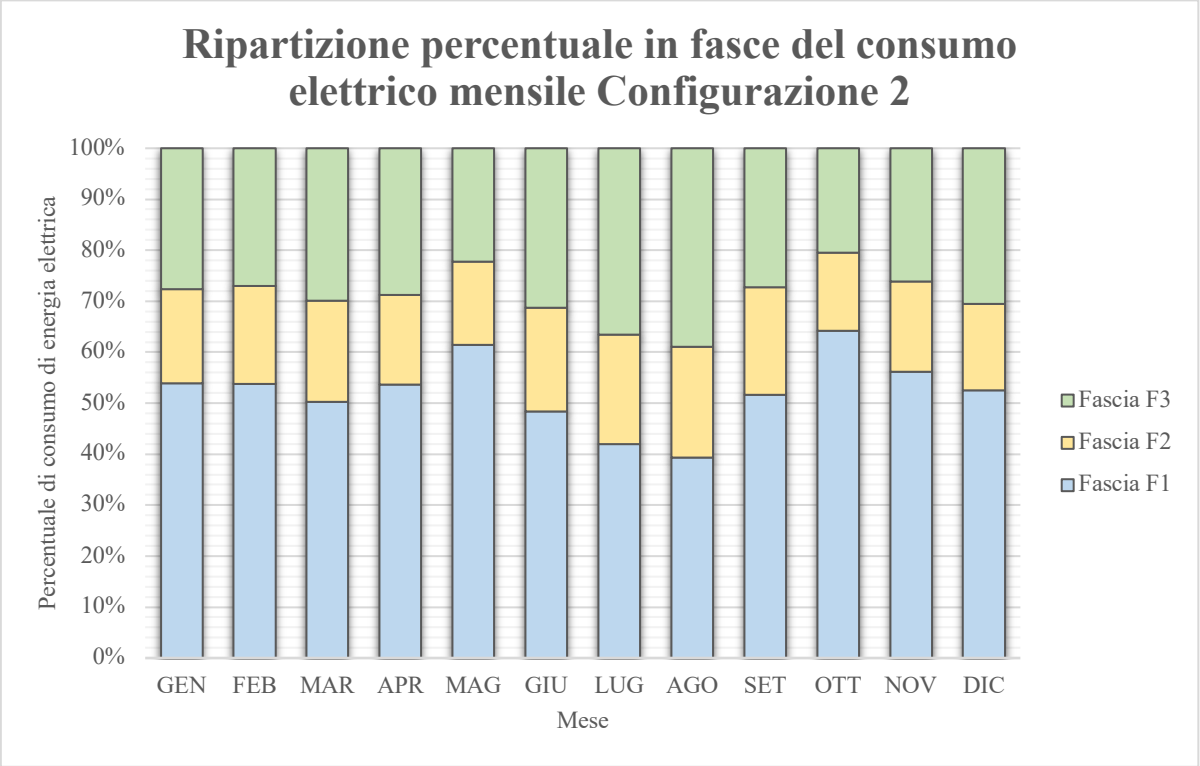


Figura 15. Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 2. [Elaborazione propria]

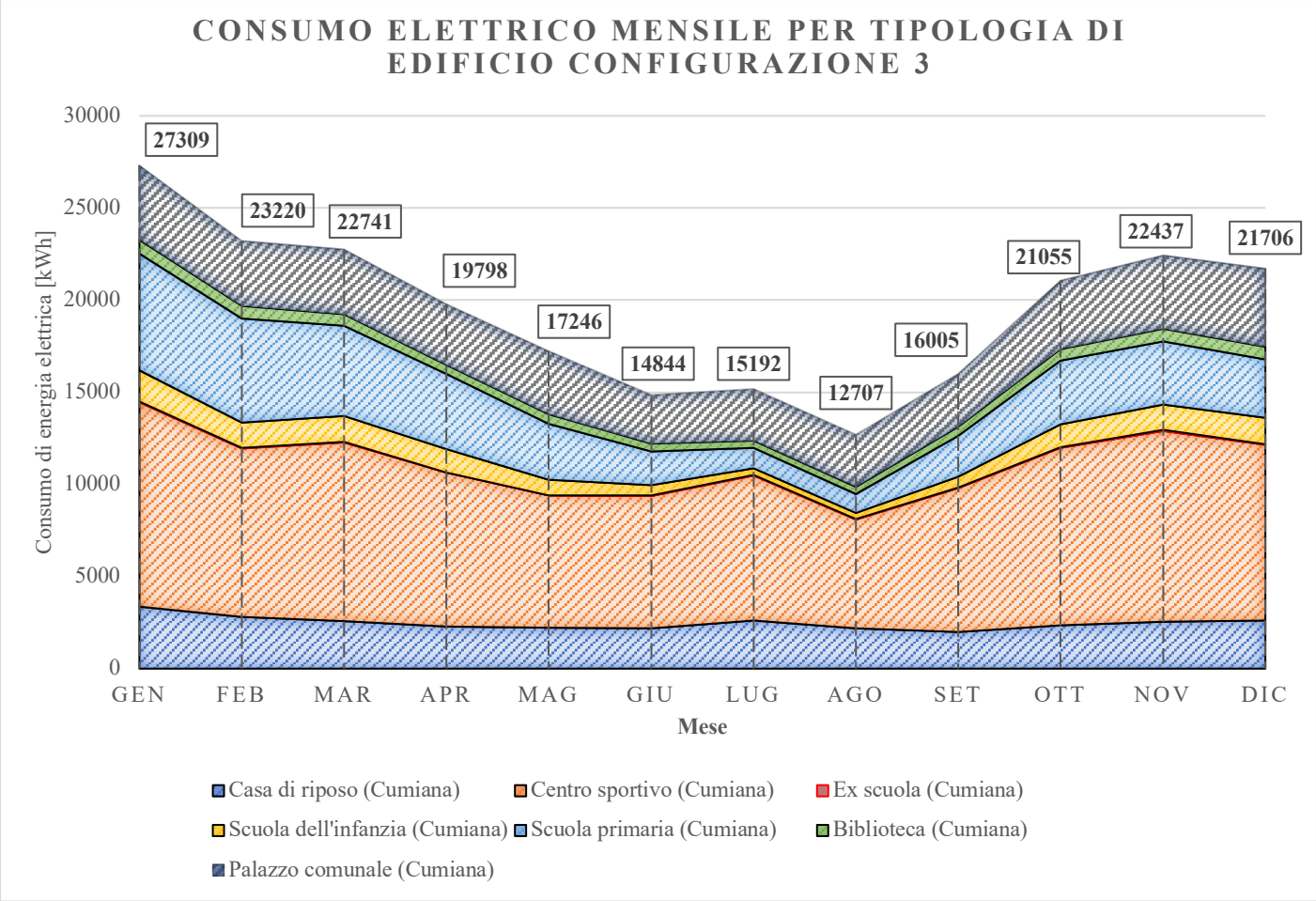


Figura 16. Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 3. [Elaborazione propria]

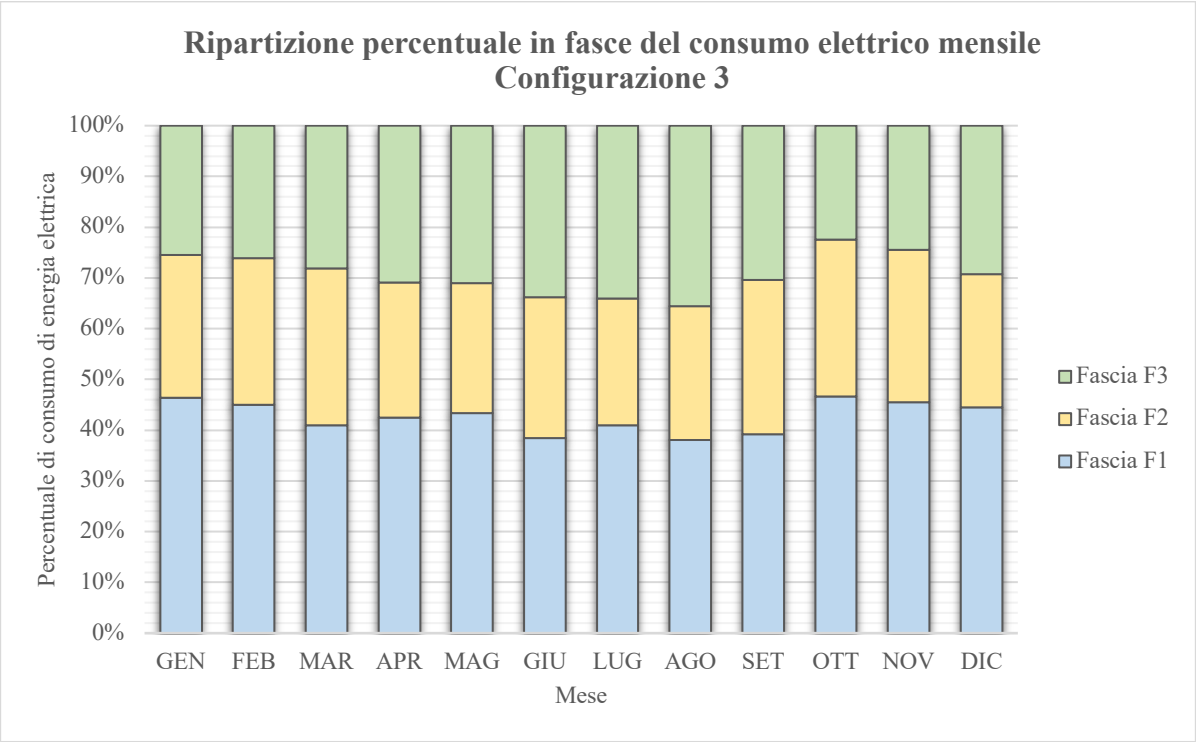


Figura 17. Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 3. [Elaborazione propria]

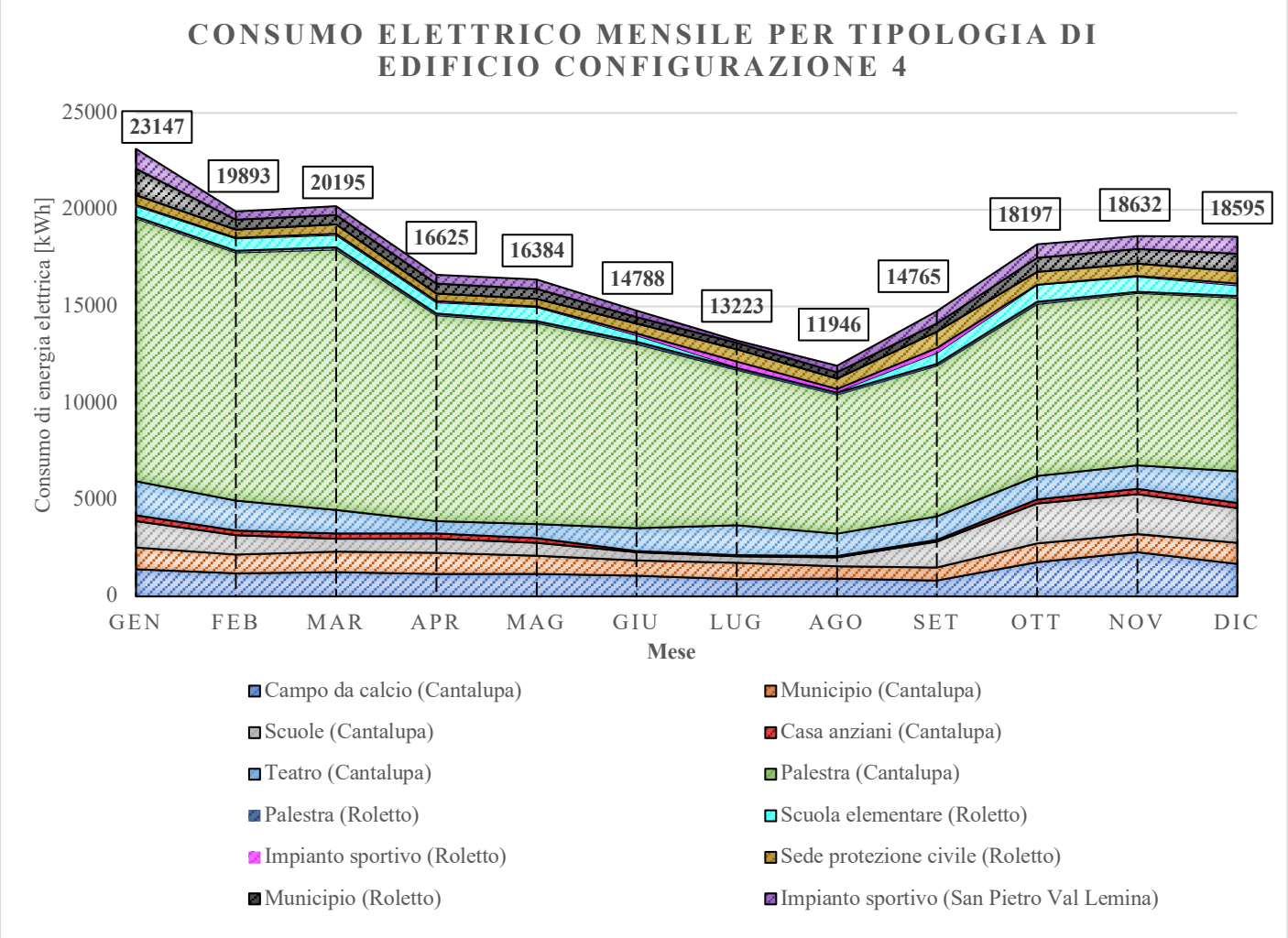


Figura 18. Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 4. [Elaborazione propria]

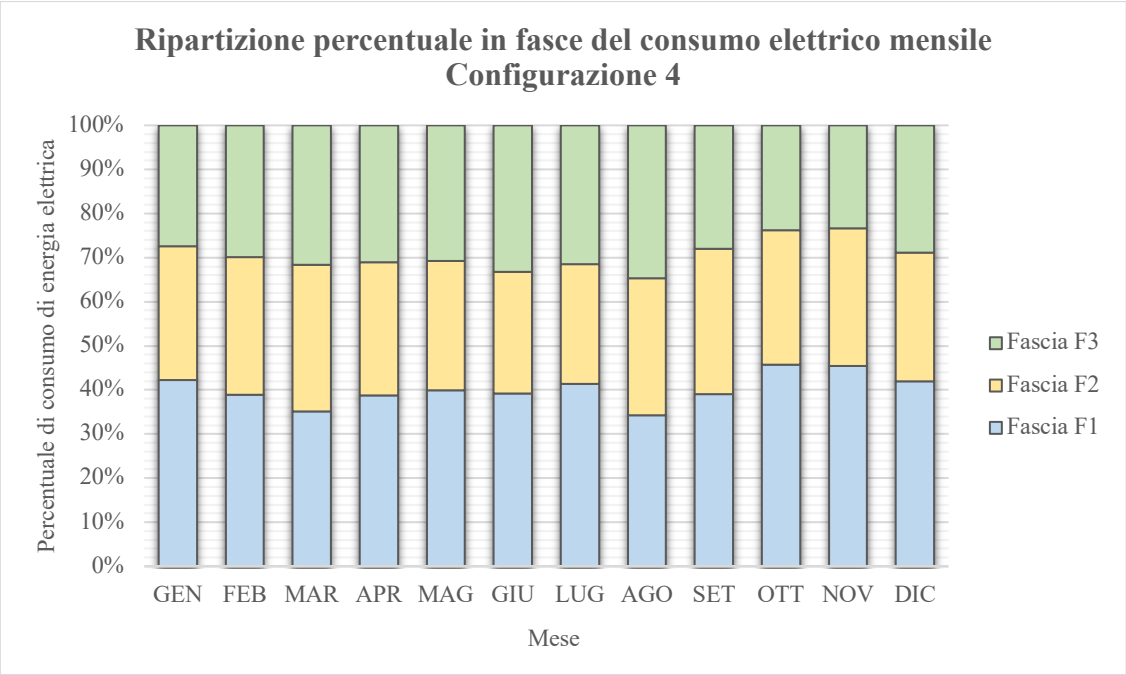


Figura 19. Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 4. [Elaborazione propria]

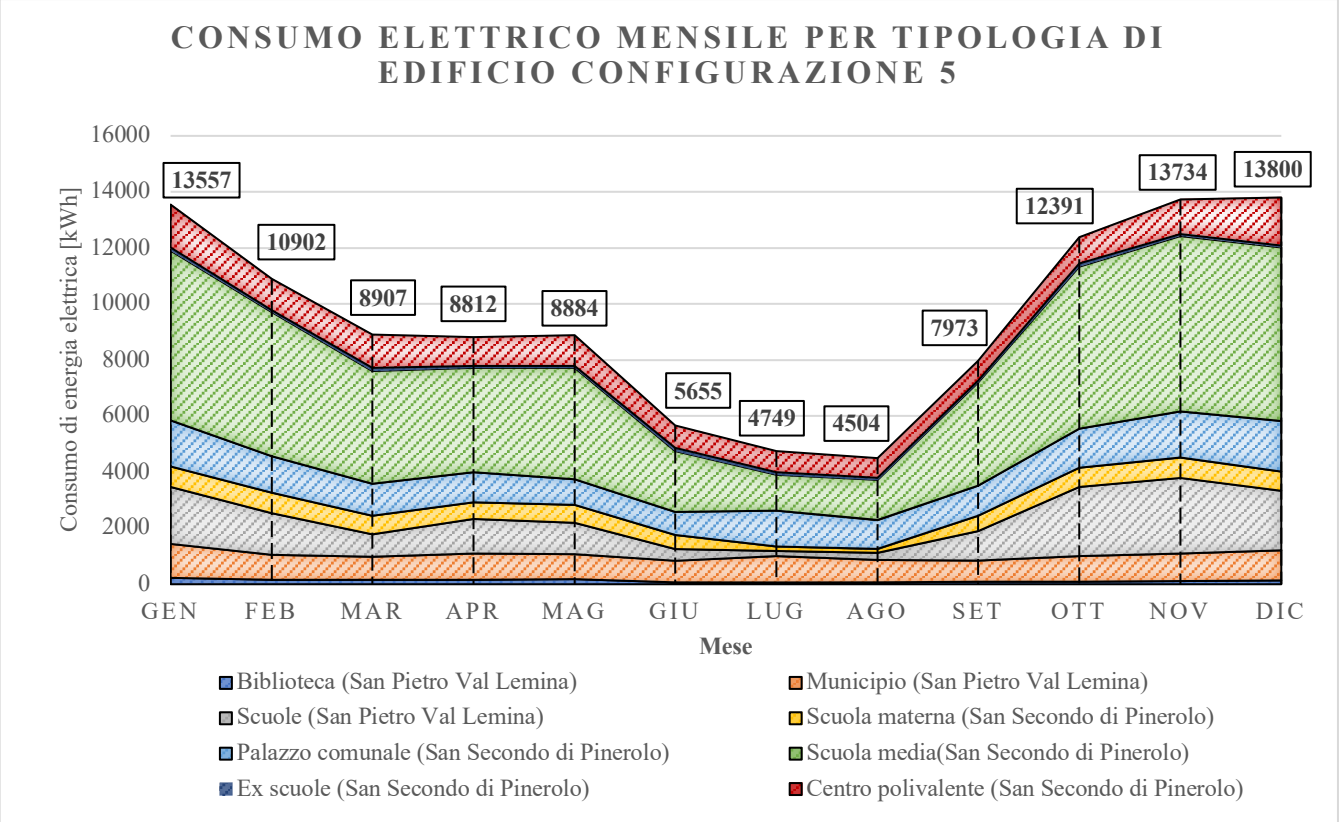


Figura 20. Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 5. [Elaborazione propria]

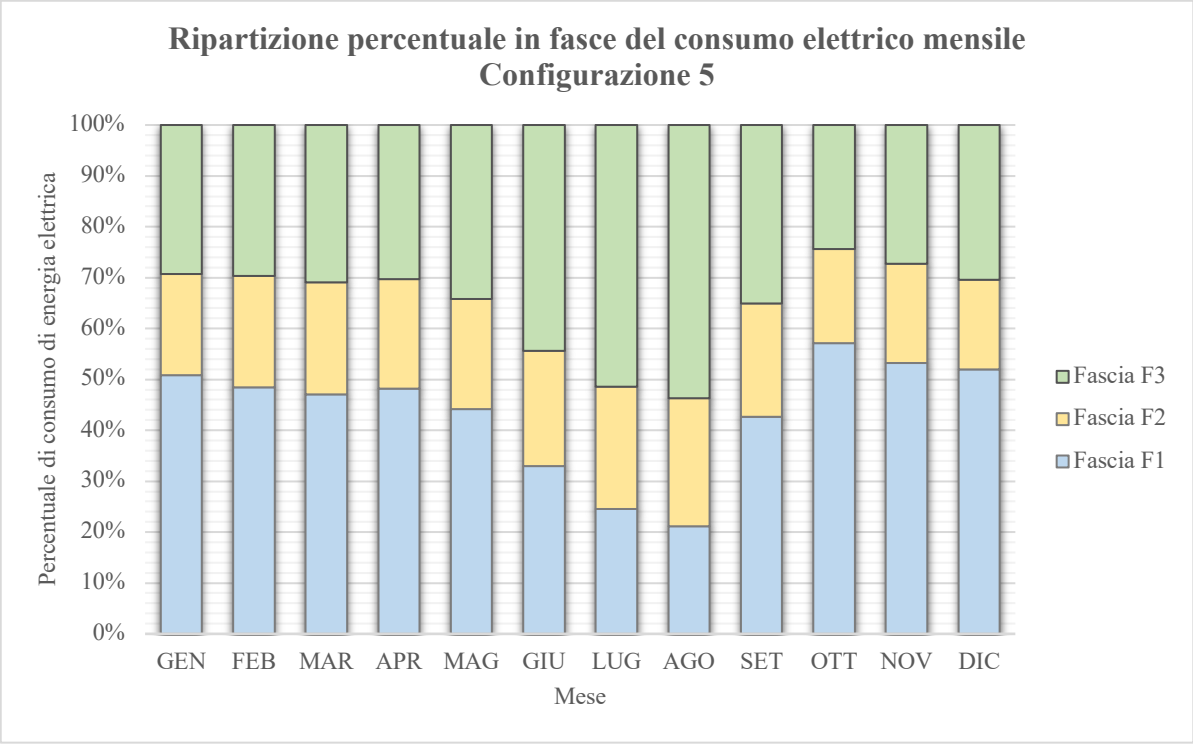


Figura 21. Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 5. [Elaborazione propria]

Dai dati di consumo elettrico totale mensile si evince che, nel caso della prima Comunità energetica rinnovabile, il numero di edifici risulta piuttosto importante, già nella configurazione base. Il fabbisogno massimo richiesto si registra nel primo mese dell'anno 2019, raggiungendo in totale circa i $45\ MWh$. Inoltre, è possibile notare che durante il periodo estivo il prelievo da parte delle utenze si riduce, probabilmente legato ai luoghi di istruzione, i quali presentano una minor richiesta a partire dal mese di luglio. In questo periodo il consumo di energia elettrica risulta dimezzato, aggirandosi intorno ai $22\ MWh$, prevalentemente associato a tutti gli edifici diversi dai luoghi di istruzione, come i Municipi o gli impianti sportivi. Come si può notare al centro del grafico, il cimitero di Airasca è il membro che richiede meno energia nel corso di tutto l'anno oggetto di analisi, presumibilmente legata alla sola illuminazione e dalla superficie esigua che occupa.

Casi analoghi sono quelli rappresentati da: uffici commerciali (configurazione 1), servizi igienici (configurazione 2), ex scuola (configurazione 3 e configurazione 5), impianto sportivo (configurazione 4).

Al contrario, le utenze caratterizzate da un maggior fabbisogno energetico sono generalemente legate ad attività sportive, come palestre o impianti sportivi, oppure a luoghi di istruzione, come le scuole e biblioteche.

Questo andamento a "vasca da bagno" tipico della prima configurazione, si ripete allo stesso modo anche per le altre cinque, ciascuna delle quali ospita istituti primari o secondari.

Considerando gli andamenti percentuali di consumo di energia elettrica in funzione delle fasce di consumo (F1, F2 ed F3), risulta evidente che la maggior richiesta sia presente durante le ore lavorative, in particolare nel periodo tra le 08:00 e le 18:00. Anche il prelievo in fascia F3 ricopre una parte importante, in quanto caratterizzata da un elevato numero di ore, soprattutto nel caso dei giorni festivi.

4.2 Modello di produzione

I profili di produzione ottenuti per i singoli *prosumer* mediante l'impiego del programma *PVGIS*, come ampiamente riportato nel Capitolo 3, sono stati aggregati per ogni configurazione. In questo modo, si ottiene un andamento orario della potenza per ogni Comunità energetica rinnovabile oggetto di analisi, suddivisa per giorno tipo, da cui è stata valutata l'energia elettrica prodotta mese per mese. Nel prossimo paragrafo, assieme agli indici di maggiore rilevanza, sono riportati i risultati ottenuti per ogni configurazione.

4.3 Analisi tecnica

Dai risultati relativi al modello di consumo e quello di produzione, sono stati valutati gli indici di maggior rilievo associati alle Comunità energetiche, come descritto nella procedura precedentemente descritta. È stato deciso di inserire in un unico grafico, per ciascuna aggregazione di membri, l'andamento mensile della produzione totale (TP), l'autoconsumo totale (SC), l'energia elettrica condivisa (CSC), il consumo elettrico totale (TC), l'indice di autosufficienza (SSI) e l'indice di autoconsumo (SCI).

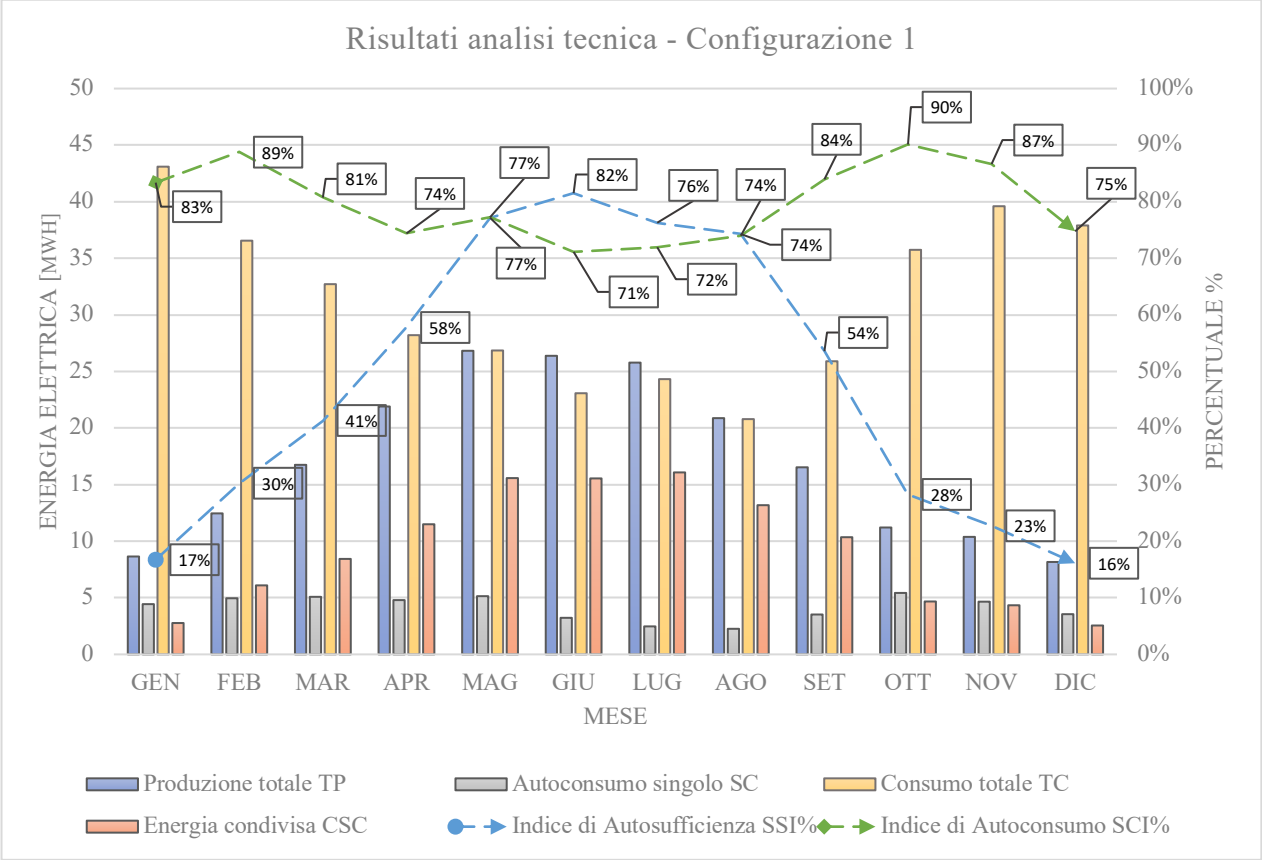


Figura 22. Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 1. [Elaborazione propria].

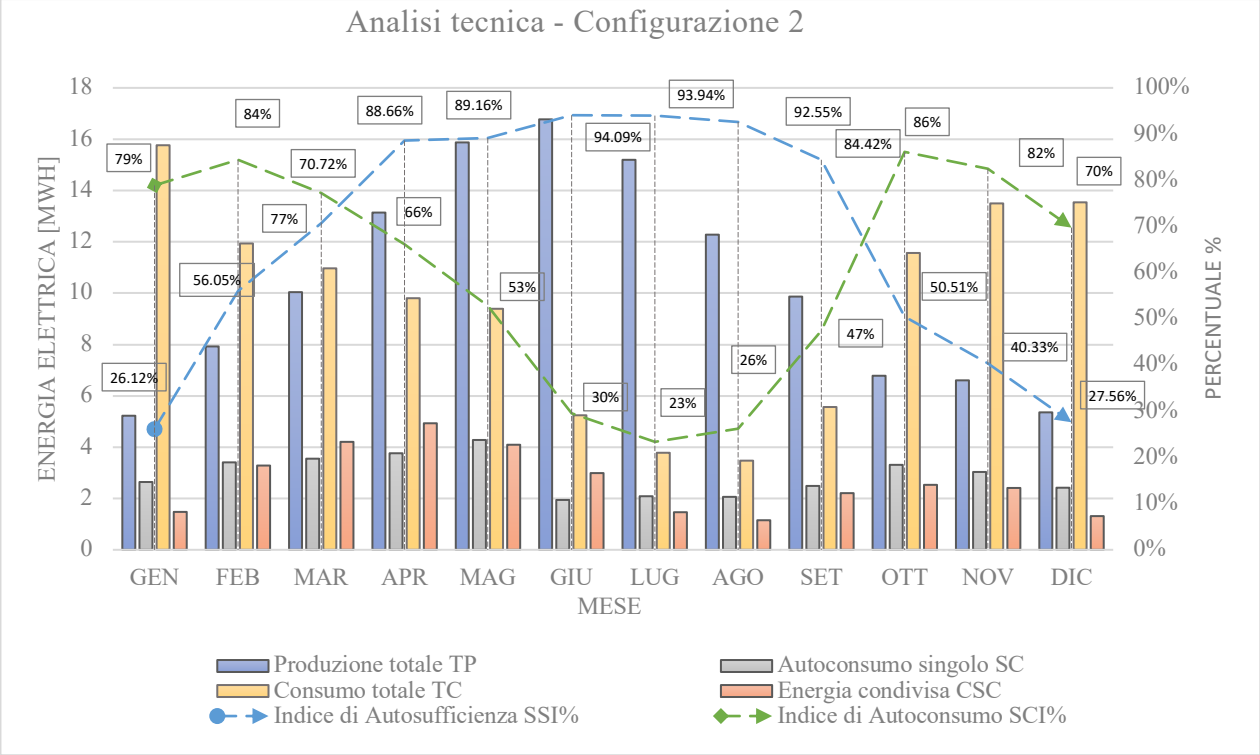


Figura 23. Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 2. [Elaborazione propria].

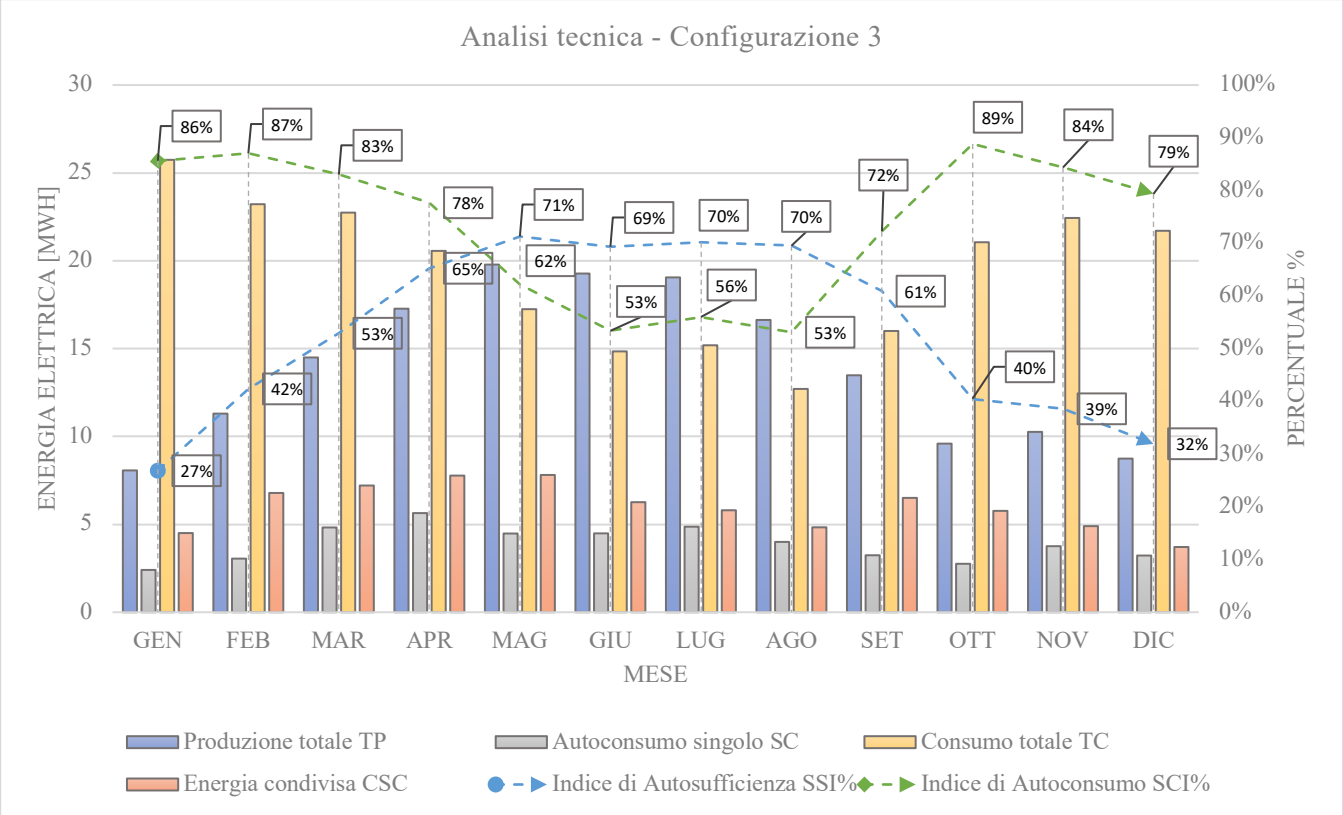


Figura 24.Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 3. [Elaborazione propria].

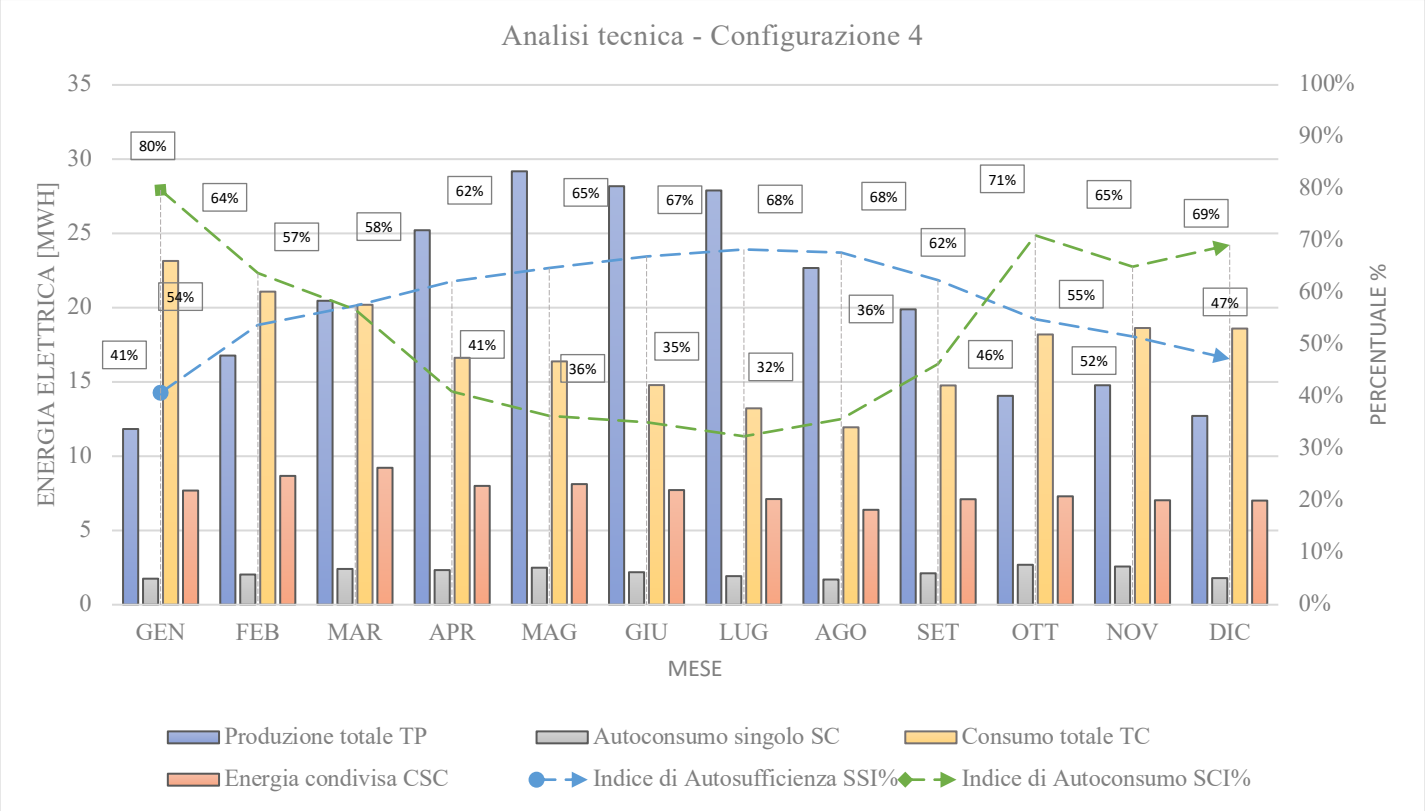


Figura 25.Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 4. [Elaborazione propria].

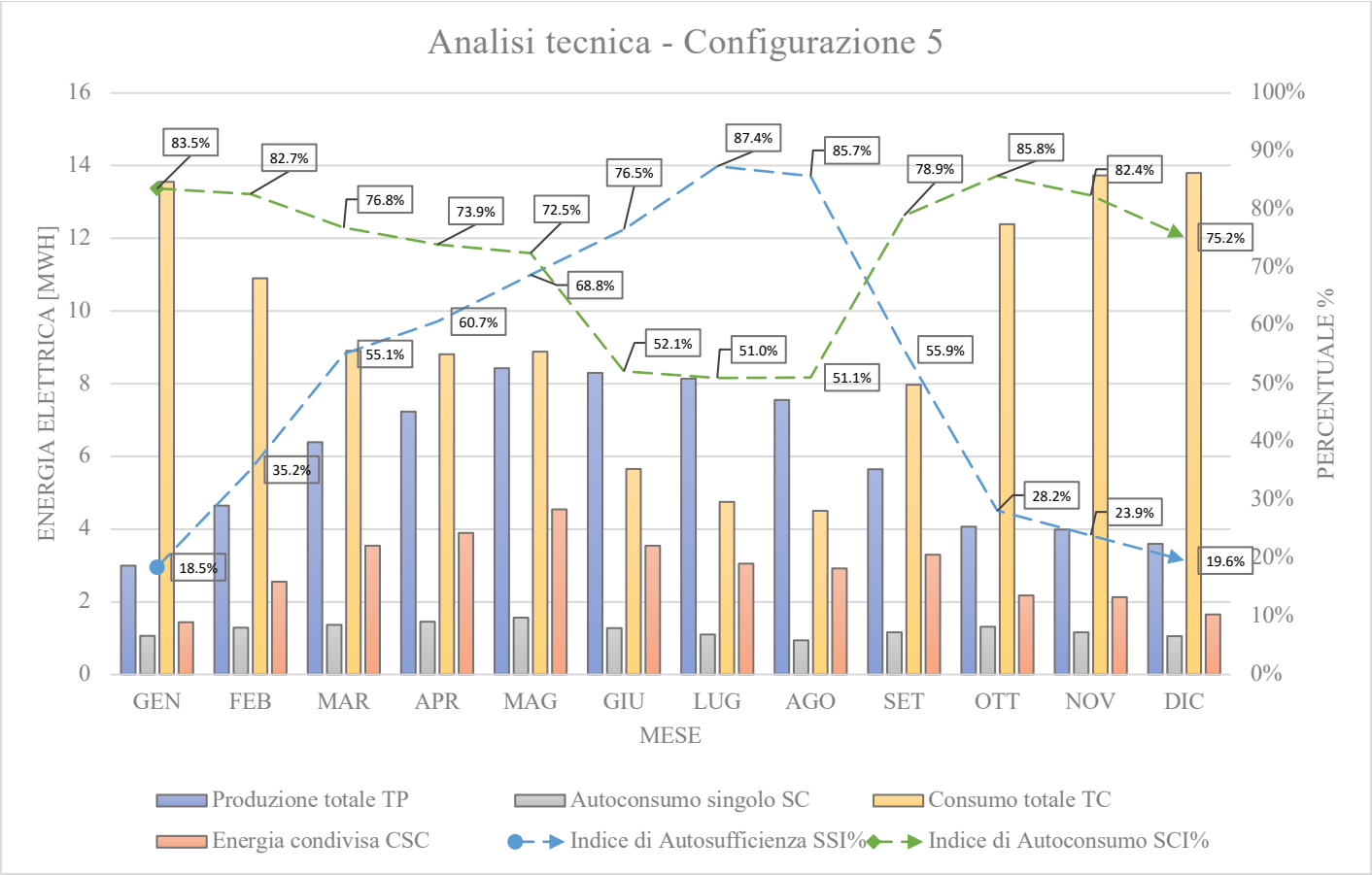


Figura 26. Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 5. [Elaborazione propria].

Dai risultati ottenuti è possibile notare come, ciascuna configurazione, presenti delle buone prestazioni soprattutto nei mesi della parte centrale dell'anno. In questo periodo, infatti, si assiste ad un incremento notevole di produzione da tecnologia fotovoltaica, condizionata dalle condizioni climatiche più favorevoli e maggiori ore di luce, e una diminuzione dei fabbisogni richiesti dalle utenze della Comunità energetica. Come detto nel punto 4.1, relativo al modello di consumo, nei mesi estivi la presenza di luoghi di istruzione contribuisce poco al contributo di prelievo di energia elettrica della singola Comunità. Il verificarsi contemporaneo di tali fenomeni ha permesso un incremento dell'indice di autosufficienza fino ad oltre il 90%, come nel caso della configurazione 3, nonostante il caso considerato sia ancora quello base, privo di accumuli elettrici e con la presenza solo di edifici di tipo municipale. Valori massimi di SSI sono stati riscontrati per il caso 4 e 5, raggiungendo valori di circa il 70%, durante il periodo estivo. Il motivo può essere sostanzialmente basato dal fatto che, per quanto riguarda il primo dei due casi, il numero di *prosumer* è ridotto a tre utenze, le quali contano complessivamente una potenza installata di $105\ kW$, tra cui un ex scuola con una superficie utile piuttosto esigua. Quest'ultima, infatti, richiede poca energia elettrica nel corso di tutto l'anno, ma al tempo stesso contribuisce in piccola parte alla quota di energia condivisa all'interno della cabina di trasformazione primaria. Il secondo caso invece, presenta anch'esso un massimo valore dell'indice di autosufficienza non elevato e, analizzando le utenze municipali in esso contenute, è possibile notare come la presenza dell'impianto sportivo del comune di Cantalupa influisca maggiormente sul risultato. Tale edificio è caratterizzato da una superficie utile importante, che consente la potenziale installazione di un impianto da circa $100\ kW$, il quale contribuirebbe ad un incremento di condivisione di energia all'interno della configurazione. Tuttavia, considerando gli orari di apertura e chiusura dello stabile, il quale risulta in attività principalmente durante le ore serali, si può notare che tale richiesta di energia influisca negativamente sull'autosufficienza totale della Comunità energetica. L'utilizzo di accumulatori elettrici, non considerato nel caso di base, garantisce chiaramente un incremento di tale indice, coprendo il fabbisogno nelle ore in cui gli impianti non sono operativi.

Analizzando il secondo indice di *performance*, quello di autoconsumo, è possibile notare un andamento tipico per tutte le configurazioni nel caso base: un valore piuttosto elevato durante i primi mesi dell'anno, con una diminuzione durante i mesi estivi e un aumento ulteriore in ottobre, novembre e dicembre. Tra gennaio e l'inizio della stagione primaverile la produzione da fonte solare risulta non sufficiente a soddisfare i fabbisogni delle utenze, motivo

per cui tutta l'energia elettrica prodotta viene quanto il più possibile autoconsumata istantaneamente e condivisa tra i diversi membri, rendendo l'indice di autoconsumo piuttosto elevato. Caso lampante è quello relativo alla Comunità energetica 1 la quale richiede una quantità di energia elettrica dell'ordine di 43 MWh durante il primo mese dell'anno 2019. Se si analizza la produzione totale nel medesimo periodo, si nota che essa raggiunga circa un quinto del fabbisogno totale. Metà viene impiegata nell'autoconsumo singolo dei soli *prosumer* possedenti l'impianto, mentre circa due terzi della restante è resa disponibile per le altre utenze. Ciò induce a pensare che, oltre alla necessità da parte della Comunità di ampliare i propri impianti di produzione per massimizzare la condivisione e l'autoconsumo singolo, la necessità di accumulare l'energia prodotta in eccesso durante gli orari di produzione risulta impellente. A tal proposito, si può notare come soltanto circa la metà dell'energia prodotta in eccesso (OP) contribuisca al fabbisogno dei *consumer*, la restante viene venduta alla rete elettrica.

Come detto in precedenza, anche per le altre configurazioni l'andamento dell'indice analizzato si ripete pressocché uguale. Caso più interessante è quello della Comunità energetica 3, la quale nel mese di luglio raggiunge un indice di autoconsumo dell'ordine del 20%, il valore minimo tra tutti gli altri casi. Eseguendo un'analisi incrociata tra il fabbisogno richiesto e la produzione, si può notare che, nonostante quest'ultima rimane pressoché simile al mese precedente, il consumo di energia elettrica decresce notevolmente, passando dai circa 10 MWh nel periodo primaverile, ai 3 MWh nel periodo estivo. Questa discesa vertiginosa è sicuramente attribuibile alla quantità di luoghi di istruzione da cui è composta la Comunità energetica 2: la metà dei membri è formata da scuole primarie o secondarie.

4.5 Analisi economica

I risultati relativi alle valutazioni economiche affrontate all'interno del Capitolo 3 per ciascuna Comunità energetica rinnovabile individuata nel caso base sono riportati all'interno di questo paragrafo. Di seguito è consultabile la tabella relativa agli incentivi erogati in favore delle CER sulla quota di energia condivisa tra i membri.

Configurazione	Energia condivisa $\boldsymbol{MWh}$	Incentivo da tariffa premio $\boldsymbol{TIP_{tot}}$ $[€/\boldsymbol{anno}]$	Contributo di valorizzazione $\boldsymbol{C_{ACV}}$ $[\frac{€}{\boldsymbol{MWh \times anno}}]$	Totale $\boldsymbol{C_{ACI}}$ $[€/\boldsymbol{anno}]$
Comunità energetica 1	111.1	14446.0	804.5	15250.5
Comunità energetica 2	32.1	4167.7	232.1	4379.0
Comunità energetica 3	71.4	9283.3	517.0	9800.3
Comunità energetica 4	91.4	85994.5	661.5	12539.2
Comunità energetica 5	34.2	4451.9	247.9	4699.8

Tabella 4. Risultati sulla quota di energia condivisa e il ricavo totale per singola comunità energetica. [Elaborazione propria].

Come si può notare dai valori riportati, la quota di energia elettrica condivisa nella prima comunità energetica risulta nettamente superiore a tutte le altre, legata al fatto che è costituita da un numero superiore di edifici comunali. L'incentivo totale è successivamente ripartito tra i membri, siano essi *prosumer* o *consumer*, secondo il parametro di *benefit share* ipotizzato.

Prosumer

Nel caso dei produttori e consumatori di energia elettrica all'interno della comunità energetica, sono stati valutati gli investimenti all'anno zero partendo dai dati degli impianti fotovoltaici installati sul tetto di ciascun membro. Nota la potenza installabile, è stato calcolato l'investimento totale per singolo impianto e successivamente sono stati aggregati al fine di valutare il tempo di rientro dell'investimento della singola comunità energetica. Infine, viene determinato il *Net Present Value* per tutte le configurazioni al ventesimo anno, poiché gli incentivi sono erogati alla CER per questo periodo di tempo.

Comunità energetica rinnovabile 1	
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	166’000
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	1450
Potenza totale installata [kW]	145
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	2593
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	7775
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	11’438
IRR (internal rate of return) [%]	10.6
PBT (Paybacktime) [anni]	10
NPV (Net present value) [€]	110’638

Tabella 5. Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 1. [Elaborazione propria].

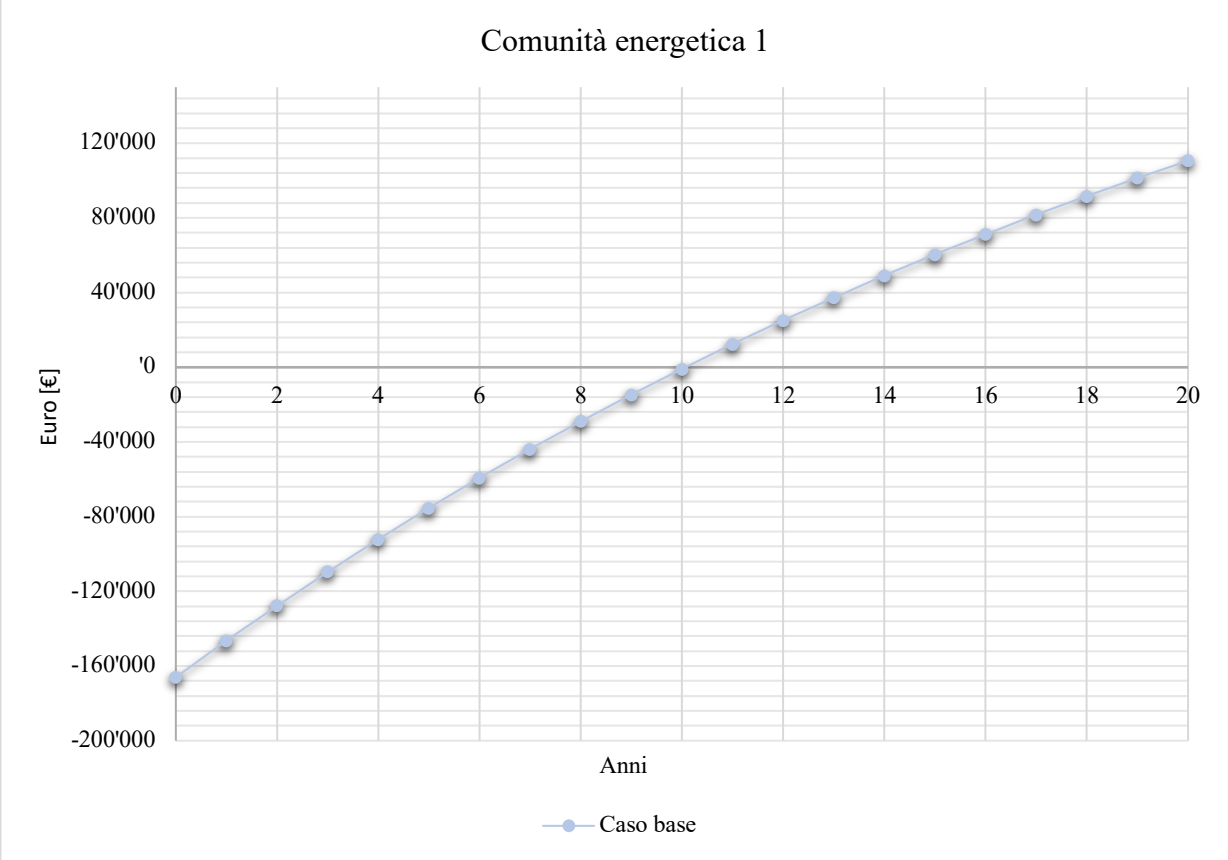


Figura 27. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base- Configurazione 1. [Elaborazione propria].

Comunità energetica rinnovabile 2	
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	102’000
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	850
Potenza totale installata [kW]	85
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	1830
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	4477
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	3285
IRR (internal rate of return) [%]	6.2
PBT (Paybacktime) [anni]	17
NPV (Net present value) [€]	16’805

Tabella 6. Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 2. [Elaborazione propria].

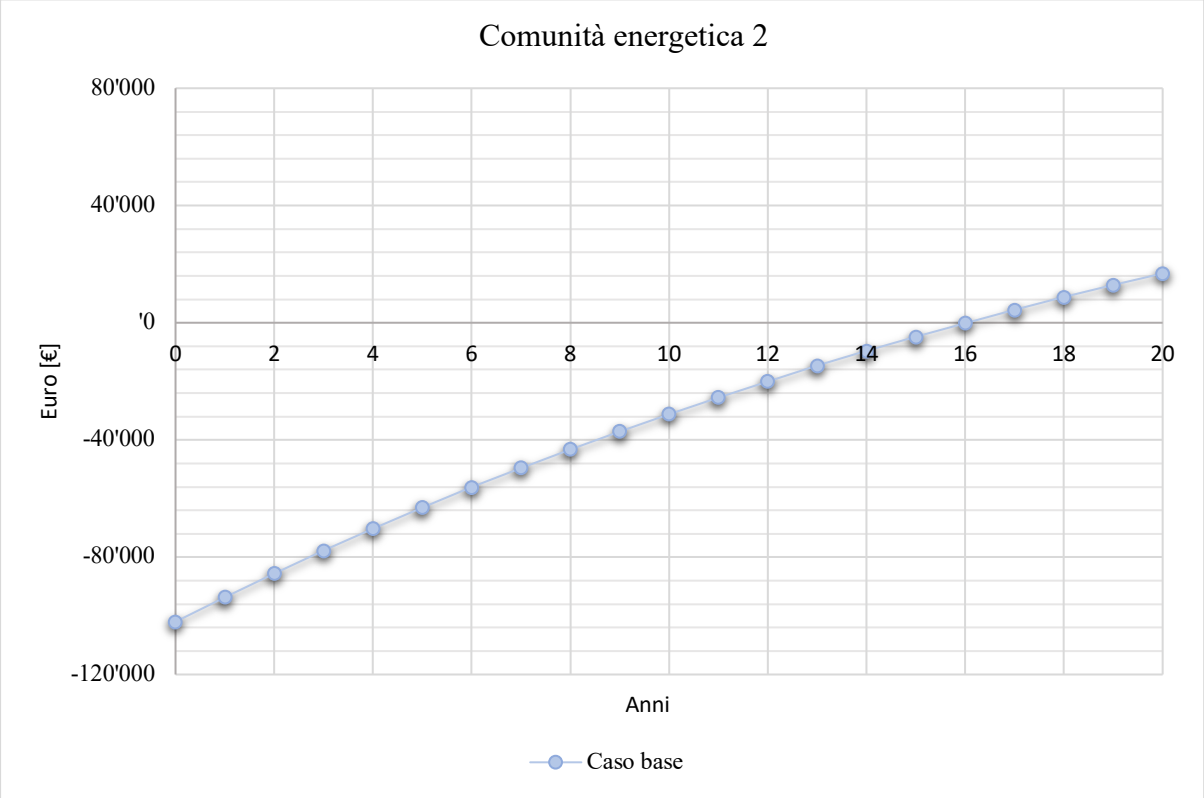


Figura 28. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 2. [Elaborazione propria].

Comunità energetica rinnovabile 3	
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	122’000
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	1050
Potenza totale installata [kW]	105
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	2445
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	6025
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	7350
IRR (internal rate of return) [%]	10.4
PBT (Paybacktime) [anni]	11
NPV (Net present value) [€]	78’740

Tabella 7. Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 3. [Elaborazione propria].

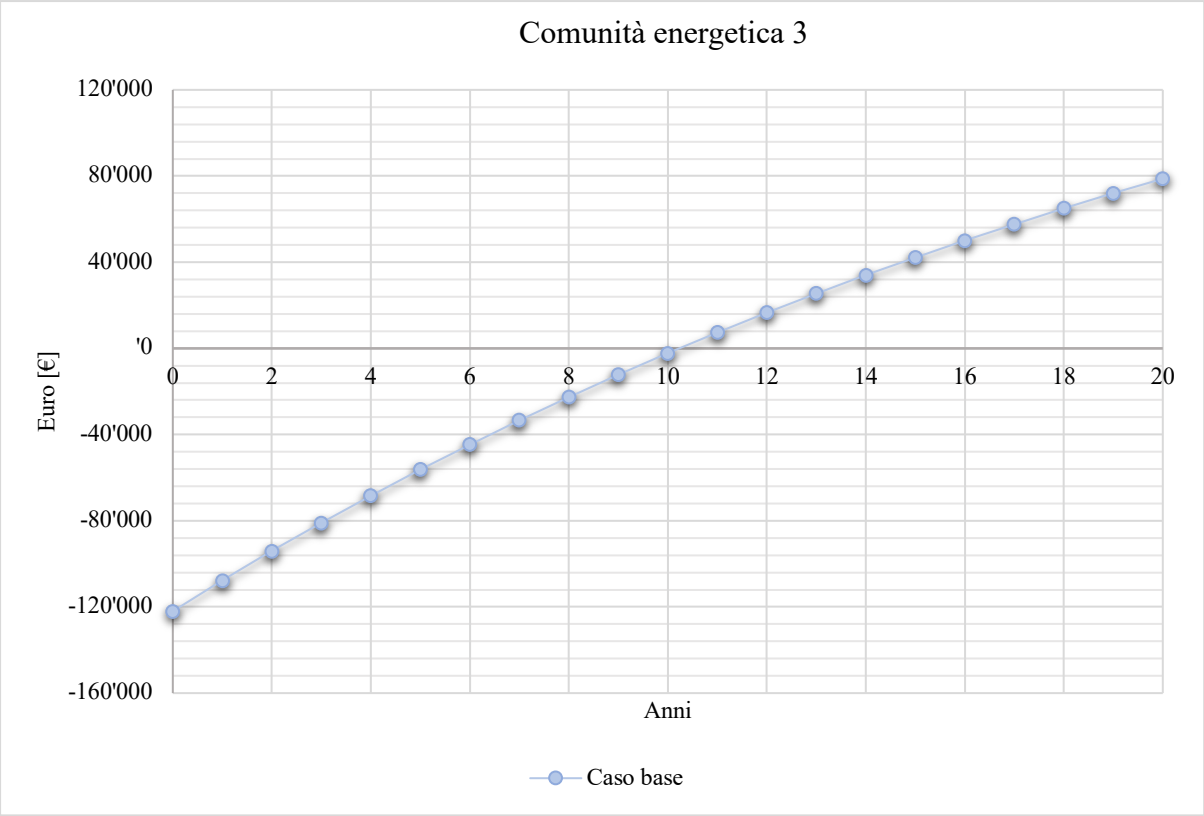


Figura 29. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 3. [Elaborazione propria].

Comunità energetica rinnovabile 4	
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	162000
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	1500
Potenza totale installata [kW]	150
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	1360
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	10818
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	9404
IRR (internal rate of return) [%]	10.8
PBT (Paybacktime) [anni]	10
NPV (Net present value) [€]	110'924

Tabella 8. Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 4. [Elaborazione propria].

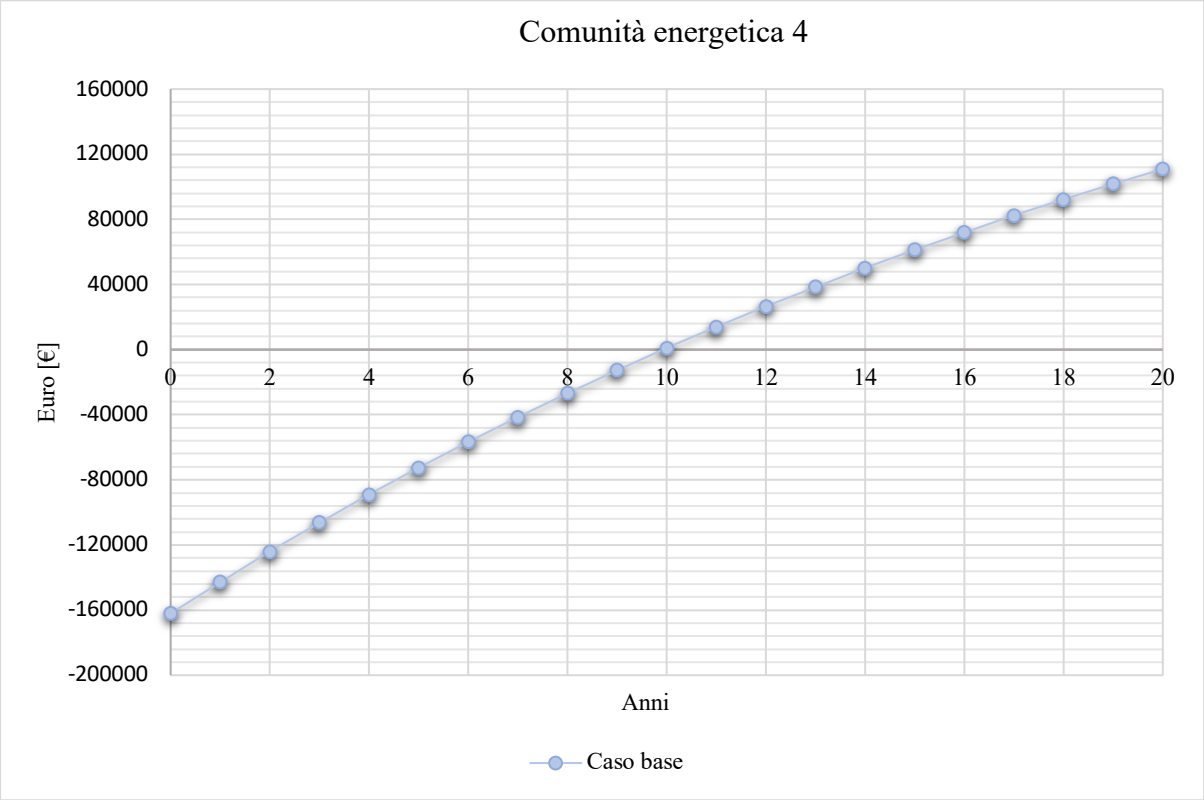


Figura 30. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base- Configurazione 4. [Elaborazione propria].

Comunità energetica rinnovabile 5	
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	78’000
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	600
Potenza totale installata [kW]	60
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	771
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	2796
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	3525
IRR (internal rate of return) [%]	6.4
PBT (Paybacktime) [anni]	17
NPV (Net present value) [€]	10’224

Tabella 9. Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 5. [Elaborazione propria].

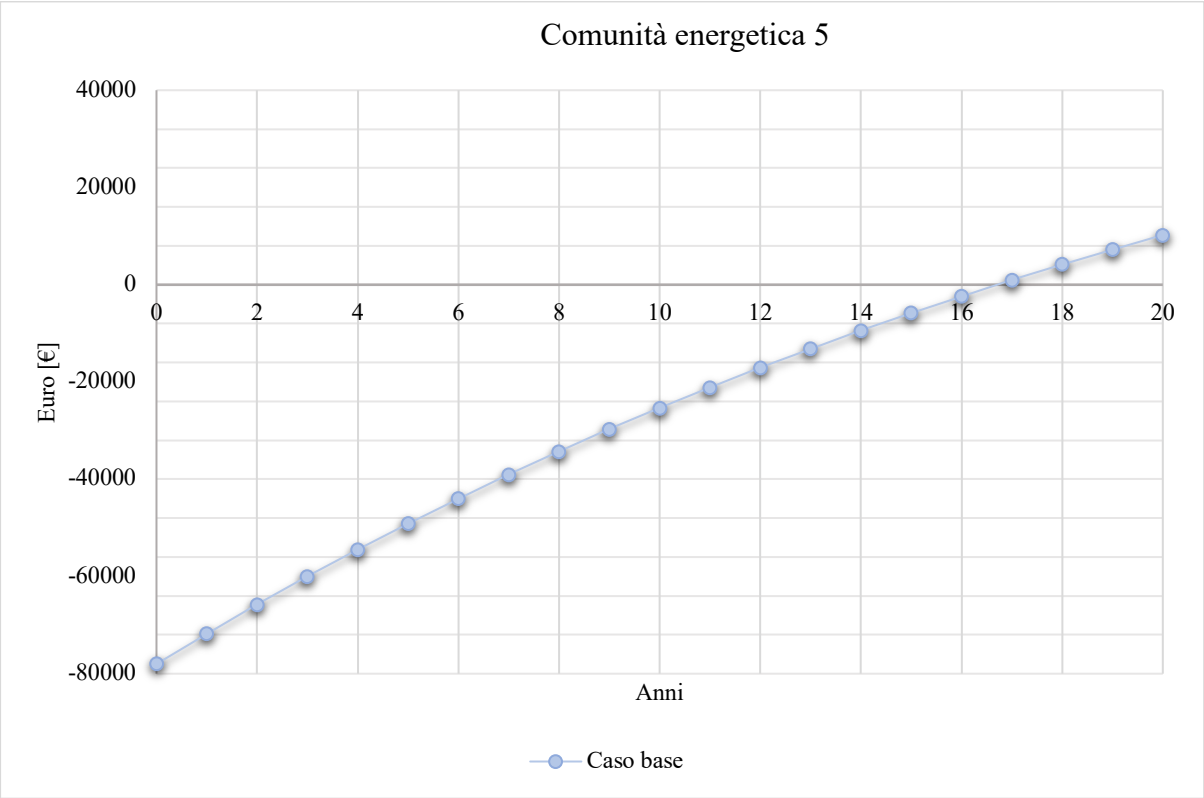


Figura 31. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base- Configurazione 5. [Elaborazione propria].

Consumer

Innanzitutto, viene riportato, per ciascuna configurazione di comunità energetica individuata, la quota di ripartizione a favore dei consumatori. Come già spiegato in precedenza, essa corrisponde al 25% del ricavo totale della CER.

Configurazione	Numero di *consumer*	Incentivo spettante dalla CER (25%) [€/***anno***]	Consumo totale *TC* [***MWh***]	PCR [%] (*Percentage cost reduction*)
Comunità energetica 1	16	3813	295.5	24.7
Comunità energetica 2	5	1094	64.6	32.5
Comunità energetica 3	4	2450	100.4	46.6
Comunità energetica 4	8	3135	167.7	35.7
Comunità energetica 5	4	1175	94.6	47.5

Tabella 10. Dati economici consumer. [Elaborazione propria].

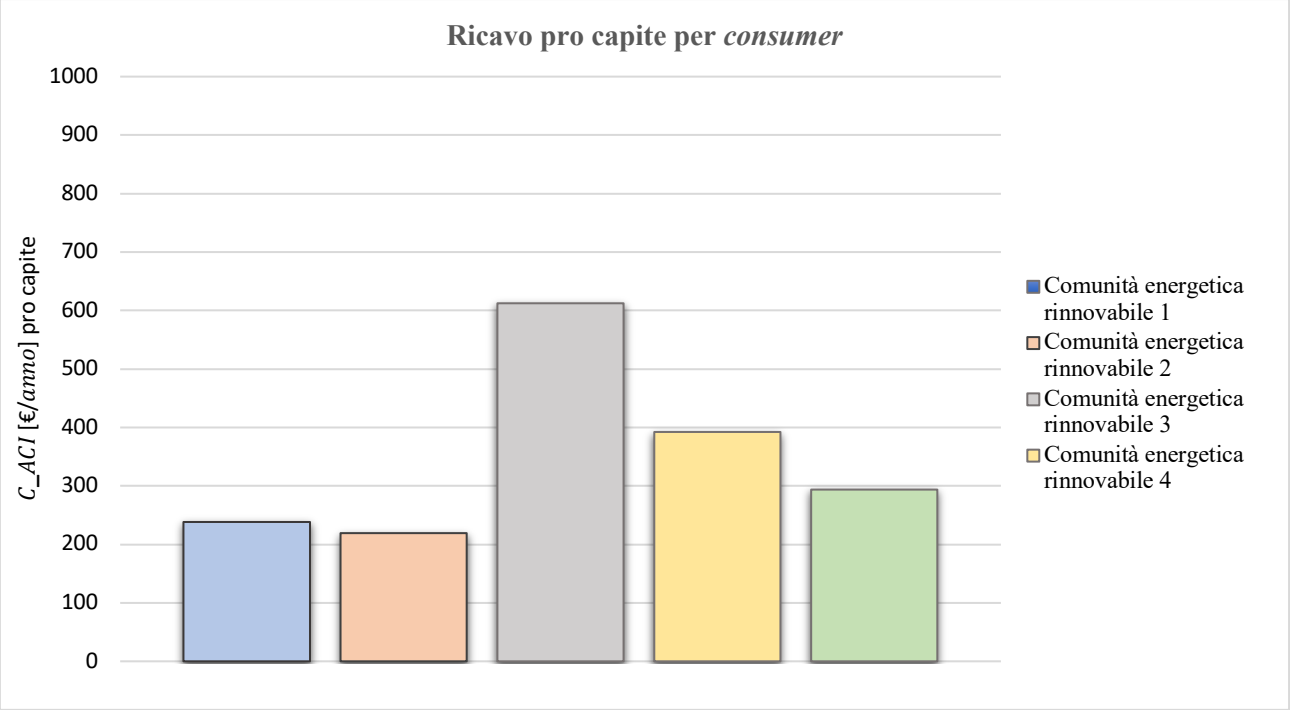


Figura 32. Ricavo pro-capite per consumer - Caso base. [Elaborazione propria].

Capitolo 5

5. Ottimizzazione

Alla luce dei risultati ottenuti all'interno del Capitolo 4, è stato ritenuto opportuno eseguire un processo di ottimizzazione. Esso si pone come obiettivo principale quello di introdurre ulteriori edifici appartenenti ai comuni coinvolti nelle analisi, al fine di migliorare le prestazioni di tipo tecnico-economico delle singole Comunità energetiche individuate. Il numero di complessi edilizi disponibili per singola località, come riportato nel Capitolo 2, risultano molto numerosi. Innanzitutto, sono stati classificati in funzione della propria destinazione d'uso. Successivamente è stato implementato un modello di consumo per ognuno di essi, come già definito in precedenza. Inoltre, la potenziale produzione da tecnologia fotovoltaica è stata valutata al fine di integrarli nelle configurazioni come *prosumer*. L'ultimo passo ha previsto lo sviluppo di un metodo di ottimizzazione, che mira alla massimizzazione dell'energia condivisa all'interno di ciascuna comunità al fine di incrementare la produzione distribuita e l'autoconsumo collettivo.

5.1. Modello dei consumi

Come nel caso base è stato ottenuto il modello di consumo per ciascuna configurazione rilevata per tutti gli altri edifici di tipo non municipale. Uno dei limiti di questa analisi è legato al fatto che gli unici dati *Siatel* a disposizione per ciascun complesso edilizio sono rappresentati dal consumo totale annuale di ogni utente, riferito all'anno 2019. Tale osservazione implica che la determinazione del profilo di consumo di tipo mensile ed orario risulta approssimato rispetto a quello reale. Poiché lo studio di tesi si basa principalmente sulla definizione di un modello di calcolo per le comunità energetiche, da adattare adeguatamente ai casi pratici grazie ad un maggior numero di informazioni per ciascuna utenza, si è proceduti con l'ottimizzazione mantenendo i profili ipotizzati. La procedura di calcolo e le ipotesi adottate per la determinazione del modello di consumo sono ampiamente illustrate all'interno del Capitolo 3. È stato così ottenuto, per ciascuna utenza, un profilo di consumo di tipo orario e mensile per l'anno di riferimento, in funzione della tipologia di utenza, di giorno e di fascia oraria.

5.2. Modello di produzione

La determinazione del modello di produzione affrontata all'interno di questo capitolo ha previsto una procedura differente rispetto a quello del caso base, in quanto è stata condotta utilizzando il software *open source QGIS*, già impiegato per il calcolo dell'inclinazione delle coperture e dell'esposizione dei singoli edifici.

È stata valutata la potenziale produzione da tecnologia fotovoltaica associata a tutti i complessi edilizi a disposizione per ciascun comune, valutando poi i più performanti da includere all'interno delle configurazioni base di comunità energetiche.

Innanzitutto, noto il file di elevazione *DSM* (*Digital Surface Model*) associato alla regione territoriale oggetto di studio ed impiegato nelle analisi del Capitolo 3, sono state calcolate l'esposizione e la pendenza di ciascun punto all'interno dei comuni, necessari al calcolo della radiazione solare incidente sul territorio.

I due elementi ottenuti sono in formato *raster file*, caratterizzati da singole celle, le quali contengono i valori di esposizione e pendenza espresse in gradi. Un altro elemento di *input* della procedura è il fattore di torbidità, il quale rappresenta un parametro che quantifica il grado di torbidità atmosferica e quindi l'opacità dell'atmosfera rispetto alla radiazione solare. In questo contesto, è associato alla quantità di particelle sospese nell'aria, come aerosol, polveri e altre sostanze che possono influire sulla trasmissione della luce solare attraverso l'atmosfera. Il file di questo parametro associato al caso studio è stato fornito per singolo mese rispetto all'anno di riferimento. Un ultimo elemento di input fornito è il *diffuse-global ratio,* il quale esprime il rapporto tra la componente diffusa e quella diretta della radiazione solare.

La funzione impiegata per il calcolo della radiazione solare incidente sulle singole località è *r.sun.insoltime,* la quale consente di valutare il tempo di insolazione in una specifica area, ovvero il tempo in cui una zona è esposta alla radiazione solare diretta in un giorno specifico.

Il comando è stato eseguito per ciascun giorno tipo riportato in tabella e *l'output* ottenuto è l'irradiazione solare giornaliera del mese associato. Successivamente, tramite lo strumento "calcolatore *raster*", è stato moltiplicato il *raster* file ottenuto per il numero di giorni del mese considerato, al fine di ottenere il valore di irradiazione solare per singolo mese.

Il passo successivo riguarda la conversione del file di *raster* caratterizzato da celle in uno analogo formato da punti, mediante la funzione da "*pixel raster* a punti". In questo modo si ottiene, per ciascun mese, una distribuzione di punti rappresentanti ciascuno un valore di irradiazione globale espressa in $[Wh/m^2/mese]$. Tale conversione è risultata opportuna al fine di poter valutare l'irradiazione solare incidente sui tetti degli edifici in esame.

Inoltre, sono stati uniti tutti i punti associati a ciascun mese per determinare la radiazione annuale incidente sulla località considerata mediante lo strumento *join Attributes by Location*. Nello step successivo, è stata implementata un'intersezione tra il file costituito dai punti per ogni mese e lo *shapefile* contenente i complessi edilizi. Il risultato è un ulteriore *shapefile* con tutti gli edifici per ciascun comune, ai quali è stato associato un valore di irradiazione annuale in funzione della loro posizione ed esposizione.

Essendo il numero di edifici piuttosto consistente è stato deciso di calcolare la potenza installabile per ciascuno di essi, partendo dal valore di area totale della copertura noto dai dati forniti e di radiazione totale annua incidente su di essi, mediante la seguente relazione:

$$P_n = \eta \times S \times I_{std}\ [kW]$$

Con:

- η [%]: efficienza ipotizzata dei moduli in silicio cristallino;
- S $[m^2]$: superficie utilizzabile;
- I_{std} : l'irradianza solare in condizioni standard, pari a 1000 $[\frac{W}{m^2}]$.

L'efficienza dell'impianto fotovoltaico è stata ipotizzata pari al 20%, mantenendo le stesse valutazioni del caso base (Capitolo 3). Per quanto riguarda l'area di installazione considerata in ciascun edificio, è stato valutato unicamente la falda meglio esposta (Sud-Est-Ovest) al fine di garantire una buona producibilità annua. Come assunto all'interno del precedente capitolo, il 40% è il valore di area stabilito all'interno dell'analisi.

Al fine di poter calcolare la potenziale energia annua producibile dall'impianto fotovoltaico installato su ciascun edificio, si è partiti da un valore ipotizzato di performance ratio pari al 75%. Tale parametro permette la valutazione della qualità del sistema, indipendentemente dalla sua ubicazione tenendo conto della percentuale di energia elettrica non prodotta a causa delle perdite (ombreggiamenti, perdite termiche etc.). È definito come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta in un anno e quella producibile in condizioni nominali.

Noto tale indice, è stata così valutata l'energia elettrica producibile da ciascun edificio in funzione della potenza installata, l'area e l'irraggiamento solare annuo:

$$E_{prod} = \eta \times A_{utile} \times I_{rr} \times PR\ [\frac{kWh}{y}]$$

Con:

- E_{prod}: energia elettrica producibile dall'impianto fotovoltaico $[kWh/y]$;
- η: efficienza del sistema, posta al 20%;
- A_{utile} $[m^2]$: area della copertura utile all'installazione;

- I_{rr}: irradiazione solare annua $[kWh/m^2/y]$;
- PR: *performance ratio*, pari a 75%.

Noto il valore di energia elettrica annuale producibile da ciascun impianto installato sugli edifici in esame, è risultato necessario valutare il profilo di produzione orario di ciascuno di essi.

Innanzitutto, è stato ottenuto il profilo di produzione orario e mensile per ogni località e configurazione in funzione dell'orientamento (*azimut*) mediante l'utilizzo di *PVGIS*, come nel caso base. Occorre evidenziare che è stata assunta un'approssimazione in merito alla pendenza di ciascun tetto, ponendola pari a 20°. In questo modo è stato possibile tenere conto di un unico profilo di produzione orario di 1 kW_p per ciascuna esposizione considerata (sud, sud-est, sud-ovest, est ed ovest), il quale è stato associato a ciascun impianto in funzione delle proprie caratteristiche.

Calcolato il profilo di produzione orario per singolo edificio a disposizione, sono stati calcolati tutti gli indici necessari all'analisi tecnica, illustrata all'interno del Capitolo 3.

Noto il profilo di consumo ora per ora, per ciascun potenziale *prosumer*, sono stati valutati l'autoconsumo singolo (SC), l'energia elettrica in eccesso immessa in rete (OP) e la domanda non coperta (UD).

5.3. Definizione dello Scenario 1

Definito il modello di produzione e di consumo per ciascun utente, è stato implementato uno scenario partendo dal caso base, costituito solo da edifici municipali.

Innanzitutto, è stata eseguita una distinzione tra tutti gli edifici analizzati all'interno di questo capitolo (residenziali, residenziali produttivi etc.) classificandoli in due gruppi in funzione di un valore di soglia corrispondente ad una irradiazione solare annua di 1400 $\frac{kWh}{m^2}$: tutti i membri con un valore superiore sono stati classificati come potenziali *prosumer* da aggiungere alla configurazione di comunità energetica e tutti quelli con un indice minore sono stati etichettati come *consumer*. Il motivo è legato al fatto che, per quanto riguarda l'investimento di partenza, risulta più opportuno selezionare tutti gli edifici più performanti, caratterizzati da una produzione di energia elettrica di tutti gli impianti fotovoltaici che possa garantire il fabbisogno di tutta la Comunità energetica.

Lo scenario 1 è costituito dall'insieme degli edifici del secondo gruppo aggiunti alla configurazione di base, formata dai soli complessi edilizi municipali, analizzati all'interno del

Capitolo 3. Il numero di *consumer* e *prosumer* per ciascuna Comunità energetica sono mostrati in tabella.

Comune	Comunità energetica 1	Tipologia di edificio	Numero
Airasca	*Prosumer*	Municipale	4
	Consumer	Municipale	5
		Residenziale	27
		Residenziale e produttivo	6
		Residenziale e commerciale	9
		Industriale	7
Scalenghe	*Prosumer*	Municipale	2
	Consumer	Municipale	4
		Residenziale	45
		Residenziale e produttivo	6
		Residenziale e commerciale	3
		Industriale	3
		Agricolturale	10
Volvera	*Prosumer*	Municipale	-
	Consumer	Municipale	7
		Residenziale	32
		Residenziale e produttivo	4
		Residenziale e commerciale	20
		Industriale	13
		Agricolturale	3
Numero totale *prosumer*			**6**
Numero totale *consumer*			**204**

Tabella 11. Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 1. [Elaborazione propria].

Comune	Comunità energetica 2	Tipologia di edificio	Numero
Cercenasco	*Prosumer*	Municipale	2
	Consumer	Municipale	2
		Residenziale	17
		Residenziale e produttivo	2
		Residenziale e commerciale	5
		Industriale	2
		Agricolturale	4
Scalenghe	*Prosumer*	Municipale	-
	Consumer	Municipale	-
		Agricolturale	1
Vigone	*Prosumer*	Municipale	2
	Consumer	Municipale	4
		Residenziale	37
		Residenziale e produttivo	8
		Residenziale e commerciale	21
		Industriale	10
		Agricolturale	20
Numero totale *prosumer*			**4**
Numero totale *consumer*			**133**

Tabella 12. Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 2. [Elaborazione propria].

Comune	Comunità energetica 3	Tipologia di edificio	Numero
Cumiana	*Prosumer*	Municipale	3
	Consumer	Municipale	4
		Residenziale	108
		Residenziale e produttivo	26
		Residenziale e commerciale	10
		Industriale	10
		Agricolturale	4
Numero totale di *prosumer*			**3**
Numero totale di *consumer*			**162**

Tabella 13. Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 3. [Elaborazione propria].

Comune	Comunità energetica 4	Tipologia di edificio	Numero
Cantalupa	*Prosumer*	Municipale	2
	Consumer	Municipale	4
		Residenziale	54
		Residenziale e produttivo	13
		Residenziale e commerciale	8
		Industriale	3
Roletto	*Prosumer*	Municipale	2
	Consumer	Municipale	4
		Residenziale	40
		Residenziale e produttivo	3
		Residenziale e commerciale	3
		Industriale	3
Numero totale di *prosumer*			**4**
Numero totale di *consumer*			**135**

Tabella 14. Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 4. [Elaborazione propria].

Comune	Comunità energetica 5	Tipologia di edificio	Numero
San Pietro Val Lemina	*Prosumer*	Municipali	2
	Consumer	Municipali	1
		Residenziale	27
		Residenziale e produttivo	1
		Residenziale e commerciale	1
		Industriale	1
		Agricolturale	1
San Secondo di Pinerolo	*Prosumer*	Municipali	1
	Consumer	Municipali	4
		Residenziale	6
		Residenziale e commerciale	2
		Industriale	3
Numero totale di *prosumer*			**3**
Numero totale di *consumer*			**47**

Tabella 15. Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 5. [Elaborazione propria].

L'aggiunta di ulteriori membri all'interno delle cinque configurazioni individuate, permette di incrementare la quota di energia condivisa all'interno della comunità, a parità di *prosumer*. Gli impianti installati, infatti, rimangono i medesimi del caso base, ciò che cambia significativamente sono la *still uncovered demand, la collective self consumption e la still over production*. Il primo indice aumenta, dovuto al fatto che l'aggiunta di nuovi membri che prelevano unicamente dalla rete elettrica comporta un incremento della quota di energia che non può essere coperta dagli impianti e deve essere acquistata da rete. Il secondo cresce in ogni configurazione, infatti la quota di energia che al netto della condivisione non è stata consumata nel caso base (*SOP*) è in parte prelevata dagli utenti consumatori aggiunti, consentendo alla comunità di incrementare l'autoconsumo collettivo e consumare in loco l'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti. Di conseguenza, l'ultimo indice viene ridotto per effetto di incremento della *CSC*.

Occorre evidenziare che nello Scenario 1 l'obiettivo prefissato è stato quello di massimizzare la quota di energia condivisa all'interno di ciascuna configurazione, senza ricorrere all'investimento di ulteriori impianti di produzione. L'analisi è stata condotta al fine di valutare i cambiamenti che avrebbero generato l'ingresso di nuovi membri consumatori, sia in termini economici che tecnici.

L'incentivo economico erogato in favore dei membri cresce proporzionalmente con l'aumento dell'autoconsumo collettivo, tuttavia, con l'inserimento di un numero così elevato di consumatori, l'energia condivisa dagli utenti non permette un ricavo economico sufficiente per ciascuno di essi.

Come si può notare dalle tabelle soprariportate, l'ultima configurazione è quella che ha previsto il minor numero di utenti aggiunti, dovuto in parte alla quantità di edifici che ospita ciascun comune e in parte dalla quantità di dati disponibili. Alcuni di essi, infatti, sono stati esclusi a causa di mancanza e/o problematiche relative ai dati di consumo.

5.4. Definizione dello Scenario 2

Una volta identificato lo Scenario 1 con i limiti e i vantaggi che esso comporta, è stato implementato un ultimo caso che mira ad ottimizzare la configurazione precedente. L'obbiettivo di questa parte, oltre alla massimizzazione dell'energia condivisa, è stato quello di incrementare la produzione, in modo da estendere i limiti della configurazione base e aumentare i ricavi economici degli incentivi spettanti.

Come definito in precedenza, gli edifici oggetto di analisi sono i potenziali *prosumer*, ovvero tutti quelli che presentano una buona irradiazione solare annuale. Il problema sorto a questo punto risulta quello di poter trovare un punto di incontro tra la massimizzazione dal punto di vista tecnico e quella nell'ambito economico. Risulta difficoltoso poter inserire allo stesso momento un numero elevato di *prosumer* e quindi di impianti di produzione, per motivi tecnici ma anche economici. Infatti, l'ipotesi di partenza considerata è quella di prevedere che la comunità energetica stessa si occupi dei nuovi investimenti per gli impianti fotovoltaici, non coinvolgendo i singoli membri. Sarà per l'appunto il singolo comune appartenente alla configurazione ad occuparsi delle pratiche legate all'istallazione degli impianti di produzione.

Esclusa la possibilità di inserire tutti i potenziali *prosumer* all'interno di ogni Comunità energetica, è stato ritenuto opportuno eseguire una selezione dei medesimi in funzione degli indici ad essi associati.

Noto il profilo di consumo ora per ora, calcolato per ciascun potenziale *prosumer* secondo la procedura illustrata nel Capitolo 3 e secondo le ipotesi ad esso associate, sono stati valutati l'autoconsumo singolo (*SC*), l'energia elettrica in eccesso immessa in rete (*OP*) e la domanda non coperta (*UD*).

Tali parametri sono stati calcolati al fine di valutare le prestazioni delle singole utenze. Dai valori orari ci si è ricondotti a quelli mensili per ogni *prosumer* ed è stato utilizzato un metodo di ottimizzazione multicriterio al fine di selezionare il numero e il tipo di edificio da inserire in ogni configurazione di Comunità energetiche.

Noti i parametri calcolati su base annuale, è stato calcolato per ognuno il valore massimo, quello minimo e la differenza tra i due valori definito *range*. Successivamente è stata eseguita una normalizzazione di ogni indice al fine di renderli confrontabili. Per ciascuna comunità energetica vale:

$$i_{N,i,m} = \frac{i_{i,m} - min, m}{range_m}$$

Con:

- $i_{N,i,m}$: indice m-esimo normalizzato per l'utente i-esimo [-];
- $i_{i,m}$: indice m-esimo dell'utente i-esimo [kWh];
- min, m: valore minimo dell'indice m-esimo;
- $range_{i,m}$: range dell'indice m-esimo.

Il vantaggio è rappresentato dal fatto che in questo modo si ottiene una distribuzione di dati che variano tra 0 d 1 e quelli che più si avvicinano al massimo sono quelli caratterizzati

dagli indici più elevati. Inoltre, è stato associato per ciascun indice un peso in valori percentuali, in funzione dell'importanza del singolo rispetto all'obbiettivo dell'analisi. Per questa analisi è stato considerato un peso analogo associato ad ogni parametro, pari al 20%, in quanto è stato assunto che ogni parametro sia equamente rilevante per la massimizzazione dell'energia condivisa. Nella fase successiva è stato associato un punteggio ad ogni edificio, moltiplicando il valore dell'indice normalizzato per il relativo peso, ottenendo così una distribuzione di punteggi relativa agli edifici in esame.

$$p_i = i_{N,i,m} \times peso_m \times 100 \ [\%]$$

Infine, sommando i relativi punteggi ottenuti, è stato calcolato un valore totale per singolo edificio.

Il risultato è una serie di valori che variano tra 0% e 100% associati al singolo utente.

Dalla distribuzione di dati ottenuti, è stato ritenuto opportuno stabilire un valore di soglia per la scelta dei *prosumer* da integrare in ciascuna configurazione. Poiché per ogni comunità energetica la maggior parte degli utenti possiede un punteggio inferiore al 5%, inizialmente è stato posto un valore del 3% al fine di valutare l'integrazione della maggior quantità di essi.

Il risultato ha mostrato un incremento dell'indice di autosufficienza e della quota di energia condivisa all'interno della CER. Al fine di scegliere il valore di soglia che meglio ottimizza la configurazione, è stato considerato anche un valore pari al 15%, scegliendo tutti quelli con un punteggio maggiore. Il numero di edifici risulta più limitato rispetto al caso precedente, ma considerando unicamente quelli con prestazioni maggiori. Nonostante ciò, la quota di energia condivisa risulta inferiore rispetto al primo caso, in tutte e cinque le configurazioni considerate.

In conclusione, è stato assunto un valore di soglia pari al 5% per tutte le comunità energetiche per determinare l'integrazione dei potenziali *prosumer* all'interno dello scenario 1.

Di seguito vengono illustrati gli edifici inseriti nello Scenario 2 al fine di migliorare le prestazioni delle comunità energetiche.

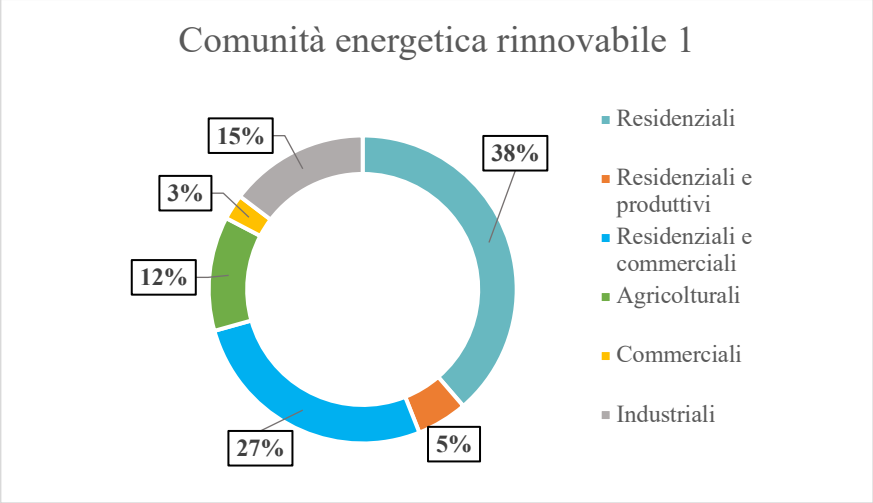


Figura 33. Numero di potenziali prosumer - Configurazione 1. [Elaborazione propria]

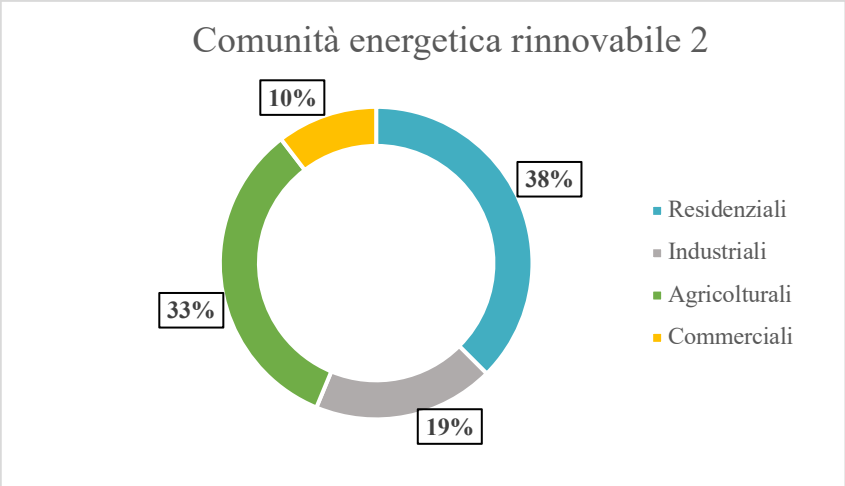


Figura 34. Numero di potenziali prosumer - Configurazione 2. [Elaborazione propria]

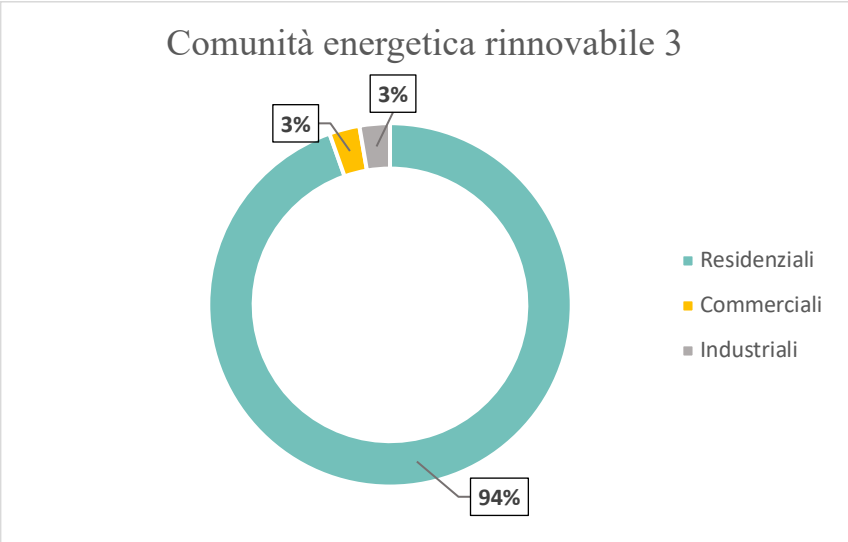


Figura 35. Numero di potenziali prosumer - Configurazione 3. [Elaborazione propria]

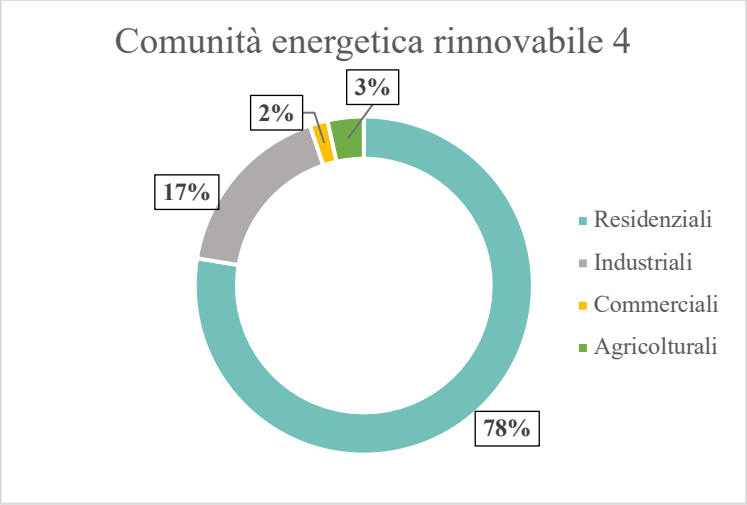


Figura 36. Numero di potenziali prosumer - Configurazione 4. [Elaborazione propria]

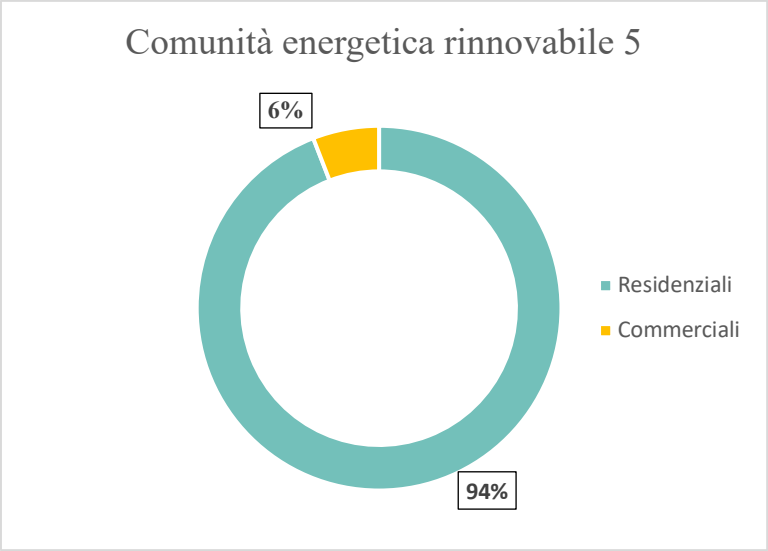


Figura 37. Numero di potenziali prosumer - Configurazione 5. [Elaborazione propria]

5.5. Valutazioni economiche

A seguito delle valutazioni di tipo tecnico, appare di fondamentale importanza studiare gli scenari presentati anche dal punto di vista economico. La procedura adottata risulta pari a quella del caso base, tuttavia, è risultato necessario eseguire delle analisi aggiuntive, al fine di verificare le soluzioni migliori. Nello scenario di base, con unicamente edifici di tipo municipale, è stato valutato il tempo di rientro d'investimento per i singoli *prosumer* e la quota di ricavo spettante ai *consumer*, come spiegato all'interno del Capitolo 3. Nello scenario 1 è stata calcolata la variazione di ricavo per i singoli membri appartenenti a ciascuna configurazione. In questo caso, ciò che cambia è unicamente la percentuale di incentivo dei soli consumatori, la quale risulta nettamente inferiore rispetto al caso precedente, nonostante l'incentivo totale spettante per ogni Comunità energetica aumenti considerevolmente, grazie alla più elevata energia elettrica condivisa.

Quindi a parità di investimento, in quanto i *prosumer* rimangono gli stessi della configurazione di base, il tempo di ritorno della spesa associata singoli impianti risulta diminuito, grazie al maggior incentivo erogato.

Tenuto conto del fatto che, nonostante l'obbiettivo principale di una Comunità energetica non sia quello di ottenere profitti economici, deve risultare conveniente per ciascun membro appartenere ad essa, o con un risparmio in bolletta, in caso di possedimento dell'impianto o mediante una quota di incentivo spettante, in caso di consumatore. In questo progetto di tesi si è cercato di considerare diversi casi al fine di trarre delle conclusioni valide. Infatti, è risultato lampante che lo scenario 1 non possa essere definitivo, in quanto l'unico vantaggio che comporta è quello di incrementare l'incentivo totale erogato alla *CER*.

Lo scenario 2, che prevede l'introduzione di ulteriori *prosumer* nelle configurazioni, ha implicato un incremento della quota di investimento, da destinare ai nuovi impianti fotovoltaici necessari all'ampliamento della Comunità. È stato quindi valutato se il nuovo impegno finanziario da destinare ai nuovi membri fosse adeguato in termini di rientro di investimento e di ricavi sul periodo di tempo in cui sono erogati gli incentivi. Come già definito in precedenza, il decreto considerato nel progetto di tesi è quello del Ministero dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico, emanato nel febbraio 2023, in attesa di approvazione dalla Commissione europea. Esso definisce gli incentivi spettanti alle singole comunità energetiche rinnovabili e i contributi a fondo perduto del PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) destinati agli investimenti per tutti i comuni con un numero di abitanti inferiore a 5000. La quota di denaro destinata agli

impegni finanziari nelle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche risulta pari al 40% dei suddetti comuni. All'interno dell'analisi proposta, è stato tenuto conto di questa possibilità, anche se ancora non è entrato in vigore il decreto attuativo e sarà erogata per tutto il territorio nazionale fino all'esaurimento dei fondi. Sono stati quindi individuati tutti i comuni che rispettassero i requisiti definiti nel testo del decreto, al fine di valutare gli investimenti economici sulla base dei fondi spettanti dal Piano economico. In figura sono illustrati tutte le località appartenenti al caso studio che rispettano i prerequisiti soprariportati.

	Comuni	Numero di abitanti
Comunità energetica 1	Airasca	3669
	Castagnole Piemonte	2192
	Scalenghe	3190
Comunità energetica 2	Cercenasco	1758
Comunità energetica 3	Cantalupa	2574
Comunità energetica 4	Roletto	1979
	San Pietro Val Lemina	1464
	Cantalupa	2574
Comunità energetica 5	San Secondo di Pinerolo	3637
	San Pietro Val Lemina	1464

Tabella 16. Elenco dei comuni idonei al contributo a fondo perduto del PNRR - fonte ISTAT 2023. [Elaborazione propria]

Sono stati dunque analizzati tutti gli scenari proposti dal punto di vista economico, analizzando per ciascuno di essi e per ciascuna configurazione individuata il piano di ammortamento, i ricavi totali destinati alla Comunità energetica e la variazione del *benefit share.* Quest'ultimo indice, definito nel Capitolo 3, rappresenta la quota percentuale di suddivisione degli incentivi tra i *prosumer* e i *consumer*.

5.6. Analisi di sensitività: ripartizione incentivo

Nel caso base come ipotesi di partenza è stato posto un valore di *benefit share* pari a 75%, tuttavia è stata eseguita un'analisi di sensitività al fine di analizzare le variazioni che esso comporta. Per ciascuna comunità energetica è stato valutato un cambiamento di tale parametro, modificando il suo valore al 60% e 80%. Occorre evidenziare che questa analisi risulta indicativa, in quanto si pone come obbiettivo principale valutare, cambiando i flussi economici all'interno delle configurazioni, le soluzioni ottimali in termini di ripartizione degli incentivi tra i singoli membri. Sarà compito di ciascuna comunità energetica, al momento della sua istituzione, definire nel dettaglio le regole sulla ripartizione delle quote spettanti ai *consumer* e/o *prosumer* o su chi è destinato l'impegno finanziario.

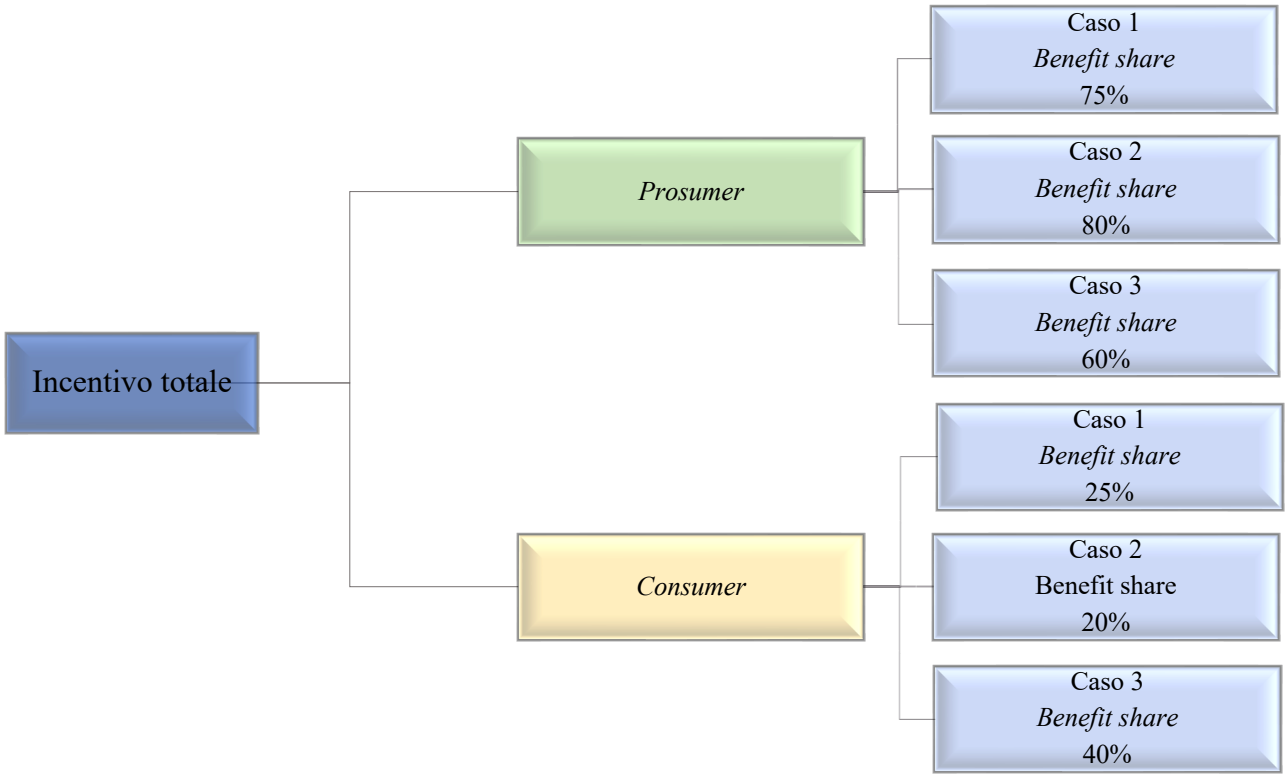


Figura 38. Flow Chart sulla suddivisione del ricavo totale CER. [Elaborazione propria].

5.7. Risultati ottenuti

In questo paragrafo vengono riportati tutti i risultati ottenuti dall'analisi di ottimizzazione eseguita per tutte le cinque comunità energetiche rinnovabili oggetto di studio. Inizialmente verranno valutate le prestazioni di tipo tecnico-economico nel caso dello scenario 1, successivamente verrà affrontato l'ultimo caso riguardante lo scenario 2. Da ultimo, sarà valutato il risultato ottenuto dall'analisi di sensitività legata alla variazione del *benefit share*.

5.7.1. Scenario 1

Analisi tecnica

Lo scenario 1, definito nel paragrafo 3 del Capitolo 5, è caratterizzato dall'introduzione di *consumer* all'interno delle comunità, a parità di *prosumer*. L'obbiettivo, come già discusso ampiamente, è stato quello di cercare di massimizzare l'energia condivisa (*CSC*), al fine di ottenere il massimo incentivo con uguale numero di impianti fotovoltaici installati.

Vengono di seguito riportati i risultati relativi alla variazione di energia elettrica condivisa tra lo scenario di base e lo scenario 1 per ogni comunità energetica rinnovabile.

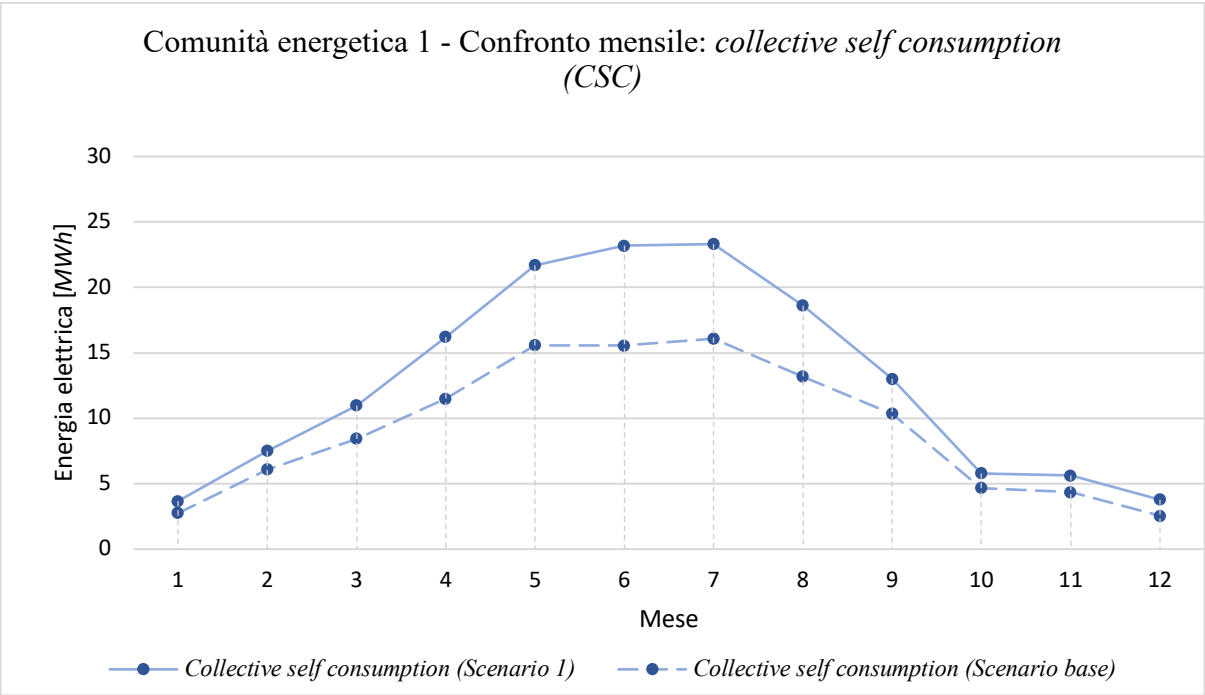


Figura 39. Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base- Configurazione 1. [Elaborazione propria].

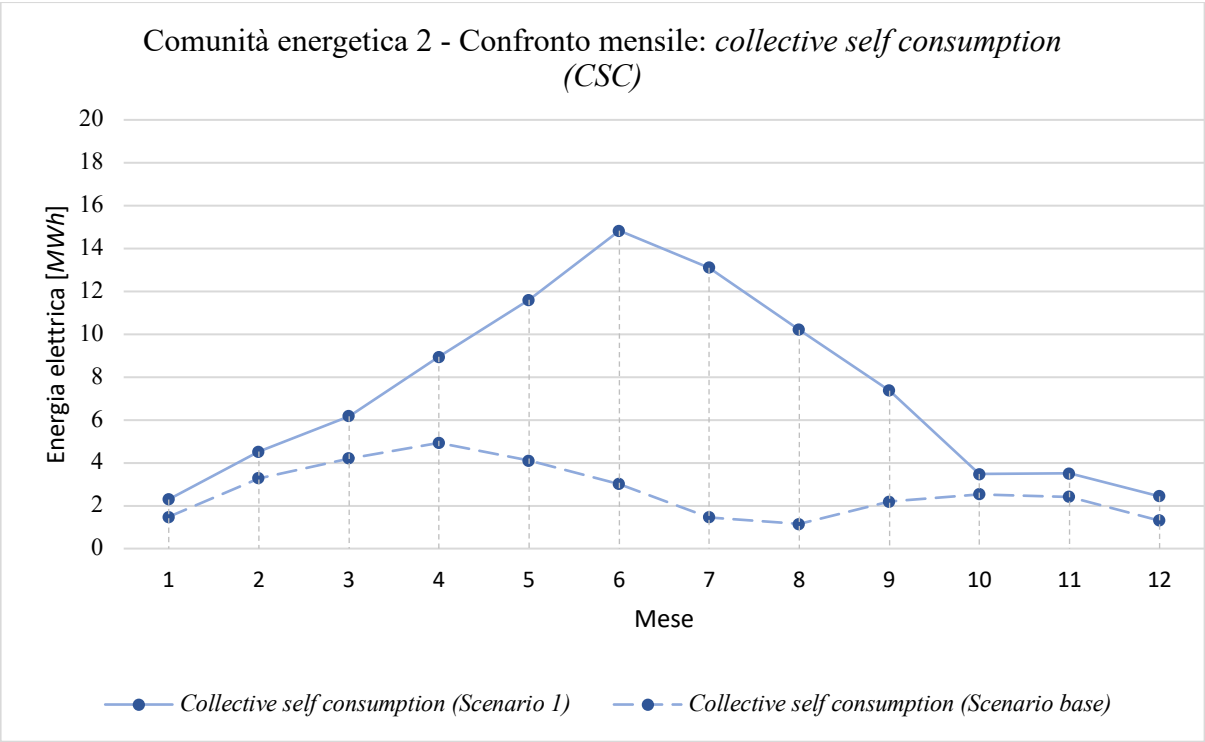


Figura 40. Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base - Configurazione 2.

[Elaborazione propria].

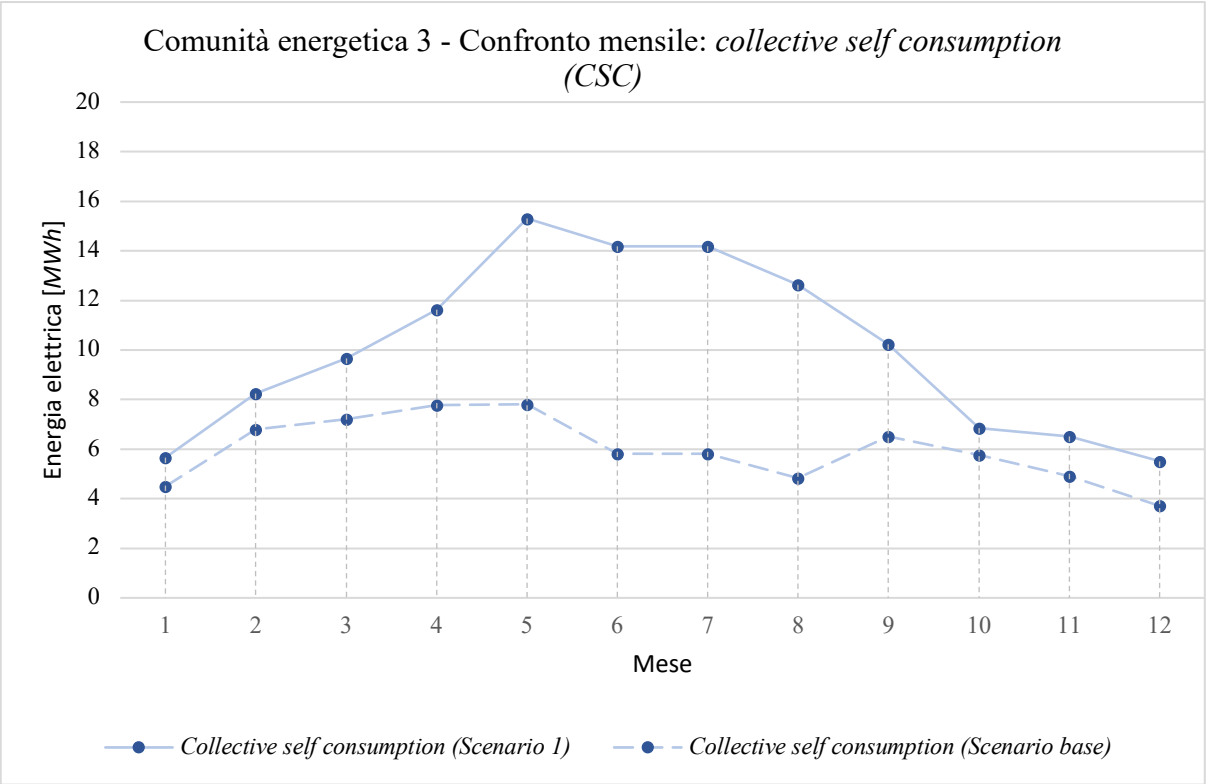


Figura 41. Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base - Configurazione 3.

[Elaborazione propria].

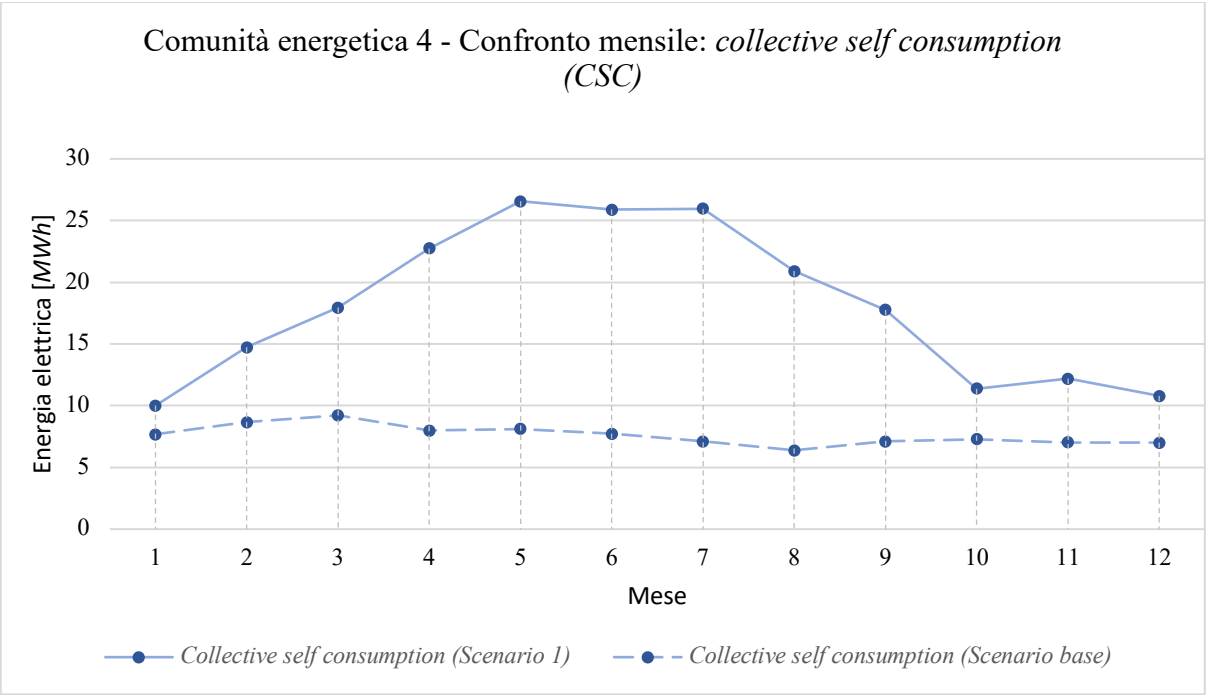


Figura 42. Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base - Configurazione 4. [Elaborazione propria].

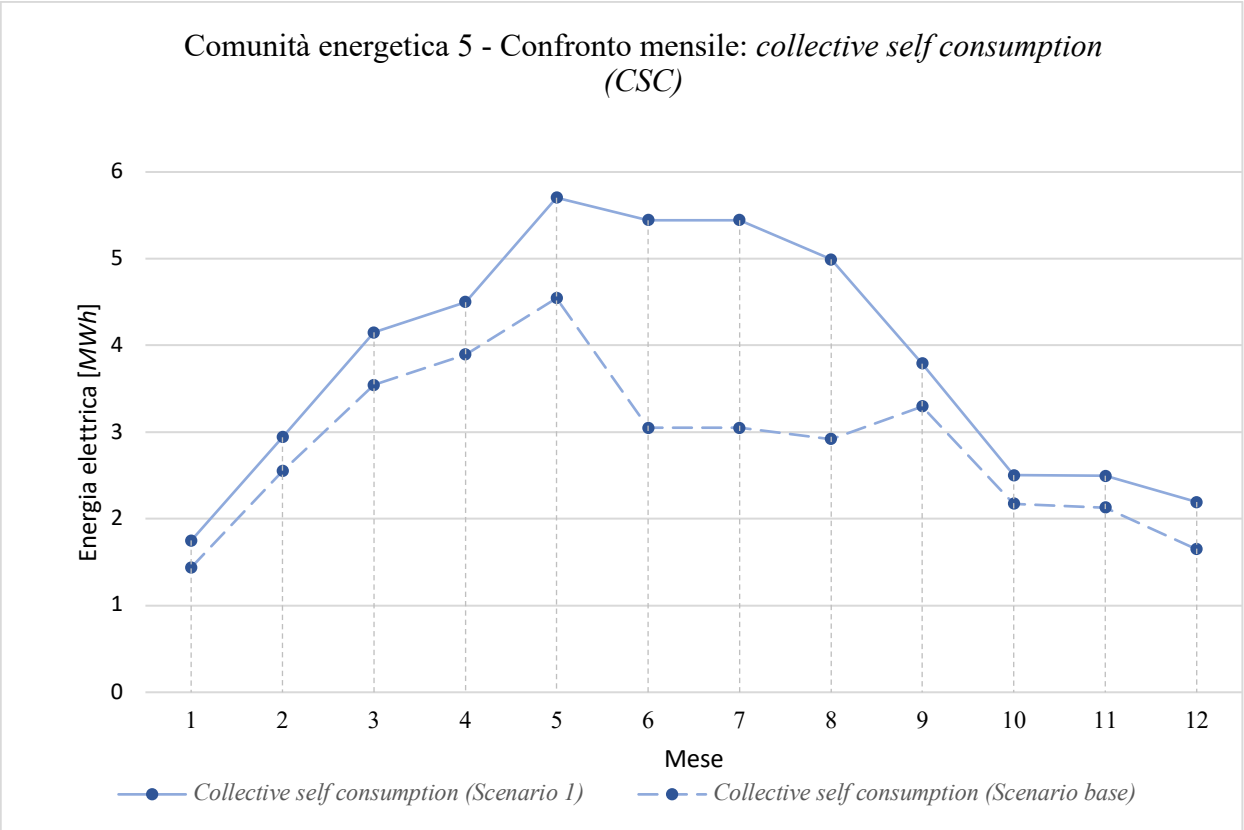


Figura 43. Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base - Configurazione 5. [Elaborazione propria].

Come si evince dai grafici, in tutti i casi si verifica un andamento mensile pressoché simile dell'energia elettrica condivisa. Il caso più interessante riguarda la comunità energetica 4, la quale presenta un incremento di CSC del 42%, determinando così anche una crescita dell'incentivo totale. Diverso appare il caso della configurazione 1 e della 6, le quali presentano rispettivamente un incremento del solo 26% e 27%. La motivazione probabilmente è legata al fatto che, nel primo caso, nonostante il numero elevato di membri aggiunti, l'autoconsumo collettivo copre circa metà della produzione totale degli impianti nella configurazione di base. Analoga è la situazione legata alla quinta comunità energetica oggetto di studio.

L'aggiunta di potenziali *consumer* nelle configurazioni ha implicato di conseguenza una riduzione dell'energia in eccesso al netto della condivisione (*sOP*). I risultati totali dell'analisi tecnica per lo scenario 1 sono integralmente riportati all'interno dell'appendice.

Analisi economica

Piu interessanti sono i risultati legati all'analisi economica, i quali hanno spinto il progetto di tesi ad ampliare lo studio verso un nuovo scenario, caratterizzato dall'ingresso dei *prosumer*.

Di seguito vengono riportati gli incentivi totali annuali ricavati dalle singole Comunità energetiche.

Configurazione	Energia condivisa $\boldsymbol{MWh}$	Incentivo da tariffa premio $\boldsymbol{TIP_{tot}}$ [€/$\boldsymbol{anno}$]	Contributo di valorizzazione $\boldsymbol{C_{ACV}}$ [$\frac{€}{\boldsymbol{MWh \times anno}}$]	Totale $\boldsymbol{C_{ACI}}$ [€/$\boldsymbol{anno}$]	Quota *prosumer* (75%)	Quota *consumer* (25%)
Comunità energetica 1	153.4	19937.8	1110.38	21048.2	15786.1	5262.1
Comunità energetica 2	88.5	11504.3	640.7	12145.05	9108.8	3036.3
Comunità energetica 3	120.6	15682	873.4	16555.3	12416.5	4138.8
Comunità energetica 4	217	28203	1570.7	29773.7	22330.7	7443.4
Comunità energetica 5	46	5967.7	332.4	6300.1	4725.1	1575

Tabella 17. Sintesi di ricavi ed energia condivisa per singola comunità energetica rinnovabile – Scenario 1. [Elaborazione propria]

Prosumer

Nello scenario 1 il numero di *prosumer* rimane il medesimo, motivo per cui l'investimento di partenza risulta invariato. Il cambiamento riscontrato è legato alla variazione del ricavo totale associato alla singola comunità energetica rinnovabile, il quale aumenta garantendo un tempo di rientro dell'investimento più repentino.

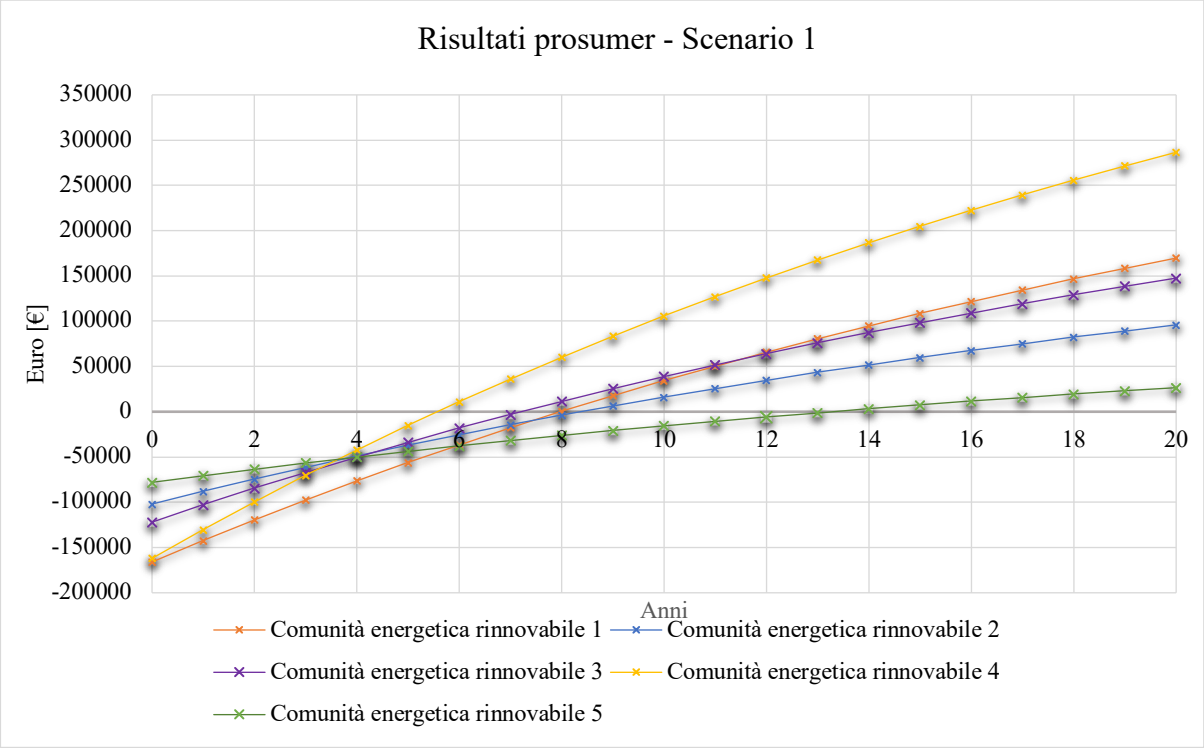


Figura 44. Net present value su base di 20 anni - Scenario 1. [Elaborazione propria].

A parità di *benefit share*, ciò che risulta chiaro è un guadagno di tre o quattro anni associato al *payback time*, per tutte e cinque le configurazioni. Tuttavia, risulta nettamente differente il caso dell'altra tipologia di membri.

Consumer

Rapportando il caso base con lo scenario 1 risulta lampante il fatto che, sebbene dal punto di vista dei flussi energetici si ottenga un'ottimizzazione grazie all'incremento dell'energia autoconsumata collettivamente, i benefici economici generati dalla condivisione di energia non risultano rilevanti per il caso dei consumatori. Essi, infatti, a parità di *benefit share*, percepiscono una quota di incentivo dalla CER molto esigua. il ricavo totale ottenuto dalla comunità cresce considerevolmente, tuttavia, a causa del numero elevato di *consumer* aggiunti, il ricavo *pro-capite* risulta superfluo se non irrilevante. (**Figura 45**).

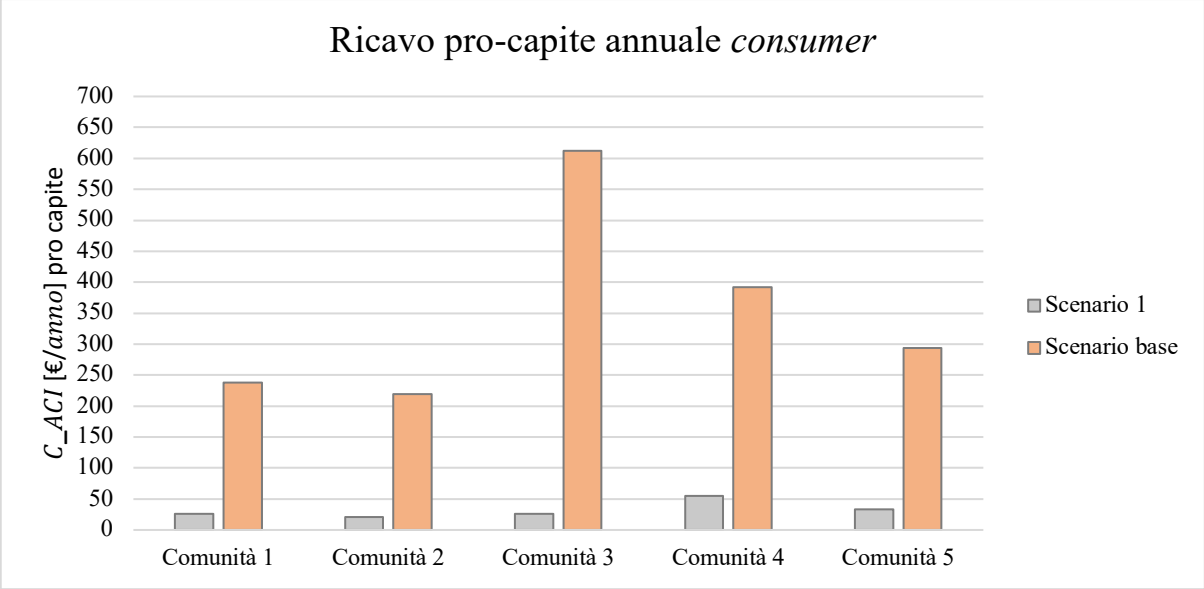


Figura 45. Ricavo pro-capite annuale per consumer - Scenario 1. [Elaborazione propria]

Come si può notare dal grafico soprariportato, il ricavo annuale massimo destinato ai soli membri che prelevano energia da rete viene raggiunto nel caso della comunità energetica 4, aggirandosi attorno ai cinquanta euro. Risulta lampante il fatto che la percentuale di riduzione del costo in bolletta per i membri non produttori non è sufficiente a garantire loro un vantaggio dall'introduzione nella configurazione. Per tale motivo è stato deciso di ampliare l'analisi tramite l'integrazione di nuovi *prosumer*.

5.7.2. Scenario 2

Analisi tecnica

Lo scenario 2, come definito nei primi paragrafi del capitolo 5, rappresenta il risultato del processo di ottimizzazione, finalizzato alla ricerca della configurazione che trovi il giusto compromesso tra le prestazioni energetiche e le valutazioni economiche. Anche in questo caso sono stati valutati i flussi energetici legati alle comunità energetiche oggetto di studio e i principali indicatori economici.

Innanzitutto, si riportano di seguito i grafici relativi al confronto tra l'indice di autosufficienza *SSI* e quello di autoconsumo *SCI* calcolato su base annuale per ogni potenziale *prosumer* individuato nello scenario 2 e nello scenario di base e la relativa comunità energetica rinnovabile associata ad essi.

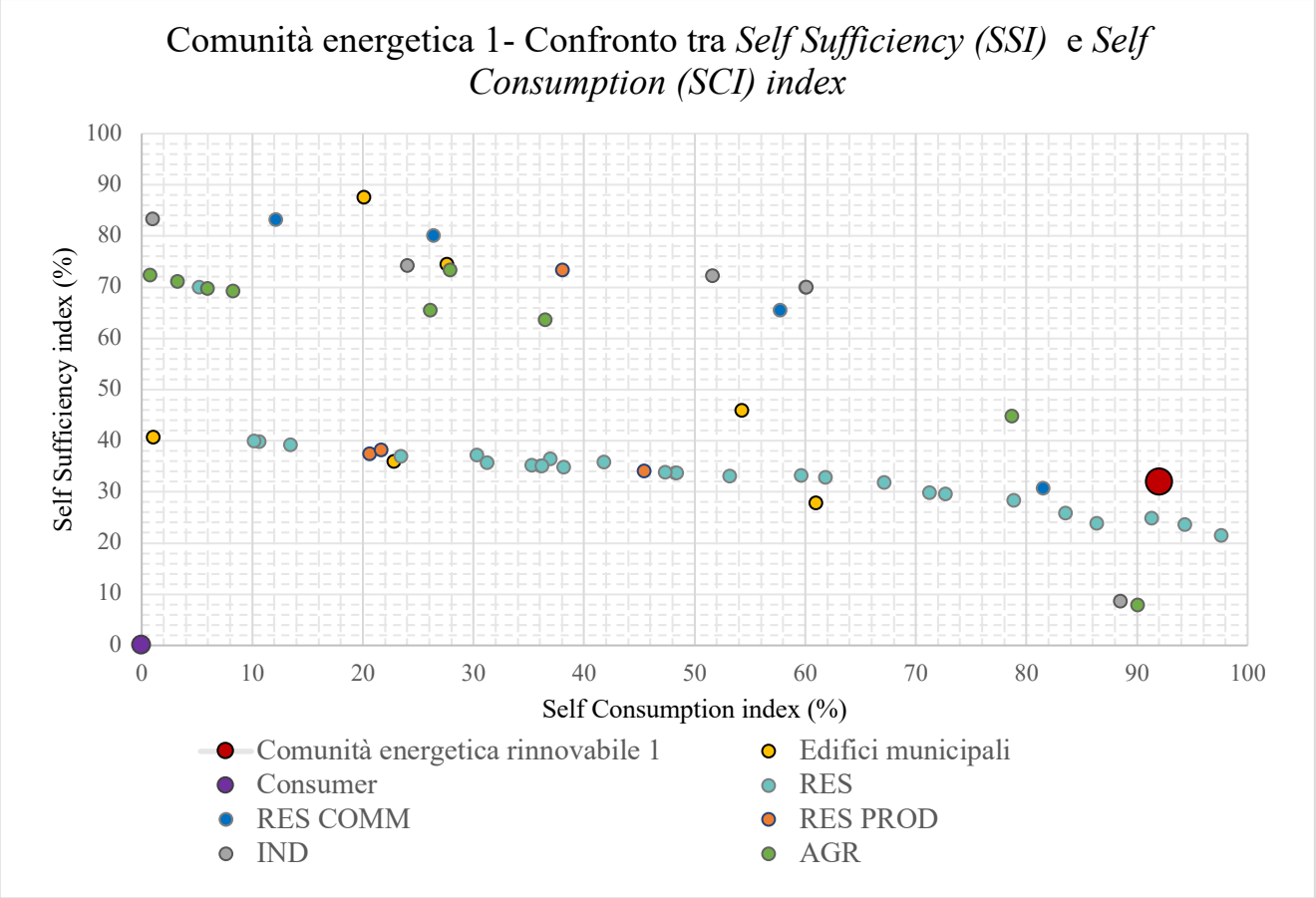


Figura 46. Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 1. [Elaborazione propria].

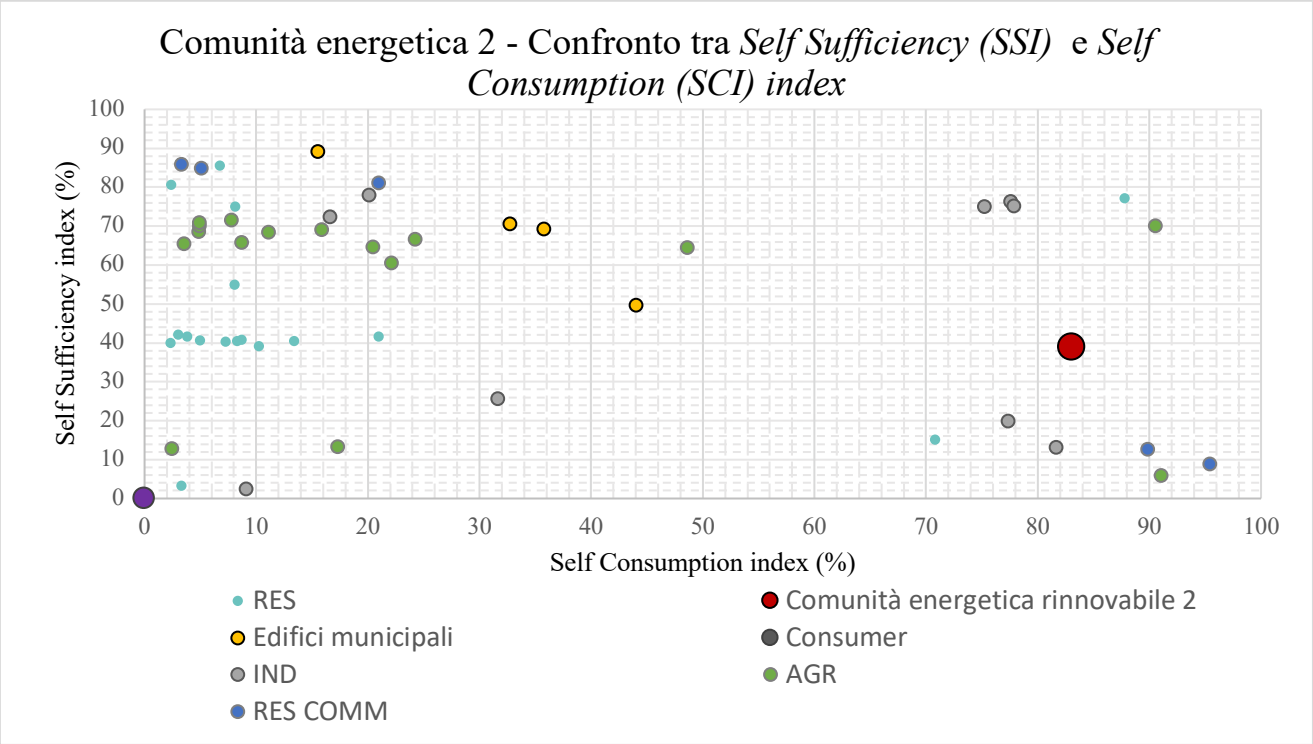


Figura 47. Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 2. [Elaborazione propria].

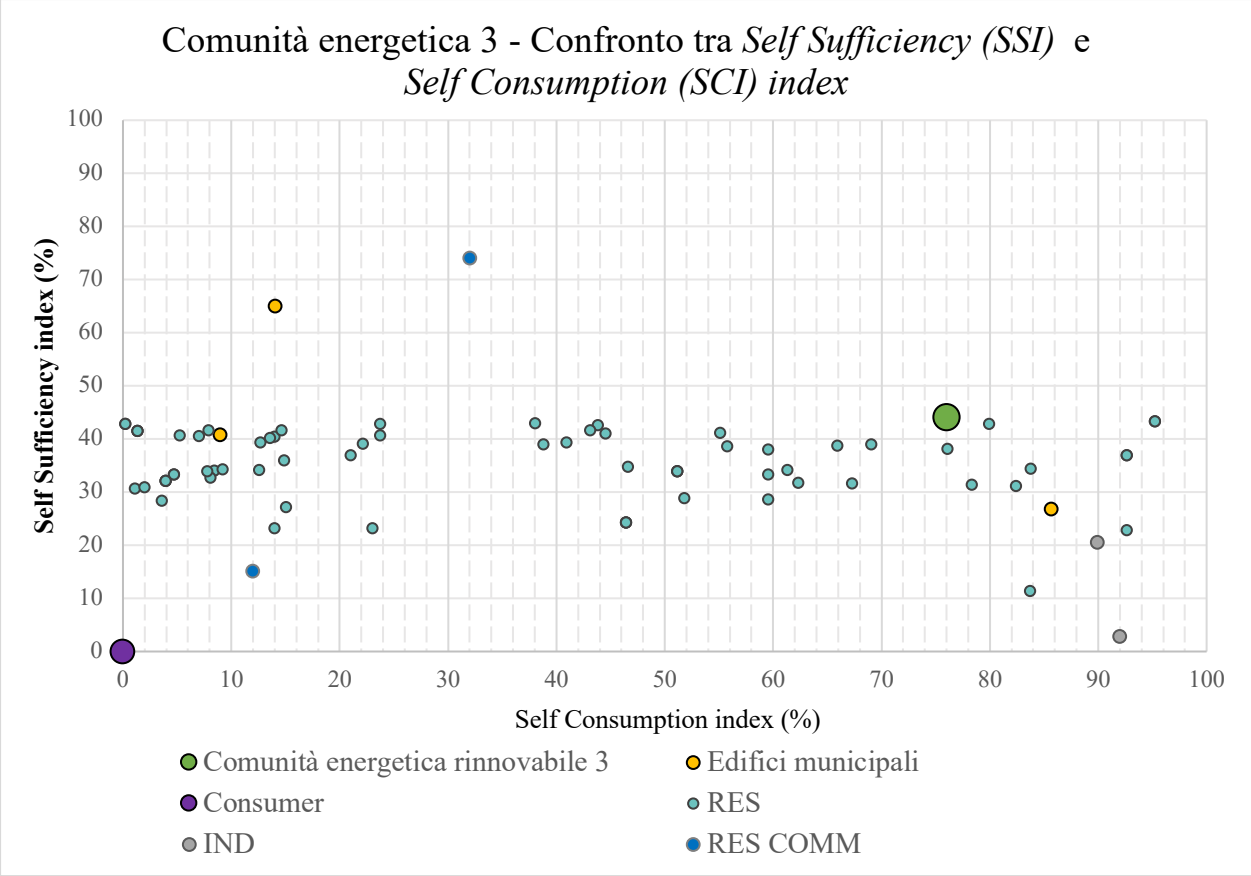


Figura 48. Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 3. [Elaborazione propria].

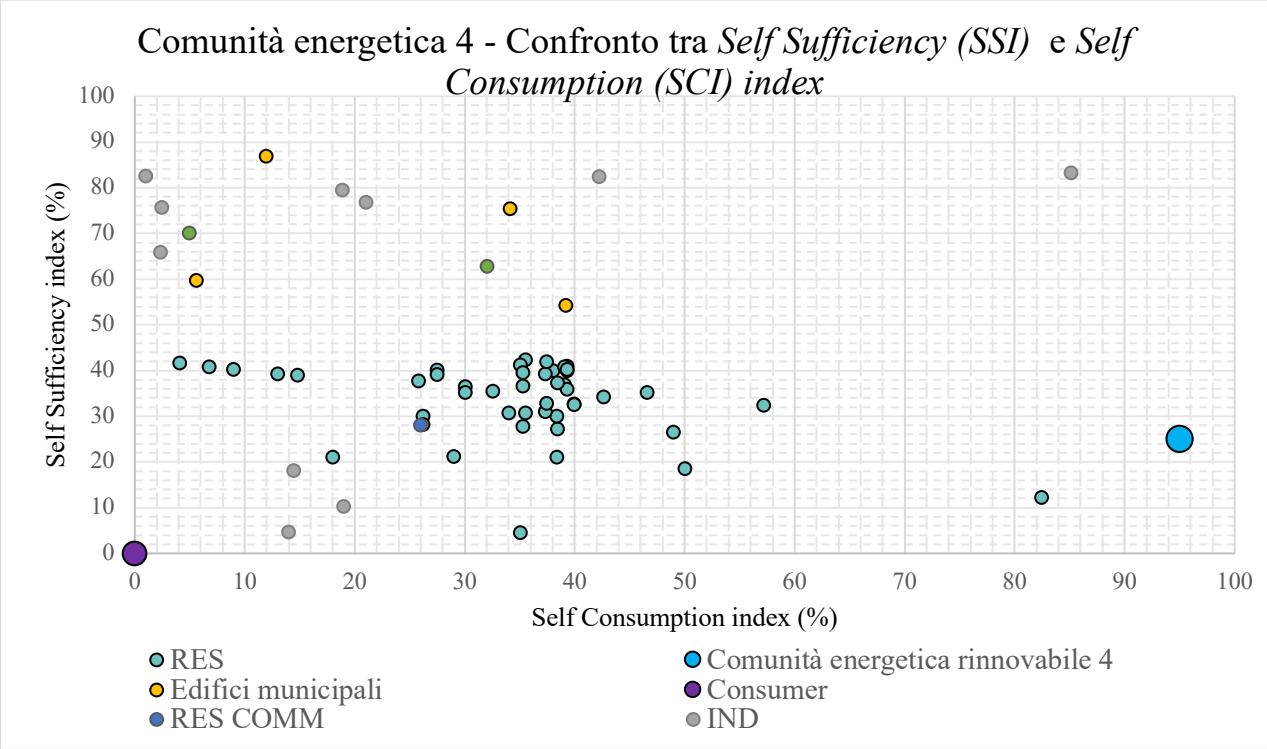


Figura 49. Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 4. [Elaborazione propria].

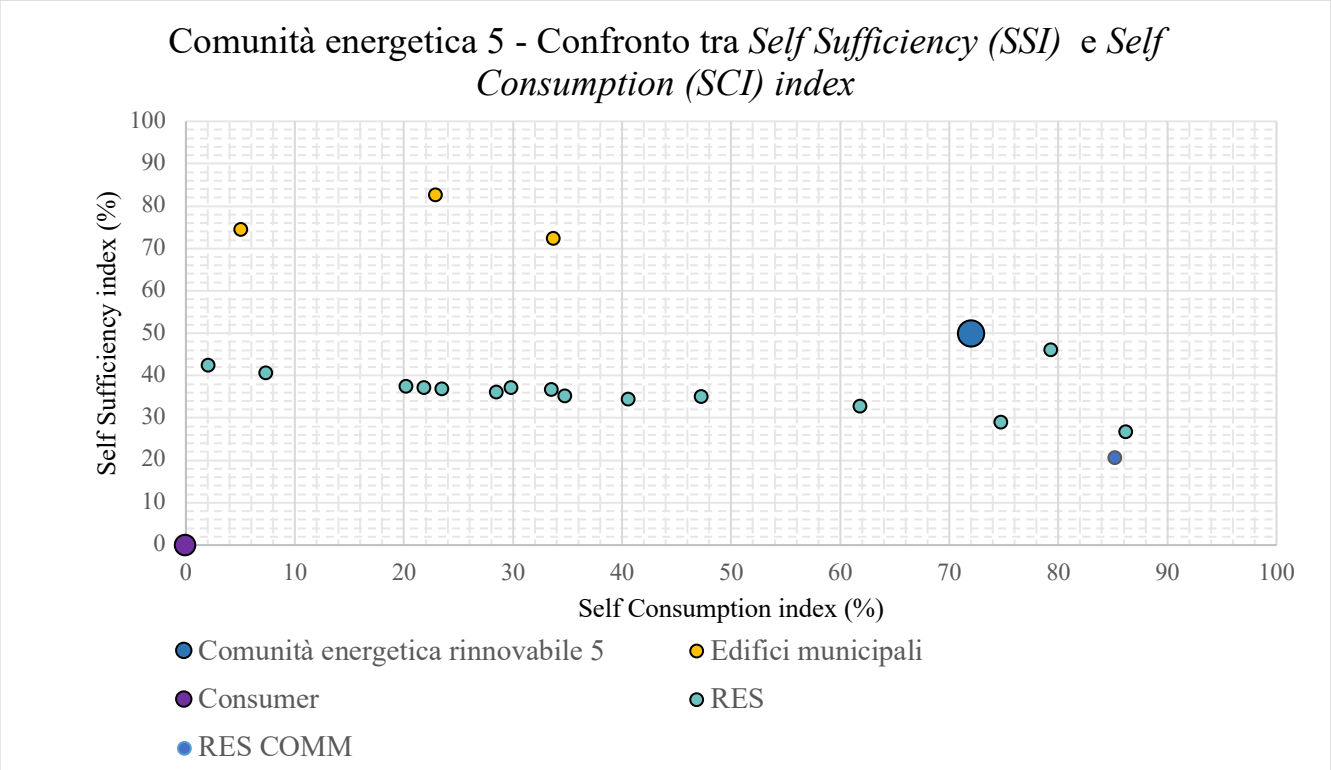


Figura 50. Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 5. [Elaborazione propria].

Dai grafici soprariportati, si può notare la distribuzione dei punti colorati, i quali rappresentano i potenziali *prosumer* da inserire nelle configurazioni. Essi raggiungono valori di *SCI* e *SSI* piuttosto diversi, in funzione della potenza dell'impianto installabile e delle loro esposizioni geografiche, occupando tutta la regione del grafico. Il confronto rispetto alla creazione di una comunità energetica rinnovabile, rappresentata dai punti più grandi colorati, mostra un miglioramento in termini di prestazioni, raggiungendo valori di autoconsumo collettivo percentuale decisamente elevati. Quasi tutte le configurazioni si pongono oltre all'80% e questo indica la potenzialità delle comunità energetiche rinnovabili: avere la possibilità di massimizzare l'autoconsumo collettivo garantendo una produzione e prelievo di energia elettrica istantaneo dalla rete di distribuzione da parte dei consumatori. In questo modo è permessa una produzione distribuita di energia elettrica da fonte rinnovabile, la quale garantisce una riduzione di emissioni di gas ad effetto serra in atmosfera, oltre che ad un risparmio per tutti gli utenti produttori e un guadagno dagli incentivi economici.

Essendo il numero di prosumer aggiunti piuttosto elevato, di seguito vengono riportati i risultati legati agli indici di performance di maggior rilevanza. A tal proposito, sono stati

valutati l'indice di autoconsumo e di autosufficienza per ogni comunità energetica e confrontati rispetto allo scenario base. (**Figura 51**).

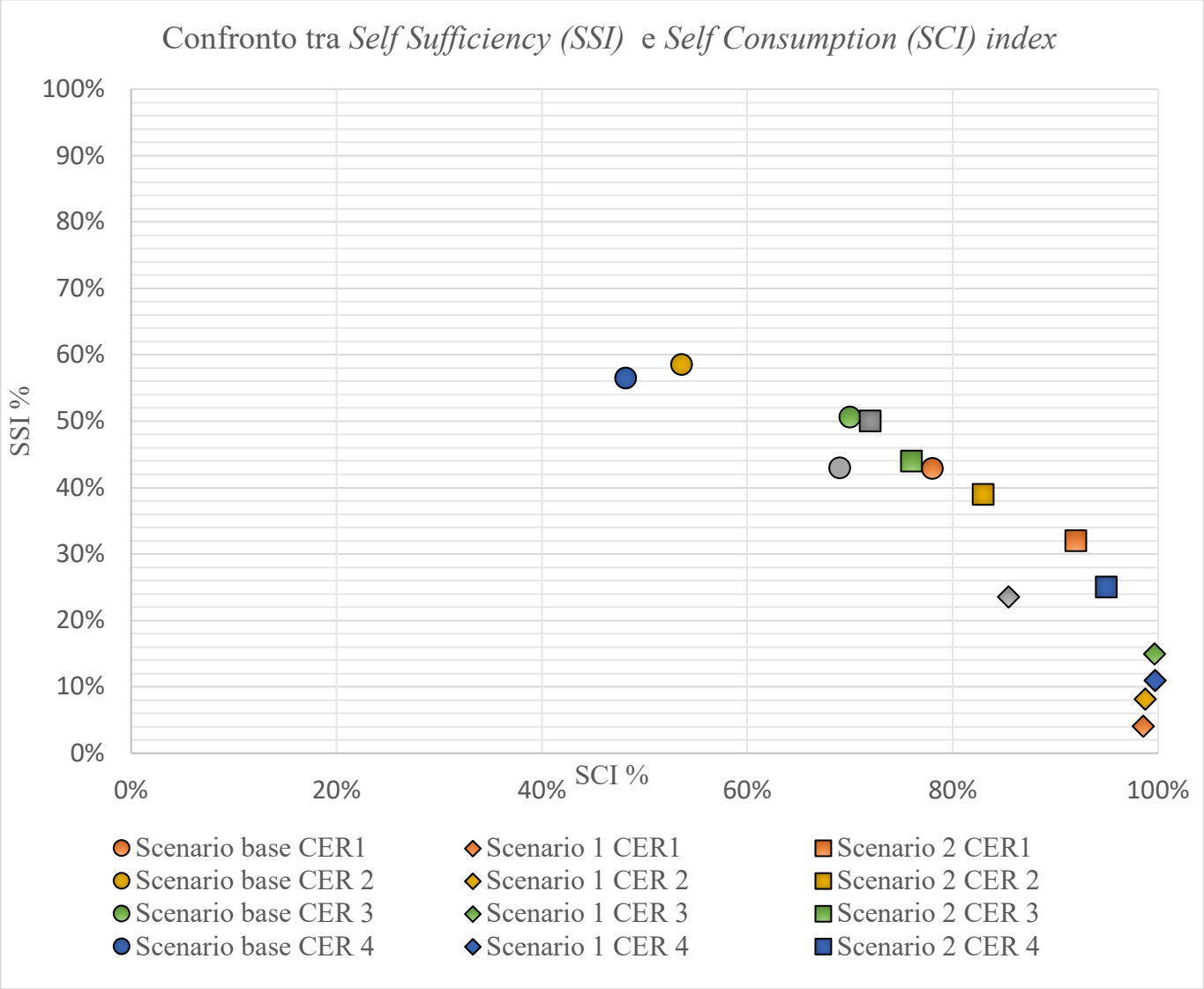


Figura 51. Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index tra gli scenari individuati. [Elaborazione propria].

Dal grafico soprariportato, appare evidente la distinzione tra i tre scenari individuati: le configurazioni che risiedono in quello base si pongono principalmente nella parte superiore della figura, caratterizzate da un alto indice di autosufficienza strettamente legato alla esigua quantità di edifici da cui sono costituite, gli impianti risultano quindi sufficienti a garantire gran parte del fabbisogno degli utenti; quelle che appartengono allo scenario 1, caratterizzato dall'ingresso di solo utenti *consumer,* presentano un elevato grado di autoconsumo, raggiungendo dei valori molto vicino al massimo, dovuto al fatto che tutta la quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici viene autoconsumata collettivamente, riducendo drasticamente la quantità in eccesso al netto della condivisione; per ultimo è possibile

individuare i cinque quadrati che mostrano il rapporto *SSI/SCI* migliore. Questi ultimi, infatti, a seguito del processo di ottimizzazione, rappresentano il "giusto compromesso" tra i due scenari precedenti. Due di essi si pongono ad un valore dell'indice di autoconsumo oltre al 90%, garantendo una condivisione di energia prodotta e un autoconsumo singolo che raggiungono quasi l'intera produzione da fonte rinnovabile. Caso meno prestanti sono indicati dalle comunità energetiche rinnovabili numero 4 e 6 che si pongono tra il 70% e l'80% di SCI. Tuttavia, queste ultime garantiscono un'autosufficienza superiore rispetto alle altre, permettendo un soddisfacimento del fabbisogno energetico dei membri che supera il 40%. Risulta chiaro il fatto che i profili di consumo ipotizzati all'interno del Capitolo 3 influenzano particolarmente i risultati ottenuti; infatti, a rigore andrebbero misurati e raccolti i dati di prelievo su base oraria o meglio ogni quarto d'ora al fine di conoscere più nel dettaglio possibile il fabbisogno energetico richiesto.

Analisi economica

Come nei casi precedentemente illustrati, anche per questa parte vengono riportati i ricavi totali annuali ottenuti dalle CER suddivisi per tipologia e le quote destinate ai *prosumer* e *consumer*.

Configurazione	Energia condivisa $\boldsymbol{MWh}$	Incentivo da tariffa premio $\boldsymbol{TIP_{tot}}$ [€/ $\boldsymbol{anno}$]	Contributo di valorizzazione $\boldsymbol{C_{ACV}}$ [$\frac{€}{MWh \times anno}$]	Totale $\boldsymbol{C_{ACI}}$ [€/$\boldsymbol{anno}$]
Comunità energetica 1	1440	187'276	10'429.8	197'705
Comunità energetica 2	1057.4	137'462	7655.6	145'117
Comunità energetica 3	995.4	129'408	7268.2	136'676.5
Comunità energetica 4	500	65'002	3620.1	68'622.5
Comunità energetica 5	124.6	16'195	902.1	17'096.5

Tabella 18. Sintesi di ricavi ed energia condivisa per singola comunità energetica rinnovabile – Scenario 2. [Elaborazione propria]

Dai valori ottenuti è possibile notare l'incremento della quota di incentivo erogata per singola configurazione. Nonostante il numero elevato di membri, la percentuale destinata ai singoli risulta essere sufficiente al fine di garantire loro un vantaggio economico entrando a far parte della comunità energetica rinnovabile. Sicuramente in questo scenario si può ragionare

su larga scala, grazie all'ampliamento del numero di utenti, che per quasi tutte le situazioni supera il centinaio.

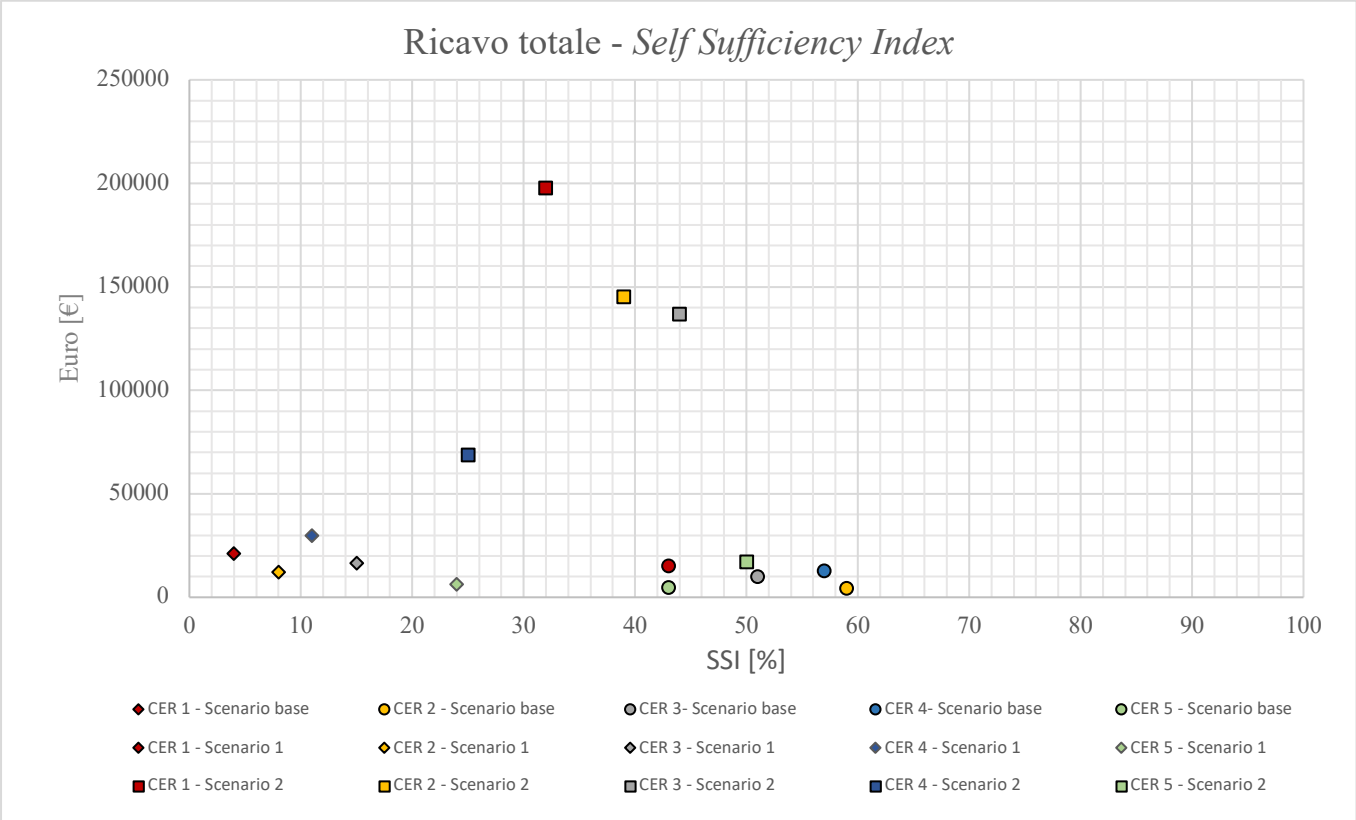


Figura 52. Confronto tra ricavo totale comunità e Self Sufficiency (SSI) index. [Elaborazione propria].

Dal grafico soprariportato, risulta evidente il vantaggio dal punto di vista economico raggiungibile grazie allo scenario 2. Caso 6 escluso, tutte le altre configurazioni di comunità risiedono nella zona superiore della figura, garantendo un ricavo annuale dagli incentivi piuttosto importante, rispetto agli scenari precedenti. Chiaramente questo aspetto implica anche un incremento dei costi di investimento (CAPEX) associati ai nuovi impianti fotovoltaici da installare. A tal proposito, nella parte successiva verranno illustrati singolarmente i benefici economici a favore dei *prosumer* e dei *consumer* per ogni configurazione.

Prosumer

Nella situazione di aggiunta dei *prosumer* (scenario 2) è stato ritenuto opportuno valutare una possibile analisi di investimento. Le possibilità di investimento associate alle comunità energetiche rinnovabili risultano differenti: è possibile considerare che il comune stesso si impegni ad investire i fondi necessari all'installazione degli impianti fotovoltaici oppure sono i privati che, entrando a far parte della configurazione, decidono di investire loro stessi. Nello

scenario di base è stato ipotizzato che i comuni singoli sostengano la spesa e la stessa considerazione viene ripetuta anche per lo scenario 2. In aggiunta, come spiegato già in precedenza, è stato tenuto conto anche delle possibilità di finanziamento: per tutti i comuni al di sotto di 5000 abitanti è previsto un investimento a fondo perduto da parte del PNRR che copre il 40% della spesa sostenuta. I comuni che risultano idonei sono già stati riportati nel paragrafo 5.5. Risulta evidente il fatto che le singole amministrazioni devono avere una base di partenza in merito all'investimento corrispondente al 60% del totale.

I risultati riportati di seguito, sono stati distinti tra quelli che sono gli utenti privati, caratterizzati da destinazione d'uso residenziale, residenziale produttivo etc., e i comunali, corrispondenti a quegli edifici dello scenario di base. Questi ultimi, rispetto al caso iniziale, presentano un miglioramento in termini di tempo di rientro dell'investimento, grazie al maggior incentivo erogato in favore della CER a seguito di un incremento dell'energia condivisa.

Comunità energetica rinnovabile 1	**Edifici privati**	**Edifici comunali**
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	1'400’312	166’000
Contributo PNRR [€]	603'785.4	66’400
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	11’540	1450
Potenza totale installata [MW]	1154	145
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	29’233.2	2593
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	73’032.7	7774.6
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	74’139.5	74’139.5
IRR (internal rate of return) [%]	12.6	83
PBT (Paybacktime) [anni]	5 e 6 mesi	1 e 6 mesi
NPV (Net present value) [€]	1'444’042	1'029’176

Tabella 19. Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 1. [Elaborazione propria].

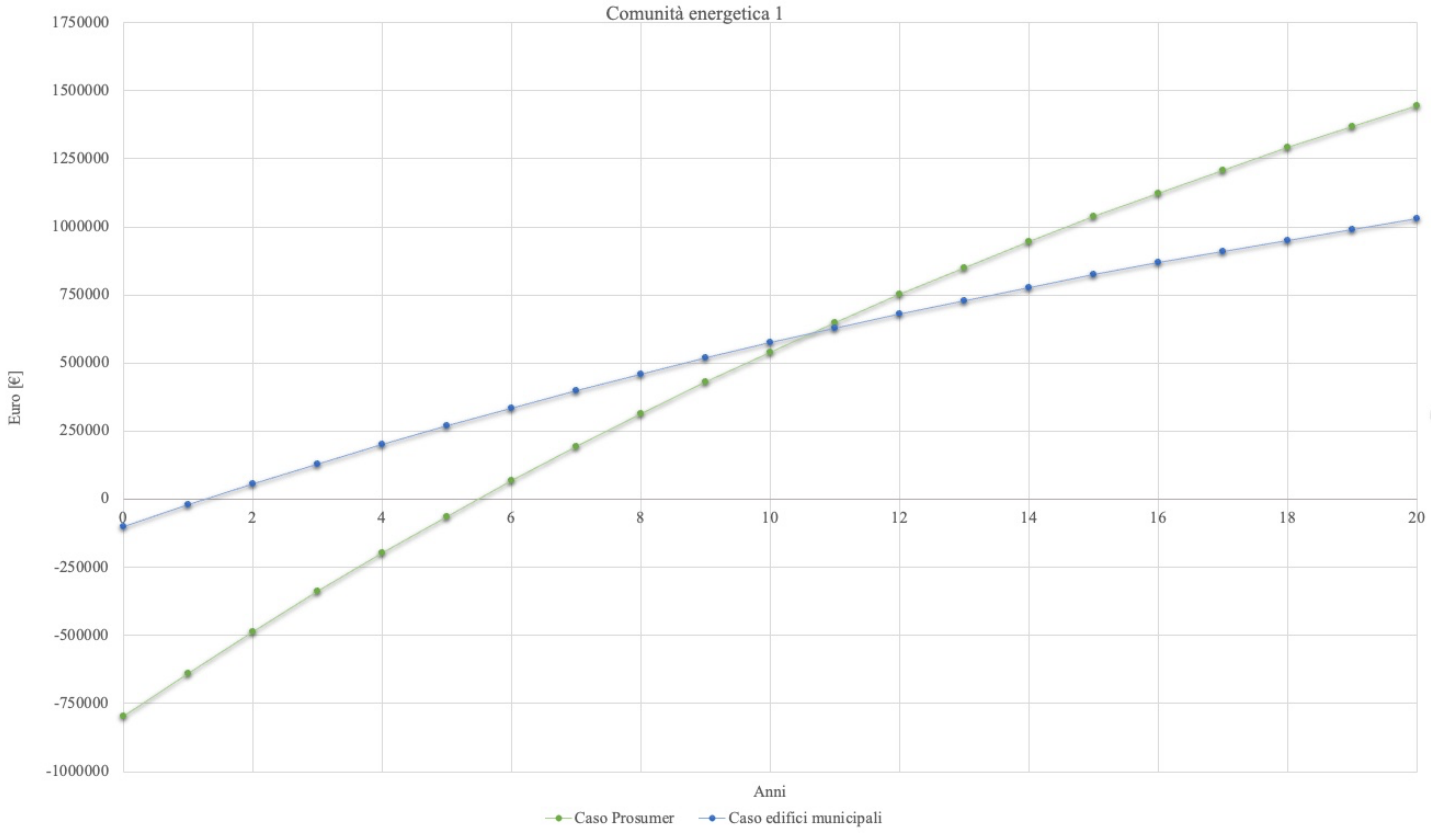


Figura 53. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 1. [Elaborazione propria].

Comunità energetica rinnovabile 2	Edifici privati	Edifici comunali
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	1'897'674.5	102’000
Contributo PNRR [€]	103’198	46’800
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	17’600	850
Potenza totale installata [MW]	1760	85
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	40’873.1	1830.5
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	69’054.2	4’476
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	54’419	54’419
IRR (internal rate of return) [%]	4.5	85
PBT (Paybacktime) [anni]	17	1
NPV (Net present value) [€]	199’832.4	758’541.9

Tabella 20. Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 2. [Elaborazione propria].

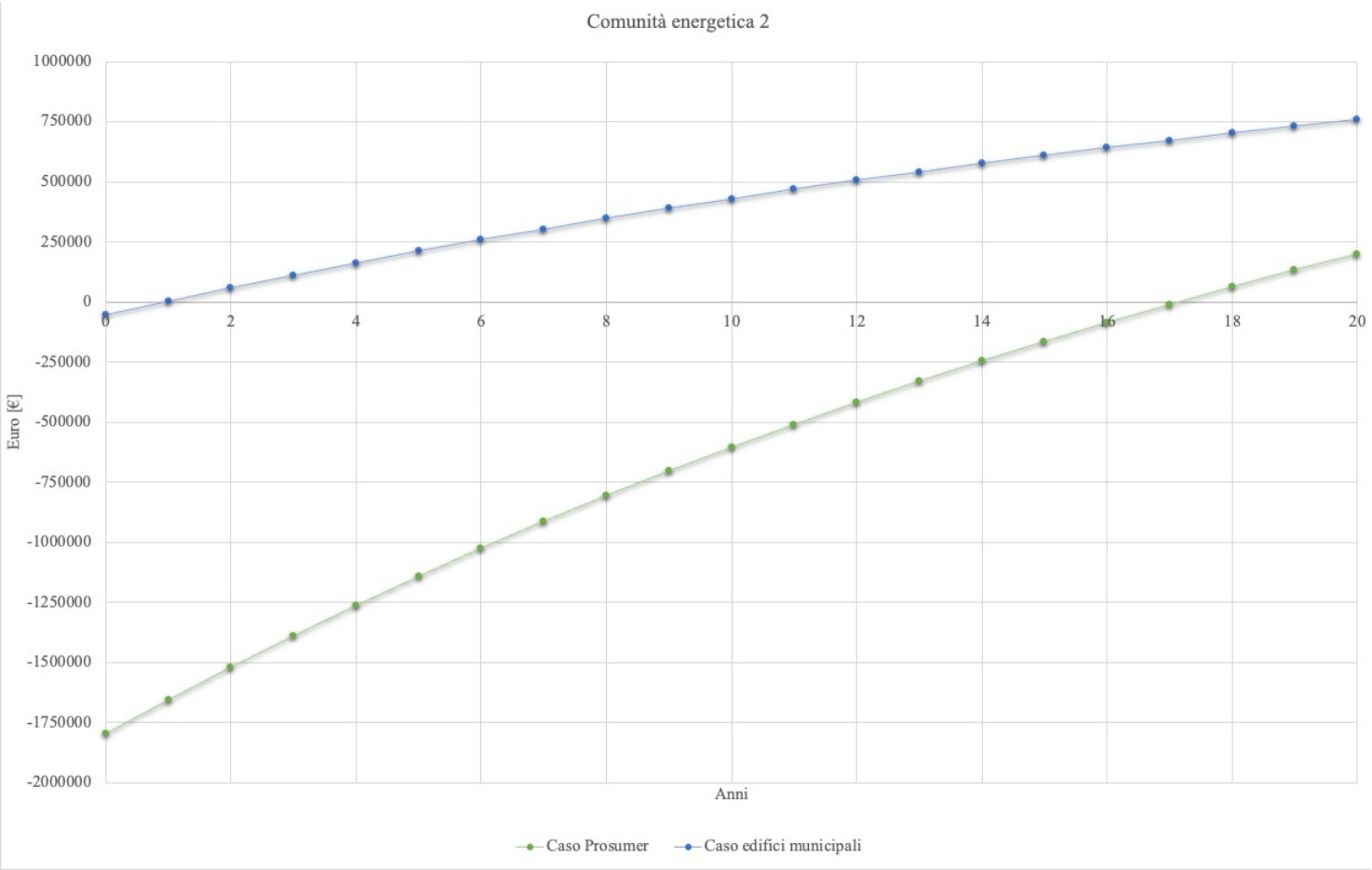


Figura 54. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 2. [Elaborazione propria].

Comunità energetica rinnovabile 3	Edifici privati	Edifici comunali
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	1'280'956.6	122'000
Contributo PNRR [€]	640'478.3	48'800
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	11'420	1'050
Potenza totale installata [MW]	1'142	105
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	24'703	2'445
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	66573.15	6'025.2
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	51'253.7	51'253.7
IRR (internal rate of return) [%]	10.8	80
PBT (Paybacktime) [anni]	5	1 e 6 mesi
NPV (Net present value) [€]	1'141'381	724'203

Tabella 21. Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 3. [Elaborazione propria].

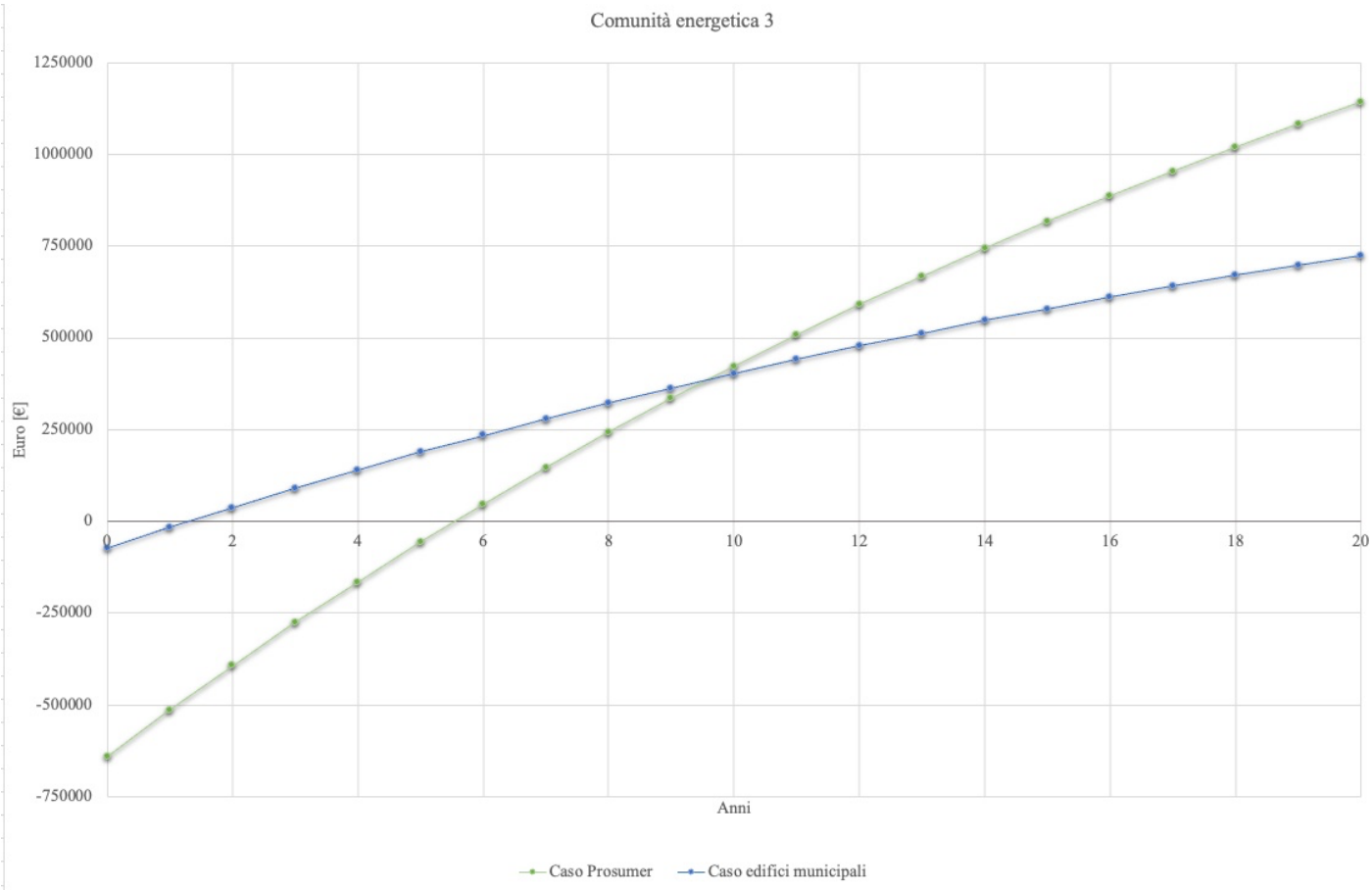


Figura 55. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 3. [Elaborazione propria].

Comunità energetica rinnovabile 4	Edifici privati	Edifici comunali
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	481’883	162000
Contributo PNRR [€]	193’955	64800
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	3100	1500
Potenza totale installata [MW]	310	150
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	4295	1359.5
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	15761	10818
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	25’733	25’733
IRR (internal rate of return) [%]	23.5	14.3
PBT (Paybacktime) [anni]	8	3
NPV (*Net present value*) [€]	292’664.5	323’440

Tabella 22. Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 4. [Elaborazione propria].

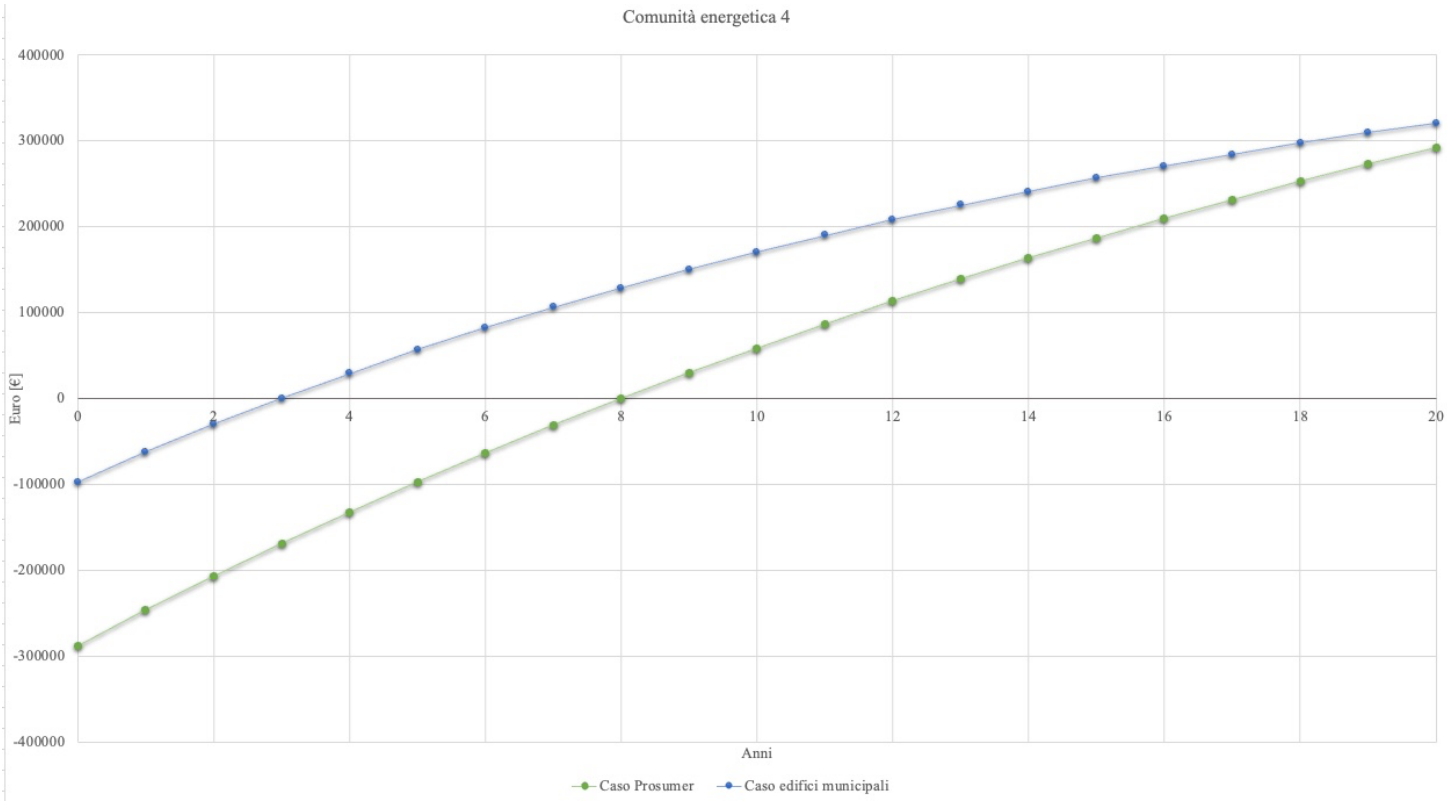


Figura 56. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 4. [Elaborazione propria].

Comunità energetica rinnovabile 5	Edifici privati	Edifici comunali
Costo d'investimento (*CAPEX*) [€]	291’096	78’000
Contributo PNRR [€]	85’238	19’200
Costi operativi O&M (*OPEX*) [€/anno]	1’720	600
Potenza totale installata [MW]	172	60
Risparmio da mancato acquisto di energia elettrica [€/anno]	2’310	771.1
Ricavo da energia elettrica venduta in rete [€/anno]	9’544.8	2’795.6
Ricavo totale da incentivo (75%) [€/anno]	6’411.2	6’411.2
IRR (internal rate of return) [%]	5	14.9
PBT (Paybacktime) [anni]	18	7 e 6 mesi
NPV (Net present value) [€]	19’014	68’649

Tabella 23. Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 5. [Elaborazione propria].

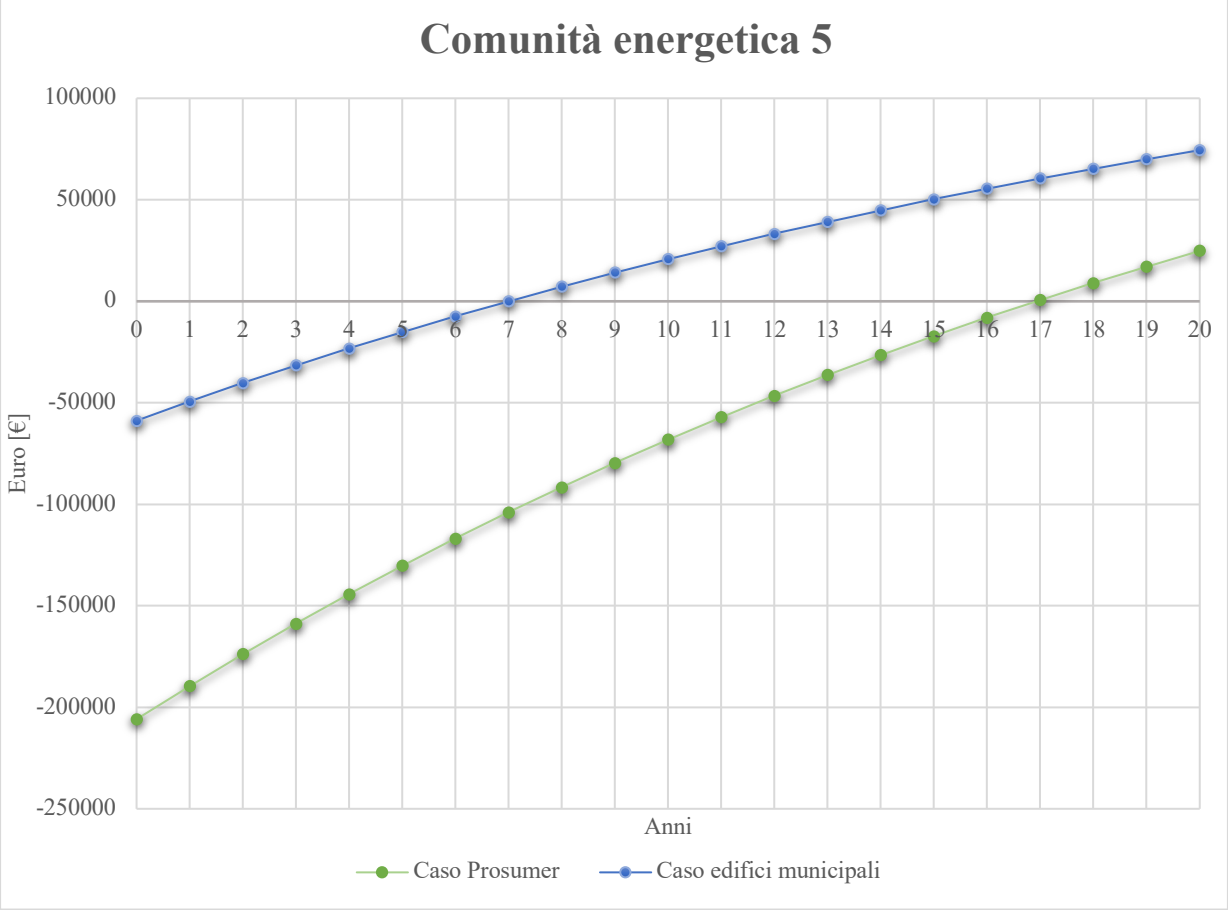


Figura 57. Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 5. [Elaborazione propria].

Come è possibile notare dai grafici soprariportati, la singola comunità energetica, con l'ipotesi di considerare un investimento iniziale ridotto grazie ai fondi percepiti secondo la bozza di Decreto del MASE, ha la possibilità di godere degli introiti annuali relativi agli incentivi erogati sulla quota di energia condivisa, al risparmio energetico ottenuto mediante il mancato acquisto di energia e la vendita in rete secondo il meccanismo di ritiro dedicato.

Consumer

Di seguito viene riportata la sintesi dei risultati ottenuti per lo scenario 2 relativi ai soli consumatori.

Configurazione	Numero di *consumer*	Incentivo spettante dalla CER (25%) [€/$\boldsymbol{anno}$]	Consumo totale *TC* [$\boldsymbol{GWh}$]	PCR [%] (*Percentage cost reduction*)
Comunità energetica 1	204	49'426.4	4.8	19.5
Comunità energetica 2	133	36'279.3	1.4	47.3
Comunità energetica 3	162	34'169	1.3	46.4
Comunità energetica 4	135	17'155.6	2.2	15.1
Comunità energetica 5	47	4274	0.2	34.4

Tabella 24. Dati economici consumer- Scenario 2. [Elaborazione propria].

Come si può notare, la percentuale di riduzione della bolletta dei singoli membri risulta piuttosto importante. Il caso peggiore è quello relativo alla comunità energetica 4, la quale presenta un numero elevato di consumatori ma un ricavo totale spettante ridotto rispetto alle altre. In questo caso, modulando correttamente il *benefit share*, potrebbe essere possibile incrementare ed ottimizzare tale percentuale. Tale tabella mostra come l'aggregazione di membri che prelevano unicamente l'energia immessa dagli impianti ai fini della condivisione porti ad un vantaggio considerevole. Essi, infatti, non necessitano di nessuna spesa o investimento iniziale e possono godere del beneficio economico grazie al semplice fatto di prelevare energia dalla rete pubblica nel momento simultaneo di produzione. Risulta chiaro il fatto che i valori ottenuti risultano indicativi rispetto ai casi pratici reali, i quali dovrebbero tenere conto dei singoli contratti di fornitura degli utenti. I calcoli come accennato in precedenza sono stati svolti considerando il prezzo di acquisto dell'energia per l'anno 2019,

che si aggira intorno ai 5 c€$/kWh$, tuttavia andrebbero aggiunte le tasse e le ulteriori componenti fisse che il fornitore definisce in fase di contratto con il cliente finale.

Di seguito è riportato un confronto del ricavo pro-capite destinato ai consumatori rispetto agli scenari precedenti. Il caso base risulta quello maggiormente remunerativo, in quanto conta una quantità di *consumer* molto esigua per singola comunità energetica rinnovabile; tuttavia, lo scenario 2 consente un coinvolgimento molto più numeroso di quelli che sono i membri, consentendo loro di ricevere un ricavo annuale non indifferente. Come detto in precedenza, variando il *benefit share* è possibile modulare questo ricavo aumentandolo o, a seconda dei casi singoli, diminuendolo.

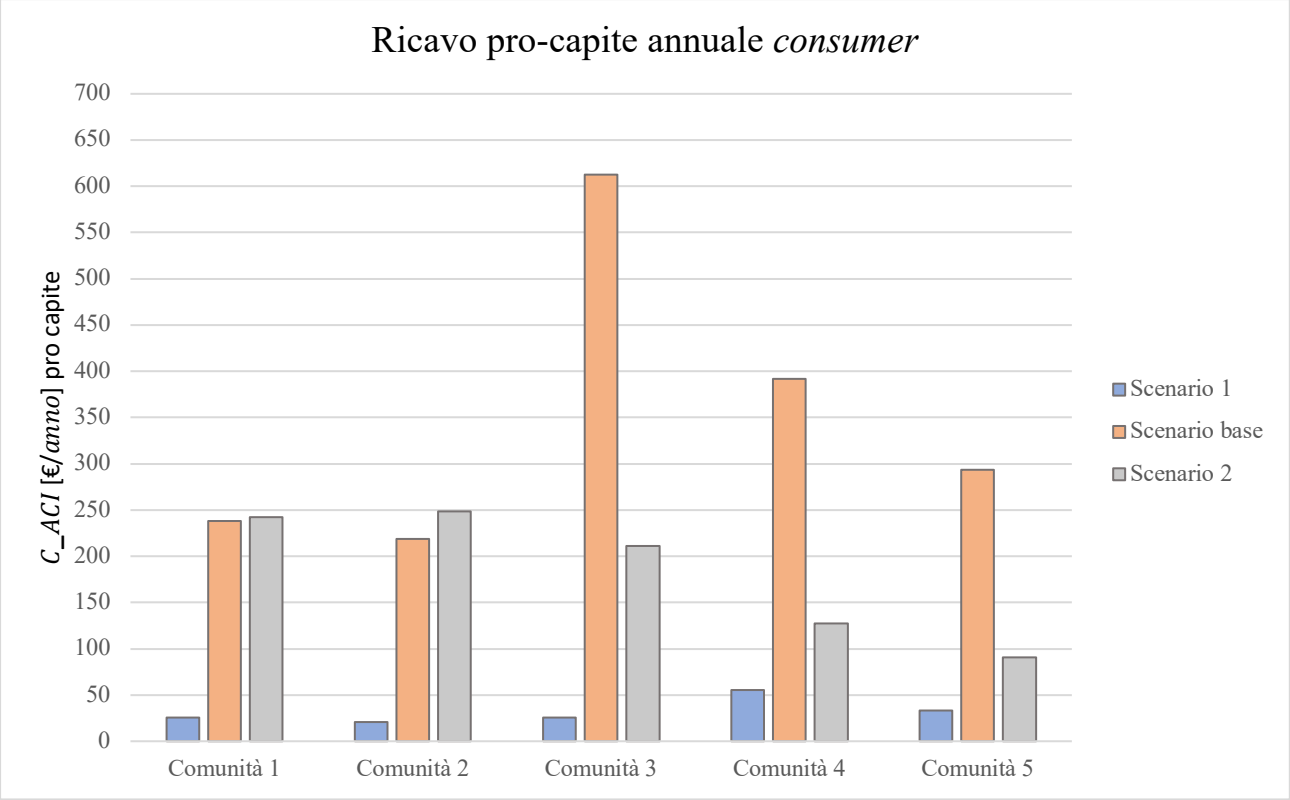


Figura 58. Ricavo pro-capite per consumer, confronto tra scenari. [Elaborazione propria].

5.1. Analisi di variazione del *benefit share*

A seguito delle valutazioni di tipo tecnico-economico eseguite per tutte le configurazioni di comunità energetiche rinnovabili e i relativi scenari, può risultare interessante eseguire l'analisi di sensitività sul *benefit share*. Tale parametro, come visto in precedenza, rappresenta la quota percentuale di incentivo da destinare ai membri delle configurazioni, siano essi *prosumer* o *consumer*.

Variando l'indice β_{prod}, sono stati analizzati i cambiamenti ottenuti sul *percentage cost reduction (PCR)* solo per lo scenario 2 che è il risultato del processo di ottimizzazione. (**Figura 59**).

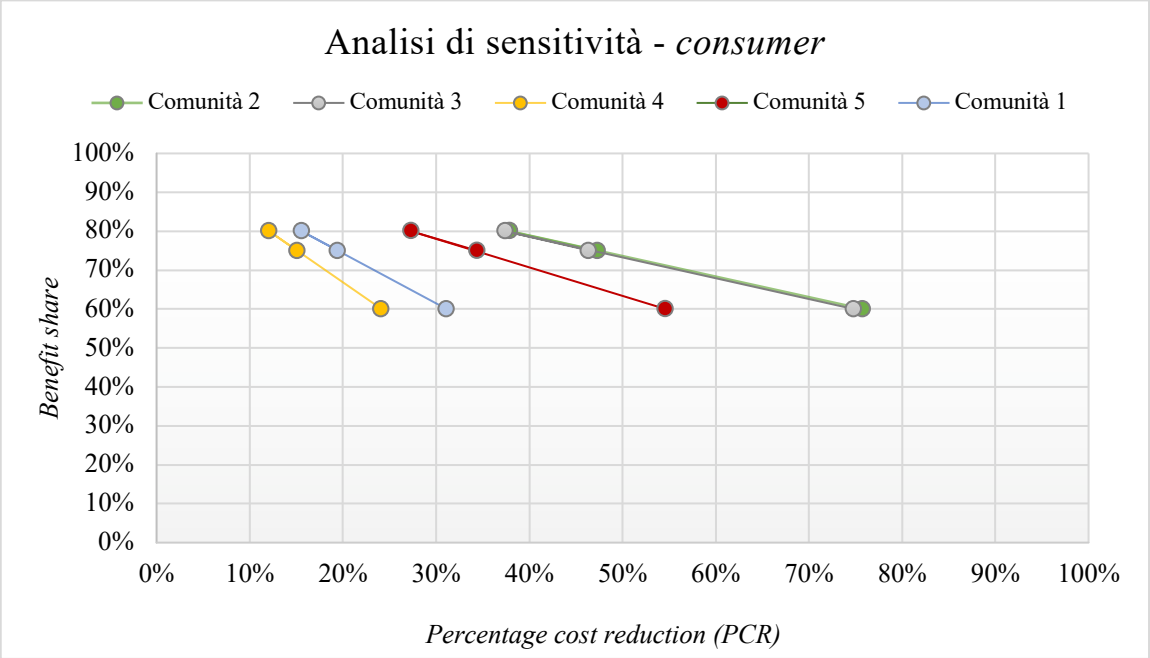


Figura 59. Risultati analisi di sensitività sul benefit share. [Elaborazione propria].

Risulta evidente l'inversa proporzionalità che vige tra i due parametri: aumentando la quota della variabile sull'asse y si riduce la percentuale di risparmio in bolletta per i *consumer*.

Le linee di tendenza per la comunità energetica 3 e 2 risultano quasi sovrapposte, generando una stessa riduzione del costo in bolletta al variare del *benefit*. Come si può notare dai risultati ottenuti nei paragrafi precedenti, infatti, per questi casi la quota spettante di incentivo dal totale per i *consumer* appare molto simile, così come il loro consumo totale.

La quarta e la prima configurazione, invece, presentano delle linee di tendenza che risultano più ripide, determinando piccoli cambiamenti del PCR al variare dell'altro parametro. Il valore oscilla in un *range* del 15%, probabilmente legato al fatto che sono le due comunità

energetiche più energivore, il loro consumo supera, infatti, i 2 GWh. Per tale motivo, nonostante la diminuzione del *benefit share*, la quota di incentivo a favore dei *consumer* risulta ancora troppo esigua per ridurre significativamente le bollette elettriche.

5.1. Valutazione sull'impatto ambientale

La diminuzione di emissioni di anidride carbonica associata all'istituzione di ciascuna Comunità energetica rinnovabile nei comuni coinvolti, utilizzando i coefficienti di emissione riportati nel Capitolo 3, è riportata in figura.

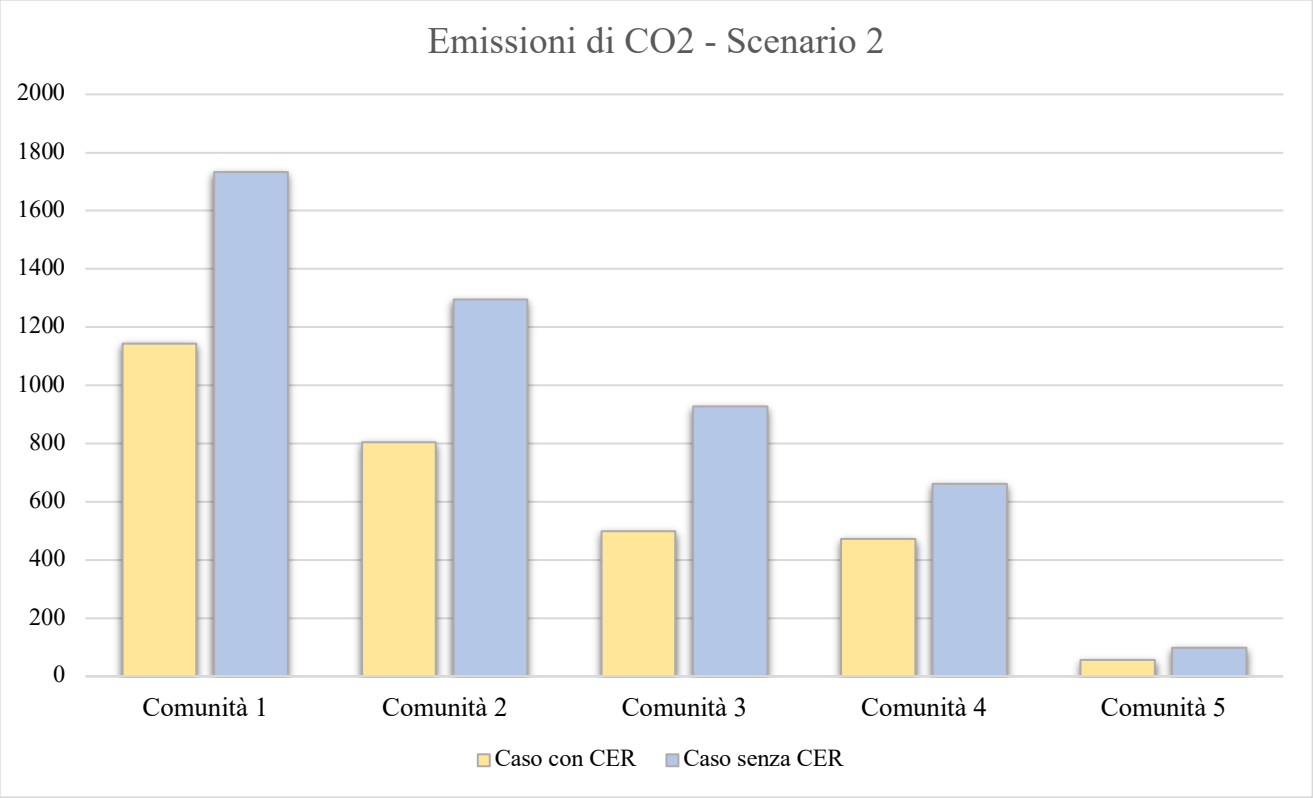


Figura 60. Risultati sulle emissioni di CO2, caso con CER e caso senza CER. [Elaborazione propria].

Il grafico mostra il vantaggio in termini di benefici ambientali associato all'istituzione delle comunità energetiche rinnovabili: la riduzione percentuale delle emissioni di anidride carbonica risulta piuttosto elevata per tutti e cinque i casi. Un'analisi di questo tipo, sulla stima di quello che è il risparmio in termini ambientali non è di secondaria importanza, in quanto i tre elementi cardini di una comunità energetica sono i benefici in termini economici, sociali e ambientali. I risultati così ottenuti sono a sostengo di quello che è il processo di ottimizzazione, basato sull'integrazione di dei membri consumatori e *prosumer*, che garantisce un beneficio anche termini di emissioni oltre che sociale/economico.

Conclusioni

La comunità energetica rinnovabile rappresenta la volontaria aggregazione di cittadini, piccole medie imprese e autorità locali che decidono di conseguire collettivamente gli obiettivi nell'ambito economico, sociale e ambientale relativi all'utilizzo dell'energia. Il caso studio proposto si inserisce in questo scenario di cambiamento delle dinamiche legate al mercato dell'energia elettrica, focalizzandosi sulla zona del Pinerolese, nella regione Piemonte. Parte dei comuni appartenenti alla suddetta area geografica hanno espresso la propria volontà di adesione a progetti legati alle comunità energetiche volti a studiarne la fattibilità.

L'interesse da parte delle amministrazioni comunali si è manifestata mediante una condivisione dei dati di consumo annuale e/o mensile di energia elettrica a partire dall'anno 2019, per tutti gli edifici di competenza pubblica. Partendo da essi, lo studio di tesi ha definito lo scenario di base, per tutte e cinque le potenziali comunità energetiche rinnovabili inizialmente identificate[1].

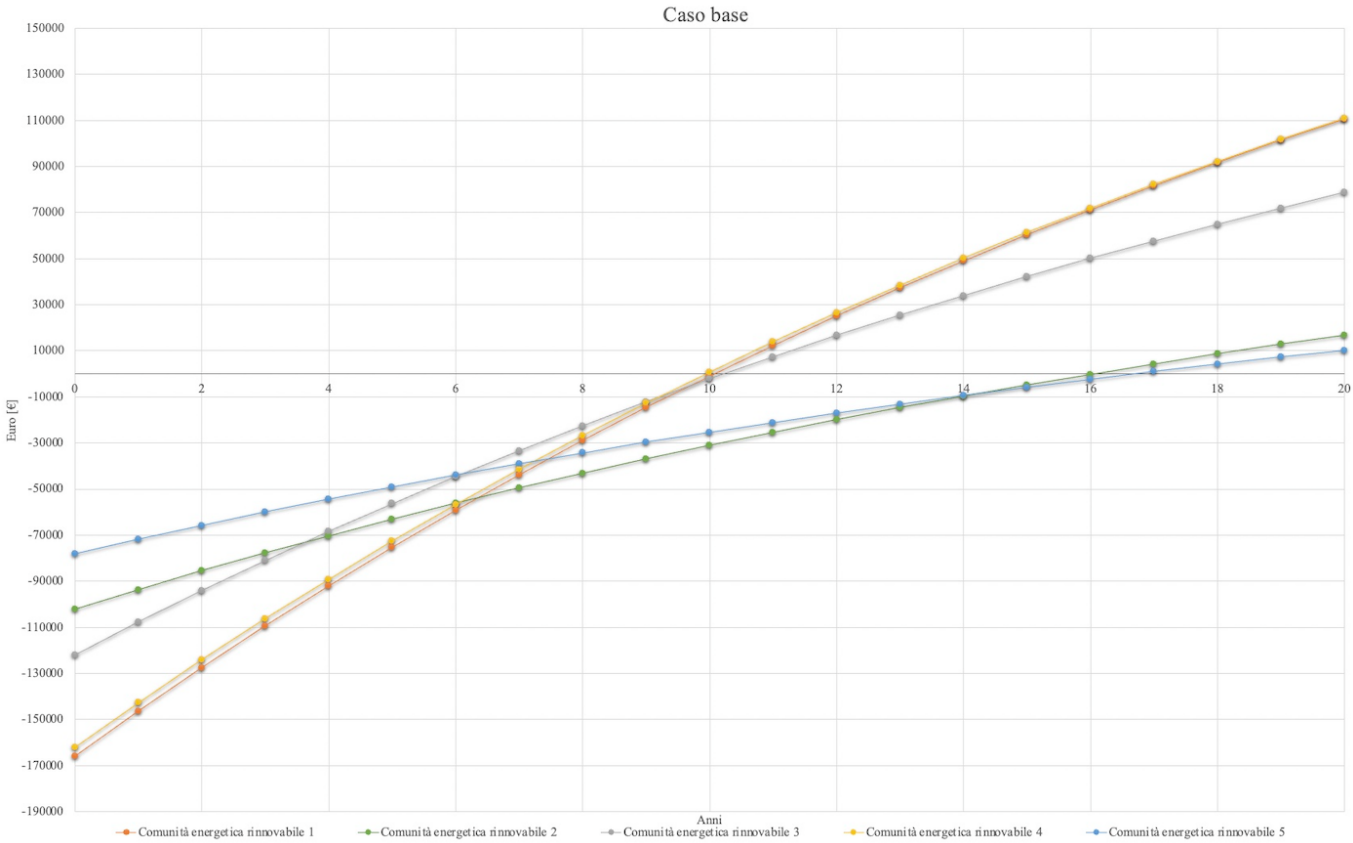
Dal punto di vista dell'analisi tecnica, i risultati ottenuti hanno innanzitutto permesso di osservare che tutte le configurazioni presentano un profilo dell'indice di autoconsumo (SCI) che raggiunge un minimo nei giorni centrali dell'anno 2019, legato all'andamento del consumo mensile dei singoli membri comunali. Caso particolare è quello della CER 2 la quale raggiunge valori molto esigui di autoconsumo nei mesi più caldi, dovuto al fatto che la metà dei membri è costituita da edifici scolastici, che rimangono chiuse in quel periodo dell'anno.

Dall'altro lato, l'indice di autosufficienza (SSI) aumenta da gennaio a luglio, grazie all'incremento di produzione da parte degli impianti che può garantire un buon soddisfacimento del fabbisogno energetico, raggiungendo nei mesi estivi valori oltre il 70%. Lo stesso comportamento si può notare per il caso della quota di energia condivisa (CSC) che dipende fortemente dal consumo richiesto dai membri e dalla produzione degli impianti. Nel caso della comunità energetica 1, si raggiunge il valore di autoconsumo collettivo maggiore, in quanto è caratterizzata dal maggior numero di *prosumer*.

Dal punto di vista economico, per tutti i casi individuati, si può notare un tempo di rientro dell'investimento non molto rapido, superiore ai dieci anni, ciò ha indotto a pensare che la necessità fosse quella di incrementare la *collective self consumption* al fine di ottenere dei ricavi annuali più importanti. Nel caso delle comunità energetiche 2 e 5, il guadagno totale dagli

[1] CER 1: Airasca, Scalenghe (a), Volvera, Castagnole Piemonte; CER 2: Cercenasco, Vigone, Scalenghe (b); CER 3: Cumiana(a), Cantalupa (a); CER 4: Cantalupa (b), Roletto, San Pietro Val Lemina (a), Cumiana (b); CER 5: San Pietro Val Lemina (b), San Secondo di Pinerolo.

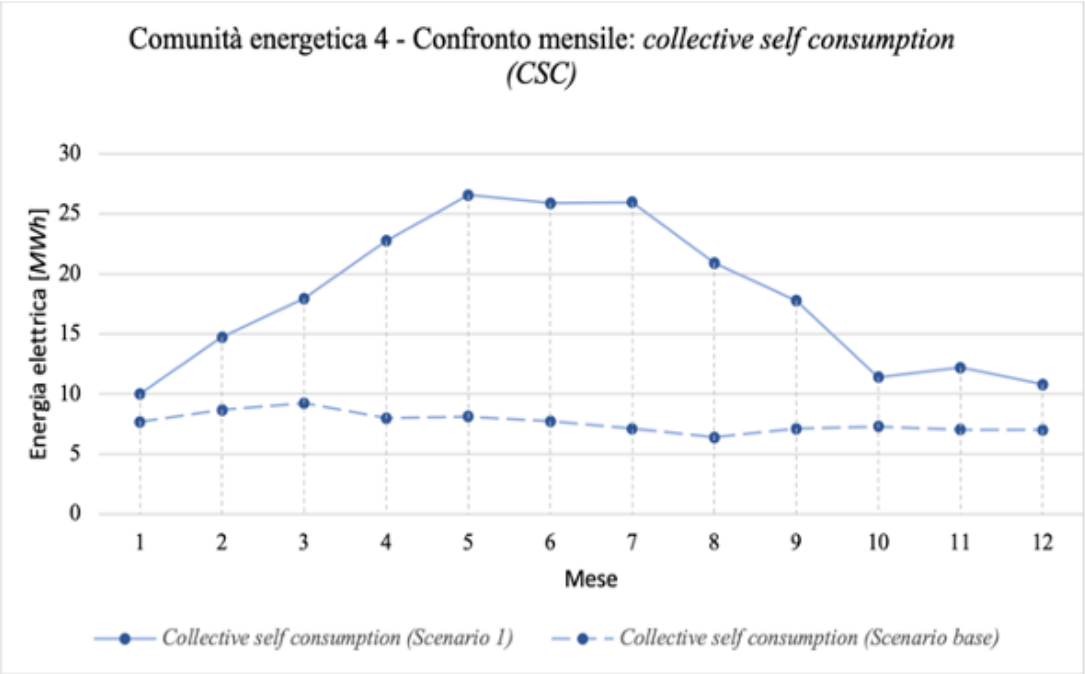
incentivi spettanti è minore rispetto a tutte le altre, in quanto riescono a condividere meno energia. Esse inoltre sono quelle con il consumo più basso di tutte, il che influisce sull'autoconsumo collettivo.



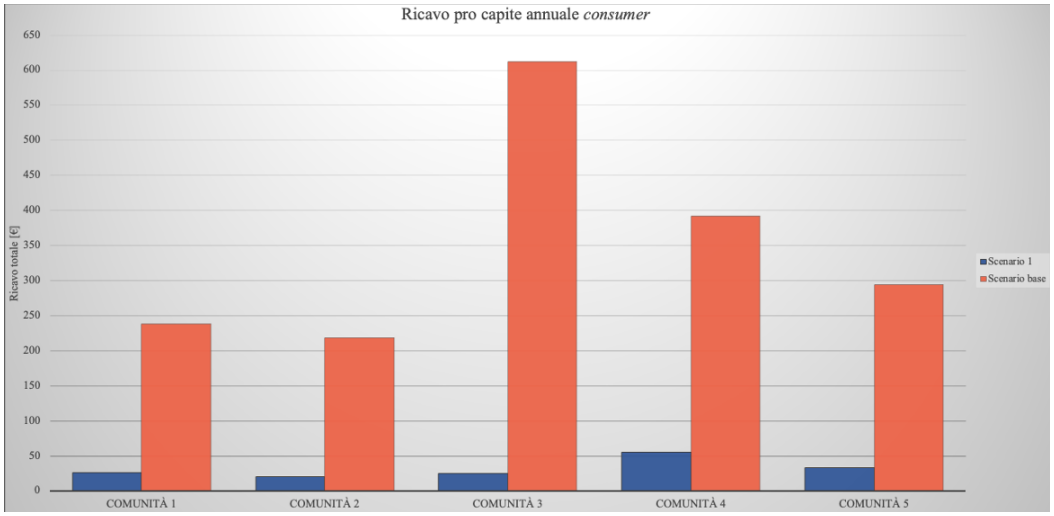
Nel caso del *percentage cost reduction*, i risultati appaiono positivi, garantendo un risparmio ai consumatori sulla bolletta elettrica che raggiunge circa il 50% per la CER 5.

Comunità energetica	*Collective self consumption* annuale [MWh]	Incentivo sulla quota di energia condivisa [*€/anno*]	*Percentage cost reduction* (PCR) [%]
1	111,1	15250,5	24,7
2	32,1	4379	32,5
3	71,4	9800,3	46,6
4	91,4	12539,2	35,7
5	34,2	4699,8	47,5

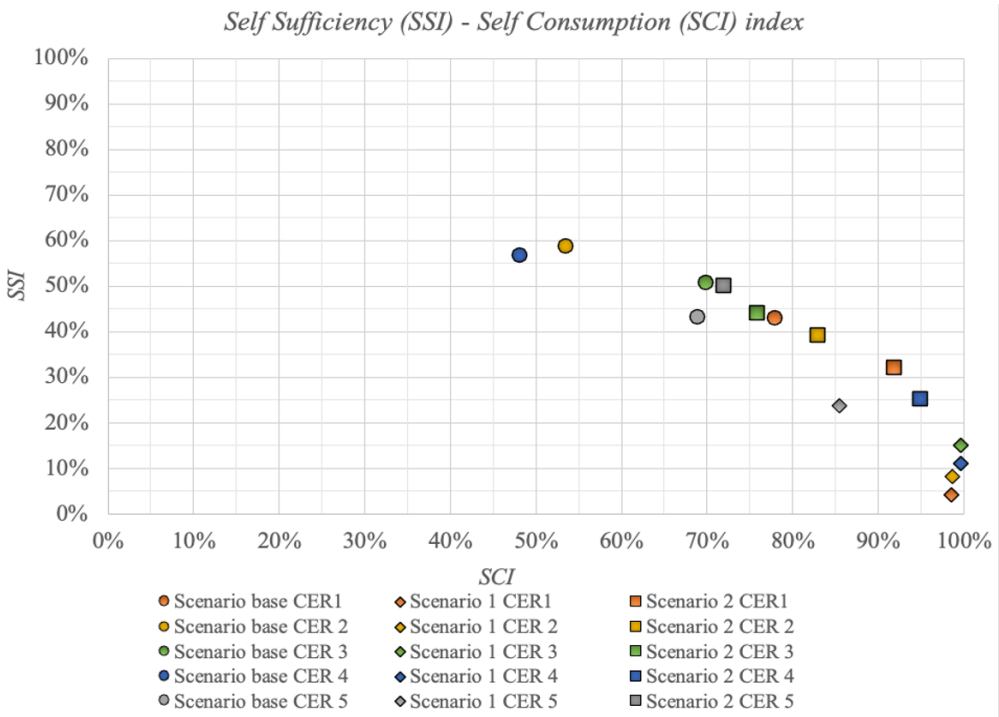
La necessità di incremento della quota di energia condivisa sia dal punto di vista economico che prestazionale, ha portato alla definizione dello scenario 1. È la comunità 4 che riesce a massimizzare l'autoconsumo collettivo, incrementandolo dell'oltre il 40% rispetto al caso di base. Tutte le altre riescono comunque a ottenere un aumento considerevole di tale parametro.



A parità di impianti di produzione, il tempo di rientro dell'investimento appare inferiore rispetto al caso precedente, grazie al ricavo totale maggiore raggiunto, arrivando a risparmiare dai tre ai quattro anni. Tuttavia, nonostante gli esiti positivi, analizzando la percentuale di riduzione del costo in bolletta, questo scenario appare come il peggiore fra tutti: con un incremento così considerevole del numero di *consumer* nelle configurazioni, il guadagno pro-capite dei singoli membri appare molto basso. Ciò induce a pensare che non può essere uno scenario definitivo in quanto i clienti finali, aderendo ad una comunità energetica rinnovabile, dovrebbero poter godere di benefici economici.

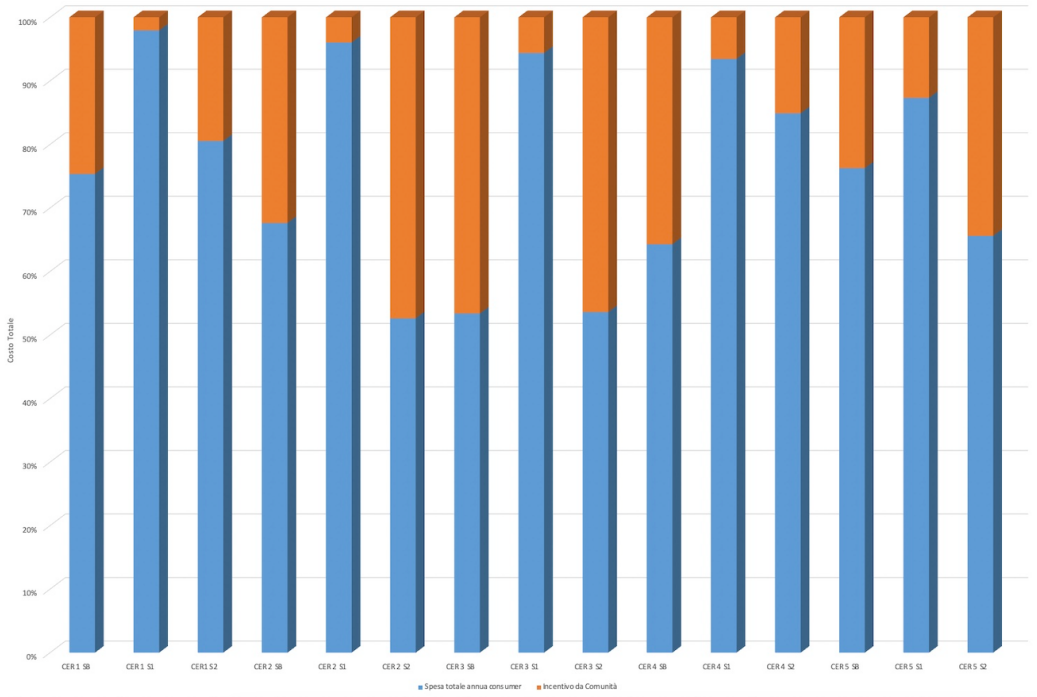


È stato così individuato uno scenario finale, con l'aggiunta di ulteriori *prosumer* rispetto al caso precedente, selezionati sulla base degli indici di prestazione (*SC, OP, TC, TP*). I risultati hanno mostrato un raggiungimento di un adeguato *trade off:* la percentuale dell'indice di autoconsumo risulta superiore al 70% in tutte le comunità energetiche, in particolare la numero 4, la quale raggiunge il minor valore di *sOP*. Tuttavia, l'autosufficienza raggiunge valori compresi tra il 25% e il 50%, legata al fatto che l'utilizzo di una tecnologia come il fotovoltaico che appare di sua natura intermittente, senza la presenza di accumuli elettrici, non può garantire totalmente il soddisfacimento del fabbisogno energetico dei singoli utenti.

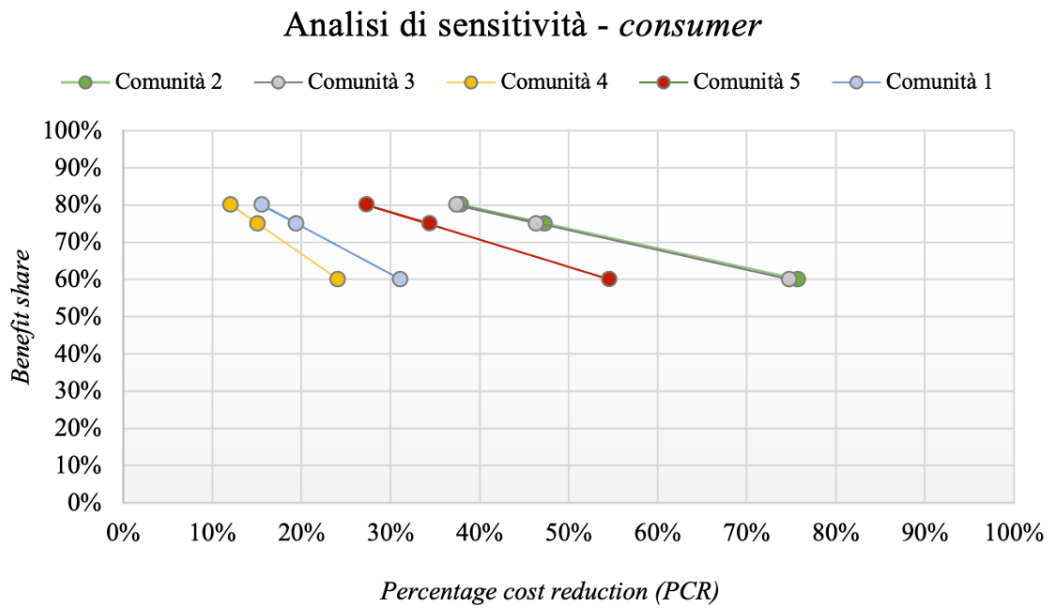


In campo economico si raggiungono tempi di rientro dell'investimento piuttosto rapidi; tuttavia, i costi iniziali appaiono molto ingenti. Non si è voluto entrare troppo nel dettaglio in termini d'investimento e le dinamiche ad esso collegate. Sarà compito delle singole comunità energetiche occuparsi delle dinamiche interne legate a questi aspetti. Queste ultime hanno possibilità di ottenimento dei finanziamenti dalla regione, qualora presentati tramite bandi, e il contributo a fondo perduto erogato dal PNRR. Tuttavia, si è ancora in attesa di maggiori sviluppi normativi in Italia che definiscano meglio questi aspetti.

I valori di *PCR* ottenuti in questo scenario risultano piuttosto consistenti, attestandosi tra il 20% e il 50%, garantendo un adeguato risparmio da parte dei *consumer*.



Nell'ultima parte è stata considerata un'analisi di sensitività legata al *benefit share*, variandolo prima al 60% poi all'80%. I risultati hanno mostrato come la variazione del PCR in funzione del suddetto parametro sia piuttosto esigua per le comunità energetiche 1 e 4, legato al fatto che sono caratterizzate da un consumo totale dei membri molto importante. Da ultimo, una valutazione di massima legata al risparmio ambientale ha portato ad osservare una riduzione del 30% di emissioni di GHG, per ciascun caso studio.



Alla luce di questi risultati ottenuti si può concludere che le comunità energetiche qui individuate siano da considerarsi potenzialmente realizzabili; tuttavia, occorre ampliare tale studio analizzando la possibilità di installazione di batterie di accumulo elettrico, le quali influenzano fortemente i risultati e le prestazioni delle singole configurazioni. Inoltre, estendendo la conoscenza relativa ai consumi di energia elettrica del singolo membro su base oraria o inferiore, sarebbe possibile analizzare più nel dettaglio gli scenari e implementare lo studio proposto. Un altro limite è quello legato al prezzo dell'energia elettrica, il quale andrebbe adeguatamente adattato al singolo utente in funzione del proprio contratto di fornitura, per poter valutare più nello specifico il beneficio dal punto di vista economico.

Tuttavia, l'estensione del perimetro della comunità energetica sino alla cabina primaria ha permesso un'analisi più accurata su scala territoriale, il che rappresenta un'opportunità aggiuntiva per lo studio e il controllo di queste configurazioni.

Infine, sarebbe interessante poter ampliare lo studio di tesi integrando fonti di energia rinnovabile diverse da quella solare, potendo così incrementare l'indipendenza energetica della comunità.

Appendice

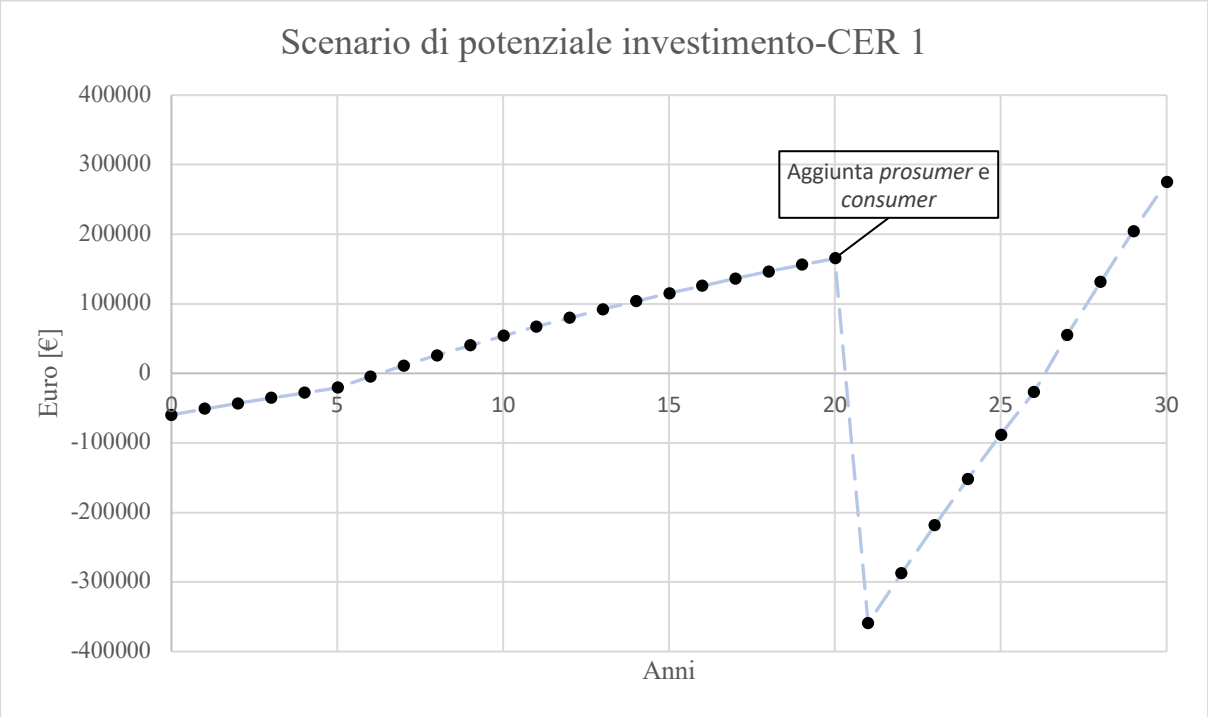


Figura 61. Scenario di potenziale investimento - Configurazione 1. [Elaborazione propria].

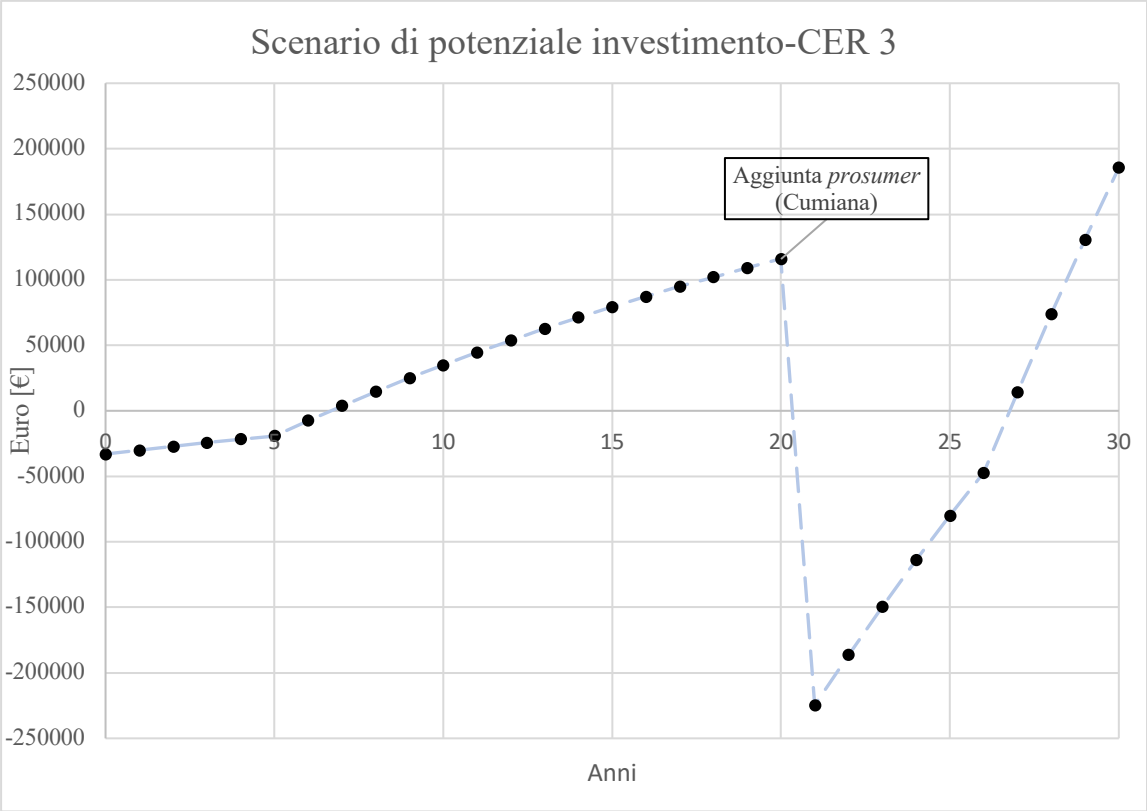


Figura 62. Scenario di potenziale investimento - Configurazione 3. [Elaborazione propria].

Comunità energetiche rinnovabili	Scenari	*Total production* [MWh]	*Total consumption* [MWh]	*Self consumption* [MWh]	O*ver production* [MWh]	*Uncovered demand* [MWh]
CER 1	Scenario base	205.9	374.8	49.6	156.4	29.7
	Scenario 1	205.9	4932.9	49.6	156.4	29.7
	Scenario 2	2234.2	6451.8	608.3	1625.9	989.9
CER 2	Scenario base	125.1	114.5	35.0	90.1	14.9
	Scenario 1	125.1	1513.6	35.0	90.1	14.9
	Scenario 2	2252.9	4822.5	816.2	1479.5	2604.8
CER 3	Scenario base	168.0	233.5	46.7	121.2	86.3
	Scenario 1	168.0	1540.4	46.7	121.2	86.3
	Scenario 2	1979.6	3450.1	518.9	1460.7	1350.5
CER 4	Scenario base	243.7	207.6	26.0	217.7	13.8
	Scenario 1	243.7	2211.7	26.0	217.7	13.8
	Scenario 2	642.8	2461.0	108.1	534.8	181.1
CER 5	Scenario base	71.0	113.9	14.7	56.3	4.3
	Scenario 1	71.0	256.8	14.7	56.3	4.3
	Scenario 2	303.1	368.5	58.8	248.3	75.4

Tabella 25. Risultati indici energetici su base annuale. [Elaborazione propria].

Comunità energetiche rinnovabili	Scenari	*Collective self consumption* [MWh]	*Still over production* [MWh]	*Still uncovered demand* [MWh]	*Self sufficiency index* [%]	*Self consumption index* [%]
CER 1	Scenario base	111.1	42.2	225.6	42.8	78
	Scenario 1	153.3	0	4741.5	41	98
	Scenario 2	1440.5	183.7	4415.9	31.7	91.7
CER 2	Scenario base	32	56.4	53.13	58.5	53.6
	Scenario 1	88.4	0	1395	8.1	98.
	Scenario 2	1057	392.4	2948	38.8	83.2
CER 3	Scenario base	71.4	49.3	119.7	50.6	70.3
	Scenario 1	120.6	0	1377.3	10.8	99.6
	Scenario 2	995.4	465.2	1767.3	43.8	76.4
CER 4	Scenario base	91.3	125.8	86.6	56.5	48.1
	Scenario 1	216.9	0.288	1966	10.9	99.7
	Scenario 2	500	34.6	1850	24.7	94.5
CER 5	Scenario base	34.2	21.04	69.8	43	69
	Scenario 1	45.9	11.12	202.8	23.6	85.4
	Scenario 2	124.5	123.2	194	49.7	60.5

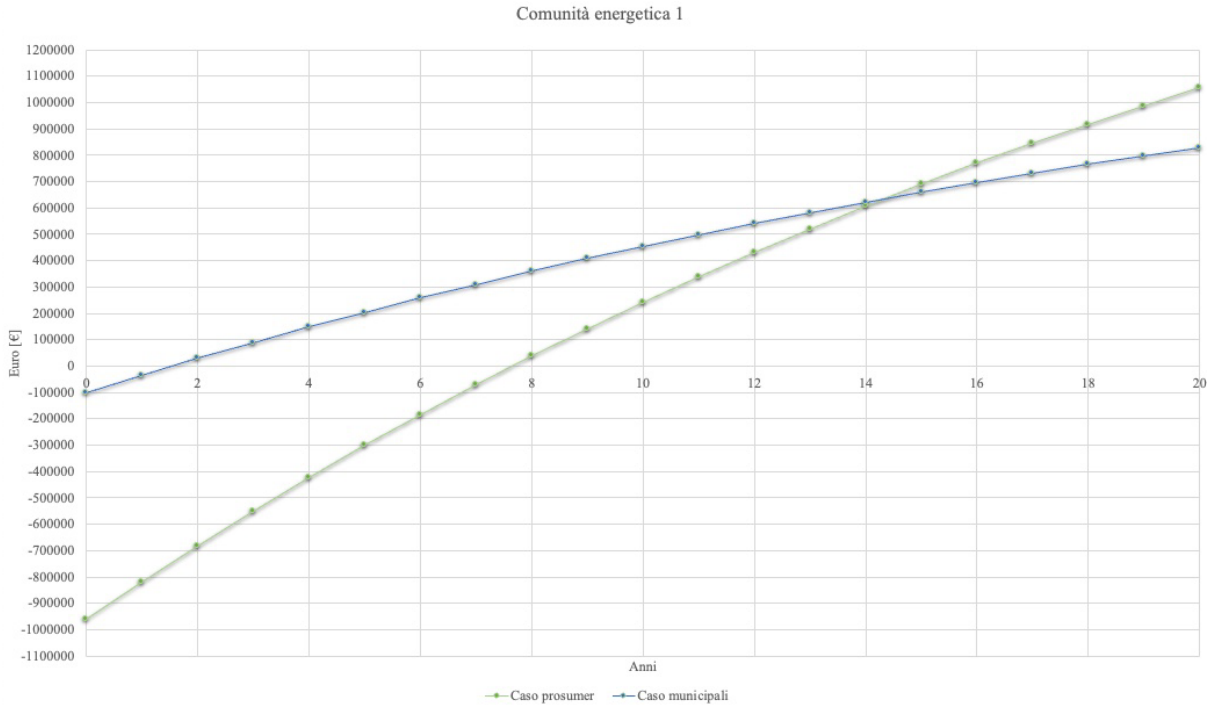
Tabella 26. Risultati indici energetici su base annuale. [Elaborazione propria].

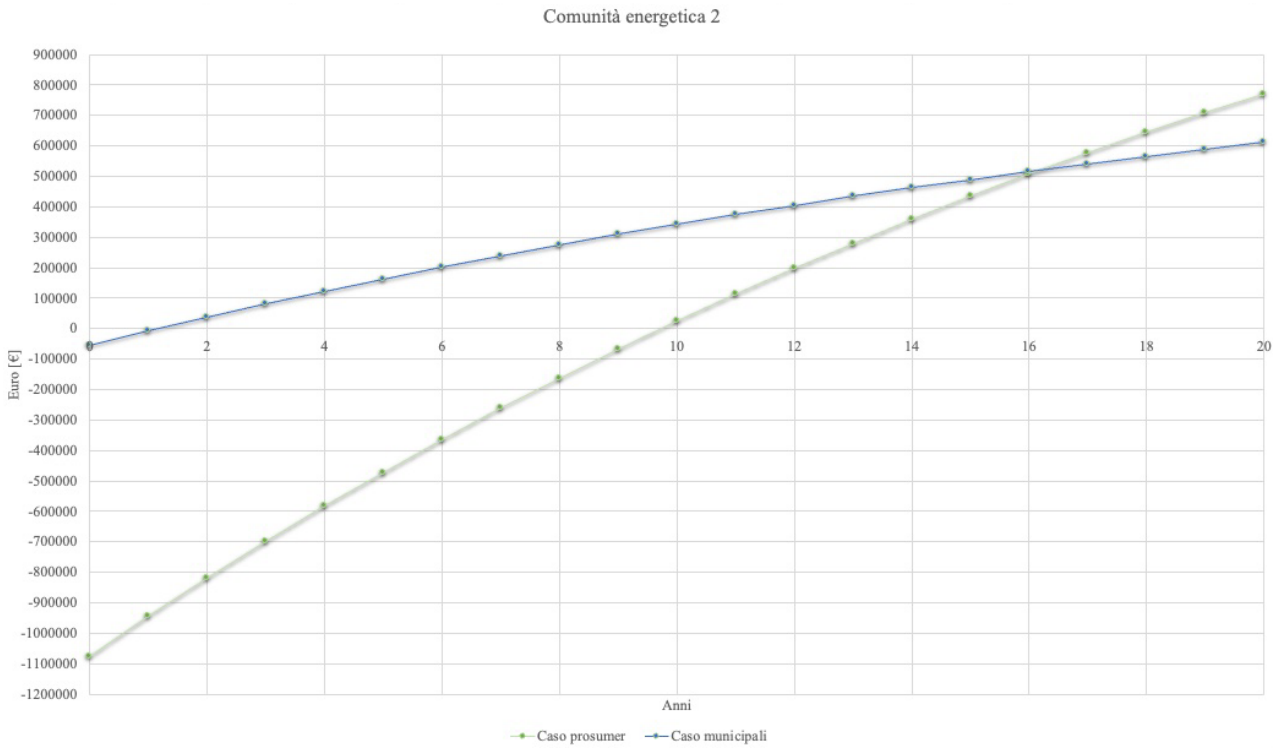
Variazione del tasso di sconto

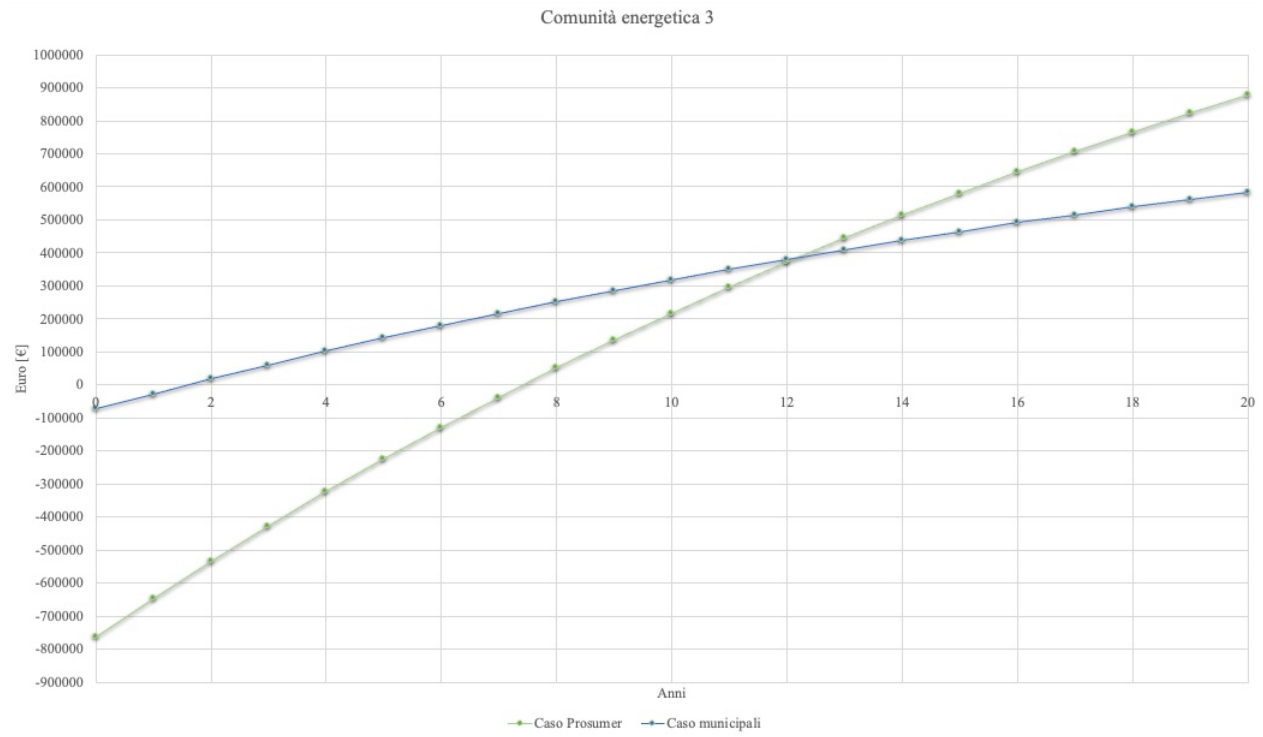
NPV [€]	Tasso al 2% Ed. Comunali	Tasso al 6% Ed. Comunali	Tasso al 2% Ed. Privati	Tasso al 6% Ed. Privati
Comunità 1	1'258’506	853’060	1'899’252	1'094’461
Comunità 2	923’867	631’579	605’010	-111’325
Comunità 3	886’209.1	599’789	1'503’396	863’370
Comunità 4	498’176	320’434	410’621	202’278
Comunità 5	94’543	48’764	64’694	-16’075

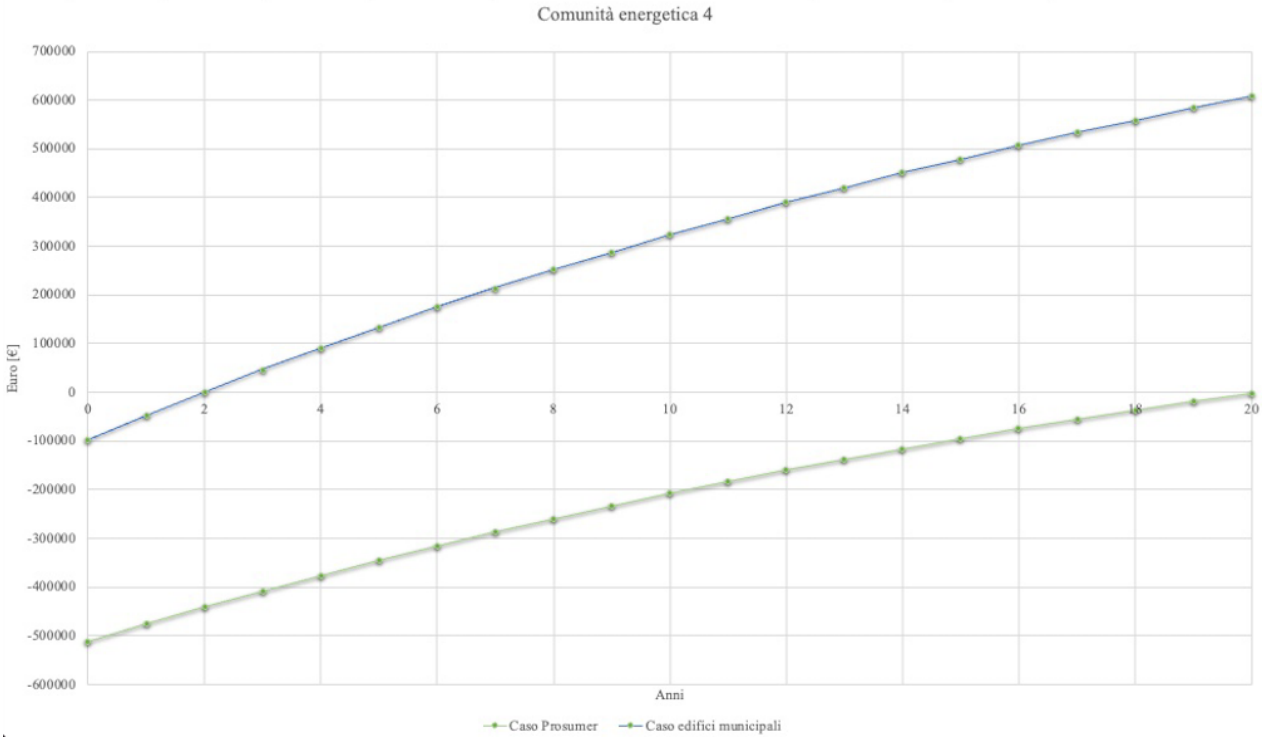
Tabella 27. Variazione NPV al variare del tasso di sconto.

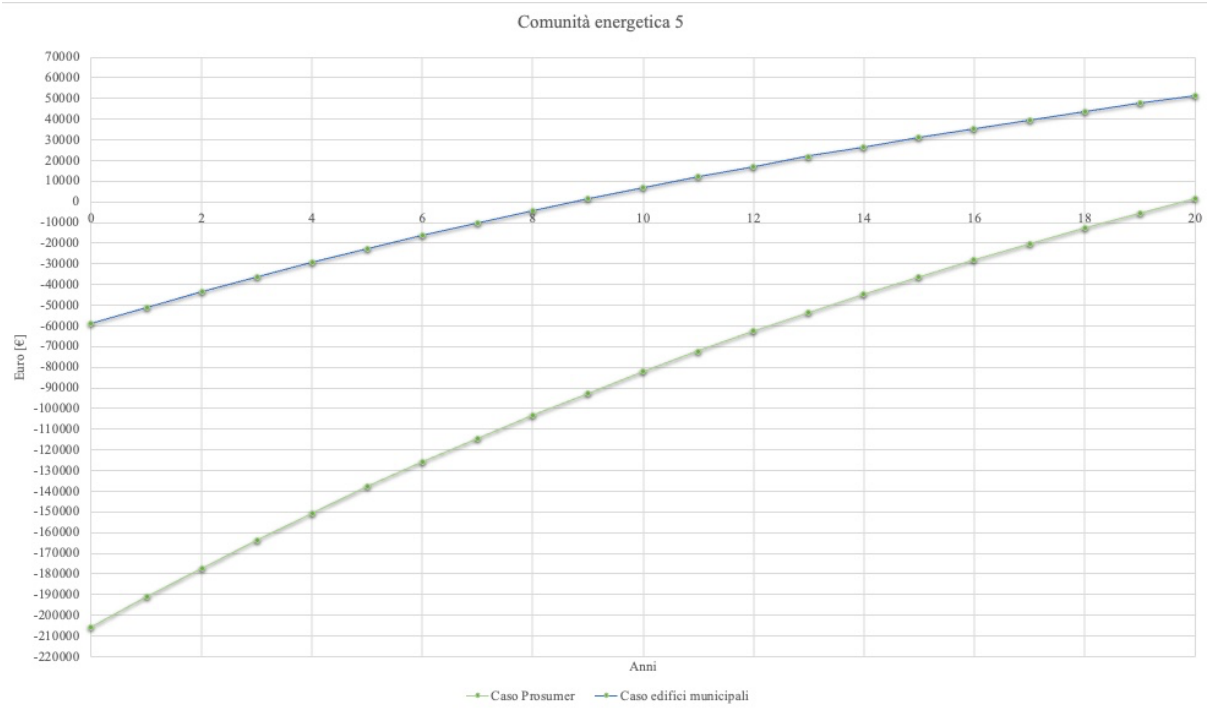
Benefit share 60%



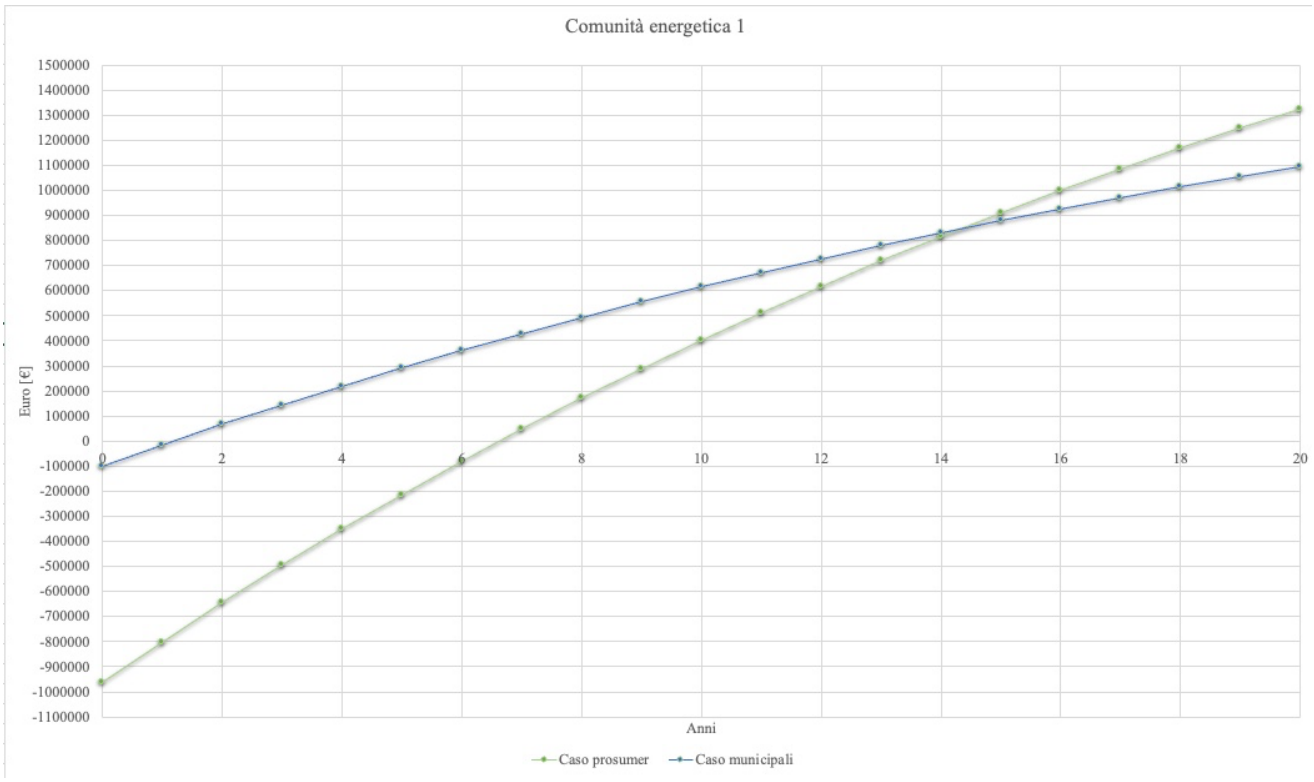


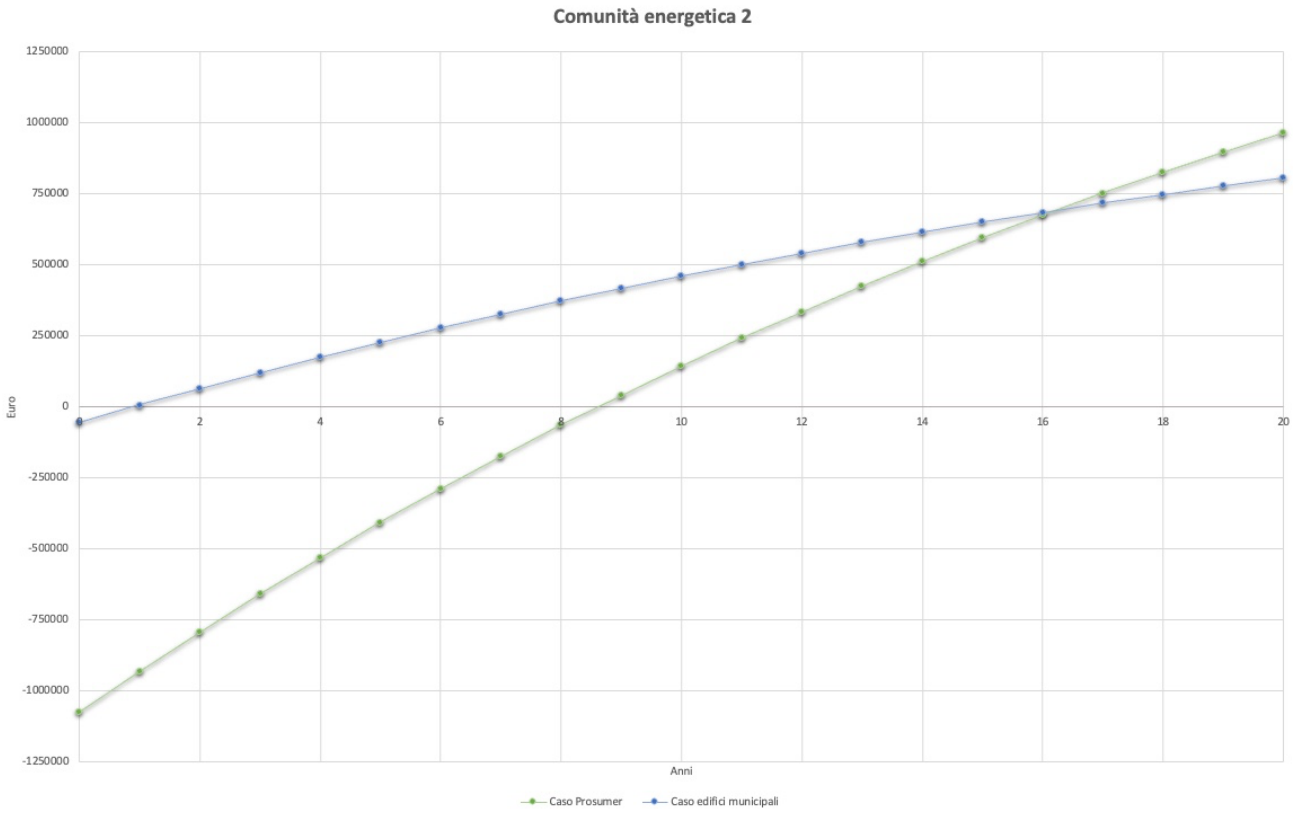

Comunità energetica 3
Euro [€]
Anni
Caso Prosumer
Caso municipali

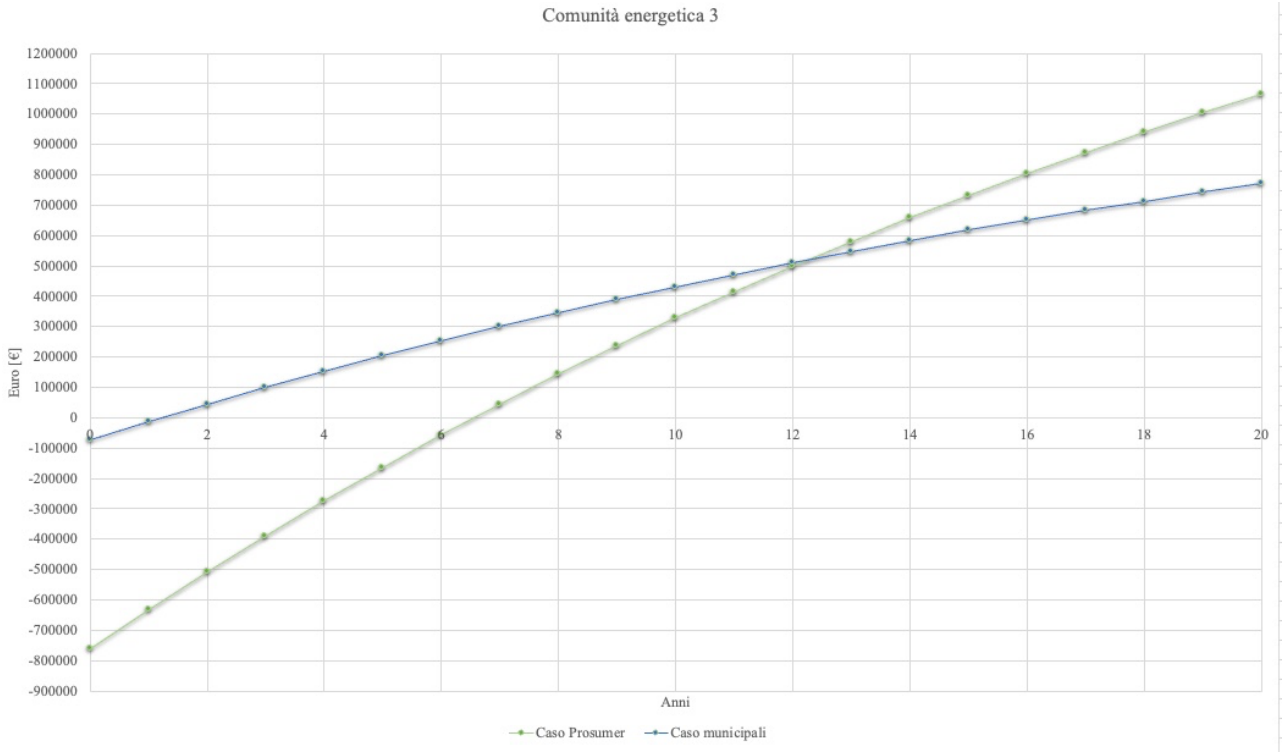

Comunità energetica 4
Euro [€]
Anni
Caso Prosumer
Caso edifici municipali

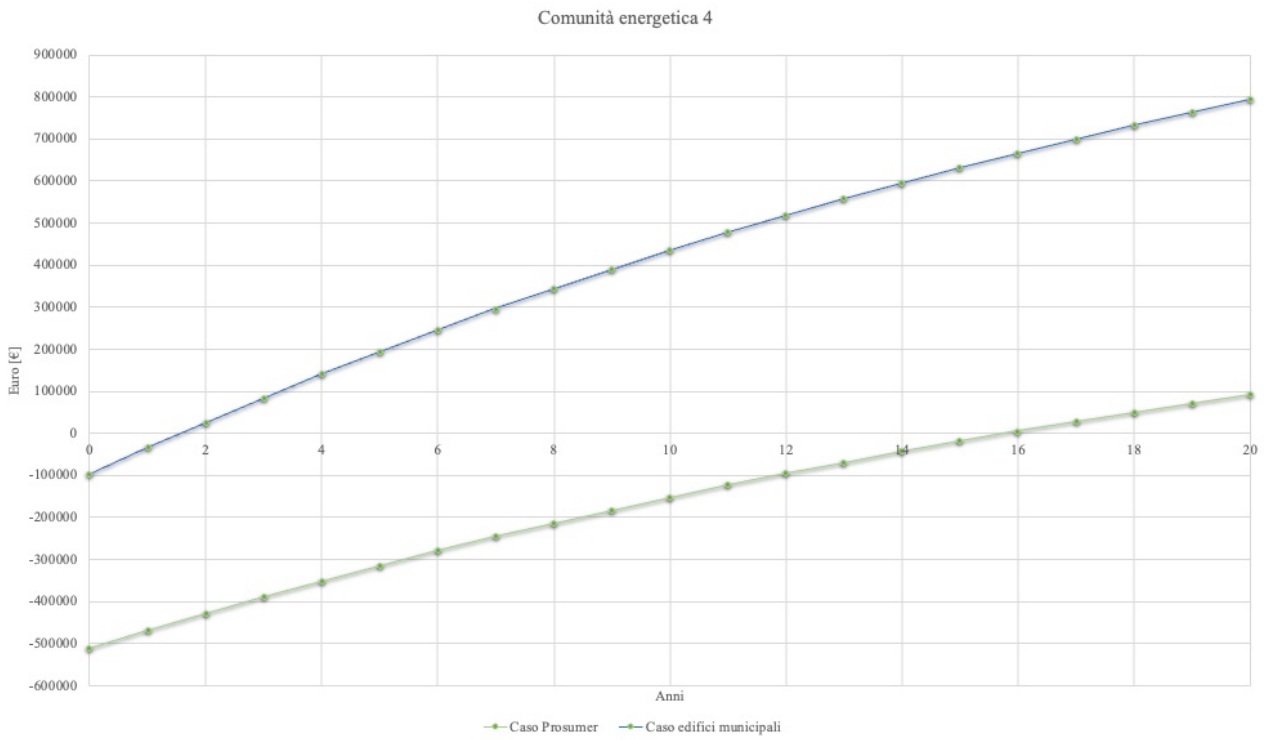


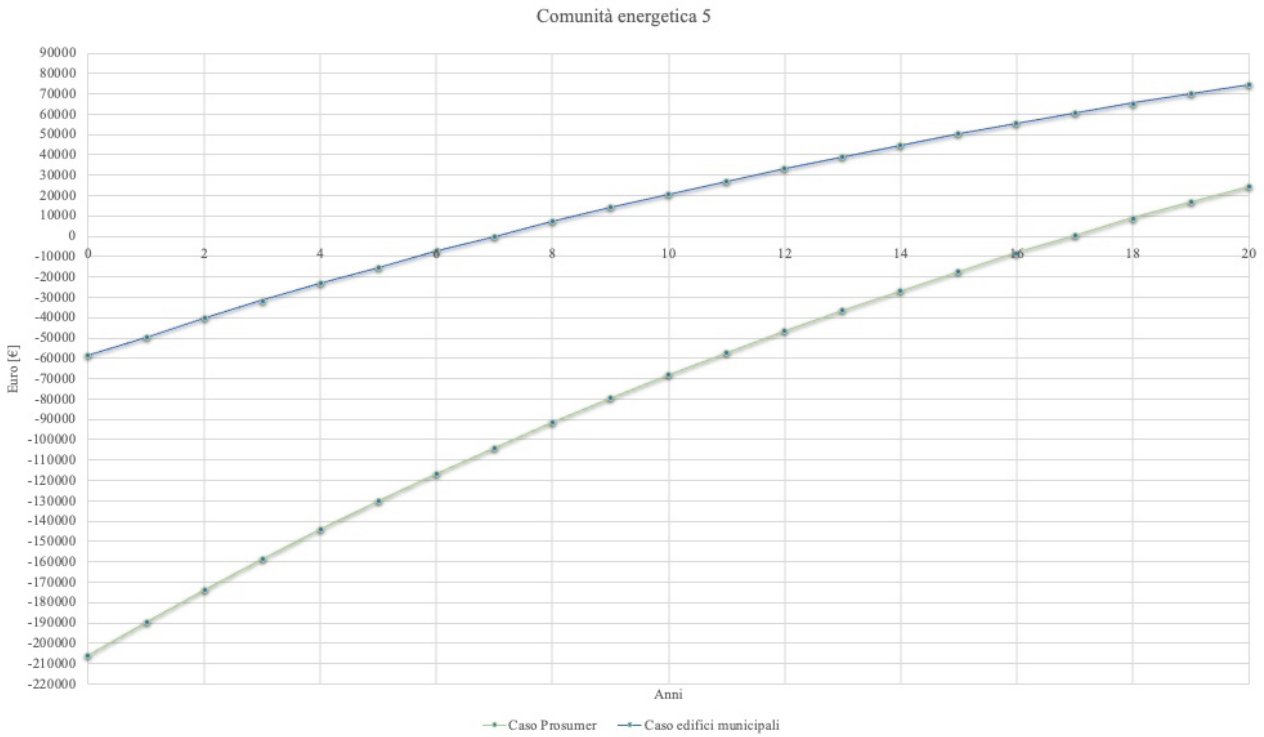
Benefit share 80%




Comunità energetica 2
1250000
1000000
750000
500000
250000
0
-250000
-500000
-750000
-1000000
-1250000
Euro
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Anni
Caso Prosumer
Caso edifici municipali


Comunità energetica 3
1200000
1100000
1000000
900000
800000
700000
600000
500000
400000
300000
200000
100000
0
-100000
-200000
-300000
-400000
-500000
-600000
-700000
-800000
-900000
Euro [€]
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Anni
Caso Prosumer
Caso municipali


Comunità energetica 4
Euro [€]
Anni
Caso Prosumer
Caso edifici municipali


Comunità energetica 5
Euro [€]
Anni
Caso Prosumer
Caso edifici municipali

Bibliografia

- Associazione temporanea di Scopo Comunità Energetiche del Pinerolese, *atto costitutivo*. ATS pinerolese, documentazione;

- Acea e consorzio Pinerolo energia, *la comunità energetica del pinerolese*, www.mutuapiemonte.it;

- Atlante solare globale*, mappe e dati,* globalsolaratlas.info;

- Attilio di Sabato, *principali novità sulle comunità energetiche: recepimento RED II e IEM*, www.enerbrain.com;

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, 2019, *Memoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito all'affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (atto N.59), memoria 94/2019*. ARERA, atti e provvedimenti;

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, 2020, *orientamenti per la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile, documento per la consultazione 112-20*. ARERA, atti e provvedimenti;

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, 2020, *regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure in una comunità di energia rinnovabile, delibera 318-20*. ARERA, atti e provvedimenti;

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, 2022, *Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente per la regolazione dell'Autoconsumo Diffuso (TIAD), decreto 727-22*. ARERA, atti e provvedimenti;

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, 2022, *Orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal decreto legislativo 199/21 e dal decreto legislativo 210/21*;

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, *analisi dei consumi dei clienti domestici*, www.arera.it

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, *tariffa per il servizio di trasmissione*, 2023, www.arera.it;

- *Clarissa Cataldi, 2021, PNIEC e i nuovi target del Clean energy package,* www.dirittoambientale.eu;

- Commissione Europea, 2020, *Clean energy for all Europeans*. Pubblications Office of the European Union;

- Commissione Europea, *Sistema informativo geografico fotovoltaico*, re.jrc.ec.europa.eu;

- Consiglio dell'Unione Europea, 2018, *Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Cconsiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*;

- Consiglio dell'Unione Europea, 2019, *Green Deal europeo*. Consiglio europeo, Green Deal europeo;

- Consiglio dell'Unione Europea, 2021, *pacchetto Fit for 55*. Consiglio europeo, Green Deal europeo;

- Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, 2017, *Misure di prevenzione incendi per gli impianti fotovoltaici, decreto legislativo n. 106.* Vigili del Fuoco, misure generali di prevenzione incendi;
- Ecquologia, 2023, *ecco la mappa delle comunità energetiche in Italia,* www.equologia.com;
- Flavio Natale, 2023, *comunità energetiche in crescita in Italia, ma in pochi ancora le conoscono.* Alleanza Italiana per lo SViluppo Sostenibile, asvis.it;
- E-distribuzione, le comunità energetiche, www.e-distribuzione.it;
- InformaImpresa, 2016, *"Oil free zone": sono aree territoriali nelle quali può essere prevista la progressiva sostituzione del petrolio con energie prodotte da fonti rinnovabili*, www.informaimpresa.it;
- Istituto superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, 2020, *fattori di emissione atmosferica di gas ad effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei;*

- Intesa SanPaolo, foglio informativo n.522/021, *finanziamenti a medio lungo termine destinati alle imprese, finanziamento MLT con garanzia SACE green,* www.intesasanpaolo.com;

- Governo della Repubblica Italiana, 2019, *Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica, decreto-legge n.162 del 30 dicembre 2019*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana;

- Governo della Repubblica Italiana, 2020, *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n.162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica, decreto-legge 8/20*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana;

- Governo della Repubblica Italiana, 2021, *Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europero e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, decreto legislativo n.199 dell'8 novembre 2021*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana;

- Governo della Repubblica Italiana, 2021, *Attuazione della direttiva (UE) 2019/1024 del Parlamento europero e del Consiglio, del 20 giugno 2019, relativa all'apertura dei dati e al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico (rifusione), decreto legislativo n.200 dell'8 novembre 2021*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana;

- Gestore dei servizi energetici, *comunità energetiche e gruppi di autoconsumatori,* www.gse.it;

- Gestore dei servizi energetici, *mappa delle cabine primarie*, gse-sta.maps.arcgis.com*;*

- Gestore dei mercati energetici, 2019, *prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato*, www.gse.it;

- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, 2021, *indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico*, rapporto 343/2021. ISPRA;

- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, 2022, *consultazione pubblica: Attuazione della disciplina per la regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 (Comunità energetiche e sistemi di autoconsumo-impianti di potenza fino a 1MW).*Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana

- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, 2023, *bozza del Decreto Ministeriale*;
- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, 2023, *Piano Nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC*). MASE, comunicati stampa.
- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, 2023*, Rinnovabili: Picchetto in audizione al senato,* www.mase.gov.it;
- Ministero delle imprese e del *Made in Italy*, 2020, *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).* Italia domani*;*
- Ministero dello Sviluppo Economico, 2020, *individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge n.162/2019, convertito dalla legge n.8/2020*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana;
- Ministero dello Sviluppo Economico, *Energia e clima 2030*, energiaclima2030.mise.gov.it;
- Nicora Roberta, 2023, *le comunità energetiche in Italia*, www.otovo.it/blog;
- Ordine dei dottori commercialisti e degli esperti contabili di Torino, 2023, *energia sostenibilità e futuro: comunità energetiche e gruppi di autoconsumo*, odcec.torino.it;
- Parlamento europeo, 2018, *le soluzioni dell'UE per contrastare i cambiamenti cli*matici, www.europarl.europa.eu;
- QualEnergia, 2023, *comunità energetiche, ad oggi 54 esistenti e quasi cento in formazione,* www.qualenergia.it;
- Regione Piemonte, 2015, *Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali, legge n.221.* Regione Piemonte, strategia di sviluppo sostenibile;
- Regione Piemonte, 2018, *Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche, legge regionale n.12.* Regione Piemonte, strategia di sviluppo sostenibile;
- Regione Piemonte, 2019, *Legge regionale 3 agosto 2018, n.12 "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche". Disposizioni attuative e approvazione, per l'anno 2019, dei criteri per il sostegno finanziario.* Regione Piemonte, strategia di sviluppo sostenibile;
- Regione Piemonte, 2019, *avviso pubblico per la raccolta di manifestazioni di interesse ad un contributo finanziario a sostegno della costituzione di comunità energetiche, atto n. 547.* Regione Piemonte, strategia di sviluppo sostenibile;
- Regione Piemonte, 2020, *avviso pubblico per la raccolta di manifestazioni di interesse ad un contributo finanziario a sostegno della costituzione di comunità energetiche. Approvazione della graduatoria, atto n.97.* Regione Piemonte, strategia di sviluppo sostenibile;
- Rose smart energy platform, 2021, *Novità decreto comunità energetiche: recepimento direttive RED 2*, energy.mapsgroup.it;
- Ricerca Sistema Energetico, orange book 2022, *le comunità energetiche in Italia*;
- Simari D., 2023, *Le comunità energetiche: quadro normativo e regolatorio*. GSE, Funzioni Affari Regolatori

- Sol Lucet, 2023, *Comunità energetiche e transizione green: i nuovi servizi delle camere di commercio della Toscana*, www.as.camcom.it;
- Stati membri della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, COP21, 2015, *Accordo di Parigi*;

Indice delle figure

- Figura 1 *Obiettivi dell'UE entro il 2030 - Clean energy for all europeans package.*
- Figura 2. *Numero di CER operative per alcuni stati europei.*
- Figura 3 *Numero di CER operative in alcuni stati europei, compresa l'Italia.*
- Figura 4. *Area territoriale del pinerolese.*
- Figura 5. *Mappa dal GSE rappresentante le cabine di trasformazione AT/MT dei comuni di interesse (elaborazione propria).*
- Figura 6. *Numero di edifici per tipologia, suddivisi nelle singole configurazioni. (Elaborazione propria).*
- Figura 7. *Profilo orario del prelievo medio per tipologia di giorno (ARERA), utente residente-provincia di Torino*.
- Figura 8. *Interfaccia grafica della piattaforma PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). [Elaborazione propria]*
- Figura 9. *Produzione oraria di 1 kWp installato, esposizione verso sud, Airasca.*
- Figura 10. *Prezzo Unico Nazionale, sintesi anno 2019, fonte GME (Gestore dei mercati Energetici).*
- Figura 11. *Prezzo zonale medio mensile per singola fascia e zona di mercato, anno 2019, fonte GSE (Gestore dei Servizi Energetici).*
- Figura 12. *Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 1. [Elaborazione propria]*
- Figura 13. *Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 1. [Elaborazione propria]*
- Figura 14. *Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 2. [Elaborazione propria]*
- Figura 15. *Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 2. [Elaborazione propria]*
- Figura 16. *Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 3. [Elaborazione propria]*
- Figura 17. *Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 3. [Elaborazione propria]*
- Figura 18. *Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 4. [Elaborazione propria]*

- Figura 19. *Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 4. [Elaborazione propria]*
- Figura 20. *Consumo totale mensile suddiviso per tipologia di edificio - Configurazione 5. [Elaborazione propria]*
- Figura 21. *Consumo totale mensile suddiviso in valore percentuale per fasce di consumo - Configurazione 5. [Elaborazione propria]*
- Figura 22. *Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 1. [Elaborazione propria].*
- Figura 23. *Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 2. [Elaborazione propria].*
- Figura 24. *Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 3. [Elaborazione propria].*
- Figura 25. *Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 4. [Elaborazione propria].*
- Figura 26. *Risultati analisi tecnica - Scenario base - Configurazione 5. [Elaborazione propria].*
- Figura 27. *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base- Configurazione 1. [Elaborazione propria].*
- Figura 28. *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 2. [Elaborazione propria].*
- Figura 29. *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 3. [Elaborazione propria].*
- Figura 30. *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base- Configurazione 4. [Elaborazione propria].*
- Figura 31. *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base- Configurazione 5. [Elaborazione propria].*
- Figura 32. *Ricavo pro-capite per consumer - Caso base. [Elaborazione propria].*
- Figura 33. *Numero di potenziali prosumer - Configurazione 1. [Elaborazione propria]*
- Figura 34. *Numero di potenziali prosumer - Configurazione 2. [Elaborazione propria]*
- Figura 35. *Numero di potenziali prosumer - Configurazione 3. [Elaborazione propria]*
- Figura 36. *Numero di potenziali prosumer - Configurazione 4. [Elaborazione propria]*
- Figura 37. *Numero di potenziali prosumer - Configurazione 5. [Elaborazione propria]*
- Figura 38. *Flow Chart sulla suddivisione del ricavo totale CER. [Elaborazione propria].*
- Figura 39. *Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base- Configurazione 1. [Elaborazione propria].*
- Figura 40. *Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base - Configurazione 2. [Elaborazione propria].*
- Figura 41. *Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base - Configurazione 3. [Elaborazione propria].*
- Figura 42. *Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base - Configurazione 4. Elaborazione propria].*
- Figura 43. *Confronto mensile collective self consumption - Scenario 1 e base - Configurazione 5. [Elaborazione propria].*

- Figura 44. *Net present value su base di 20 anni - Scenario 1. [Elaborazione propria].*
- Figura 45. *Ricavo pro-capite annuale per consumer - Scenario 1. [Elaborazione propria]*
- Figura 46. *Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 1. [Elaborazione propria].*
- Figura 47. *Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 2. [Elaborazione propria].*
- Figura 48. *Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 3. [Elaborazione propria].*
- Figura 49. *Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 4. [Elaborazione propria].*
- Figura 50. *Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index - Configurazione 5. [Elaborazione propria].*
- Figura 51. *Confronto tra Self Sufficiency (SSI) e Self Consumption (SCI) index tra gli scenari individuati. [Elaborazione propria].*
- Figura 52. *Confronto tra ricavo totale comunità e Self Sufficiency (SSI) index. [Elaborazione propria].*
- Figura 53. *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 1. [Elaborazione propria].*
- Figura 54. *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 2. [Elaborazione propria].*
- Figura 55 *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 3. [Elaborazione propria].*
- Figura 56. *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 4. [Elaborazione propria].*
- Figura 57. *Tempo di rientro dell'investimento, prosumer - Caso base - Configurazione 5. [Elaborazione propria].*
- Figura 58. Ricavo pro-capite per consumer, confronto tra scenari. [Elaborazione propria].
- Figura 59. *Risultati analisi di sensitività sul benefit share. [Elaborazione propria].*
- Figura 60. *Risultati sulle emissioni di CO2, caso con CER e caso senza CER. [Elaborazione propria].*
- Figura 61. *Scenario di potenziale investimento - Configurazione 1. [Elaborazione propria].*
- Figura 62. *Scenario di potenziale investimento - Configurazione 3. [Elaborazione propria].*

Indice delle tabelle

- Tabella 1. *Numero totale di giorni per tipologia e calendario, anno 2019.*
- Tabella 3. *Giorni tipici, anno 2019 (elaborazione propria)*
- Tabella 3. *Dati relativi ai prosumer – Caso base. [Elaborazione propria].*
- Tabella 4. *Risultati sulla quota di energia condivisa e il ricavo totale per singola comunità energetica. [Elaborazione propria].*
- Tabella 5. *Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 1. [Elaborazione propria].*
- Tabella 6. *Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 2. [Elaborazione propria].*
- Tabella 7. *Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 3. [Elaborazione propria].*
- Tabella 8. *Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 4. [Elaborazione propria].*
- Tabella 9. *Analisi dei costi e ricavi – Configurazione 5. [Elaborazione propria].*
- Tabella 10. *Dati economici consumer. [Elaborazione propria].*
- Tabella 11. *Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 1. [Elaborazione propria].*
- Tabella 12. *Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 2. [Elaborazione propria].*
- Tabella 13. *Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 3. [Elaborazione propria].*
- Tabella 14. *Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 4. [Elaborazione propria].*
- Tabella 15. *Dati di aggiunta consumer – Scenario 1 - Configurazione 5. [Elaborazione propria].*
- Tabella 16. *Elenco dei comuni idonei al contributo a fondo perduto del PNRR - fonte ISTAT 2023. [Elaborazione propria*]
- Tabella 17. *Sintesi di ricavi ed energia condivisa per singola comunità energetica rinnovabile – Scenario 1. [Elaborazione propria]*
- Tabella 18. *Sintesi di ricavi ed energia condivisa per singola comunità energetica rinnovabile – Scenario 2. [Elaborazione propria]*
- Tabella 19. *Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 1. [Elaborazione propria].*
- Tabella 20. *Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 2. [Elaborazione propria].*
- Tabella 21. *Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 3. [Elaborazione propria].*
- Tabella 22. *Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 4. [Elaborazione propria].*
- Tabella 23. *Analisi dei costi e ricavi – Scenario 2 - Configurazione 5. [Elaborazione propria].*
- Tabella 24. *Dati economici consumer- Scenario 2. [Elaborazione propria].*
- Tabella 25. *Risultati indici energetici su base annuale. [Elaborazione propria*
- Tabella 26. *Risultati indici energetici su base annuale. [Elaborazione propria]*
- Tabella 27. *Variazione del NPV al variare del tasso di sconto [Elaborazione propria].*