



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Pianificazione Territoriale, Urbanistica, paesaggistico- ambientale

A.A. 2024/2025

Sessione di Laurea settembre 2024

Studio di fattibilità tecnica ed economica della C.E.R. Roero

Relatori:

Prof. Guglielmina Mutani
Arch. Stefano Dotta

Candidato:

Burei Giovanni

Indice

Acronimi.....	7
Astratto	8
Ringraziamenti	10
Capitolo 1 Le comunità energetiche rinnovabili.....	12
Introduzione.....	12
Comunità Energetiche Rinnovabili.....	15
Un nuovo modello energetico per la transizione energetica.....	16
Quadro normativo.....	17
Le comunità energetiche rinnovabili nel contesto normativo italiano.	19
Il Decreto CACER e TIAD	20
Configurazioni di autoconsumo diffuso	21
I benefici apportati.....	23
Differenze tra art.42 “Milleproroghe” e D.lgs. 199/2021.....	24
Cosa si intende per energia condivisa.....	24
Energia elettrica condivisa, autoconsumata e incentivata.....	25
Corrispettivo ARERA	26
I benefici dell’autoconsumo diffuso: “Tariffa incentivante” D.M. 414/23.....	27
Contributo PNRR in conto capitale.....	31
Governo	31
Mappe per cabine primarie.....	32
Capitolo 2 Caso studio:” CER Roero”	34
Inquadramento.....	35
Obiettivo	37
Risultati attesi	38
Procedure	39
Impatto economico e sociale.....	40

Identificazione degli utenti e caratteristiche.....	41
Analisi dei vincoli territoriali.....	42
Capitolo 3 Approccio metodologico analisi territoriale	48
Creazione del DSM e calcolo di “slope” ed “aspect”.....	49
Calcolo della radiazione solare sull’area.....	53
Distribuzione delle cabine primarie sul territorio.....	62
Calcolo radiazione solare sulle coperture	65
Scenario: calcolo produzione fotovoltaica	66
Impianti esistenti.....	81
Confronto QGIS PVGIS GSA.....	85
Dimensionamento territoriale, calcolo del fabbisogno energetico.....	94
Considerazioni.....	100
Capitolo 4 Elaborazione dei dati.....	102
Analisi dei beni vincolati	106
Edifici con pannelli fotovoltaici esistenti	107
Individuazione delle utenze.....	110
Profili di consumo energetico orario	113
Profili di produzione oraria di energia	123
Indici di prestazione energetica	125
Capitolo 5 Dimensionamento e costituzione della CER.....	128
Calcolo dell’irraggiamento solare annuo orario con PVGIS	128
Calcolo della potenza massima installabile	129
Definizione dei consumi per edificio.....	130
Possibili scenari della CER	131
Scenario 1: Configurazione di CER con fotovoltaico su edifici comunali con potenza massima installabile.	136
Scenario 2A: Configurazione energetica ottimale con consumatori domestici.....	147
Scenario 2B: Configurazione energetica ottimale con consumatori domestici, altri enti e colonnine di ricarica dei mezzi elettrici.....	160

Capitolo 6 Risultati preliminari..... 174

Quantificazione dei ricavi.....	174
Tariffa premio.....	177
Costi evitati dalla rete (Corrispettivo ARERA)	178
Ritiro in dedicato	178
Autoconsumo diretto	178
Quantificazione dei costi di investimento (CAPEX)	179
Quantificazione dei costi di gestione (OPEX)	179
Assicurazione e manutenzione degli impianti	180
Tasse	180
Risultati Costi	180
Scenario 1 - Impianti con massima potenza installabile sulla base della superficie del tetto disponibile.	180
Scenario 2B- Impianti con potenza ottimizzata	184
Scenario 1- Calcolo ricavi	188
Scenario 2B- Calcolo ricavi	191
Ripartizione dei ricavi sulla base del regolamento di CER	194
Valutazione delle prestazioni della CER	195
KPI economici	195
Calcolo del tempo di ritorno (PBT)	196
Calcolo flussi di cassa.....	202
VAN e IRR	202
KPI ambientali	209
Emissioni evitate di CO ₂	209
Calcolo delle emissioni evitate	211

Capitolo 7 Conclusioni e sviluppi futuri: 216

Benefici e ricadute sul territorio:.....	217
--	-----

Elenco delle figure	220
Elenco delle tabelle	224
Elenco dei grafici.....	228
Bibliografia	231

Acronimi

ARERA: Autorità di Regolazione per energia reti ed ambiente;

CEC: Comunità energetica dei cittadini;

CEP: Clean Energy pack, pacchetto energia pulita;

CSC: Autoconsumo collettivo;

CSR: Responsabilità sociale d'impresa;

ENEA: Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

ETS: Ente terzo settore

FiT: Tariffa feed

GME: Gestore dei Mercati Energetici

GSA: Atlante sociale globale

GSE: Gestore dei Servizi Energetici

IEM: Mercato interno dell'energia

IRR: Tasso di rendimento interno

ISPRA: Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

MASE: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

MGP: Mercato del giorno primo

MISE: Ministero dello Sviluppo Economico

VAN: Valore Attuale Netto di un progetto

PA: Pubblica Amministrazione

PBT: Pay Back Time, tempo di ritorno

PNIEC: Piano Nazionale Integrato per l'energia ed il Clima

PNRR: Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

POD: "Point of Delivery" punto di fornitura, relative all'utenza elettrica.

PPA: Contratto di acquisto di energia

PUN: Prezzo Unico Nazionale

REC: Renewable Energy Community, comunità energetica rinnovabile

RED: Direttiva sulle energie rinnovabili

FER: Fonti energetiche rinnovabili

RID: Rapporto Interbancario Diretto

RSE: Società per azioni del gruppo GSE orientata a sviluppare attività di ricerca nel settore elettro energetico, favorendo sinergie tra amministrazione pubblica locale e centrale

SEU: Sistema Efficiente di Utenza

PMI: Piccole Medie imprese

ONU: Organizzazione nazioni unite

Astratto

I metodi di consumo e produzione energetica sono in continua evoluzione grazie anche all'introduzione delle comunità energetiche rinnovabili (CER), enti diffusi tra le pubbliche amministrazioni che velocizzano il processo di transizione energetica e decarbonizzazione, anche attraverso la partecipazione aperta ai suoi membri.

IL PNRR rappresenta l'opportunità per il raggiungimento dell'obiettivo di sfida globale per favorire la nuova installazione di infrastrutture ed impianti a fonte rinnovabile, con il fine di ridurre e limitare l'accesso a tutte le fonti non rinnovabili.

L'obiettivo della tesi consiste nella simulazione e valutazione della "CER Roero", la quale coinvolge i comuni della suddetta area, attraverso uno studio approfondito ed il dimensionamento degli impianti che la formeranno.

La rete energetica nazionale permette la distribuzione e condivisione dell'energia elettrica che sarà prodotta da impianti a fonte rinnovabile, localizzati all'interno del medesimo perimetro geografico, nei quali la taglia sarà dimensionata per soddisfare il fabbisogno energetico.

Le CER sono improntate sui temi della: sostenibilità, autosufficienza e riduzione delle emissioni di gas serra, consentono inoltre a individui, famiglie ed imprese di partecipare attivamente al processo di produzione e consumo di energia rinnovabile, trasformandoli da consumatori a "prosumer" attivi verso la transizione ad energia pulita.

Oggi le CER vengono sviluppate principalmente dalle Pubbliche Amministrazioni dei piccoli Comuni ma anche da privati ed enti del terzo settore.

L'elaborato sarà composto da una panoramica dell'attuale quadro normativo riguardante le CER per poi dedicarsi all'analisi del caso studio.

La CER Roero verrà realizzata nel 2024 attraverso la collaborazione con Environment Park, società che ha realizzato lo studio di fattibilità, e sede di svolgimento del tirocinio.

Durante l'esperienza è stato possibile definire la metodologia per valutare la fattibilità tecnico economica del progetto attraverso l'uso di strumenti, tool e fogli di calcolo per evidenziare i vantaggi apportati alla comunità.

La prima fase dello studio prevede:

- Analisi territoriale per la valutazione della radiazione solare e del fabbisogno elettrico sul territorio del Roero;
- Definizione e quantificazione delle utenze comunali presenti nell'area di analisi,
- Identificazione dei consumi di energia elettrica e tipologia di utenza,
- Identificazione degli impianti FER esistenti ed in particolare quelli allacciati dal 1/3/220 e dal 15/12/2021 ammissibili alle normative attualmente in vigore (art.42 bis Milleproroghe e D.Lgs 199/2021) alla configurazione CER

- Identificazione del potenziale installabile da impianti PV sulle coperture degli edifici dei soggetti individuati nel punto 1,
- Studio di fattibilità degli impianti accompagnato da analisi economiche e finanziarie per dimostrarne la redditività e la loro sostenibilità economica.

La produzione solare fotovoltaica viene calcolata attraverso l'uso di strumenti GIS e dal portale PVGIS, mentre i profili annui di produzione degli impianti fotovoltaici sono stati stimati tramite fogli di calcolo preimpostati dei quali verranno spiegati i funzionamenti nel dettaglio nei capitoli successivi dell'elaborato, saranno noti i dati di: coordinate geografiche, orientamento delle falde delle coperture, estensione delle coperture degli edifici di utenza comunale coinvolti all'interno della comunità.



Figura 1 Logo CER Roero

Ringraziamenti

Durante il periodo di tirocinio è stato possibile toccare con mano i temi trattati all'interno dell'elaborato ed approfondire argomenti nuovi e complessi, comprendendo le differenze e difficoltà che si riscontrano dal mondo accademico a quello lavorativo.

Ringrazio la professoressa Guglielmina Mutani che mi ha trasmesso interesse e passione per la materia energetica con consigli, spunti, articoli utili all'approfondimento delle tematiche, e messo in contatto con Environment Park.

Un ringraziamento alla società Environment Park s.p.a. per l'opportunità di partecipare agli incontri di supporto con le pubbliche amministrazioni, le attività di formazione che mi sono state trasmesse, e gli strumenti messi a disposizione per favorire lo svolgimento dei lavori nelle migliori condizioni; in particolare, a tutti i componenti e colleghi dell'ufficio "Green Building": Arch. Stefano Dotta, Ing. Mauro Cornaglia, Arch. Sergio Ravera, Arch. Urbanista Graziella Pillari, Ing. Alberto Caramello, Ing. Federico Lerda, i quali mi hanno accolto all'interno del gruppo di lavoro supportandomi, e fornendomi le informazioni necessarie, per svolgere correttamente gli incarichi assegnati. Alla mia famiglia che mi ha sempre incoraggiato e sostenuto durante gli studi per raggiungere questo obiettivo, i colleghi universitari con i quali sono state condivise gioie, momenti di studio intenso e sacrifici per giungere al termine del percorso; ed ai miei amici che mi hanno permesso di ritrovare la giusta direzione in momenti di difficoltà attraverso leggerezza e spensieratezza.

Un pensiero anche a tutte le persone che hanno sempre creduto nelle mie potenzialità ed ambizioni, supportando questo percorso e spingendomi a raggiungere la maturità umana e professionale per superare situazioni di qualunque natura.

Capitolo 1 Le comunità energetiche rinnovabili

Introduzione

Attraverso il [progetto Europeo ALCOTRA RECROSSES](#) - Comunità transnazionali per l'energia rinnovabile verso servizi energetici One-Stop-Shop, del programma Interreg Francia-Italia ALCOTRA 2021-2027, pubblicato dalla regione Piemonte, si intende contribuire alla decarbonizzazione del territorio italo-francese mediante l'incremento di impianti di energia rinnovabile di piccola e media dimensione.

L'iniziativa ha favorito la creazione di Comunità Energetiche Rinnovabili nel rispetto delle direttive Europee e delle specifiche norme Nazionali che andranno a definire contesti differenti.

La Comunità energetica rinnovabile è stata costituita a maggio 2024, nella forma giuridica dell'associazione riconosciuta, essa copre un territorio sotteso a 4 cabine primarie, per ognuna delle quali verrà attivata una configurazione.



Figura 2 Logo [RECROSSES](#), Comunità transnazionali per l'energia rinnovabile verso servizi energetici One-Stop-Shop

La produzione di energia green, l'autosufficienza energetica, la riduzione delle emissioni di gas climalteranti, sostenibilità sociale, economica ed ambientale sono gli ideali fondamentali delle CER. Inoltre, per rendere l'accesso all'energia più democratico ed equo consentono ai membri delle comunità di svolgere il ruolo di prosumer, ovvero produttori che autoconsumano una quota di energia ed un'altra la immettono in rete.

Queste rappresentano un riferimento come promotori verso la transizione energetica sostenibile in quanto affrontano un numero significativo di obiettivi presenti all'interno dell'Agenda 2030, quali:

- 7 "Energia accessibile e pulita";
- 8 "lavoro dignitoso e crescita economica";
- 9 "imprese, innovazione e infrastrutture";
- 10 "ridurre le inuguaglianze all'interno di e fra le Nazioni";
- 11 "Rendere le città e gli insediamenti umani inclusivi sicuri, duraturi e sostenibili";
- 12 "consumo e produzione responsabili";
- 13 "combattere il cambiamento climatico";

Il funzionamento delle CER si basa su un modello di gestione condivisa dell'energia, in cui i membri partecipano attivamente alla produzione, consumo e gestione delle risorse energetiche.

All'interno dello studio le simulazioni degli impianti di produzione di energia rinnovabile, (pannelli solari fotovoltaici) sono effettuate sulle coperture di edifici di tipo residenziale, commerciale o pubblici. L'energia prodotta viene utilizzata per soddisfare il fabbisogno energetico dei membri della comunità. La quota di energia che non viene consumata (surplus di produzione) viene immessa all'interno della rete e venduta al GSE che si occuperà del suo utilizzo.

Un altro elemento importante per il funzionamento delle CER è il concetto di autoconsumo collettivo, che permette ai membri di condividere tra loro l'energia che viene prodotta, massimizzando l'uso dell'energia prodotta localmente. L'intero sistema è supportato da tecnologie "*smart grid*" di gestione energetica avanzate, che monitorano in tempo reale la produzione che il consumo massimizzando il consumo energetico.

I cittadini, le PMI, gli enti religiosi, le associazioni e gli enti pubblici che rientrano nell'area oggetto di analisi potranno aggregarsi alla CER Roero anche in fasi future alla costituzione della comunità, in quanto uno dei suoi principi fondamentali è la proprietà di partecipazione aperta dei membri, i quali hanno interesse sia nel processo decisionale che nei benefici derivanti dall'energia prodotta.

I promotori principali dell'iniziativa sono state le municipalità di: Baldissero d'Alba, Bra, Corneliano d'Alba, Guarene, Montaldo Roero, Monticello d'Alba, Piobesi d'Alba, Pocalpaglia, Santa Vittoria d'Alba, Sommariva del Bosco, Sommariva Perno.

Le possibili configurazioni delle CER variano a seconda delle caratteristiche territoriali, del tipo di fonti rinnovabili utilizzate e delle esigenze della comunità, tra le configurazioni più comuni si trovano: comunità fotovoltaiche, eoliche, idroelettriche, comunità a Biomassa, oppure comunità miste.

I vantaggi economici e sociali apportati sono molteplici in quanto permettono il raggiungimento dell'autosufficienza dal punto di vista energetico, riducendo la dipendenza dalle fonti energetiche tradizionali non rinnovabili o fossili; dal punto di vista economico la produzione di energia rinnovabile permette di ridurre i costi delle bollette energetiche grazie agli incentivi e ai meccanismi di autoconsumo ed infine a livello locale stimolano attraverso investimenti su infrastrutture energetiche la nascita di nuovi posti di lavoro e l'economia.

Il coinvolgimento diretto dei cittadini promuove una maggiore consapevolezza e partecipazione alle attività nella gestione delle risorse energetiche e rinforzando il senso di comunità.

Le Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano un modello innovativo e sostenibile per la produzione e la gestione energetica a livello locale. Il loro sviluppo porta numerosi benefici ambientali, economici e sociali, contribuendo a creare comunità più resilienti, autonome e partecipative.

La ripartizione dei ricavi e delle spese viene stabilito attraverso accordi condivisi tra i membri e trascritti all'interno dello statuto di CER, questi possono variare a seconda della dimensione, della complessità della CER e delle specifiche esigenze locali. I costi iniziali di installazione degli impianti sono ripartiti tra gli utenti in base alla quota di partecipazione, al consumo energetico previsto, mentre le spese operative incluse la manutenzione gestione degli impianti, sono ripartite proporzionalmente tra i membri.

In conclusione, le comunità energetiche rappresentano un modello virtuoso e sostenibile di gestione energetica, che coniuga efficienza economica, inclusione sociale e rispetto per l'ambiente. Grazie alla loro flessibilità e la capacità di adattarsi alle esigenze locali, hanno il potenziale per svolgere un ruolo chiave all'interno del processo la transizione energetica ([Infinity Hub](#)).



Figura 3 [Sustainable Development Goals soddisfatti dalle CER](#)



Figura 4 [Dimensioni chiave per lo sviluppo sostenibile](#)

Comunità Energetiche Rinnovabili

Sono ammessi tra i membri di una Comunità Energetica: cittadini, attività commerciali, pubbliche amministrazioni locali e piccole o medie imprese che decidono di unire le proprie forze con l'obiettivo di produrre, scambiare e consumare energia da FER a livello locale.

Ai suoi membri è richiesta una partecipazione attiva e consapevole, saranno responsabili dello scambio energetico che avverrà all'interno della rete promuovendone la gestione sostenibile, e saranno impiegati nelle fasi di produzione, consumo e scambio dell'energia.

La normativa impone che una comunità energetica non può vendere energia come fonte di reddito principale; pertanto, le forme più utilizzate per praticità sono quelle dell'associazione.

Un'ulteriore questione cruciale risulta la localizzazione dell'impianto/i di produzione, il quale deve essere in prossimità dei consumatori, per consentire la trasmissione energetica all'interno del perimetro sotteso alla medesima cabina primaria.

Questo implica che una PMI oppure una PA possono installare un impianto fotovoltaico, sulla copertura del proprio stabilimento, e condividere l'energia prodotta e immessa in rete con i cittadini del Comune che hanno deciso di far parte della comunità, ma che rientrano all'interno del perimetro sotteso dalla cabina. È possibile costituire anche comunità di quartiere, comunità agricole, comunità di borgo e così via. L'impianto di produzione non deve necessariamente essere di proprietà della comunità: ma può essere messo a disposizione da uno solo o più membri partecipanti.

Come ripartire fra i membri i ricavi derivanti dall'energia prodotta è trascritto nello statuto della comunità, nel quale sono contenute anche le regole di funzionamento, stabilite liberamente attraverso tale contratto.

Per esempio, si può decidere di ripartire i guadagni della vendita dell'energia in eccesso in modo uguale fra tutti i soci ma di privilegiare, nella suddivisione degli incentivi, quanti si sono adoperati affinché i propri consumi fossero contemporanei alla produzione di energia o addirittura premiare quei soggetti che hanno messo a disposizione i propri impianti per il beneficio comune. Da un punto di vista pratico, ogni membro della comunità continua a pagare per intero la bolletta al proprio fornitore di energia elettrica, ma riceve periodicamente dalla comunità un importo per la condivisione dei benefici garantiti alla comunità, questo compenso, equivale di fatto a una riduzione della bolletta.

Oltre al beneficio economico grazie ai meccanismi di incentivazione, è possibile apportare impatti positivi a livello sociale nelle comunità attraverso la partecipazione attiva degli utenti, lo stimolo all'aggregazione sociale e educazione energetica sostenibile, aggiungendo anche quelli ambientali dovuti al beneficio diretto degli ecosistemi e cambiamento climatico, coinvolgendo tutte le fasce della popolazione.

Un nuovo modello energetico per la transizione energetica.

La [direttiva Europea RED II](#) definisce l'autoconsumo diffuso introducendo il concetto di cambiamento del "paradigma energetico", e spiegando le evoluzioni nelle varie fasi del processo. Il sistema di produzione attuale prevede la produzione energetica con grandi impianti a generazione centralizzata che producono l'energia utilizzando fonti fossili non rinnovabili e la trasmettono a piccoli centri di consumo con utenti passivi, la transizione energetica propone un quadro nel quale siano presenti tanti piccoli produttori attivi che autoconsumano l'energia prodotta in modo sostenibile e la immettono in rete, con la diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni, ed utilizzano meno intensivamente le infrastrutture di trasmissione di energia elettrica.

Il nuovo modello definito di generazione distribuita e domanda aggregata propone utilizzo di FER, tramite piccoli impianti a generazione diffusa con utenti attivi e partecipativi (Figura 5).

Avverrebbe un cambiamento radicale anche dal punto di vista del mercato, in quanto allo stato attuale risulta centralizzato verso un unico produttore, tramite l'inserimento di una rete più ampia non esisterebbero più limiti di confine, migliorando anche il processo di trasmissione che avverrebbe su scala locale, in quanto l'energia viene consumata direttamente nel luogo nel quale viene prodotta, i passaggi avverrebbero non più "dall'alto verso il basso" bensì, da entrambe le direzioni. I consumatori non saranno più degli utenti passivi ma attivi nel processo ed attenti ad un consumo e produzione intelligente.

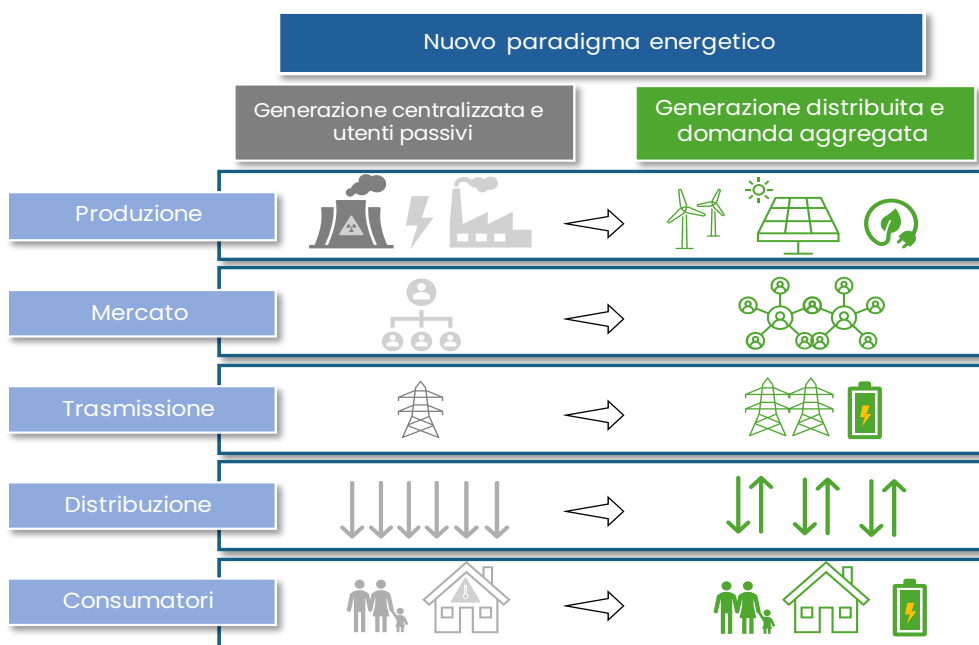


Figura 5 Cambiamento del paradigma energetico, confronto prima dopo

Quadro normativo

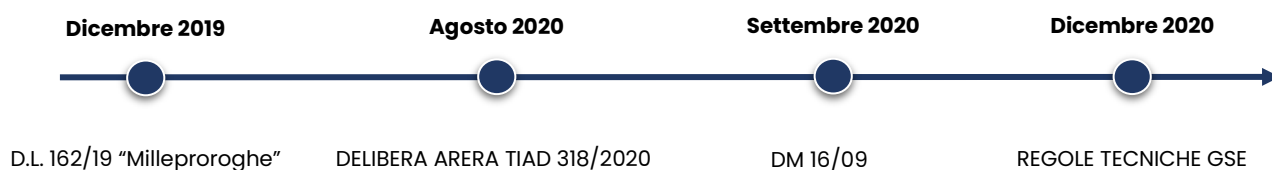


Figura 6 Evoluzione Normativa: dall' UE all'Italia

Il quadro normativo negli ultimi anni ha subito diverse evoluzioni: in Italia successivamente alla normativa Europea RED II del 2018, vengono introdotti diversi concetti, quali:

- Nel 2019 l'Italia pubblica il D.L. "Milleproroghe" dove all'art. 42 bis, viene descritto il recepimento della direttiva Europea RED II in forma anticipata e transitoria, introducendo nella normativa italiana le comunità energetiche ed i gruppi di autoconsumo collettivo;
- Nell'agosto 2020, viene pubblicata la DELIBERA ARERA 318/2020 la quale disciplina le modalità di regolazione economica dell'energia condivisa;
- Nel settembre 2020 il DM 16/09 vengono disciplinate le tariffe incentivanti per gli impianti FER inseriti nelle configurazioni di autoconsumo collettivo;
- nel dicembre 2020 vengono pubblicate le regole tecniche del GSE che descrivono i requisiti per l'accesso e l'attivazione del servizio di valorizzazione ed incentivazione dell'energia condivisa.

Il GSE è l'ente ministeriale che si occupa della gestione delle richieste di incentivo.

La direttiva Europea RED II 2001 del 2018, la quale ha anticipato l'elenco di decreti e delibere a partire dall'anno 2019, ha previsto il raggiungimento degli obiettivi stipulati nell'Accordo di Parigi, fissando come obiettivo imprescindibile il raggiungimento del 32% del consumo energetico da fonte rinnovabile entro il 2030.

Tra le varie norme anche il sostegno finanziario alla produzione ed all'autoconsumo di energie elettrica da fonti rinnovabili deve essere implementato dagli stati membri. Solo attraverso il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili è possibile realizzare un mercato dell'energia equo e sostenibile, che apporti benefici ambientali, sociali, sanitari, economici.

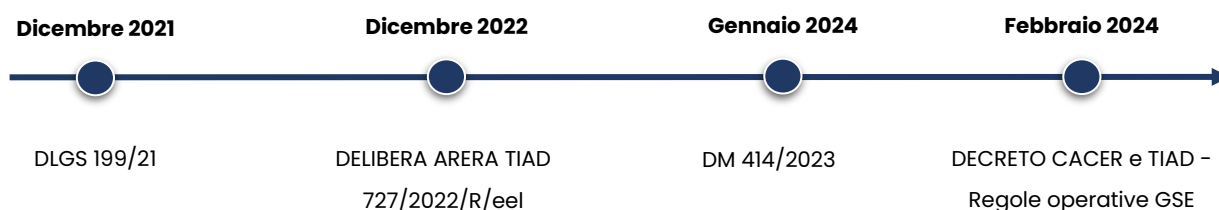


Figura 7 Linea temporale dell'evoluzione legislativa, recepimento della direttiva Europea

L'ordine cronologico delle direttive e regole (Figura 7) che portano alla definizione del quadro definitivo per il recepimento della normativa Europea comincia con:

- Dicembre 2021 con il D.lgs. 199/21 "Recepimento definitivo della Direttiva 2018/2001", corrisponde alla sostituzione del "Milleproproghe" specificando maggiormente il contenuto e le funzionalità che venivano introdotte nel D.L. precedente;
- Dicembre 2022 con la DELIBERA ARERA TIAD 727/2022/R/eel serve per sostituire la delibera ARERA precedente del 2020, nel quale il TIAD (testo integrato di autoconsumo diffuso) disciplina la modalità di valutazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni previste dal D.LGS 199/21;
- Gennaio 2024 con il "DM 414/2023" viene regolata la tariffa incentivante e le modalità di accesso al contributo PNRR per Comunità energetiche rinnovabili, gruppi di autoconsumo collettivo in comuni con popolazione fino a 5000 abitanti;
- Febbraio 2024 viene pubblicato il DECRETO CACER e TIAD- regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR, pubblicato dal GSE.

Il dimensionamento, l'allacciamento e l'età degli impianti di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, sono normati con il D.lgs. 199/2021 "Recepimento definitivo della Direttiva 2018/2021" attraverso la quale vengono resi meno stringenti i requisiti, stabilendo che possano avere una potenza complessiva fino a 1 MW ed essere connessi alla rete elettrica attraverso la stessa cabina primaria. Il perimetro che sottende la cabina primaria corrisponde territorialmente a più comuni circa 3 o 4, e non segue l'andamento dei confini normativi.

Inoltre possono aderire alla comunità energetica anche impianti a fonti rinnovabili già esistenti alla data di entrata in vigore del D.Lgs., purché in misura non superiore al 30% della potenza complessiva che fa capo alla comunità. Si è ora in attesa dei relativi provvedimenti attuativi.

Sono quindi previste: incentivazioni e restituzioni tariffarie tramite il DL 162/2019, tali valori sono periodicamente aggiornati, e l'energia immessa in rete viene valorizzata a valore di mercato, per cui i membri di una comunità energetica ottengono complessivamente un beneficio economico molto vantaggioso, con tempi di ritorno dell'investimento stimato in pochi anni, al fine di premiare la condivisione dell'energia nell'ambito della CER.

Esistono 3 tipi di configurazioni che possono accedere sia alla tariffa incentivante sia al contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata e sono:

- Autoconsumatore a distanza;
- gruppo di autoconsumatori;
- comunità energetica rinnovabile (CER).

Il modello di "autoconsumo diffuso" e di condivisione dell'energia prende il nome di modello regolatorio "virtuale", è stato sviluppato da ARERA e permette la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso senza richiedere nuove connessioni o collegamenti fisici elettrici o nuove apparecchiature. I clienti finali mantengono il diritto di scegliere il proprio fornitore; possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati, in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti ed infine regolano i rapporti tramite il contratto di diritto privato. Infine, i clienti finali attivi possono inoltre delegare al GSE la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il GSE.

Le comunità energetiche rinnovabili nel contesto normativo italiano.

Attraverso il (CEP) Clean Energy Package pubblicato nel novembre 2016, la CE introdusse il concetto di comunità energetica prevedendo due modelli: quello delle (CEC) comunità energetiche dei cittadini e (CER) comunità energetiche rinnovabili, promuove quindi la transizione verso un sistema energetico decentralizzato in cui i consumatori finali svolgono un ruolo attivo. Queste ultime permettevano di produrre, distribuire, rifornire, consumare, accumulare e vendere energia autoprodotta, al fine di promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili e approvvigionamento energetico a prezzi accessibili a tutti e cercando di combattere la povertà energetica.

La Direttiva RED II (Renewable Energy Directive 2018/2001) fissa l'obiettivo da realizzare entro il 2030, e prevede che l'utilizzo di FER dovrà coprire il 32% del consumo energetico totale europeo. Il suo scopo principale è quindi l'aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e l'incremento del coinvolgimento da parte dei cittadini verso i progetti di nuovi impianti rinnovabili. La Direttiva IEM, invece, si occupa del mercato dell'energia e detta regole per la generazione, trasmissione, fornitura e stoccaggio dell'energia elettrica, nonché aspetti legati alla tutela dei consumatori, per creare un mercato integrato, competitivo, orientato al consumatore, flessibile, e un mercato energetico equo.

La seguente immagine (Figura 8) riporta la rappresentazione della filiera energetica italiana, nella gestione della rete elettrica le CER introducono nuovi elementi di complessità nella gestione della rete elettrica, ovvero le Fonti Energetiche Distribuite (DER), come gli impianti fotovoltaici.

In un sistema che dovrà considerare un numero crescente di risorse decentralizzate, il ruolo dei consumatori attivi diventa cruciale. Ci si aspetta che modifichino il loro comportamento da puramente passivo (consumatore) a uno proattivo (prosumer), adattando i propri profili di

consumo e produzione in risposta ai cambiamenti dei prezzi di mercato e fornendo servizi di rete, se esistono le condizioni adeguate a farlo.

Il ruolo dell'utente finale non sarà quindi più limitato alla scelta del fornitore, ma potrà contare sull'energia autoprodotta o prodotta localmente all'interno della comunità energetica, la quale sfrutterà politiche di condivisione tra gli utenti.

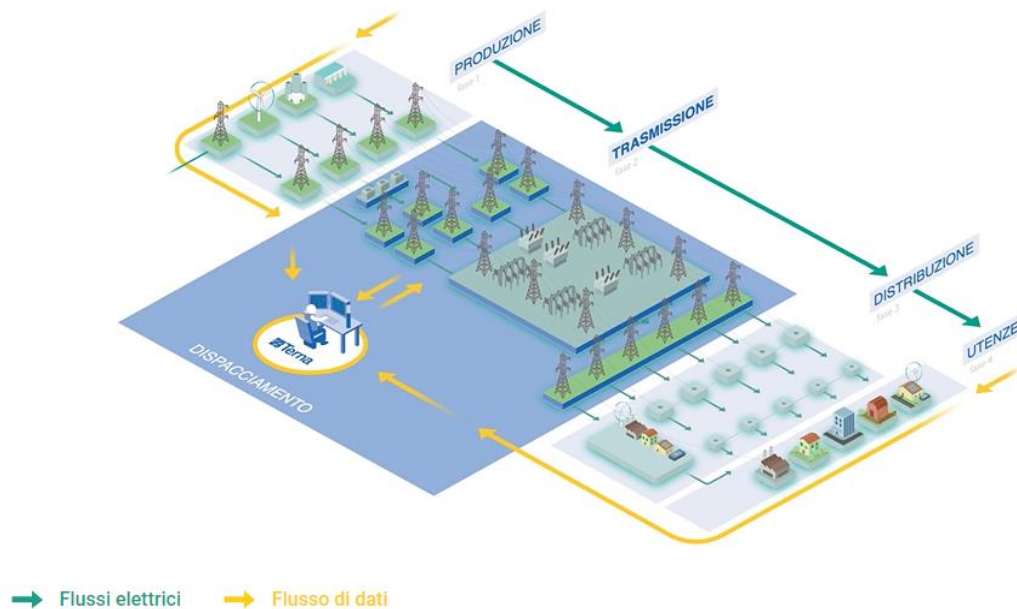


Figura 8 [filiera energetica italiana, Terna](#)

Il Decreto CACER e TIAD

Viene pubblicato nel febbraio 2024, stabilisce le regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e per il contributo previsto dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), delinea i criteri specifici per le comunità energetiche e i gruppi di consumatori, specificando anche le modalità di incentivazione, e contributi in conto esercizio ed in conto capitale. Sono previsti nuovi criteri per il calcolo delle decurtazioni e la definizione di nuovi valori soglia di energia condivisa.

Gli obiettivi sono: favorire l'autoconsumo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, incentivare la partecipazione delle comunità energetiche rinnovabili e dei gruppi di autoconsumo collettivo e promuovere la riduzione delle emissioni di CO₂ per la transizione energetica verso fonti rinnovabili.

Sono definite anche le possibili configurazioni di impianti specificando le caratteristiche che devono avere per essere considerate idonee al servizio di autoconsumo diffuso, con limite massimo di potenza per singolo impianto di 1 MW.

Configurazioni di autoconsumo diffuso

All'interno del decreto CACER e TIAD è possibile individuare 7 tipologie di configurazioni di autoconsumo diffuso, che sono indicate nel seguente elenco:

1. Autoconsumatori individuali a distanza
 - 1.1. Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione
 - 1.2. Cliente attivo "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione
 - 1.3. Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta
2. Gruppi di autoconsumatori
 - 2.1. gruppo di autoconsumo di energia rinnovabile che agiscono collettivamente
 - 2.2. gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente
3. Comunità energetiche
 - 3.1. Comunità energetiche rinnovabili di energia rinnovabile
 - 3.2. Comunità energetiche di cittadini

Con autoconsumo diffuso si intende una configurazione ove l'energia prodotta da un'unità di produzione in un sito è condivisa in modo virtuale tra due o più unità di consumo che non sono direttamente connesse all'impianto di produzione, ma hanno caratteristiche per una condivisione vantaggiosa attraverso la rete pubblica, in siti circostanti. Le configurazioni che si basano sulla condivisione dell'energia rinnovabile sono 1.1., 2.1., 3.1. ed utilizzano la rete elettrica per condividerla, e possono beneficiare di una tariffa premio, le altre configurazioni possono anche non utilizzare energia rinnovabile.

Le prime tre dell'elenco, gli autoconsumatori individuali a distanza, sono un unico soggetto può condividere, grazie alla rete e la propria energia prodotta.

Le altre caratteristiche della configurazione sono che il cliente finale consuma e produce energia all'interno di aree nella piena disponibilità delle sue possibilità tramite FER, il perimetro della condivisione è limitato al POD di riferimento ed alla medesima zona di mercato, mentre il perimetro di incentivo viene esteso dal POD di riferimento agli impianti sottesi alla medesima cabina primaria.

I gruppi di autoconsumatori operano nell'ambito di un perimetro definito, ad esempio quello di un condominio e possono produrre e condividere energia all'interno del perimetro, tale configurazione prevede un insieme di clienti finali e/o produttori che sono ubicati nel medesimo edificio o condominio, quindi tramite la presenza di un impianto a FER, essi producono e consumano l'energia prodotta dallo stesso, il perimetro per la condivisione dell'energia è esteso al POD di riferimento e agli impianti ubicati nel medesimo edificio.

Le principali caratteristiche dello schema virtuale possono essere racchiuse nelle seguenti voci: la configurazione di rete incaricata prevede che la rete pubblica termini nel punto di consegna

(POD) dei singoli utenti finali (laddove sia installato il contatore fiscale); il distributore elettrico esercisce il servizio di misura, ed ogni cliente finale è libero di scegliere il proprio fornitore di energia ed uscire in qualunque momento.

Nell'immagine successiva (Figura 9), viene riportato l'esempio dello schema energetico del gruppo di autoconsumatori che agisce collettivamente: l'impianto, in questo esempio fotovoltaico, posizionato sulla copertura del condominio, produce tot. Energia la quale viene contabilizzata dal contatore di produzione, successivamente l'energia viene consumata dalle utenze condominiali quali appartamenti, luci ascensore, e tramite il contatore di scambio viene registrata la quantità di energia consumata da ciascuna utenza, simultaneamente l'energia che non viene consumata viene immessa all'interno della rete pubblica.

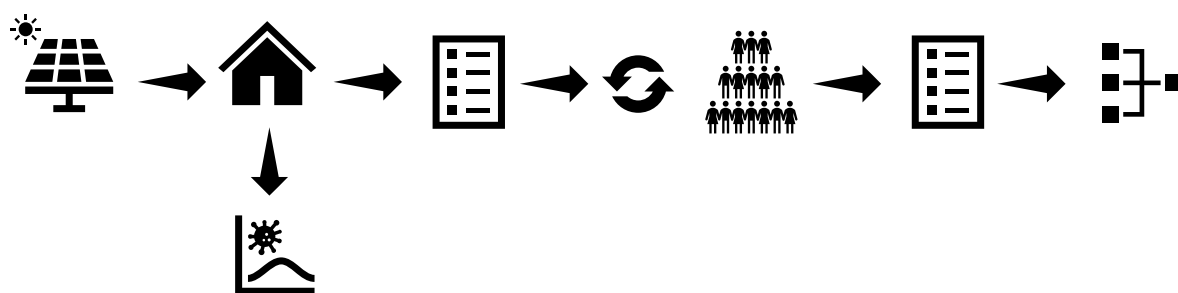


Figura 9 Esempio schema energetico del gruppo di autoconsumatori che agisce collettivamente, elaborazione propria.

Infine, le comunità energetiche operano su scala maggiore rispetto alle altre due configurazioni, e prevede la determinazione di un soggetto giuridico senza scopo di lucro, abilitato a produrre, consumare e condividere energia tra i suoi membri.

I membri sono clienti finali e/o produttori che partecipano volontariamente al funzionamento della comunità, e sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, la condivisione di energia è estesa dal POD di riferimento alla medesima zona di mercato, mentre il perimetro di incentivo è anche esso esteso dal POD di riferimento ad impianti ubicati all'interno del perimetro sotteso dalla medesima cabina primaria. Gli azionisti o i membri possono essere cittadini, PMI, enti territoriali e autorità locali, incluse le amministrazioni comunali, le cooperative, gli enti di ricerca, gli enti religiosi, e quelli del terzo settore di protezione ambientale. Tali configurazioni utilizzano la rete di distribuzione esistente per la condivisione e si definiscono CACER ovvero "Configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile", il loro obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici, sociali a livello di comunità ai suoi membri o nelle aree locali in cui operano

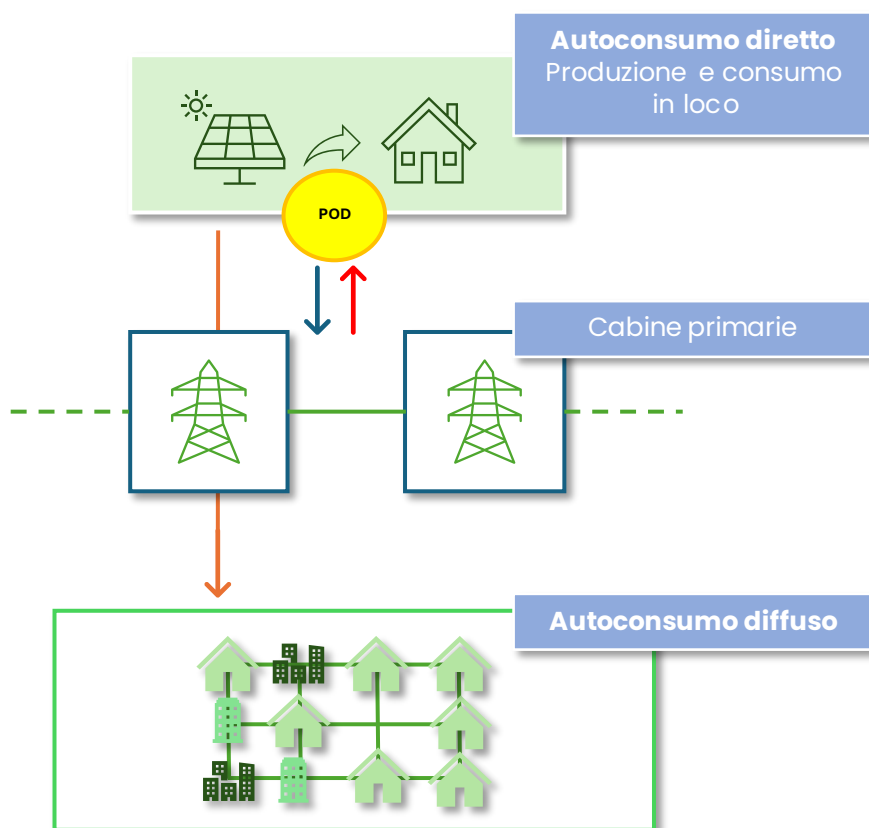


Figura 10 Schema funzionale CER

I benefici apportati

La sfera d'azione dei benefici che vengono apportati in seguito alla costituzione di una CER è piuttosto ampia in quanto si ritrovano vantaggi in materia ambientale, economica, sociale ed energetica. Dal punto di vista ambientale le CER contribuiscono alla riduzione delle emissioni di CO₂ oltre che a disincentivare l'utilizzo di fonti combustibili fossili per produrre l'energia.

Dal punto di vista economico è possibile ottenere diversi benefici ed agevolazioni in quanto per la realizzazione di impianti di FER possono essere richiesti contributi in conto capitale, ed esiste anche la possibilità di beneficiare di tariffe incentivanti e/o tariffe premio, che si vanno a sommare al l'ingente risparmio in bolletta. Possono avere un ritorno economico non soltanto i cosiddetti "prosumer" ma anche i consumer puri che aderiscono alla CER, in quanto viene data loro la possibilità di acquistare energia elettrica ad un prezzo inferiore, in quanto prodotta da fonti rinnovabili, rispetto a quella acquistata dalla rete elettrica nazionale. Dal punto di vista sociale gli utenti della CER vengono spinti a partecipare attivamente al processo di produzione, ed informarsi riguardo le possibilità, mentre il sistema di generazione centralizzato prevedeva che gli utenti fossero esclusivamente passivi.

per concludere, dal punto di vista energetico la gestione intelligente dell'energia prodotta permette di ridurre al minimo lo spreco e massimizzare i consumi nei momenti in cui avvengono i picchi di produzione.

Differenze tra art.42 “Milleproroghe” e D.lgs. 199/2021

L' Art.42 del decreto “Milleproroghe” e D.lgs. 199/2021 si differenziano in quanto prima il perimetro degli incentivi era sotteso alla cabina secondaria di media e bassa tensione, allo stato attuale il perimetro di incentivazione è sotteso alla medesima cabina primaria di alta e media tensione; la potenza degli impianti per gli incentivi prima arrivava a 200 kWp mentre ora è stata aumentata ad 1 MW. Gli impianti che possono usufruire degli incentivi possono anche essere già esistenti ma devono effettuare un potenziamento che non ecceda il 30% della potenza iniziale. I soggetti ammessi sono famiglie, piccole e medie imprese, enti territoriali e locali, enti del terzo settore, religiosi e di ricerca, ed i servizi erogabili dalla comunità energetica oltre alla semplice condivisione dell'energia sono servizi ancillari nell'ambito della domotica ed efficienza energetica.

Cosa si intende per energia condivisa

Il grafico proposto (Figura 11) rappresenta il confronto tra la curva di produzione e la curva di consumo di energia elettrica all'interno di una configurazione di una configurazione generica.

Sull'asse delle ordinate sono riportati i valori di potenza in kWp degli impianti, mentre sull'asse delle ascisse le ore di un giorno solare.

La curva dei consumi mostra due “gobbe”, comprese tra le 6:00 ed 8:00 del mattino e tra le 19:00 e le 22:00 della sera, queste fasce orarie rappresentano i periodi temporali nei quali i consumi domestici sono più elevati durante l'arco della giornata.

La produzione presenta il suo picco nelle ore centrali della giornata, fascia compresa tra le 10:00 e le 14:00.

Il grafico mostra importanti momenti chiave del ciclo produttivo e di consumo, spiegati di seguito:

- Autoconsumo diretto: durante le ore diurne, quando la produzione fotovoltaica è elevata, una parte dell'energia generata viene immediatamente consumata all'interno della CER, questo è indicato dalla zona verde etichettata come “Collective REC-Consumption”. Qui l'energia prodotta dal PV soddisfa direttamente la domanda di consumo, riducendo la necessità di prelevare energia dalla rete;
- L'autoconsumo collettivo (o virtuale): nelle ore in cui la produzione supera il consumo immediato (mattina e pomeriggio), l'energia in eccesso viene immessa nella rete. Tuttavia, questa energia non è persa ma viene contabilizzata e può essere virtualmente “autoconsumata” dalla CER durante le ore in cui la produzione è insufficiente rispetto al consumo (ad esempio nelle ore serali). Questo fenomeno è indicato come “Direct self-Consumption”;
- Immissione in rete: l'energia prodotta in eccesso rispetto al consumo immediato, che non può essere utilizzata direttamente dalla comunità viene immessa nella rete elettrica. Questo è rappresentato dalla zona sottostante alla curva di produzione (in verde chiaro).

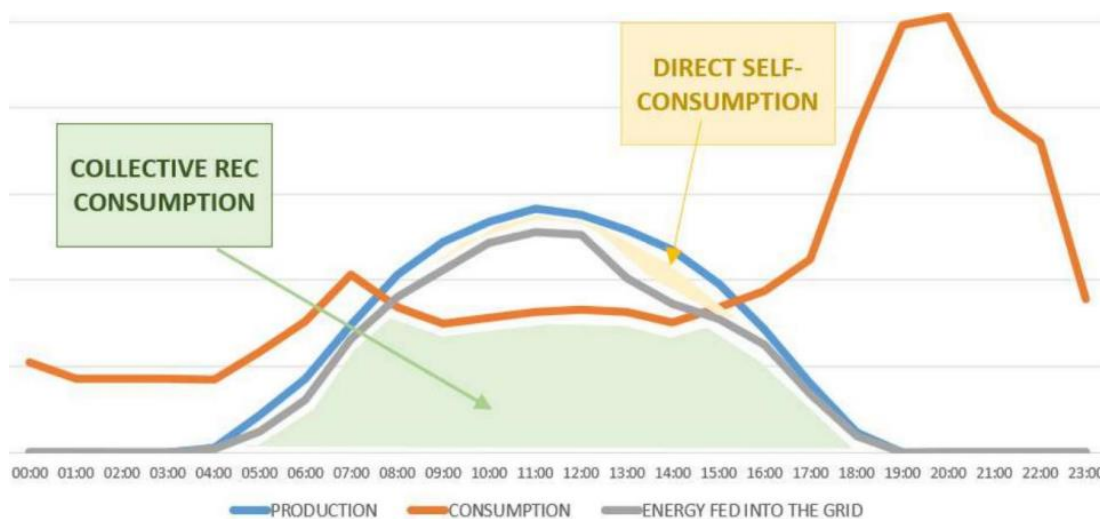


Figura 11 Grafico delle curve di produzione e curve di consumo all'interno della CER

Per la comprensione di alcuni di questi concetti vengono riportate le definizioni delle terminologie tecniche, che saranno spiegate più nel dettaglio con i funzionamenti ed operatività, nei capitoli successivi:

L'indice di Self-Consumption (SCI): permette di valutare la percentuale di energia che viene autoconsumata direttamente dalla CER, è il valore che si ottiene dal rapporto tra energia autoconsumata e produzione totale dell'impianto. Un indice che tende al 100% significa che tutta l'energia che è stata prodotta è stata anche autoconsumata, e quindi utilizzata internamente, portando come beneficio una riduzione di dipendenza dalla rete;

Indice di Self-Sufficiency (SSI): permette di valutare la percentuale di energia che viene consumata dalla CER coperta dalla produzione interna, indica pertanto quanto la comunità è in grado di soddisfare i propri fabbisogni energetici senza dover acquistare energia della rete, in altre parole quanto riesce a soddisfare i propri fabbisogni energetici senza dover ricorrere all'acquisto di energia dalla rete elettrica nazionale, più il valore tende al 100% più la CER sarà autosufficiente.

Il grafico (Figura 11) fornisce la dimostrazione di come un impianto fotovoltaico possa coprire il fabbisogno energetico di una comunità, evidenziando l'importanza di bilanciare produzione e consumo per massimizzare i benefici economici ed ecologici. Migliorando l'indice di Self-Consumption e Self-Sufficiency, la CER può ridurre significativamente i costi energetici e la dipendenza dalla rete, contribuendo al contempo alla sostenibilità ambientale.

Energia elettrica condivisa, autoconsumata e incentivata.

All'interno di una comunità energetica rinnovabile (CER) esistono tre tipologie di energia: l'energia elettrica condivisa corrisponde alla quota che viene immessa in rete e resa disponibile per il consumo tra i membri della CER, prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile. Per definizione

tecnica specifica è la quantità minima tra l'energia immessa e l'energia prelevata dalla rete ai fini della condivisione. Questo implica che la quantità di energia considerata "condivisa" dipende sia dalla produzione disponibile sia dalla domanda dei membri della comunità, e che deve essere ubicata nella stessa zona di mercato. Tale concetto è essenziale per garantire che l'energia prodotta all'interno della CER venga utilizzata prioritariamente dai suoi membri, riducendo così la dipendenza dalla rete esterna.

Quando l'energia condivisa è sotto 80%, significa che i consumi sono scarsi, e per raggiungere tale percentuale dovrò aggregare altri utenti nella CER; al contrario, se il rapporto tendesse al 100% di energia condivisa, significherebbe che ho una produzione scarsa e quindi dovrei implementare la potenza dell'impianto.

L'energia autoconsumata è una sottocategoria dell'energia condivisa, questa non lascia mai la rete locale, il che la rende particolarmente preziosa per la CER in termini di riduzione dei costi di trasporto e delle perdite di energia.

L'energia elettrica incentivata è una quota di energia autoconsumata, in particolare quella prodotta da impianti nuovi o potenziati fino a una potenza massima di 1 MW. Questi impianti sono spesso soggetti a incentivi statali o europei, come quelli previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che mirano a promuovere la diffusione di energie rinnovabili. Gli incentivi rendono più conveniente l'investimento in nuove capacità di produzione rinnovabile, incoraggiando sia la creazione di nuovi impianti sia il potenziamento di quelli esistenti.

All'interno di questa, l'energia autoconsumata rappresenta quella porzione che viene direttamente utilizzata dai membri senza essere trasportata su lunghe distanze. Infine, l'energia incentivata è una parte ancora più specifica, relativa a impianti nuovi o potenziati.

Corrispettivo ARERA

Il modello dell'autoconsumo diffuso permette al sistema di condividere l'energia prodotta in un determinato sito in un altro purché esso sia contenuto all'interno del perimetro della medesima cabina primaria, tale sistema consente di condividere energia con altri consumatori e massimizzare il consumo nelle ore di picco di produzione.

Questo modello consente di sollecitare in misura ridotta le infrastrutture della rete elettrica nazionale, e di ridurre i costi passando al modello di ritiro in dedicato anziché di scambio su posto. Tale bonus viene assegnato per i mancati costi di trasmissione e viene incentivata la quota di energia elettrica all'interno della medesima cabina primaria.

I soggetti beneficiari sono: le CACER, gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente, e comunità energetiche rinnovabili. Il valore dell'incentivo è di:

- 8,5 €/MWh per CER e autoconsumatori Individuali a distanza, definito annualmente dall'ARERA.

- Compreso tra 8,5 e 10 €/MWh per gruppi di autoconsumatori collettivi, all'interno dello studio verrà riproposto come valore 0,01 €/kWh.

I benefici dell'autoconsumo diffuso: "Tariffa incentivante" D.M. 414/23.

Nei seguenti passaggi saranno spiegati i benefici dell'autoconsumo diffuso con riferimento alla tariffa incentivante prevista da DM 414/2, il quale stabilisce le regole ed i criteri che devono essere rispettati per poter beneficiare di tale incentivo.

La quota di energia che viene incentivata è l'energia condivisa all'interno della medesima cabina primaria da impianti nuovi fino a 1 MW, non possono essere incentivati gli impianti con potenza superiore.

Per accedere agli incentivi bisogna presentare la richiesta entro 120 giorni dall'entrata in esercizio dell'impianto all'ente di riferimento GSE, inoltre, deve essere successiva alla costituzione della CER.

I soggetti beneficiari della tariffa incentivante sono le tre configurazioni CACER, citate precedentemente, ed una volta accettata la richiesta ha una durata di 20 anni a partire dalla entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

Il GSE ha stanziato risorse finanziarie pari a circa 3,5 mld di €, per la realizzazione fino a 5 GW di potenza incentivata da richiedere entro il 31/12/2027.

Il DM 414/23 prevede la possibilità di cumulare diversi tipi di incentivi per promuovere la diffusione degli impianti da fonti rinnovabili (FER) e l'autoconsumo locale. Tra le principali misure cumulabili, troviamo:

1. Regime di Ritiro Dedicato (RID): il quale consente di vendere al mercato elettrico l'energia immessa in rete dagli impianti FER, assicurando un flusso di entrate costante per i produttori.
2. Contributi in conto capitale: per un importo fino al 40% dell'investimento totale, riduce significativamente l'importo iniziale dell'investimento richiesto, ma abbassa comunque il valore della tariffa incentivante proporzionalmente;
3. Detrazione Fiscale del 50%: nel caso di interventi di ristrutturazione edilizia, è possibile beneficiare di una detrazione fiscale pari al 50% dell'investimento. Questa misura è particolarmente vantaggiosa per i privati che intendono installare impianti fotovoltaici nelle proprie abitazioni.

Tuttavia, come accennato precedentemente la tariffa incentivante è proporzionalmente ridotta in base all'ammontare degli incentivi cumulati, evitando così sovra compensazioni e garantendo una distribuzione equa delle risorse disponibili.

Vi sono alcuni casi in cui gli incentivi non sono cumulabili, per evitare duplicazioni o benefici eccessivi per gli stessi impianti. In particolare, non è possibile cumulare la tariffa incentivante con:

- Quota Energia Elettrica Autoconsumata: questo vincolo è posto per evitare che la stessa quota di energia possa beneficiare di più incentivi contemporaneamente;
- Impianti Fotovoltaici Beneficiari del Superbonus: siccome offre vantaggi fiscali rilevanti,
- Impianti Fotovoltaici in Regime di Scambio sul Posto (SSP): in quanto consente di compensare l'energia immessa in rete con quella prelevata in un secondo momento.

Secondo l'articolo comma 2, lettera g, i CACER devono assicurare che: la distribuzione dell'importo eccedentario della tariffa premio, rispetto al valore soglia della quota energia condivisa, sia destinato esclusivamente ai consumatori situati nei territori in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione,

1. la percentuale della tariffa premio varia da:

- **55%** nel caso di accesso alla sola tariffa premio;
- **45%** nel caso di cumulo della tariffa premio con un contributo in conto capitale.

In casi specifici, quando è previsto un contributo in conto capitale, la tariffa spettante viene determinata secondo una formula che tiene conto del contributo ricevuto e riduce proporzionalmente l'importo della tariffa.

La tariffa incentivante per l'autoconsumo diffuso varia a seconda della taglia dell'impianto e del prezzo zonale orario dell'energia con incentivi che vanno da un minimo di 60 €/MWh ad un massimo di 120 €/MWh.

Tabella 1 Tariffa incentivante secondo DM414/23

Taglia impianto P [kW]	Incentivo [€/MWh]	Valore minimo incentivo [€/MWh]	Valore massimo incentivo [€/MWh]
$P \leq 200$ kW	$80 + \max(0; 180 - P_z)$ €/MWh	80 €/MWh	120 €/MWh
$200 \text{ kW} < P \leq 600$ kW	$70 + \max(0; 180 - P_z)$ €/MWh	70 €/MWh	110 €/MWh
$P > 600$ kW	$60 + \max(0; 180 - P_z)$ €/MWh	60 €/MWh	100 €/MWh

La Figura 12 rappresenta il grafico nel quale si relazione il prezzo zonale orario (P_z) dell'energia (asse X) e l'incentivo erogato (asse Y) in funzione delle diverse taglie di impianto:

La linea blu ($P \leq 200$ kW) mantiene l'incentivo massimo di 120 €/MWh finché il prezzo zonale orario rimane sotto i 60 €/MWh, dopodiché l'incentivo diminuisce, stabilizzandosi a 80 €/MWh nel momento in cui il prezzo zonale orario supera i 180 €/MWh.

Per quanto riguarda la linea arancione ($200 \text{ kW} < P \leq 600 \text{ kW}$) parte da un incentivo massimo di 110 €/MWh per prezzi zonali orari sotto i 70 €/MWh, con una riduzione progressiva fino al minimo di 70 €/MWh per prezzi oltre 180 €/MWh.

Infine, la linea grigia ($P > 600 \text{ kW}$) l'incentivo massimo è di 100 €/MWh per prezzi zonali orari sotto i 80 €/MWh, e diminuisce fino al minimo di 60 €/MWh per prezzi oltre 180 €/MWh, in sostanza maggiore è la taglia dell'impianto minore sarà l'importo dell'incentivo.

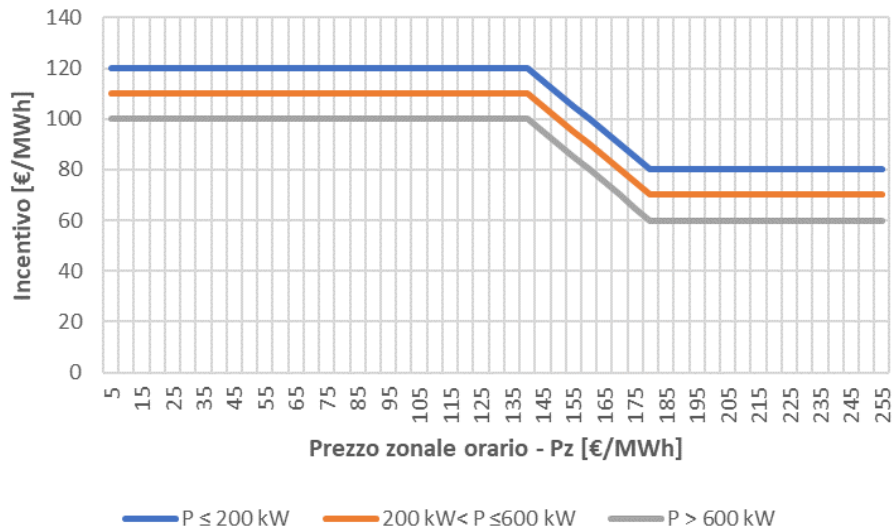


Figura 12 grafico prezzo zonale orario/ tariffa incentivante

Viene applicato inoltre un ulteriore fattore di correzione in funzione della zona geografica nella quale è collocato l'impianto, modifica l'incentivo base per tenere conto delle diverse condizioni di insolazione (ovvero la quantità di energia solare ricevuta) nelle varie regioni italiane.

L'obiettivo è di equilibrare gli incentivi per gli impianti fotovoltaici situati in aree con diverse esposizioni solari, ad esempio nelle regioni del centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo): correzione positiva di 4€/MWh, questo aggiustamento compensa l'insolazione moderata di queste aree; per le regioni del nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto) la correzione positiva di 10 €/MWh, presenta un valore superiore in quanto grava una minore radiazione solare.

Tabella 2 Fattore correttivo per la zona geografica.

Regione	€/MWh
Regioni del centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)	4
Regioni del nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto)	10

In sintesi, il singolo produttore può beneficiare di una riduzione del costo della bolletta derivante dall'autoconsumo diretto di una cifra compresa tra 250 e i 300 €/MWh, ed inoltre potrà beneficiare in quanto proprietario dell'impianto FV, dell'energia eccedentaria, prodotta non autoconsumata direttamente ma poi immessa in rete (RID) del valore di circa 90 €/MWh.

Se l'impresa o prosumer si inserisce all'interno della CER insieme ad altre imprese e soggetti del territorio, generano un valore positivo, in termini di benefici economici, che verranno valorizzati a livello di comunità che sono: corrispettivo ARERA e Tariffa incentivante, che saranno esclusivamente riconosciuti sulla quota di energia autoconsumata.

Contributo PNRR in conto capitale

Il MASE prevede il contributo PNRR in conto capitale, si differenzia dal contributo precedente in quanto questo è da richiedere entro il 30/06/2026 e stanziava un totale di circa 2,2 mld € per realizzare almeno 2 GW di potenza incentivata.

I soggetti beneficiari sono i gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente, e le comunità energetiche rinnovabili ubicate in comuni con una popolazione inferiore ai 5000 abitanti.

Viene rilasciato per i singoli soggetti che sostengono l'investimento per la realizzazione dell'impianto FER, con una potenza inferiore a 1 MW ubicato in comuni con una popolazione inferiore a 5000 abitanti e inserito in CER o in configurazione di autoconsumo collettivo.

Il contributo in conto capitale del PNRR è pari al 40% delle spese sostenute per la realizzazione di impianti FER, nei limiti delle spese ammissibili e dei seguenti costi di investimento massimi in funzione della taglia di potenza:

Tabella 3 Entità del contributo in conto capitale

Impianti fino a 20 Kw	1.500 €/kW
Impianti tra 20 e 200 kW	1.200 €/kW
Impianti tra 200 e 600 kW	1.100 €/kW
Impianti superiori a 600 kW	1.050 €/kW

Governo

La politica per la costituzione delle comunità energetiche è che abbiano una entità giuridica orientata alla partecipazione aperta e non discriminatoria.

È necessario specificare che gli obiettivi su cui si orientano sono principalmente di tipo ambientale, sociale, economico nei confronti dei suoi membri ma queste non devono avere il profitto come ideale principale, né come principio organizzativo.

La forma giuridica deve corrispondere al tipo collettivo con o senza personalità giuridica, ciò significa avere la capacità di essere titolari di situazioni giuridiche soggettive autonomamente.

Gli statuti ed i regolamenti devono specificare che l'obiettivo principale è la fornitura di benefici ambientali, economici o sociali ai membri delle comunità locali, devono rispettare la regola della "porta aperta" permettendo l'accesso a tutti coloro che soddisfano i requisiti stabiliti dalle normative.

Le forme giuridiche che possono essere costituite sono diverse, come associazioni riconosciute e non riconosciute, fondazioni partecipative consorzi e società cooperative:

- **Associazioni:** Sono organizzazioni collettive senza scopo di lucro che possono svolgere attività economiche accessorie ma senza distribuire eventuali profitti. Possono avere personalità giuridica (con autonomia patrimoniale perfetta) o non riconosciuta.
- **Fondazioni Partecipative:** Un modello che combina elementi personali tipici delle associazioni e patrimoniali delle fondazioni, con autonomia finanziaria e la possibilità di avere membri con poteri amministrativi diversificati.
- **ConSORZI e Società Consortili:** Entità costituite da imprenditori per organizzare fasi comuni delle rispettive attività, con la possibilità di includere membri non imprenditori se strumentali al raggiungimento degli obiettivi del consorzio.
- **Società Cooperative:** Entità con capitale variabile, stabilite per gestire collettivamente un'impresa con scopo mutualistico, permettendo la partecipazione sia di persone fisiche che giuridiche, con un modello che favorisce la partecipazione democratica e aperta.

Mappe per cabine primarie

Le cabine primarie di alta tensione sono strutture fondamentali nel sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, funzionano come nodi chiave per la ricezione, trasformazione e distribuzione dell'energia elettrica da livelli di alta tensione a livelli più bassi adatti per l'uso commerciale e residenziale.

Le cabine primarie ricevono energia elettrica ad alta tensione dai trasformatori di potenza solitamente operando a livelli superiori a 100 kV. All'interno di queste strutture, l'energia ad alta tensione viene trasformata in media tensione (da 1 kV a 50 kV) attraverso trasformatori di potenza, rendendola adatta per essere distribuita attraverso la rete di media tensione a centri urbani, aree industriali, o per alimentare cabine secondarie, dove verrà ulteriormente ridotta a bassa tensione.

Si differenziano dalle cabine di media tensione in quanto le cabine di media tensione ricevono energia dalle cabine primarie e la distribuiscono a livelli di tensione più bassi, tipicamente tra 1 kV e 35 kV. Sono fondamentali per la distribuzione regionale e alimentano aree residenziali più ampie, piccole industrie e infrastrutture commerciali.

Le cabine di bassa tensione sono posizionate più vicino ai punti di consumo finale, queste cabine trasformano la media tensione in bassa tensione, generalmente sotto 1 kV. Questo livello di tensione è sicuro per l'uso domestico e commerciale e viene direttamente utilizzato dagli apparecchi elettrici standard nelle case e nelle aziende.

Il perimetro della cabina primaria è determinato in base a diversi fattori che includono la capacità di trasformazione necessaria, la densità di popolazione dell'area servita, e i requisiti di sicurezza. Fattori specifici includono: la capacità di una cabina primaria per soddisfare la domanda di energia della regione servita, comportando analisi dettagliate della crescita demografica e industriale prevista; la posizione di una cabina primaria deve essere strategicamente scelta per

garantire la massima efficienza nella distribuzione dell'energia e per facilitare la manutenzione. Idealmente dovrebbero essere posizionate in luoghi accessibili ma non troppo vicini a zone densamente popolate; inoltre, devono essere progettate e costruite seguendo rigorosi standard di sicurezza e conformità ambientale. Ciò include la minimizzazione dell'impatto ambientale e l'implementazione di misure di sicurezza per progettare sia il personale che la popolazione locale, inoltre devono essere integrate efficacemente con le altre infrastrutture di rete.

La loro progettazione e posizionamento sono essenziali per garantire una fornitura di energia efficiente, sicura e affidabile. Le differenze tra le cabine di alta, media e bassa tensione riflettono la loro funzione specifica nel ridurre progressivamente la tensione dell'energia elettrica per adattarla agli usi finali desiderati.

La mappa interattiva messa a disposizione del GSE permette di individuare su quale cabina primaria ricade il comune oggetto di analisi, ed inserendo le coordinate del rispettivo punto è possibile vedere la relativa area convenzionale di riferimento.

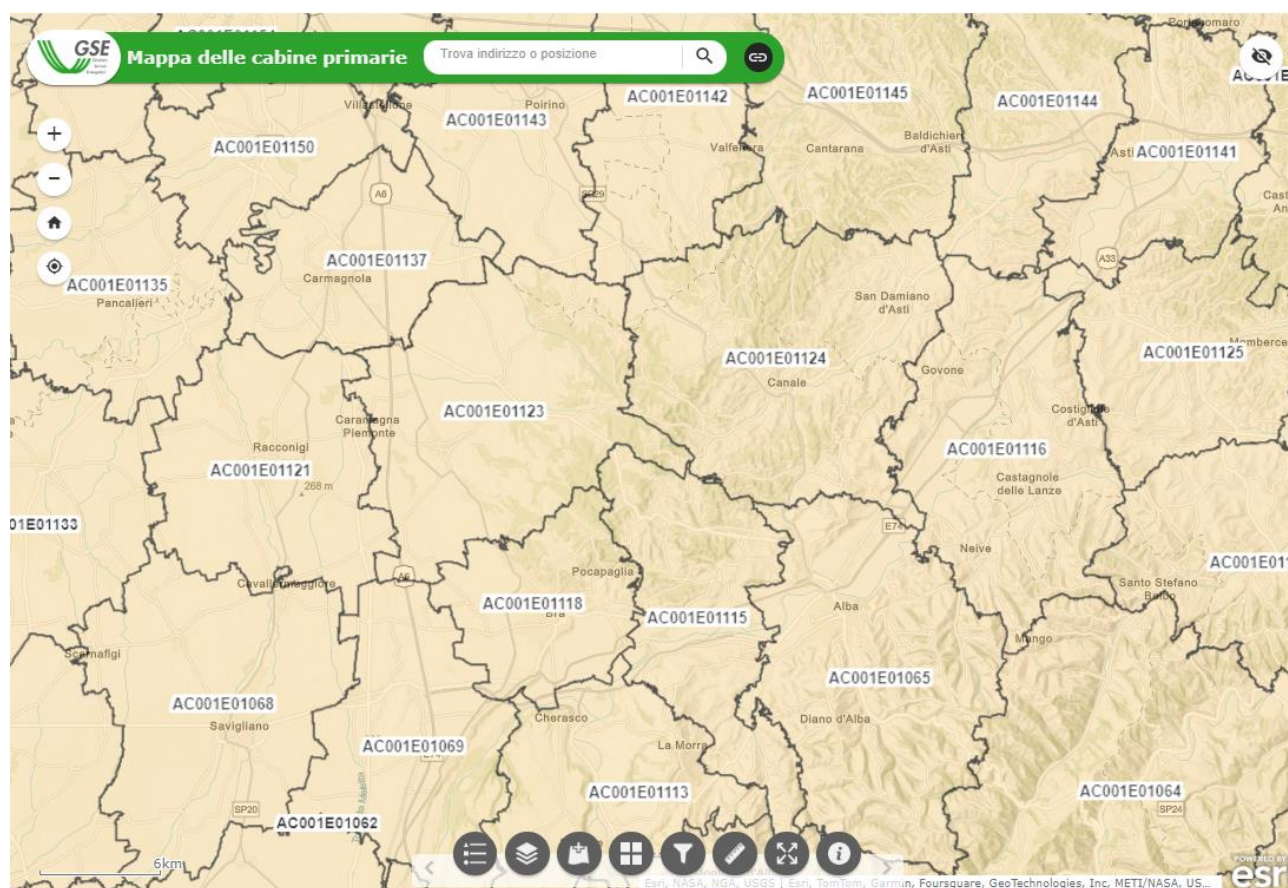


Figura 13 Mappa interattiva delle cabine primarie del GSE.

Capitolo 2 Caso studio: " CER Roero "

L'iniziativa di costituire la CER ha come obiettivo quello di rendere i comuni dell'area circostante sostenibili ed efficienti, oltre che comprendere le azioni di mitigazione delle emissioni di CO₂ per l'adattamento agli impianti dei cambiamenti climatici.

La costituzione di una comunità energetica rinnovabile promuove la sostenibilità energetica, l'autosufficienza ed il coinvolgimento comunitario. Dal punto di vista energetico sarà possibile ridurre la dipendenza da fonti fossili inoltre verrà favorita la produzione da fonti rinnovabili quali fotovoltaico, eolico, biomassa ed idroelettrico.

Questa tipologia di produzione e consumo promuove l'autoconsumo energetico, il quale permette di ridurre i costi in bolletta, ed aumentando l'autonomia energetica delle comunità è possibile ridurre la vulnerabilità ai cambiamenti di prezzo dell'energia, oltre che a ridurre le spese e creare nuove opportunità economiche locali.

La costituzione di nuove comunità energetiche diventa un passaggio fondamentale nella transizione verso un futuro energetico sostenibile ed equo in cui le comunità locali giocano un ruolo centrale nella produzione e gestione energetica.

L'iniziativa coinvolge i comuni dell'area del Roero, lo studio di fattibilità tecnico economica è stato effettuato sui seguenti comuni aderenti alla CER: Bra, Pocalpaglia, Baldissero d'Alba, Piobesi D'alba, Sommariva del Bosco, Sommariva Perno, Guarene, Santa Vittoria d'Alba, Monticello d'Alba, Corneliano d'Alba; e dei quali sono stati ricevuti i dati specifici per effettuare i calcoli di studio.

La CER rimane comunque aperta all'inserimento futuro dei comuni limitrofi, e adiacenti ad essa, si prevede l'inserimento totale di 18 comuni totali, allacciati a 5 cabine primarie presenti sul territorio.

Il bando promosso dalla Fondazione Compagnia di San Paolo ha consentito al territorio di portare avanti gli impegni presi e avviare il processo di transizione energetica facilitando la costruzione di un modello tecnico, economico e sociale per creare CER sul territorio, che sarà realizzato nel 2024 attraverso una partnership con Environment Park, la società ha incaricato di realizzare lo studio di fattibilità della CER. All'interno dello studio sono presenti 11 dei 18 comuni, in quanto quelli mancanti non hanno fornito dati a sufficienza per la realizzazione della fattibilità tecnico ed economica degli impianti, per tale motivo è prevista la loro adesione in futuro.

Inquadramento

L'area del Roero, situata nella provincia di Cuneo, si estende su una superficie di circa 400 km² e comprende 24 comuni. Questa regione, conosciuta anche come "Roero delle Rocche", è distinguibile per le sue suggestive caratteristiche morfologiche.

È caratterizzato da un paesaggio collinare con altitudini che variano dai 200 ai 500 metri sul livello del mare, la cui peculiarità sono coltivazioni di uva, utilizzate per produrre vini di qualità, alterane a borghi e città con architetture storiche. Le colline del Roero sono meno alte rispetto a quelle delle Langhe, ma presentano una morfologia molto irregolare e articolata. Le cosiddette "Rocche", formazioni di origine fluviale e di erosione, sono tratti distintivi del territorio, costituite da ripide scarpate che si affacciano su valli strette e profonde.

Il Roero è una regione dalle molteplici sfaccettature, con un paesaggio fisico e morfologico variegato, una biodiversità ricca e un'economia fortemente basata sull'agricoltura, in particolare sulla viticoltura. Il clima temperato e le caratteristiche geologiche del suolo contribuiscono alla produzione di vini di alta qualità. La presenza di infrastrutture adeguate e un crescente settore turistico aggiungono valore alla regione, rendendola un luogo affascinante e vitale. Il patrimonio culturale, insieme alle tradizioni locali, completa il quadro di un territorio che unisce bellezze naturali, produttività agricola e ricchezza storica e culturale.

La popolazione del Roero è distribuita in modo piuttosto omogeneo tra i vari comuni, con un mix di aree urbane più densamente popolate, come Bra, e piccoli comuni rurali come Pocapaglia e Santa Vittoria d'Alba. Bra, il centro più grande funge da hub culturale, economico per la regione, insieme ad Alba. La popolazione complessiva del Roero mostra comunque una varietà di dinamiche demografiche, incluse le comunità anziane insieme a una minoranza di giovani famiglie e professionisti.

L'area offre una fusione di storicità e modernità. Bra e Guarene sono noti per le loro architetture storiche, inclusi castelli e chiese antiche, che convivono con aree residenziali moderne e strutture commerciali. I piccoli comuni mantengono un carattere più rurale e tradizionale con case in stile piemontese che si mescolano con il paesaggio agricolo.

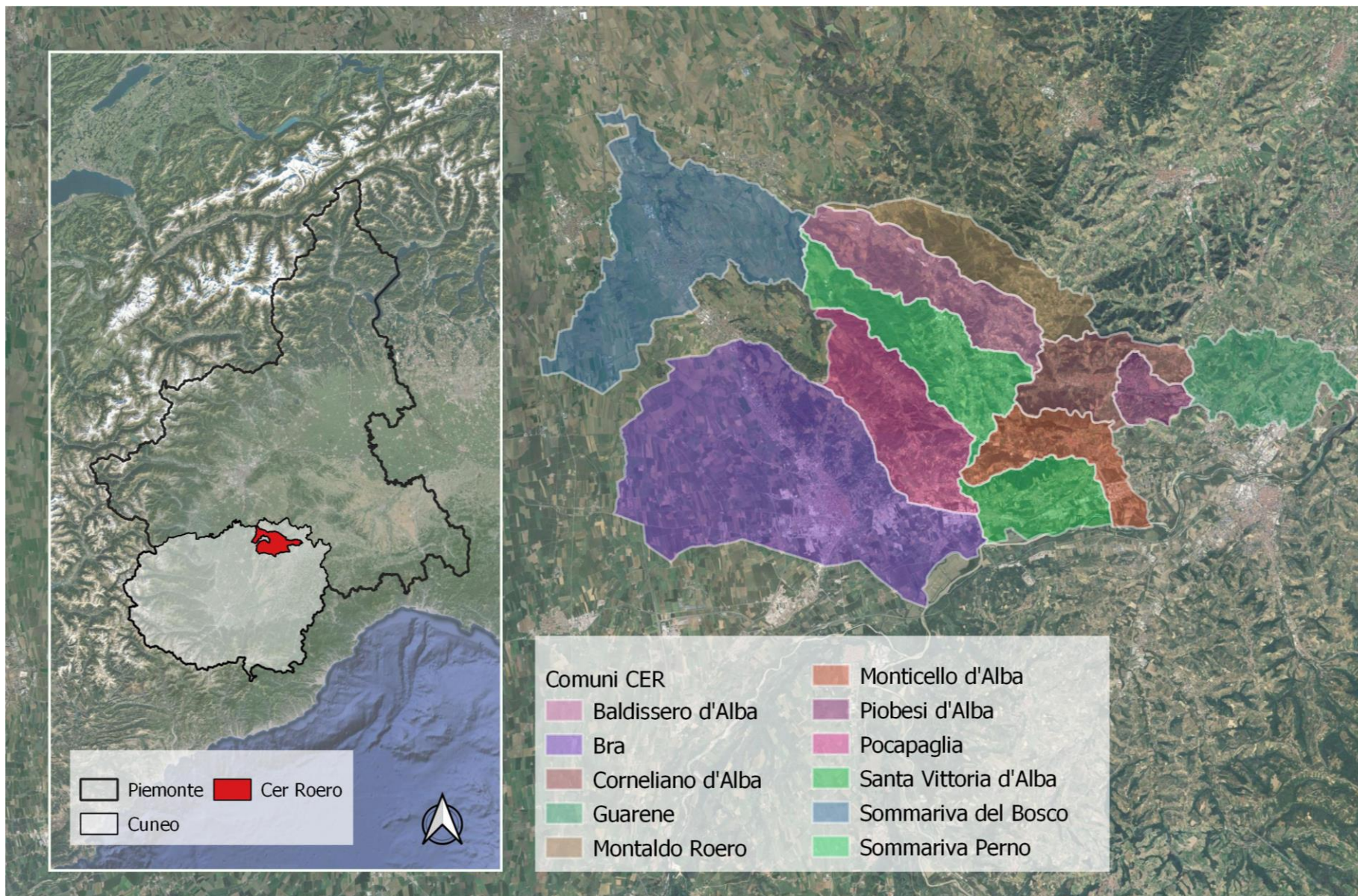


Figura 14 Inquadramento territoriale

Obiettivo

L'iniziativa progettuale prevede la realizzazione di attività tecniche, amministrative, legali e di animazione territoriale volte a definire la costituzione della comunità energetica rinnovabile, quale: CER Roero, con presidente Daniele Demaria assessore all'ambiente del comune di Bra.

Tramite il rilascio del fondo Europeo richiesto alla compagnia San Paolo sarà possibile sostenere i costi dello studio di fattibilità e di realizzazione degli impianti.

La volontà di raggiungimento degli obiettivi fissati all'interno dell'agenda 2030 è dimostrata dalla richiesta del sostegno Europeo, verso una transizione energetica sostenibile ed inclusiva.

Potranno beneficiare dei servizi di efficientamento energetico tramite l'installazione degli impianti fotovoltaici quegli edifici in condizioni di povertà energetica, essi saranno in grado di immettere in rete l'energia prodotta che non verrà consumata e beneficiare oltre che del vantaggio energetico anche di quello economico.

Cittadini e PMI beneficeranno di convenzioni ed agevolazioni con attività commerciali e servizi comunali offerti dalla pubblica amministrazione.

Gli obiettivi del progetto sono: di promuovere lo sviluppo sostenibile nel territorio e l'analisi di fattibilità sarà il motore per attrezzare il territorio degli strumenti necessari per la realizzazione degli impianti; la riduzione dell'impronta dei combustibili fossili per la produzione energetica; promuovere l'accesso equo all'energia coinvolgendo attivamente cittadini nella gestione energetica, e stimolando l'inclusione sociale.

Le principali funzionalità sono quelle di operare su un modello di produzione collettivo, nel quale gli impianti sono di proprietà dei comuni, e nei quali viene consumata l'energia prodotta.

Nonostante i diversi punti a favore elencati, la realizzazione e gestione delle comunità energetiche comporta la risoluzione di alcune sfide e criticità tra cui affrontare le normative a livello nazionale e locale che possono ostacolare l'implementazione o l'espansione, per questo motivo bisogna verificare i requisiti soprattutto per l'inserimento di impianti già esistenti all'interno di nuove CER, successivamente bisogna assicurare la sostenibilità economica a lungo termine dell'investimento, specialmente nella fase di avviamento, quando i costi iniziali sono molto elevati rispetto ai benefici immediati; successivamente bisogna rispettare le caratteristiche dei bandi pubblicati per garantire l'accesso ai fondi Europei, per questa attività sono richieste competenze amministrative che non tutte le comunità potrebbero avere.

In conclusione, le comunità energetiche rappresentano un punto cardine del processo di transizione energetica verso un modello sostenibile, ed il loro potenziale se sfruttato correttamente rappresenta un'opportunità per affrontare le sfide normative, economiche e tecniche.

Risultati attesi

In ordine cronologico, la realizzazione dell'elaborato è cominciata effettuando l'analisi territoriale sfruttando gli strumenti GIS, ed in seguito ad una riduzione di scala dell'analisi sono state fatte le considerazioni di dimensionamento sui singoli edifici.

L'analisi territoriale ha permesso di individuare il potenziale energetico solare dell'area, individuando quali sono i comuni più adatti per l'installazione di impianti fotovoltaici per caratteristiche fisiche e morfologiche.

Il foglio di calcolo sfruttato è una DSM 5x5, il livello di precisione del foglio non permette di rilevare l'inclinazione di falda, in quanto ogni pixel rappresenta una superficie di 25 m² ma tiene comunque conto di fattori topografici, inclinazione del terreno, orientamento ed eventuali ombreggiamenti. Tramite la lettura dei risultati finali è stato possibile individuare oltre alle potenzialità del progetto, le aree con esposizioni più favorevoli per una produzione più efficace.

Successivamente sono state effettuate le analisi inerenti ai consumi energetici dei singoli edifici di utenza comunale, individuando i consumi orari presenti all'interno delle bollette elettriche, successivamente attraverso gli strumenti PVGIS e Qgis sono stati calcolati i potenziali fotovoltaici per ciascuno dei comuni interessati. La realizzazione della CER non porterà esclusivamente benefici economici, dal punto di vista del risparmio energetico ma permetterà anche di aumentare la capacità di generazione di energia rinnovabile nell'area per migliorare la sicurezza energetica e la resilienza, oltre che aumentare e migliorare i processi di comunicazione e condivisione di informazioni tra i comuni membri dell'iniziativa.

Lo studio permetterà la realizzazione di impianti fotovoltaici, che saranno opportunamente dimensionati in modo da potere soddisfare i consumi della comunità e immettere all'interno della rete ulteriore energia, saranno proposte diverse tipologie di scenari, nei quali saranno approfonditi punti di forza criticità.

Prima di entrare nel merito tecnico dei passaggi analitici dello studio, si premette che il dimensionamento ottimale di un impianto non esiste; o meglio esiste a seconda del criterio che si vuole adottare, il costo dell'impianto è proporzionale alla taglia dello stesso; pertanto, il dimensionamento economicamente efficiente sarà diverso da quello di un impianto energeticamente efficiente, in quanto si basano su parametri differenti.

Procedure

Il primo passaggio ha permesso di stimare il potenziale fotovoltaico sull'area tramite l'ausilio di strumenti GIS e PVGIS. La base territoriale DSM è stata messa disposizione da LARTU del Politecnico di Torino, dopo aver presentato richiesta via e-mail, tramite il portale ufficiale ISTAT sono stati scaricati dati di censimento della popolazione dei comuni oggetto di studio, ed altri per ottenimento di dati energetici necessari per lo svolgimento, secondo i seguenti passaggi:

- Creazione del DSM di calcolo;
- Calcolo Slope ed Aspect;
- Calcolo della radiazione solare;
- Conversione dei dati giornalieri in dati mensili;
- Conversione dei raster in pixel;
- Calcolo della radiazione annua, della radiazione media mensile, e confronto con i dati di PVGIS
- Calcolo della produzione di energia elettrica con la tecnologia integrata sul tetto
- Analisi costi e benefici (fabbisogno energetico fino a PBT)

La seconda attività comincia una volta conclusa l'analisi territoriale; nella quale è stato possibile entrare nel merito delle comunità: con l'obiettivo di identificare i valori di produzione e di consumo di energia attraverso le seguenti analisi:

- definizione e quantificazione delle utenze presenti nei territori dei comuni;
- individuazione dei consumi elettrici aggregati per settore e tipologia di utenza;
- individuazione degli impianti FER esistenti ed in particolare quelli connessi ammissibili ai sensi della normativa vigente art.42 bis Milleproroghe e D.lgs 199/2001 per la configurazione CER;
- identificazione del potenziale instabile di sistemi FER, in particolare fotovoltaici, sui tetti di edifici pubblici, edifici comunali e privati (residenziali o proprietà di singoli soggetti ammissibili al REC);
- Individuare i siti nei quali installare i nuovi impianti fotovoltaici finanziabili,
- Studio di fattibilità di tali impianti corredato di analisi economico finanziarie dimostrative della loro redditività e sostenibilità economica.

Ha il fine di definire i meccanismi di funzionamento e i servizi offerti dalla comunità energetica per la gestione dei futuri ricavi, per attuare le politiche di carattere sociale e contrastare il fenomeno della povertà energetica e aumento dei costi energetici.

Vengono così effettuati gli studi economici per la realizzazione di tre scenari per identificare le taglie degli impianti in modo che propongano delle soluzioni ottimali ed efficienti.

Impatto economico e sociale

La fondazione compagni san Paolo, attraverso il bando "Sinergie II" intensifica il suo impegno nello sviluppo e la sostenibilità delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) in Italia, con focus sulla regione Piemonte, Liguria e Valle d'Aosta.

Per il bando Sinergie II, la fondazione ha definito i criteri di ammissibilità e valutazione basati sulla sostenibilità tecnica e sociale dei progetti: pertanto vengono offerte consulenze tecniche in collaborazione con esperti del settore energetico ed accademico, implementa un rigoroso processo di valutazione per assicurarsi che i progetti rispettino gli standard di efficienza energetica e impatto sociale. Inoltre, monitora l'avanzamento dei progetti per garantire il raggiungimento degli obiettivi prefissati. Tra gli obiettivi principali del bando "Sinergie II" ci sono sicuramente l'incremento dell'indipendenza energetica delle comunità locali, la creazione di nuovi posti di lavoro e opportunità di formazione del settore delle energie oltre alla riduzione degli importi delle bollette energetiche per i membri della comunità.

La proposta attuativa elaborata dal MASE prevede uno stanziamento di una quota per l'erogazione dei contributi in conto capitale fino al 40% dei costi ammissibili per impianti a fonti rinnovabili inclusi potenziamenti inseriti all'interno della comunità energetica e nelle configurazioni di autoconsumo. Vengono incentivati gli impianti fino ad 1MW, con costi ripartiti per taglia dell'impianto come spiegato nei capitoli precedenti; il beneficio sarà corrisposto dal GSE, in relazione all'avanzamento dei lavori.

L'impatto economico previsto sui costi dei singoli utenti della comunità energetica rinnovabile sarà positivo, poiché l'iniziativa permette oltre al risparmio in bolletta di beneficiare di tariffe incentivanti e contributi per la realizzazione di nuovi impianti, per impianti già esistenti che hanno usufruito di ulteriori incentivi non ne sono previsti ulteriori, ma possono comunque entrare a fare parte della comunità energetica come "prosumer", ed infine chi non dispone di un impianto fotovoltaico o a fonte FER può comunque entrare a farne parte come consumatore attivo, acquistando localmente l'energia necessaria al suo fabbisogno ad un costo inferiore rispetto a quello della rete elettrica nazionale.

In conclusione, i cittadini saranno invogliati ad informarsi, e tentare di comprendere come poter entrare a fare parte della comunità, e comprendere i passaggi per poter accedere agli incentivi e cominciare a condividere energia, rendendo il processo di partecipazione attivo, e stimolando il coinvolgimento di una rete ampliabile progressivamente dei membri che ne fanno parte.

Identificazione degli utenti e caratteristiche

In seguito all'analisi territoriale che ha permesso di riconoscere le potenzialità dell'iniziativa, è stata necessaria la raccolta dei dati dei consumi degli edifici di utenza comunale, registrandoli in un database.

Le informazioni per installare gli impianti di nuova realizzazione riguardano:

- POD dell'edificio su cui verrà installato l'impianto, dal quale una parte dell'energia prodotta sarà immessa in rete ed una parte per soddisfare l'autoconsumo;
- l'indirizzo dell'edificio e la sua collocazione spaziale all'interno del comune;
- destinazione d'uso dell'edificio (municipio, campo sportivo, scuola elementare, ecc.);
- superficie della copertura, specificando se si tratta di copertura piana o a falda e relativa esposizione, ed infine le coordinate geografiche del luogo di installazione del sistema, per facilitarne l'identificazione in superficie.

La trascrizione del database, si è articolata di una serie di passaggi che saranno illustrati e spiegati nei paragrafi successivi, successivamente è stato eseguito il dimensionamento degli impianti sulle coperture andando a dimostrare le considerazioni effettuate sugli scenari di studio.

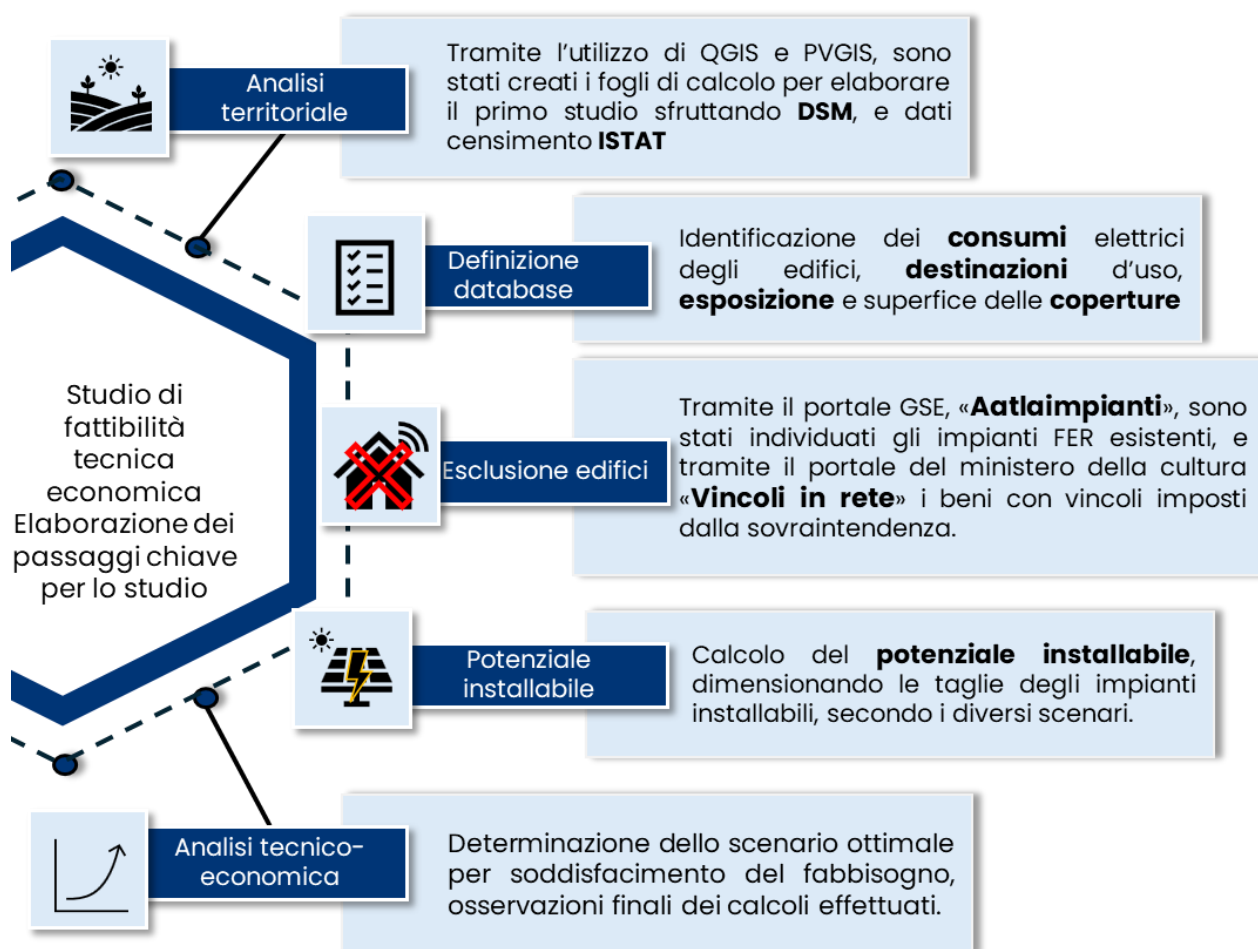


Figura 15 Sintesi grafica definizione del caso studio

Analisi dei vincoli territoriali.

Con il fine di sviluppare un'analisi completa per quanto concerne il territorio del Roero, è essenziale esaminare i vincoli presenti su tali aree. L'analisi viene svolta preventivamente al calcolo della producibilità di energia elettrica, ed ha il fine di individuare i diversi livelli di tutela delle aree di interesse naturalistico e culturale.

Le aree prese in considerazioni sono le seguenti:

- aree soggette a conservazione del paesaggio o identificate come patrimonio storico, artistico o culturale e i siti di alto valore culturale, ambientale o paesaggistico;
- aree di pericolosità da frana e di pericolosità idraulica dei piani di assetto idrogeologico (PAI) redatti dalle autorità di bacino Distrettuali.

Rete Natura 2000 è una rete ecologica creata dall'UE per la conservazione degli habitat e delle specie di interesse comunitario, nella cartografia l'area perimetrata e tratteggiata all'interno di colore rosso rappresenta la zona designata per la protezione dell'habitat naturale o seminaturale, ai sensi della direttiva Habitat (92/43/CEE), tale vincolo limita attività che possano danneggiare ecosistemi, come l'urbanizzazione, l'espansione agricola intensiva o la costruzione di infrastrutture invasive.

Le Aree tutelate ai sensi del D.lgs. 42/2004 (art.142) ovvero l'area arancione racchiusa dal contorno, rappresenta le aree conosciute anche come "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio", elenca una serie di categorie di beni che sono protetti dalla legge, il caso fa riferimento alla lettera C) che riguarda la protezione dei corsi d'acqua per una fascia di rispetto i 150 m, per non compromettere l'equilibrio idrogeologico; la cartografia è stata elaborata tramite i dati messi a disposizione dal piano paesaggistico regionale piemontese, della tavola P2, la quale individua e definisce i vincoli paesaggistici che si applicano in specifiche aree della regione. Per questo ritroviamo, oltre alle categorie citate precedentemente, zone archeologiche nelle quali è vietato alterare il contesto senza opportune misure di salvaguardia; aree di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art.136 e 157 del D.lgs.- 42/2004 che richiedono l'approvazione delle autorità paesaggistiche per qualsiasi modifica del paesaggio; e gli usi civici, nella cartografia i triangoli colore viole, sono regolati da norme che garantiscono la preservazione e l'accessibilità pubblica. I beni tutelati dalla ex *Legge Galasso* del 1985, integrata nel D.Lgs. 42 del 2004, all'art. 142, sono sottoposti a diposizione per le seguenti aree di interesse paesaggistico: fiumi, corsi d'acqua, montagne, territori coperti da foreste o boschi, aree incluse nella rete Natura 2000, fasce protette di laghi ed aree di elevato interesse agronomico. Gli immobili ed i beni identificati sotto tale categoria sono riconosciuti come di grande valore paesaggistico, storico o culturale, per cui sono applicati vincoli di protezione.

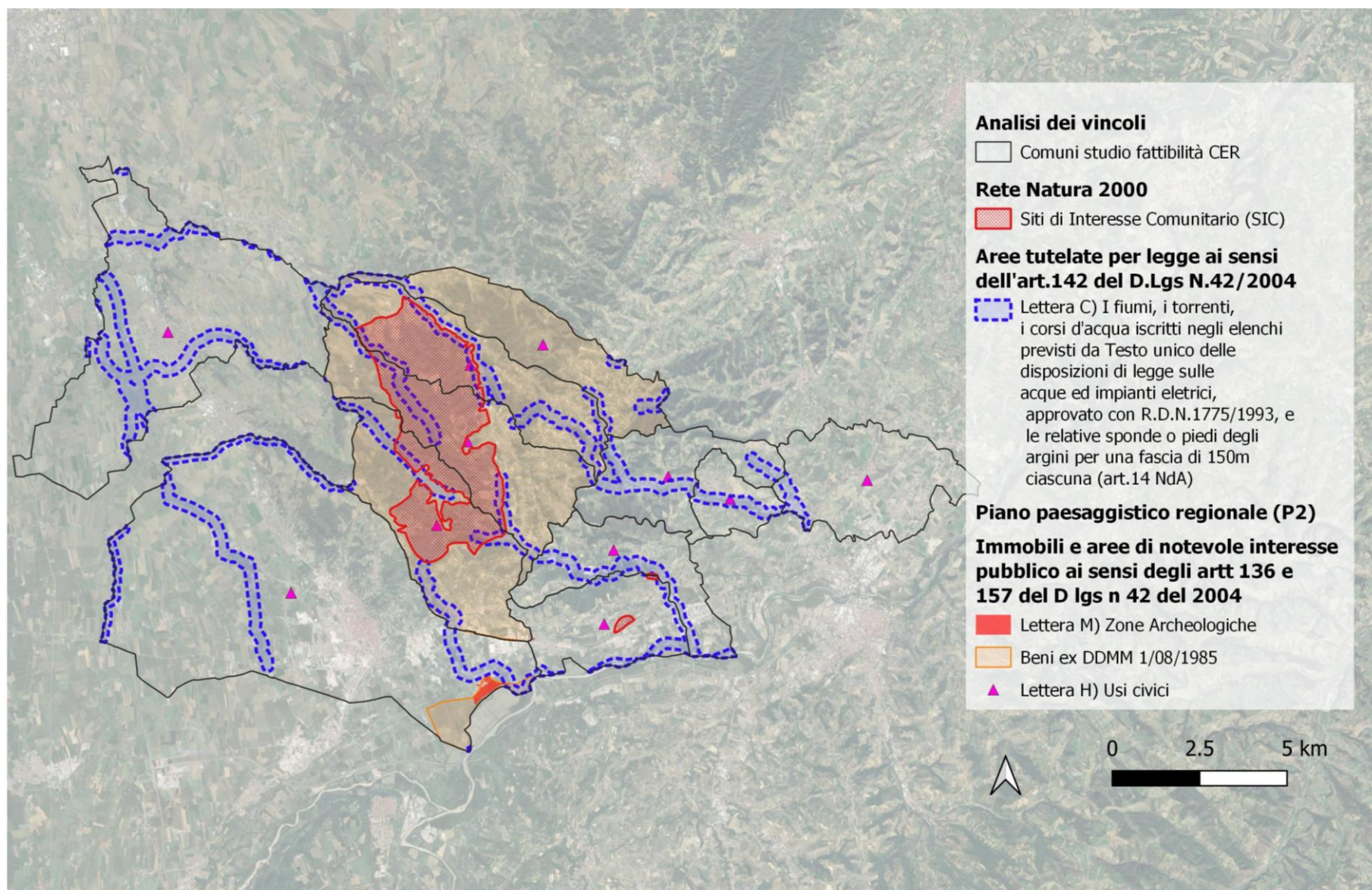


Figura 16 Analisi dei vincoli, individuazione aree soggette a tutela (elaborazione propria su dati del PPR e Rete Natura 2000)

Un'ulteriore analisi è stata apportata alle aree a rischio idrogeologico, analizzate nella seguente cartografia dove viene mostrata la pericolosità franosa e alluvionale, con dati ricavati dal ISPRA, (Istituto superiore per la Ricerca Ambientale), ente che si occupa della ricerca, monitoraggio e protezione ambientale.

L'attività di tale ente è finalizzata alla conservazione dell'ambiente, alla gestione delle risorse naturali ed alla prevenzione e mitigazione dei rischi ambientali.

Viene proposta la mosaicatura per l'area del Roero delle frane, utili per il monitoraggio del rischio che rappresentano, prevenire la pianificazione urbanistica in tali luoghi e gestire emergenze generate da eventi calamitosi.

Differente il dato sulla pericolosità alluvionale che viene classificata per fasce di rischio (basso, medio alto) ed include aree in prossimità di fiumi o torrenti soggetti ad inondazione durante le piene fluviali o piogge intense. In conclusione, la carta evidenziata sarà fondamentale per la prevenzione dei rischi ambientali, in determinate zone, ed andrà a giustificare ulteriormente la scelta tecnica di realizzazione di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici.

Viene specificato inoltre che i beni tutelari all'articolo 136 sono considerati di "notevole interesse pubblico" che si distinguono per bellezza o per il loro interesse storico, o bellezze naturali e panorami di rilievo; mentre all'articolo 157 si stabilisce che le modifiche ai beni soggetti a questi vincoli devono essere autorizzate alle autorità competenti, in particolare soprintendenze per i beni culturali e paesaggistici.

Il territorio risulta essere soggetto a vincoli paesaggistici ed ambientali, per cui non è consentito il prelievo di biomassa; tantomeno la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra; tuttavia, non sono presenti particolari limitazioni per quanto riguarda l'installazione di impianti integrati fotovoltaici sulle coperture degli edifici, a patto che non risultano intaccati da vincoli storici.

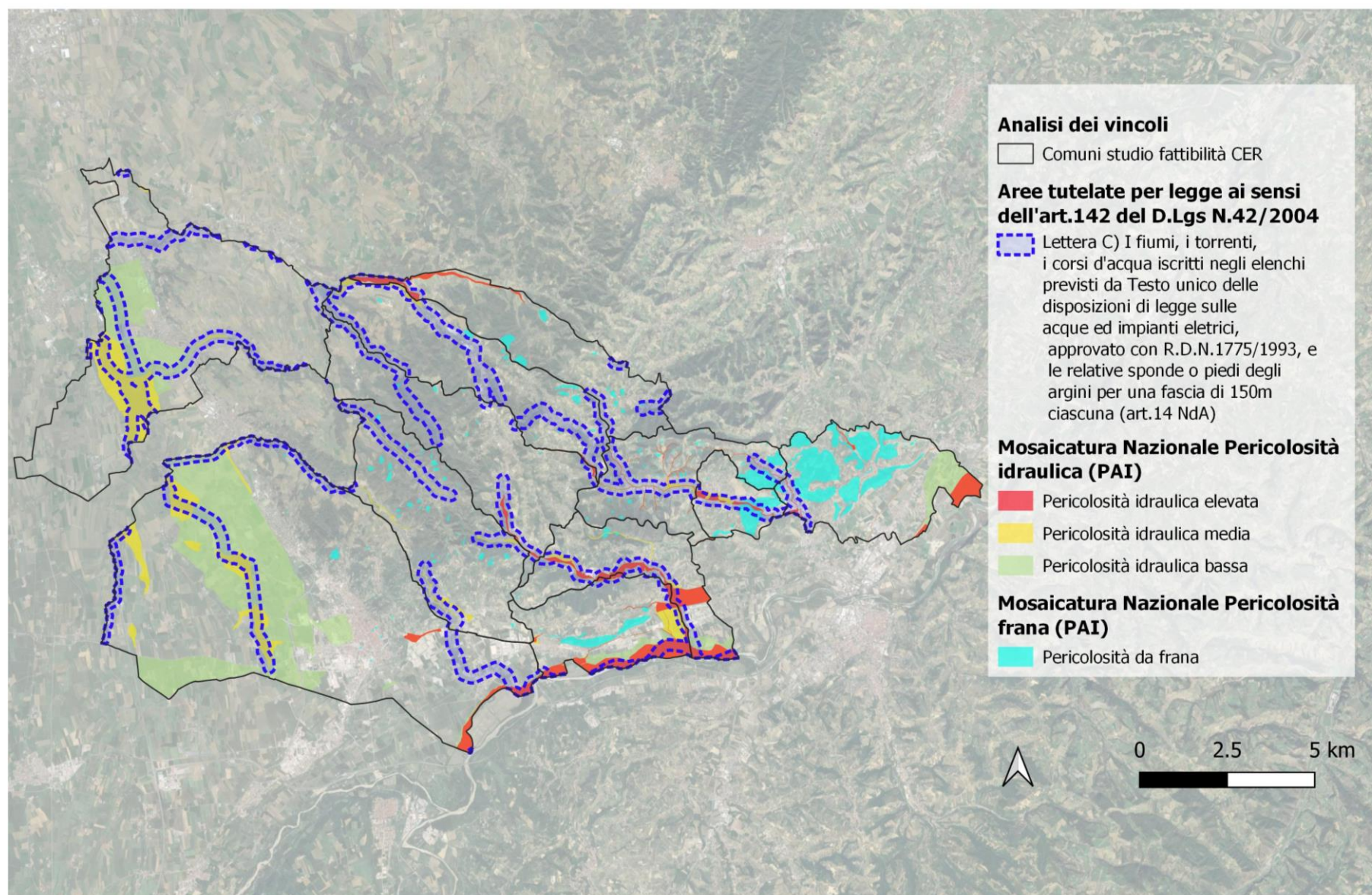


Figura 17 Mappatura aree pericolosità frane e pericolosità idraulica (elaborazione propria con dati ISPRA).

Capitolo 3 Approccio metodologico analisi territoriale

L'analisi territoriale effettuata tramite gli strumenti GIS, ha permesso di individuare l'esposizione dei diversi comuni coinvolti, e di verificare in prima battuta la possibilità di realizzazione della CER. Vengono così calcolate per ciascun comune, la producibilità annua di ciascun edificio presente sul territorio, dai quali successivamente sono stati estratti solamente gli edifici di utenza comunale per un calcolo più specifico sul dimensionamento.

Il GIS come strumento permette di individuare in maniera grafica, tramite la georeferenziazione dei dati lavorati, i risultati numerici in questione, elaborando diverse cartografie con lo scopo di illustrare i valori ottenuti nei passaggi.

Saranno spiegati tecnicamente i calcoli, per arrivare all'ottenimento dei valori di:

- Costruzione del DSM e calcolo di orientamento ed inclinazione rispetto al sole;
- Calcolo radiazione solare sull'area di studio;
- Calcolo creazione di unico foglio di calcolo con valori mensili;
- Calcolo della produzione con tecnologia fotovoltaica;
- Analisi preliminare costi e benefici

Oltre all'esposizione di ciascun comune, l'efficienza dei pannelli influenzerà la quantità di energia producibile.

Per la costruzione delle informazioni di riferimento, impostate su base di calcolo sarà fondamentale la formazione del foglio di calcolo.

Utilizzando i comandi "slope" ed "aspect" rispettivamente per il calcolo delle altimetrie delle curve di livello e per le esposizioni solari dei versanti rispetto al sud geografico durante l'annualità.

Tramite il plug in del software "r.sun.insoltime" è stata calcolata la radiazione solare diretta, in quanto noti i dati geospaziali necessari.

Le componenti della radiazione solare sono: componente diretta che arriva con una direzione specifica e con un certo angolo sul punto/ ambiente considerato, componente diffusa che arriva da tutte le tecnologie luminose presenti nell'ambiente considerato, e componente di albedo che è quella che vedono tutte le superfici sullo stesso piano, il comando "r.sun.insoltime" tiene anche conto delle maschere d'ombra ovvero la proiezione delle ostruzioni che permettono di calcolare gli indici di soleggiamento.

Sarà tenuto conto anche delle caratteristiche di radiazione e dell'atmosfera che variano durante l'arco dell'anno, per ciascuna mensilità durante le operazioni.

Attraverso i download da fonti ufficiali quali: LARTU per ottenere il DSM 5x5, ISTAT per i dati di censimento, e Geoportale Piemonte per la BDTRE che contiene l'edificato del territorio Piemontese, ed infine da PRG i limiti territoriali dei comuni.

Ottenuti quindi i valori di radiazione solare annuale, è stata sovrapposta la base territoriale dell'edificato, alla quale è stata successivamente attribuito un valore di radiazione solare unico gravante sulla superficie della copertura.

La tecnologia utilizzata per il calcolo della producibilità ha un'efficienza media di 0,20 ed è stato ipotizzato che della superficie della copertura il 40% della stessa venga ricoperto da pannelli fotovoltaici.

I risultati ottenuti sono stati poi confrontati con il sistema di controllo PVGIS, tenendo come punti di riferimento i dati ottenuti a livello territoriale per ciascun comune, del quale è stata valutata la differenza %.

Per concludere, l'analisi dei costi e benefici ha permesso di dimensionare un sistema fotovoltaico, capace di produrre quantità energetiche che possano sostenere le esigenze della popolazione, rientrando dall'investimento in un tempo ragionevole per renderne possibile la realizzazione.

Creazione del DSM e calcolo di "slope" ed "aspect".

Il DSM (*Digital Surface Model*) è un modello digitale utilizzato per rappresentare la superficie terrestre, con l'importante funzione di rappresentare l'altezza di tutto ciò che si trova sulla superficie terrestre. Ciò include il terreno, ma anche la copertura del suolo come edifici, vegetazione, infrastrutture e altri oggetti permanenti. Un DSM è quindi la rappresentazione tridimensionale completa di tutte le caratteristiche presenti sulla superficie della terra di un'area circoscritta.

Tale foglio si differenzia dalla DTM (*Digital Terrain Model*) in quando il DTM rappresenta esclusivamente il profilo "nudo" del terreno, tutte le costruzioni, la vegetazione e altri oggetti sono rimossi, lasciando solo la morfologia del terreno. Tale modello è utile per analisi geologiche e geografiche che richiedono la comprensione della topografia pura del suolo senza le interferenze.

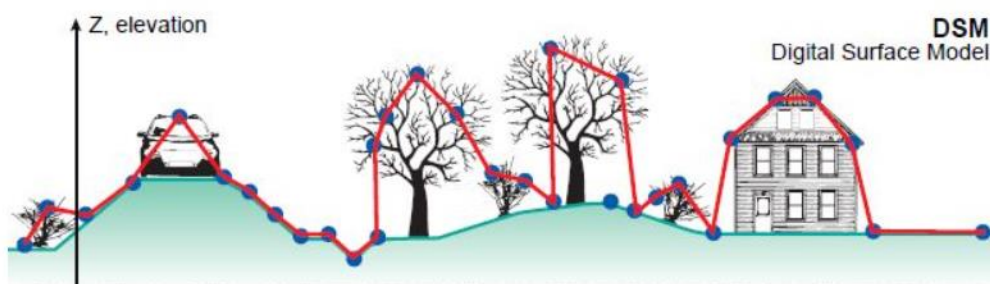


Figura 19 Rappresentazione superficie rilevata con DSM (*Digital Surface model*)

Il DSM è derivato da dati del telerilevamento come quelli raccolti dai LIDAR o RADAR, che misurano la distanza tra il sensore e il primo oggetto che incontrano.

Contiene informazioni sulla topografia superficiale degli edifici comprensiva di:

- altezze degli edifici;

- altezza della vegetazione (alberi e cespugli);
- altre strutture antropiche come ponti, torri, ecc;
- caratteristiche naturali come rilievi e altre formazioni geologiche.

I DSM vengono utilizzati principalmente per la progettazione urbana ed architettonica perché forniscono una visione chiara della disposizione delle costruzioni e della vegetazione, che è fondamentale per la modellazione della città.

Tale foglio è stato messo a disposizione da *LARTU (Laboratorio di Analisi e Rappresentazioni Territoriali e Urbane)* il quale svolge attività di supporto alla ricerca e alla didattica nel campo delle analisi urbane e territoriali, della pianificazione, della valutazione d'impatto ambientale, dell'uso dei GIS (Geographic Information System - sistemi informativi geografici).

Tramite l'uso di QGIS v.3.22, è stata calcolata la radiazione solare globale tenendo conto delle caratteristiche geomorfologiche, quali pendenza, esposizione e andamento della superficie, e al flusso di radiazione solare incidente sul territorio, tramite la somma delle singole mensilità ottenute con il medesimo procedimento.

Ogni pixel della rappresentazione cartografica ha un passo di 5m rispetto alla realtà.

Nella prima cartografia verrà mostrata la divisione dei comuni rispetto alle cabine primarie presenti sul territorio, per evidenziare la distribuzione del costruito nei confronti dei diversi perimetri.

Il passaggio successivo corrisponde alla creazione dei rispettivi layer di slope ed aspect.

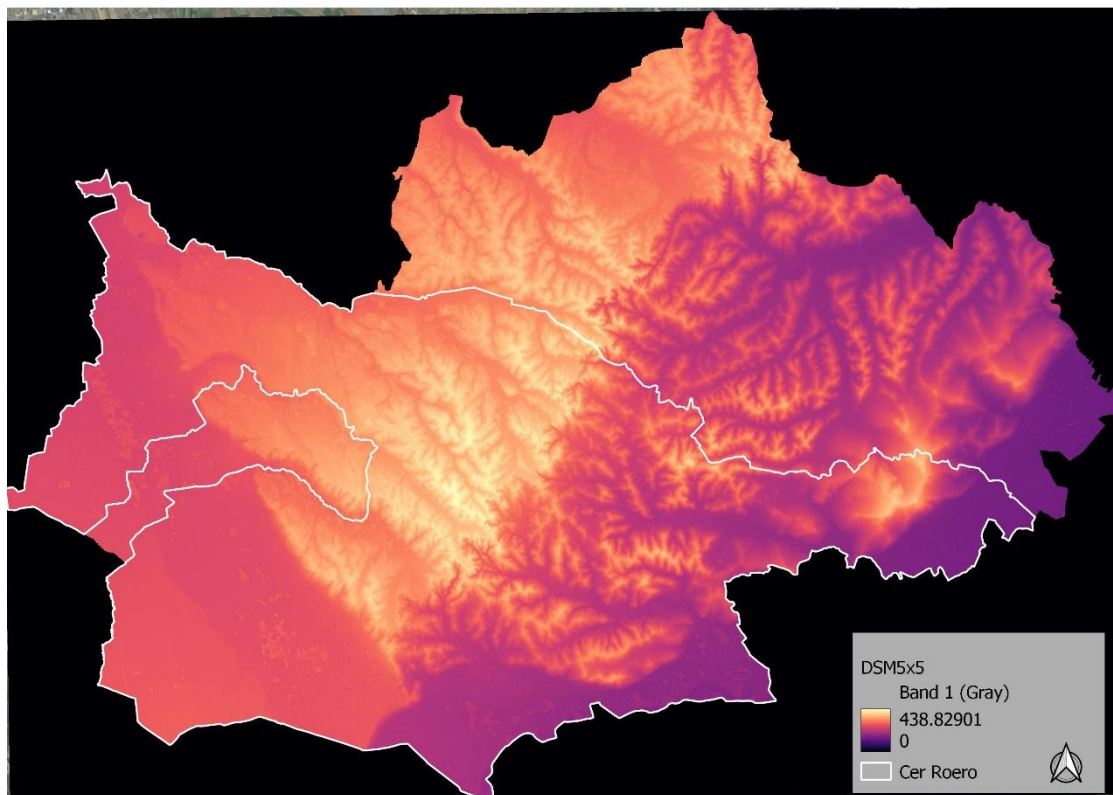


Figura 20 DSM 5x5, focus su Roero (elaborazione personale)

Band 1 (gray) indica la banda dei dati raster utilizzata per generare l'immagine. In un DSM, la "Band 1" si riferisce ai valori in elevazione che sono stati misurati per ogni cella raster del modello di

superficie digitale. I valori (0-438,8290) rappresentano l'intervallo delle altzze (o elevazioni) del terreno in metri.

I colori più scuri (Viola/ Porpora) rappresentano le aree con le altitudini più basse. Sono le aree che si trovano in prossimità dei valori dello zero, e sono tipicamente pianure o valli, i colori più chiari mostrano le aree con le altitudini più elevate. Le zono in rosso o arancione corrispondono alle collinie presenti nel DSM.

Questo tipo di visualizzazione pseudocolore è utile per comprendere rapidamente la topografia della zona, mettendo in evidenza le variazioni di altitudine con una codifica cromatica intuitiva.

Lo slope definisce le pendenze espresse in $^{\circ}$, calcolando l'inclinazione del terreno da un certo livello quale raster di input, e l'aspect è quel livello che definisce l'esposizione rispetto ai raggi solari durante l'annualità.

Di seguito viene riportata la cartografia che esprime l'inclinazione, tale fattore consente di ottenere più o meno energia in basse alla modalità di rafiazione solare che colpisce la superficie terrestre.

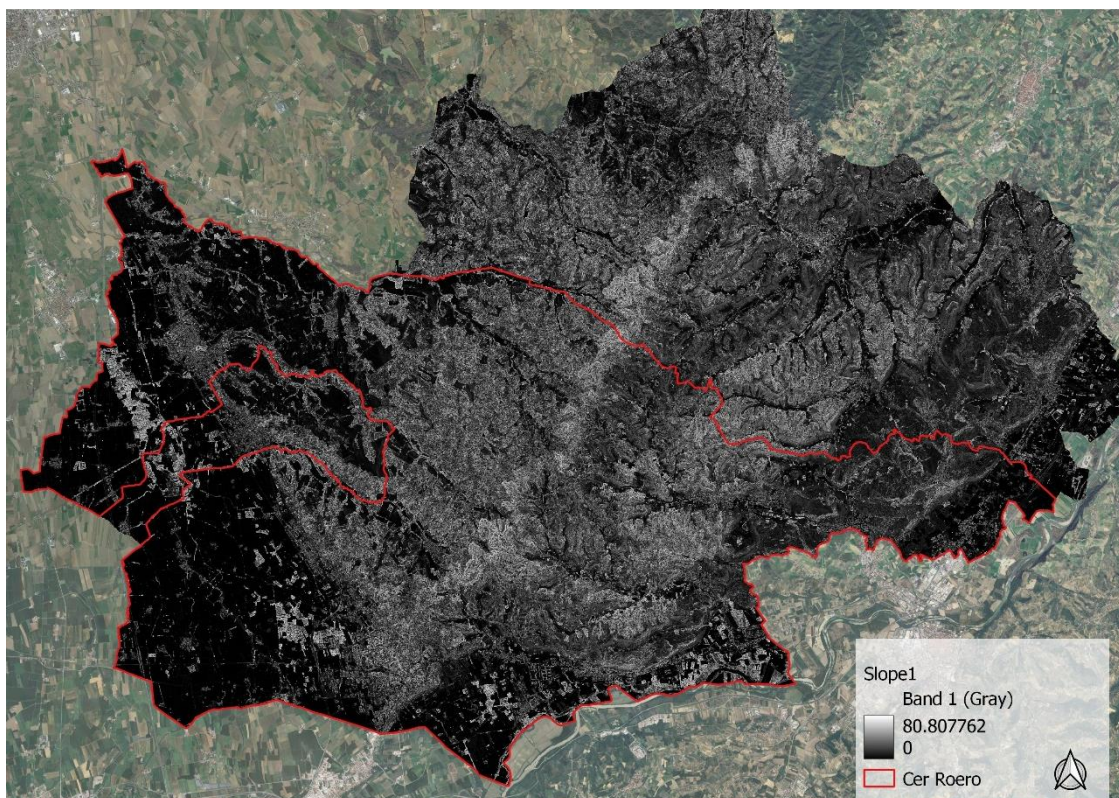


Figura 21 Slope, focus sul Roero (Elaborazione personale)

I valori (0-80,807762) rappresentano la pendenza del terreno espressa in gradi, nel caso specifico una pendenza di 0° indica un terreno piatto, mentre una pendenza di $80,8^{\circ}$ indica pendenze molto ripide quasi verticali.

I colori più scuri nel caso specifico rappresentano le aree con la pendenza più bassa e quindi le zone prevalentemente pianeggianti o con leggera inclinazione, mentre i colori più chiari quali grigio chiaro o bianco, rappresentano le aree con le pendenze più elevate e rappresentano le zone collinari con inclinazioni ripide.

Il perimetro rosso circonda l'area oggetto di analisi del Roero, e tale cartografia permette di interpretare la conformazione del terreno, distinguendo le zone pianeggianti da quelle più ripide. Nella immagine successiva verranno invece riportati i valori di orientamento dell'area in analisi. Questo comando indica la direzione dell'inclinazione del terreno per ogni cella raster, indica il verso e direzione (nord, sud, est, ovest) del terreno in un punto specifico.

I valori (0-360) sono i "gradi azimutali" dove 0° o 360° corrispondono al Nord, 90° corrisponde all'Est, 180° corrisponde al Sud, 270° corrisponde all'Ovest.

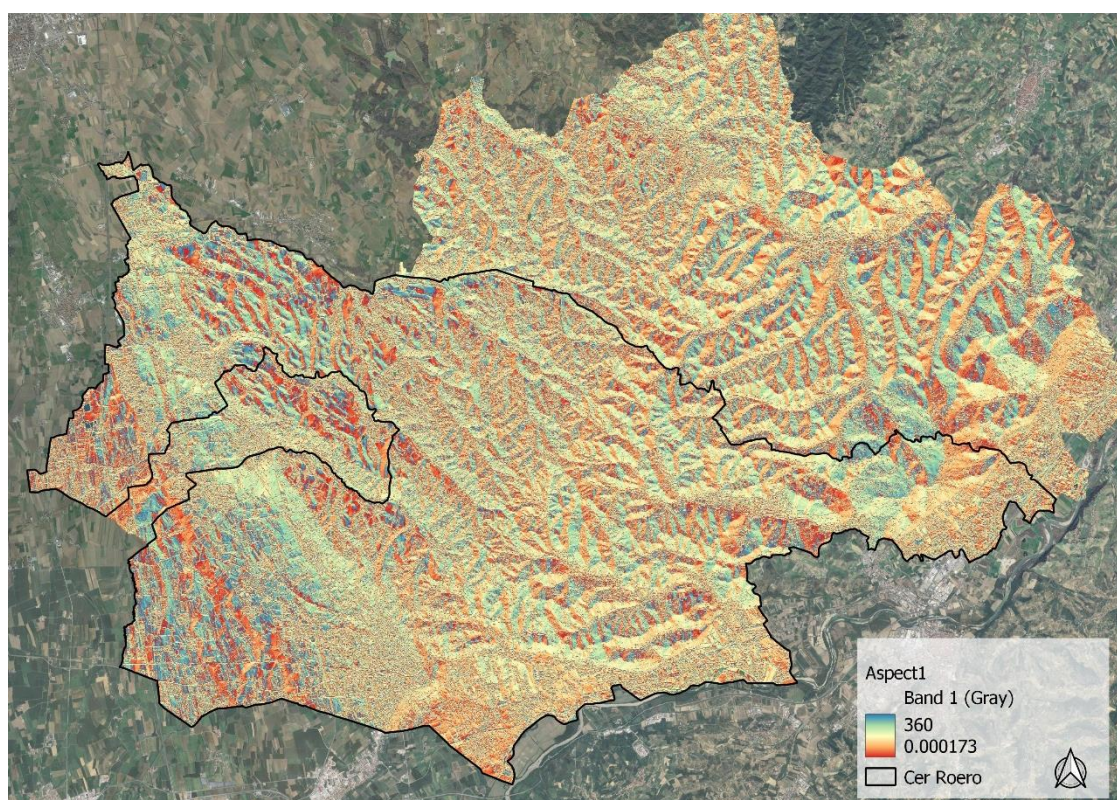


Figura 22 Aspect, focus sul Roero (Elaborazione propria)

La mappa stampata con render Type "Singleband" pseudocolor", associa i colori ad una direzione dell'inclinazione del terreno, avremo quindi: blu/verde: rappresenta il Nord-Est, Giallo indica il Sud. Arancione/Rosso indicano direzione verso Sud-Ovest o Ovest.

L'Area delimitata della CER Roero contiene molte variazioni nell'orientamento della pendenza: l'orientamento in colore blu e verde che indica le aree a nord o a est, indicano aree che possono influenzare l'esposizione al sole, il microclima e la vegetazione, mentre le aree in colore giallo arancione e rosso sono le aree orientate verso sud e ovest, ovvero quelle che ricevono maggiore luce solare rendendole adatte a determinate attività.

Calcolo della radiazione solare sull'area.

La radiazione solare viene calcolata attraverso il plug in "r.sun.insoltime" scaricato dal tool di "Grass Gis Provider".

Una volta ottenuto l'aggiornamento, si potrà procedere con il comando, il cui funzionamento viene introdotto dal manuale di Gis. Il comando "r.sun.insoltime" calcola le mappe raster dell'irraggiamento solare a fascio (diretto), diffuso e riflesso dal suolo per determinate condizioni che dipendono dal giorno, dalla latitudine, dalla superficie e dall'atmosfera. I parametri solari (ad es. ora di alba e tramonto, declinazione, irraggiamento extraterrestre, durata della luce diurna) sono memorizzati nei file cronologici delle mappe risultanti. L'effetto di ombreggiatura della topografia è incorporato per impostazione predefinita. Questo può essere fatto internamente calcolando l'effetto ombra direttamente dal modello digitale di elevazione o specificando mappe raster dell'altezza dell'orizzonte.

Il modello calcola tutte e tre le componenti della radiazione globale (fascio, diffusa e riflessa) per le condizioni di cielo sereno, cioè non prendendo in considerazione la variazione spaziale e temporale delle nuvole. L'estensione e la risoluzione spaziale dell'area modellata, così come l'integrazione nel tempo, sono limitate solo dalla memoria e dalle risorse di archiviazione dei dati. Il modello considera un effetto di ombreggiamento della topografia locale e funziona in due modalità: nella prima modalità calcola per l'ora locale impostata un angolo di incidenza solare [°] e valori di radiazione solare [W/m^2], nella seconda modalità le somme giornaliere della radiazione solare [Wh/m^2] vengono calcolate entro un determinato giorno, il modello tiene conto dell'ostruzione del cielo dovuta a rilievi locali.

L'incidenza della mappa raster dell'angolo di incidenza solare viene calcolato specificando:

- l'elevazione della mappa raster dell'altitudine, l'Aspect della mappa raster,
- lo slope della mappa raster della pendenza del pendio,
- il giorno e l'ora locale.
- Non è necessario definire la latitudine per località con sistema di proiezione/coordinate noto e definito.

Il valore della latitudine geografica può essere impostato come costante per l'intera regione calcolata o, come opzione, come griglia che rappresenta valori distribuiti spazialmente su una vasta regione. La latitudine geografica deve essere anche in sistema decimale con valori positivi per l'emisfero settentrionale e negativi per quello meridionale. In un principio simile possono essere impostati il fattore di torbidità di Linke (linke) e ground albedo (albedo).

Le mappe raster dell'irraggiamento beam_rad, diff_rad, refl_rad sono calcolate per un dato giorno, latitudine lat_in, elevazione, pendenza del pendio e mappe raster dell'aspetto. Per

comodità, il raster di output nominato come “radiazione globale” produrrà la somma delle tre componenti di radiazione.

Il programma utilizza il fattore di torbidità dell'atmosfera di Linke e il coefficiente di albedo del suolo. Un valore singolo predefinito del fattore Linke è $lin = 3,0$ ed è vicino alla media annuale per le aree rurali delle città. Il fattore Linke per un'atmosfera assolutamente limpida è $lin=1.0$.

L'angolo di incidenza e le mappe di irraggiamento vengono calcolati con l'influenza dell'ombra del rilievo per impostazione predefinita.

Nota sul coefficiente di albedo: è il rapporto fra l'intensità della radiazione riflessa da un corpo e quella con cui è stato irraggiato. Un corpo perfettamente bianco, ossia riflettente, ha albedo uguale a 1, mentre un corpo perfettamente nero ha albedo uguale a 0, ossia assorbe tutta la radiazione ricevuta, noi nel nostro caso a seconda della mensilità abbiamo usato i seguenti parametri:

Gennaio - febbraio - dicembre 0.81, mentre per le altre mensilità 0.25.

Gli strumenti di radiazione solare possono eseguire calcoli per posizioni puntuali e per intere aree geografiche, ciò comporta quattro passaggi:

- Il calcolo di un viewshed emisferico rivolto verso l'alto basato sulla topografia.
- Sovrapporre il campo visivo su una mappa solare diretta per stimare la radiazione diretta.
- Sovrapposizione del viewshed su una mappa del cielo diffusa per stimare la radiazione diffusa.

Ripetere il processo per ogni località di interesse per produrre una mappa dell'insolazione.

A questo punto nelle impostazioni per far processare correttamente il comando nel nostro problema dovremo inserire i seguenti comandi con le seguenti caratteristiche:

- Elevation layer: DSM 5x5m;
- Aspect layer: Aspect [EPSG];
- A single value of orientation: NOT SET;
- Name of the input slope: Slope [EPSG];
- Name of the linke atmospheric: inseriamo in questo caso TL_January, scaricato durante il corso di “sostenibilità energetica ambientale”, messo a disposizione dalla docenza denominato: “Linke_turbidity”, per ciascun mese inseriremo il mese di riferimento;
- A single value of the ground albedo: 0,81 (per i mesi di gennaio, febbraio, dicembre, tutti gli altri avranno coefficiente 0,25).
- Name of real- sky diffuse radiation: DG ratio (anche questo utilizzato nel corso di “sostenibilità energetica ambientale”, contiene i dati riguardanti la torbidità, prima di poterlo inserire, bisogna spostare il file .tif, all'interno dell'interfaccia di Qgis per poterlo percepire come layer, la torbidità è una misura della trasparenza dell'acqua. L'acqua con

un livello molto alto di torbidità appare opaca, non limpida, mentre l'acqua con un livello molto basso di torbidità appare trasparente o cristallina;

- Angle step size for multidirectional: NOT SET;
- Number of day: 17, per i seguenti mesi abbiamo utilizzato i valori della seguente tabella per ciascun mese.

Tabella 4 giorni cumulativi annuali, e coefficiente di albedo da utilizzare per le rispettive mensilità.

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Giorno cumulativo	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
Albedo	0.81	0.81	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.81

- Time step when computing all-day radiation sums: 1;
- Declination value: not set;
- Sampling distance step coefficient: 1.

Le informazioni non citate possono essere lasciate come di default del comando. Il risultato del comando genera :5 livelli temporanei, dei quali l'unico utile all'analisi in questione sarà denominato: "irradiation raster map", questo porterà dei valori espressi in $[Wh/m^2 /gg]$, il passaggio dovrà essere ripetuto per le rimanenti 11 mensilità.

Il layer contiene i valori delle simulazioni giornaliere di radiazione solare su ciascun pixel del foglio di calcolo.

I diagrammi riportano le traiettorie del Sole (in termini di altezza e azimut solari) nell'arco di una giornata, per più giorni dell'anno. I giorni – uno per mese – sono scelti in modo che la declinazione solare del giorno coincida con quella media del mese.

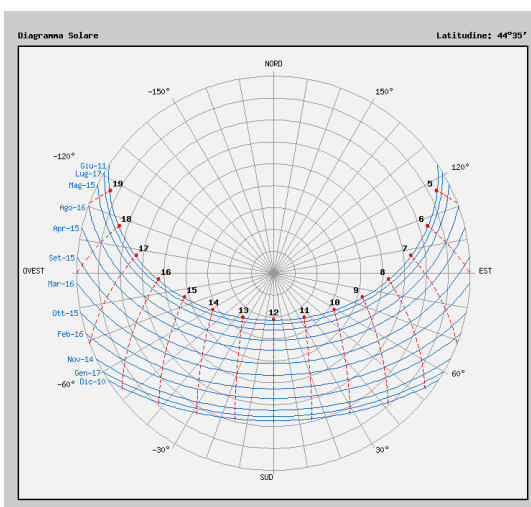


Figura 23 Diagramma solare, con riferimento polare, i raggi uniscono i punti di uguale azimut, mentre le circonferenze uniscono i punti di uguale altezza.

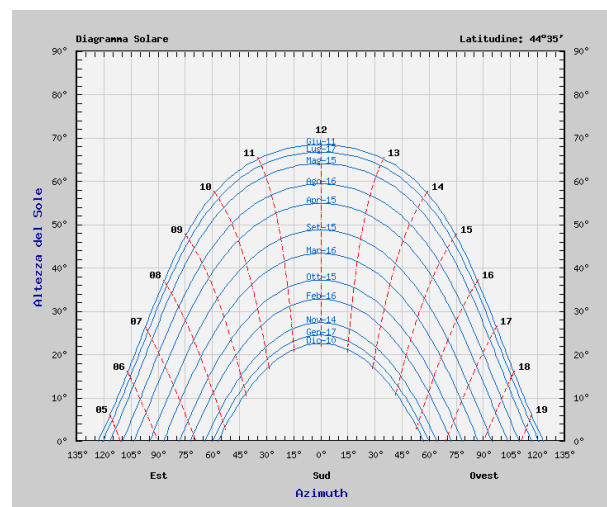


Figura 24 Diagramma solare, con riferimento cartesiano, gli angoli azimutali e dell'altezza solare sono riportati sugli assi delle ascisse e ordinate

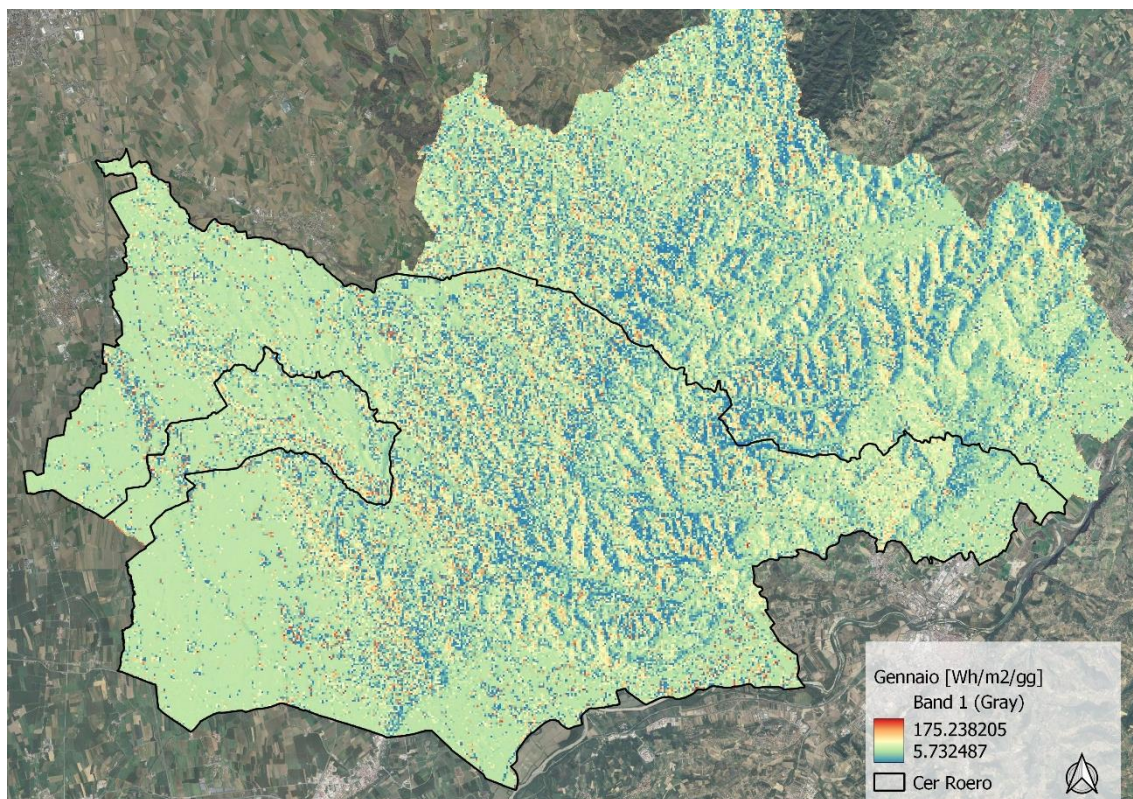


Figura 26 Simulazione radiazione solare giornaliera gennaio

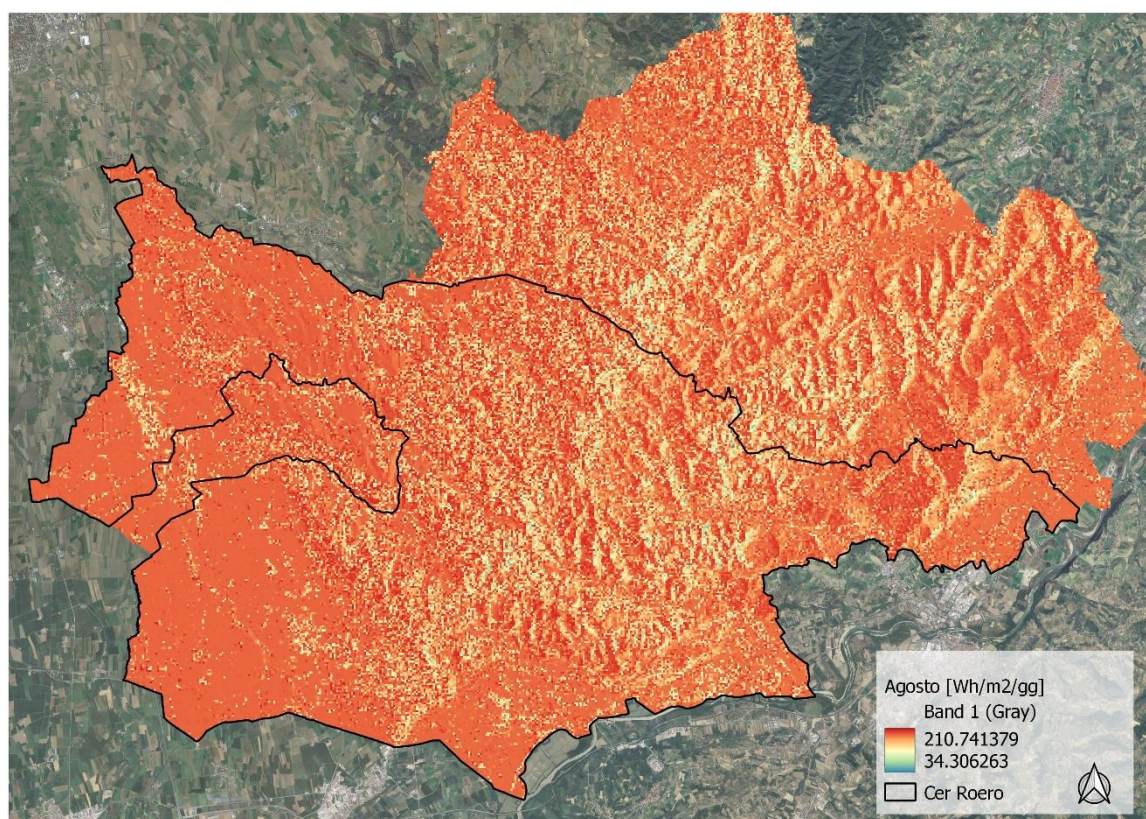


Figura 25 Simulazione radiazione solare giornaliera agosto

Nelle precedenti cartografie (figura 21, figura 22), che rappresentano le simulazioni di radiazione giornaliera effettuate con il comando "r.sun.insoltime", rappresentano le differenti esposizioni, prendendo come esempio gennaio e agosto.

La prima con la sua colorazione chiara, indica una radiazione solare globale, molto più bassa rispetto alla seconda, rappresentato infatti da una colorazione più accesa.

I colori blu verdi rappresentano le aree che ricevono meno radiazione solare, con queste tonalità sono quelle meno favorevoli, e rispecchiano i valori che sono ottenuti in mesi dove la radiazione è meno forte come gennaio, i colori gialli arancioni rossi indicano le aree che ricevono una maggiore quantità di radiazione solare, è il mese di agosto ne è la rappresentazione grafica.

- I valori ottenuti, sono dei valori giornalieri, che saranno trasformati in valori mensili tramite la funzionalità del raster calculator;
- Ciascuno dei 12 file raster sarà convertito in shape file, tramite il comando raster pixel to vector;
- Le 12 mesilità verranno unite all'interno di un unico layer, in modo da calcolare poter calcolare la radiazione media annua.

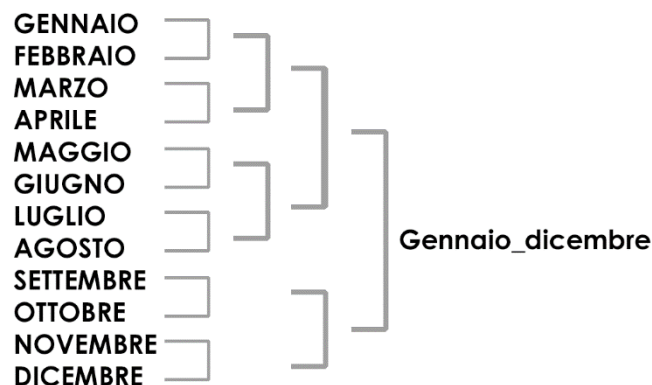


Figura 27 Rappresentazione dell'unione delle mensilità.

Il risultato finale dall'unione dei 12 layer, origina la seguente cartografia, che rappresenta la radiazione solare annua espressa in kWh/m²/anno.

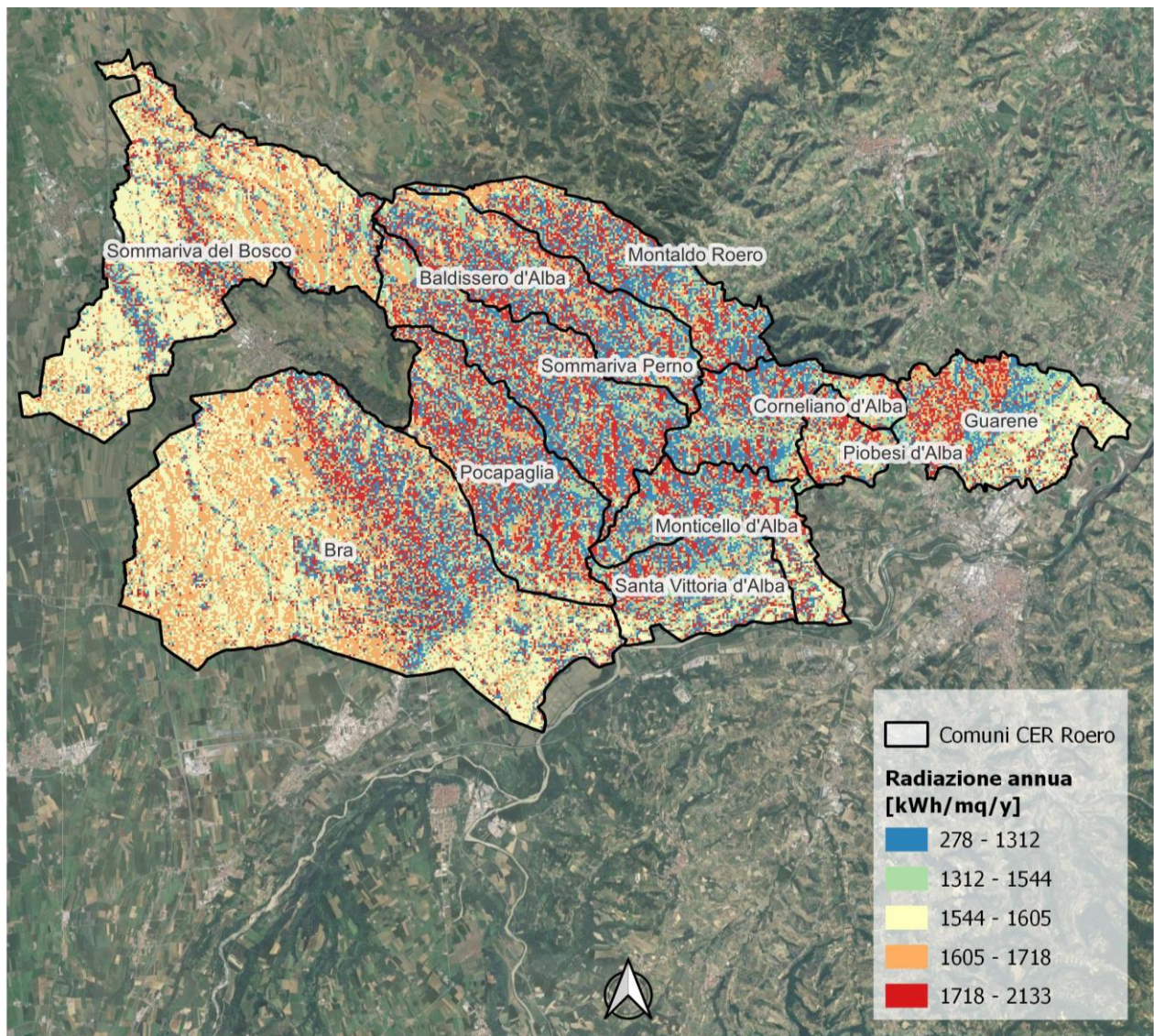


Figura 28 Radiazione annua, (Elaborazione propria)

Dalla cartografia si possono vedere quali dei comuni hanno esposizioni che permettono di ricevere una buona radiazione solare.

Pertanto, in base alle pendenze e i dislivelli del territorio, i comuni con i valori più alti di irraggiamento sono Bra e Sommariva del Bosco, questi valori sono fortemente influenzati dalla dimensione superficiale, a dimostrazione viene inserito l'istogramma (Grafico 2), il quale evidenzia la sommatoria delle radiazioni mensili.

Nell'ultimo grafico combinato viene riportato il valore di radiazione annua rapportato al valore di superficie del comune, pertanto i comuni che presenteranno un rapporto maggiore saranno anche quelli che hanno un'esposizione più favorevole, nonostante la superficie ridotta.

Emergono Bra, Corneliano d'Alba e Santa Vittoria d'Alba grazie alla loro posizione geografica più a sud.

Grafico 2 Somma delle radiazioni solari mensili per comune

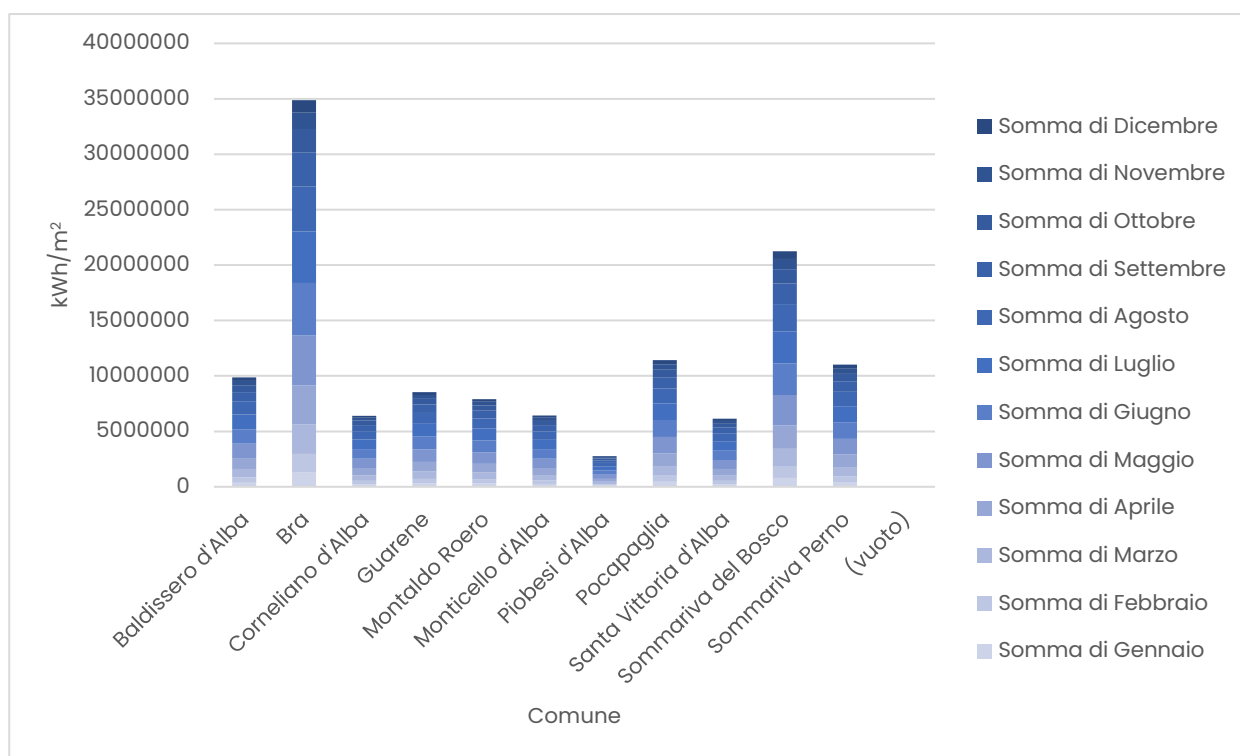


Grafico 1 Rapporto irraggiamento solare con superficie del territorio comunale

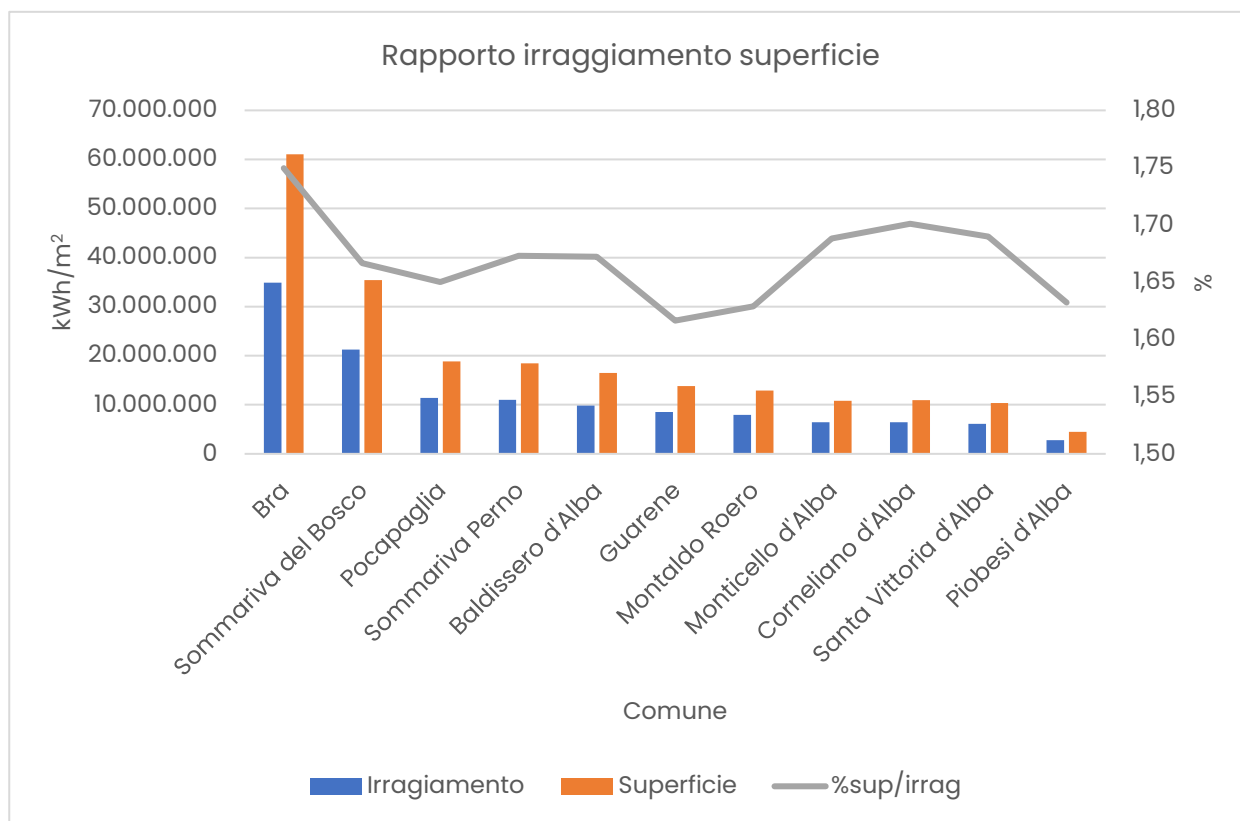
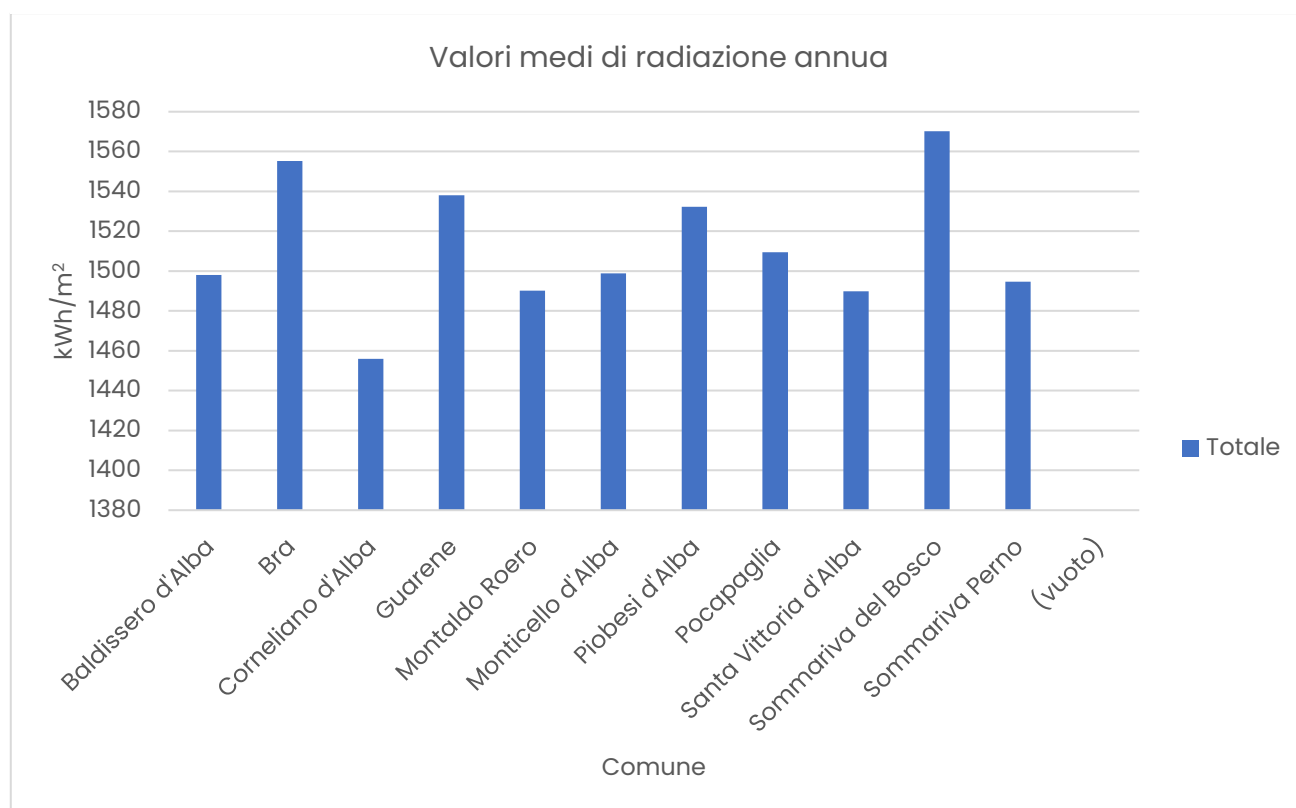


Tabella 5 Tabella riassuntiva dei grafici precedenti, rapporto superficie irraggiamento per comune.

Comune	Irraggiamento [kWh/m ²]	Superficie [m ²]	%sup/irrag
Bra	34.887.774	61.037.476	1,75
Sommariva del Bosco	21.236.063	35.389.087	1,67
Pocapaglia	11.419.305	18.842.532	1,65
Sommariva Perno	11.012.679	18.424.076	1,67
Baldissero d'Alba	9.861.663	16.491.181	1,67
Guarene	8.551.500	13.822.303	1,62
Montaldo Roero	7.919.122	12.898.028	1,63
Monticello d'Alba	6.425.578	10.847.058	1,69
Corneliano d'Alba	6.417.608	10.916.942	1,70
Santa Vittoria d'Alba	6.147.328	10.387.370	1,69
Piobesi d'Alba	2.758.078	4.501.857	1,63

Per concludere tali analisi viene aggiunto l'istogramma che riporta la media della radiazione annua sul territorio, evidenziando i valori più alti nei comuni di Sommariva del Bosco, Bra e infine Guarene.

Grafico 3 Radiazione solare media annua



Tale risultato (radiazione solare annua) è influenzato da:

- dimensione superficiale del comune;
- la sua esposizione rispetto alla radiazione solare;

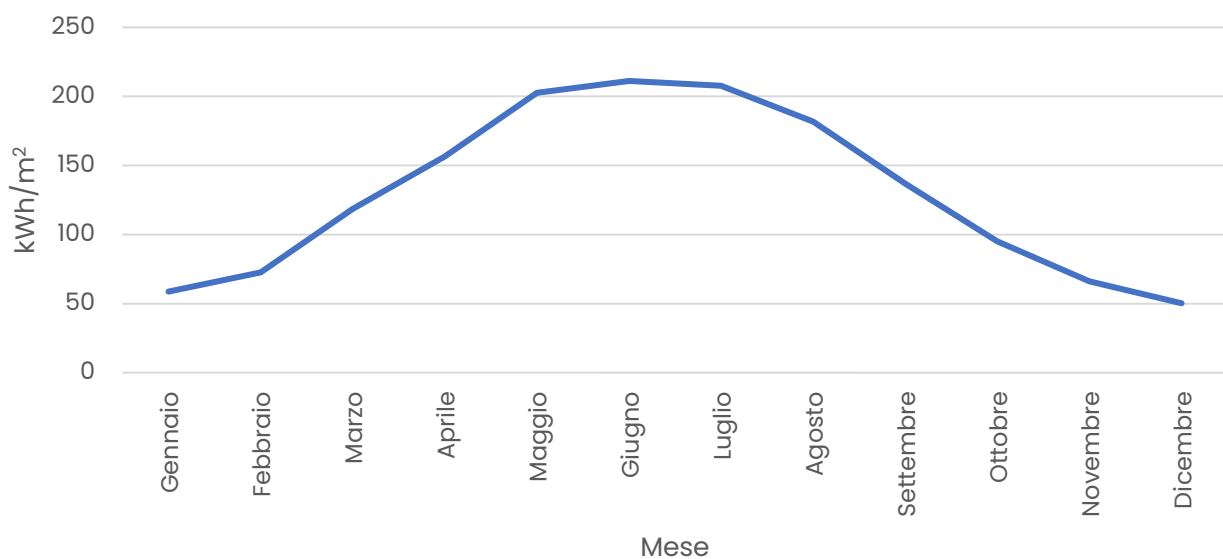
Tabella 6 Valori di radiazione media annua per comune.

Comune	Radiazione media annua [kWh/m ²]
Baldissero d'Alba	1.498
Bra	1.555
Corneliano d'Alba	1.456
Guarene	1.538
Montaldo Roero	1.490
Monticello d'Alba	1.499
Piobesi d'Alba	1.532
Pocapaglia	1.509
Santa Vittoria d'Alba	1.490
Sommariva del Bosco	1.570
Sommariva Perno	1.495

I valori medi variano tra i 1450 kWh/mq/anno e 1650 kWh/mq/anno, la distribuzione è considerevole piuttosto uniforme, ovviamente alcuni comuni che hanno un orientamento predisposto a sud sono avvantaggiati rispetto agli altri, ed il grafico ne è la dimostrazione.

Nel grafico successivo verrà raffigurata la distribuzione dell'irraggiamento durante l'arco dell'anno, dove i valori più elevati saranno registrati nei periodi estivi.

Grafico 4 Andamento della radiazione solare media mensile nell'arco di un anno



Distribuzione delle cabine primarie sul territorio.

Dopo aver calcolato la radiazione solare, ed averla relazionata alla superficie di ciascun comune, vengono inseriti all'interno del foglio di calcolo i perimetri delle cabine primarie presenti sul territorio.

Il funzionamento, il perimetro e la divisione delle cabine primarie vengono spiegati nel capitolo precedente ([Mappe per cabine primarie](#)). Il suddetto paragrafo ha la funzione di individuare ed associare per ciascuna cabina il numero di edifici circoscritti a tale perimetro.

La mappa delle cabine primarie è stata importata e messa a disposizione dal portale del GSE, mentre lo shape file contenente le caratteristiche dell'edificio dal geoportale Piemonte, nella cartella [BDTRE](#).

Il file dell'edificio contiene informazioni utili all'analisi: quali destinazione d'uso dei fabbricati, superficie che saranno utilizzati successivamente per filtrare gli edifici a destinazione d'uso "servizio pubblico", e le superfici per il calcolo del potenziale fotovoltaico installabile su ciascuna copertura.

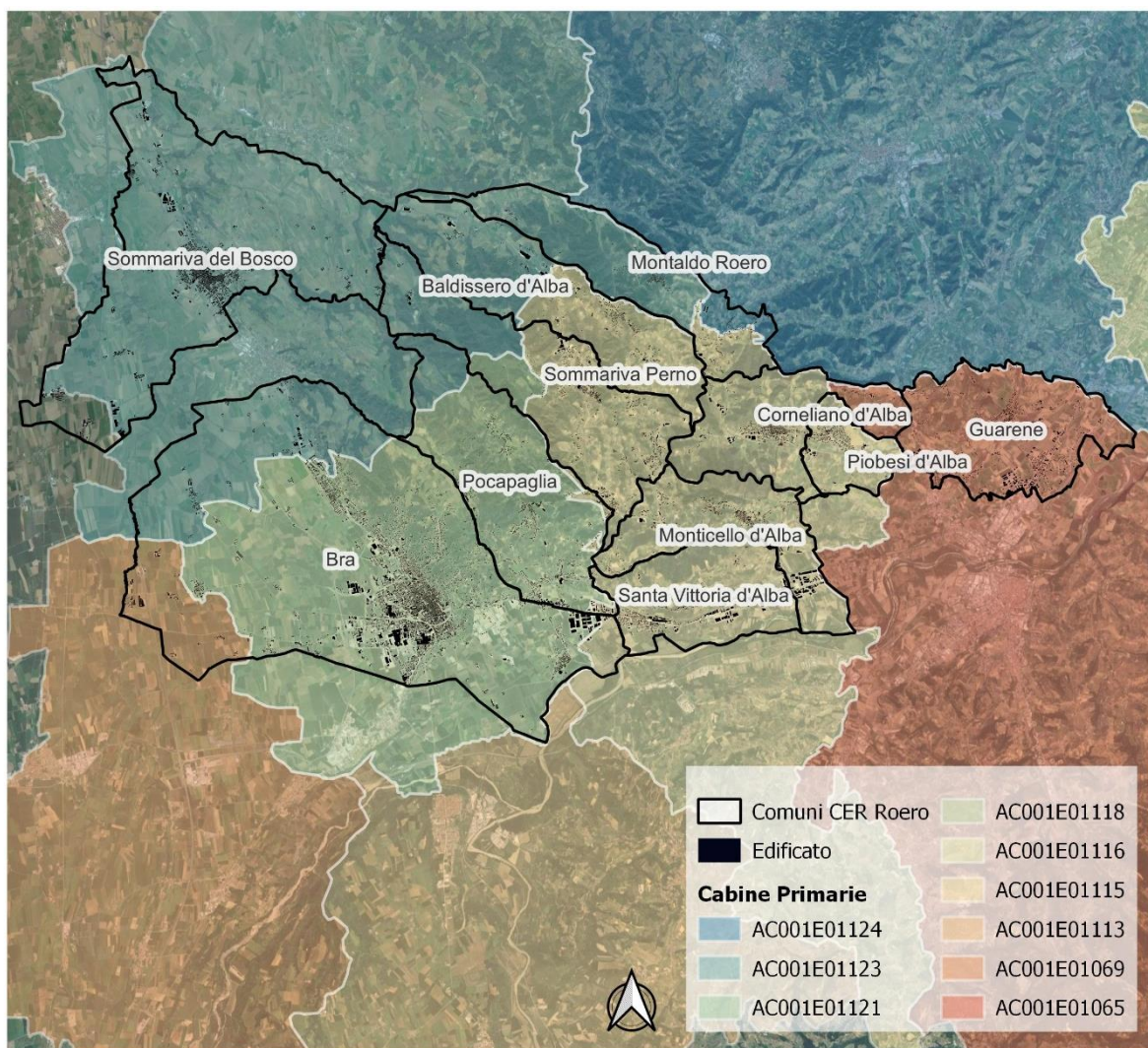
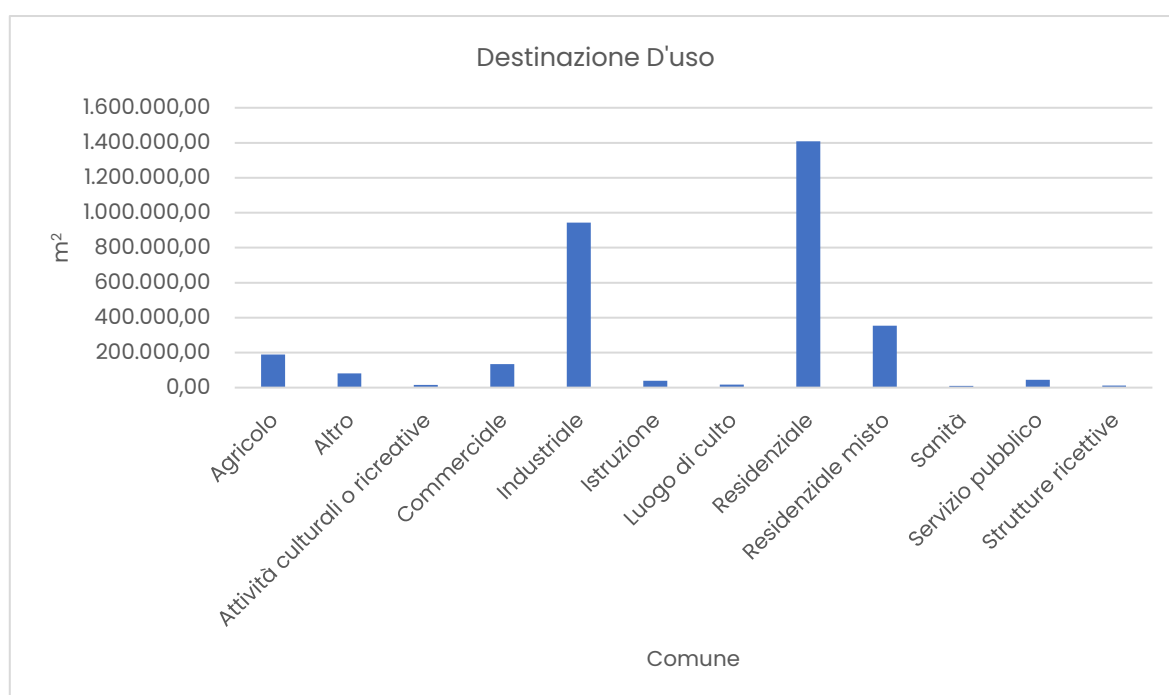


Figura 29 Cabine primarie Roero, con edificato e comuni (Elaborazione propria)

Grafico 5 Superficie per destinazione d'uso



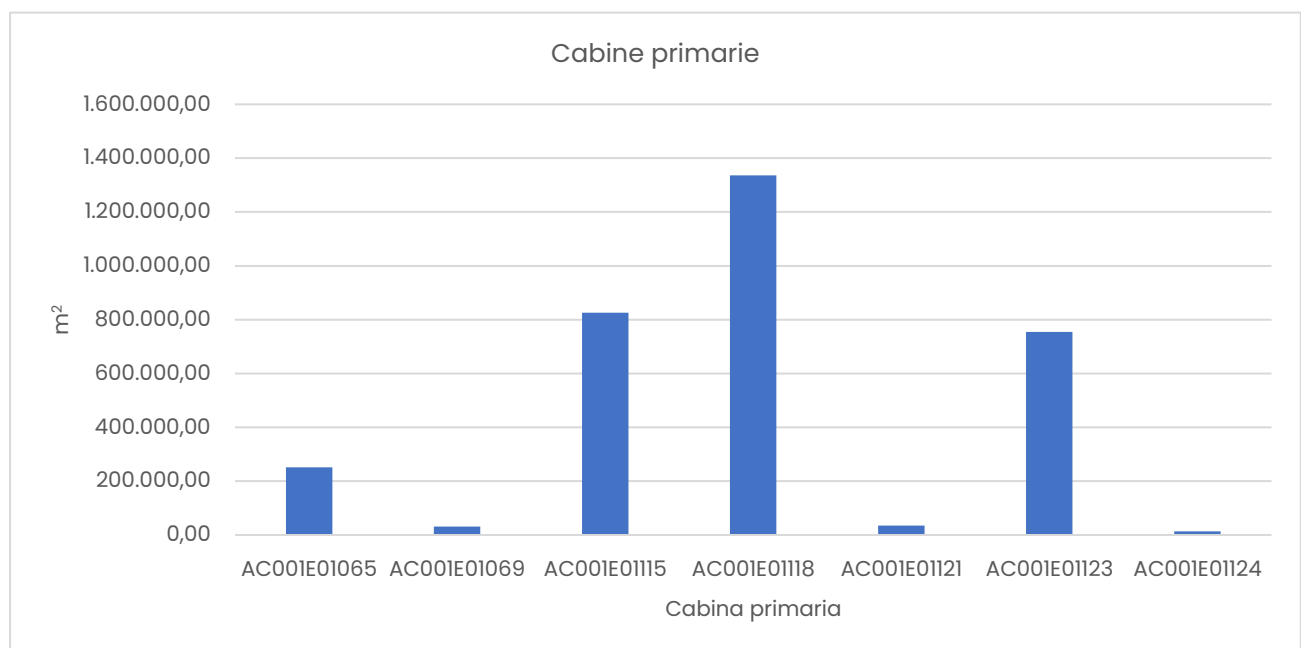
La destinazione d'uso che riporta i valori più elevati in termini di superficie è la destinazione d'uso residenziale, a seguire quella industriale. Nell'istogramma sono state considerate tutte le cabine primarie del Roero, ma in realtà le cabine che saranno oggetto di analisi sono le cabine:

- AC001E01065
- AC001E01115
- AC001E01118
- AC001E01121

Il layer dell'edificato sarà sovrapposto al layer della radiazione solare, in questo modo sarà possibile attribuire un valore di radiazione solare a ciascuna copertura del ritaglio.

Nel grafico successivo, riportiamo l'istogramma con le cabine primarie che verranno sollecitate maggiormente e saranno anche quelle che presentano il maggior numero di edifici, ricordiamo che i perimetro delle cabine primarie non corrispondono ai perimetri comunali, diventa utile porre l'attenzione su questa informazione per comprendere il numero di edifici sottesi al perimetro della cabina primaria considerata.

Grafico 6 Superficie edifici per cabina primaria



Calcolo radiazione solare sulle coperture

Ad ogni copertura, importata dalla BDTRE (Basi territoriali di riferimento), è stato assegnato un valore di radiazione solare, sovrapponendo i due layer in questione.

A ciascun edificio è stato assegnato un unico id, per attribuirgli un unico valore di radiazione solare.

L'analisi riportata nel seguente capitolo proporrà uno scenario di indagine:

- scenario: verrà calcolata la produzione fotovoltaica ipotizzando di installare su ciascun edificio una quantità di superficie fotovoltaica;

È stata inoltre riportata la suddivisione del territorio in base alle cabine primarie, in modo da capire quanti e quali edifici ricadono entro ognuna. Attraverso la seguente formula si è calcolato il potenziale annuale di energia elettrica producibile da fotovoltaico installato sulle coperture degli edifici.

$$E = PR * Hs * S * \mu$$

Dove:

E= energia elettrica prodotta annualmente da fotovoltaico [kWh/anno]

PR= indice di prestazione del sistema (0,75)

Hs= irraggiamento solare annuo [kWh/m²/a]

μ = efficienza del pannello fotovoltaico (0,15)

S= Superficie disponibile [m²] (pari al 40% della superficie totale della copertura dell'edificio)

Per il calcolo dell'energia potenziale producibile dalla copertura di ciascun edificio, è stata ipotizzato l'utilizzo di una superficie pari al 40% della totale coperta.

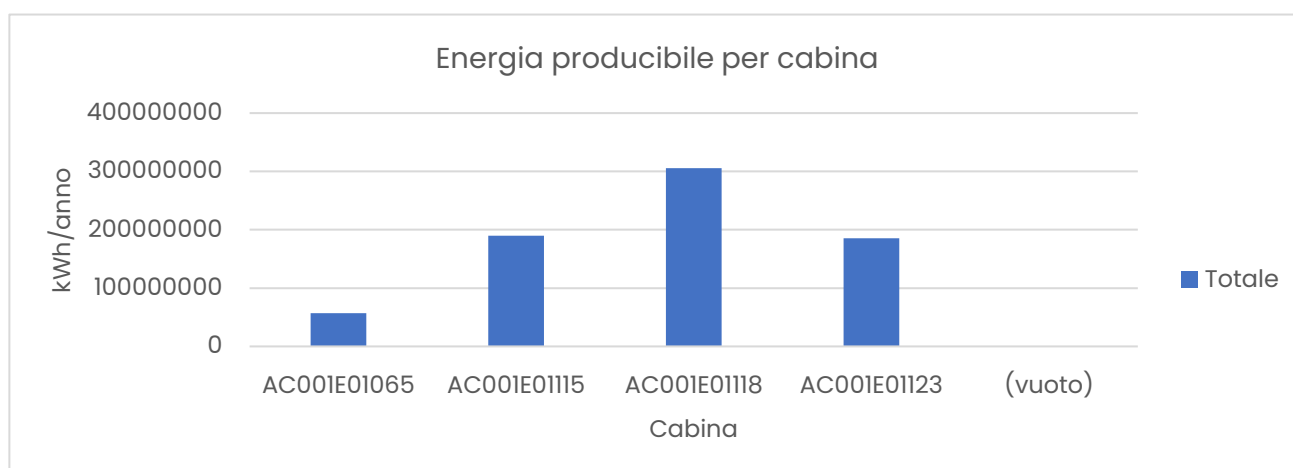
Le superfici delle coperture sono distribuite lungo il territorio secondo la seguente disposizione delle cabine primarie

Scenario: calcolo produzione fotovoltaica

Tabella 7 Tabella riassuntiva del numero di edifici per cabina primaria, potenziale fotovoltaico installabile superficie potenzialmente disponibile.

Cabina/Comune	N.Edifici	Potenziale fotovoltaico [MWh/anno]	Superficie potenzialmente disponibile (40%) [mq]
AC001E01065	2325	56.713,85	251.238,75
Corneliano d'Alba	187	2.411,80	10.765,59
Guarene	2059	48.979,59	217.195,78
Monticello d'Alba	12	472,87	2.114,15
Piobesi d'Alba	67	4.849,60	21.163,24
AC001E01115	8723	189.770,04	826.208,44
Baldissero d'Alba	815	12.662,51	54.642,30
Bra	68	17.054,30	71.674,17
Corneliano d'Alba	1257	19.700,42	87.843,39
Montaldo Roero	412	5.333,35	22.535,17
Monticello d'Alba	1669	41.898,15	183.311,60
Piobesi d'Alba	626	12.541,20	54.535,79
Pocapaglia	242	5.537,09	23.600,21
Santa Vittoria d'Alba	1557	43.035,17	189.930,87
Sommariva Perno	2077	32.007,86	138.134,96
AC001E01118	12200	305.442,97	1.335.715,91
Bra	9939	270.113,99	1.182.408,27
Pocapaglia	2215	34.672,97	150.628,45
Santa Vittoria d'Alba	2	43,82	173,78
Sommariva Perno	44	612,19	2.505,42
AC001E01123	9362	174.846,27	754.338,87
Baldissero d'Alba	268	10.463,17	45.894,29
Bra	633	16.368,50	69.385,25
Montaldo Roero	461	4.481,91	19.699,36
Sommariva del Bosco	7918	140.041,11	604.123,02
Sommariva Perno	82	3.491,58	15.236,94
Totale complessivo	32610	726.773,13	3.167.501,97

Grafico 7 Energia producibile per cabine



La cabina con il valore di potenziale fotovoltaico più alto risulta essere la cabina **AC001E01118**, quindi quella nella quale ricadono i comuni di Bra e Pocapaglia, ovvero quelli con la concentrazione più alta di edifici.

Nella figura sotto stante viene identificata la distribuzione degli edifici rispetto ai comuni ed alle cabine primarie, ad essi è stato attribuito, tramite l'associazione su Qgis, un valore univoco di potenziale fotovoltaico producibile dalle coperture.

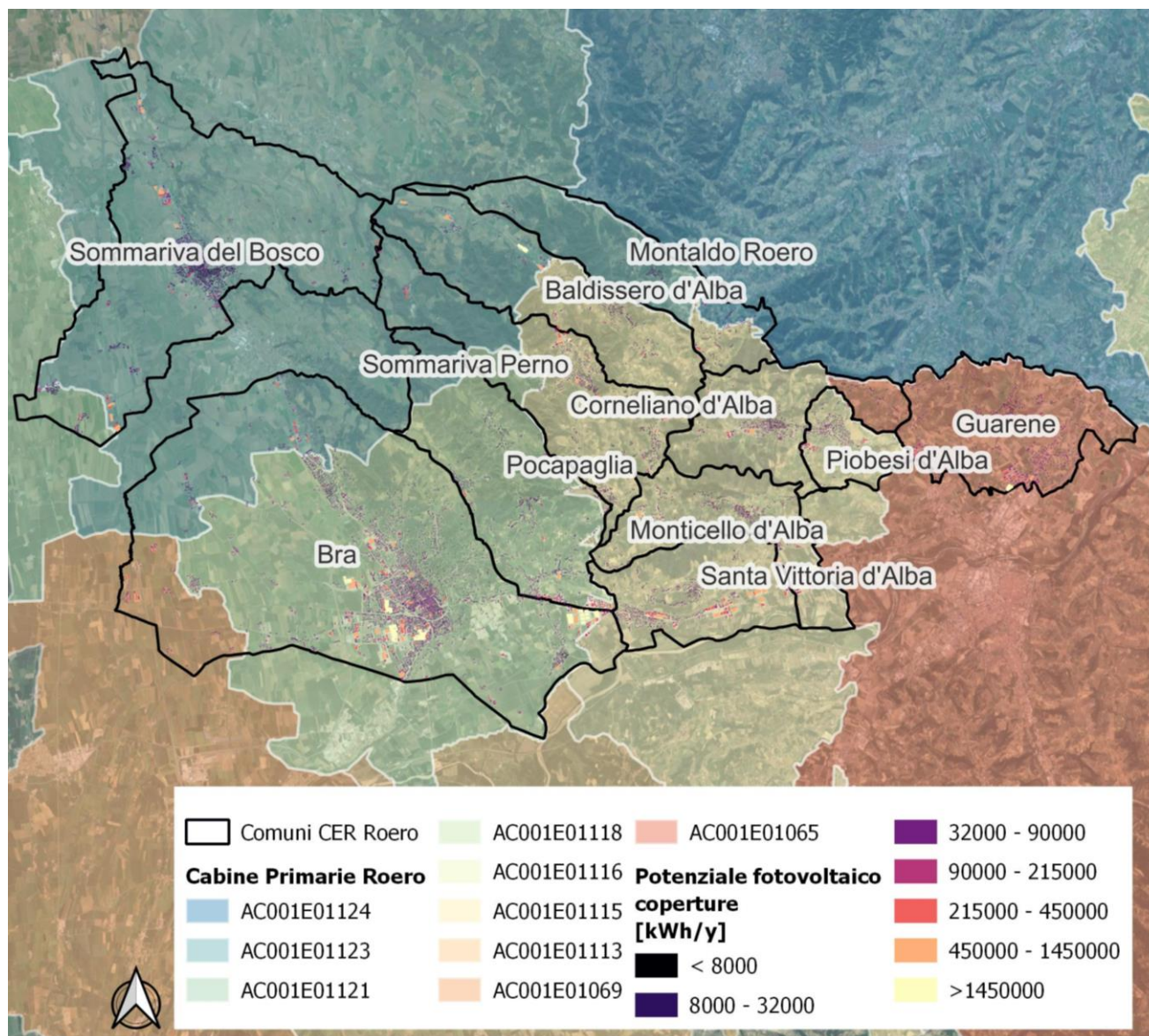
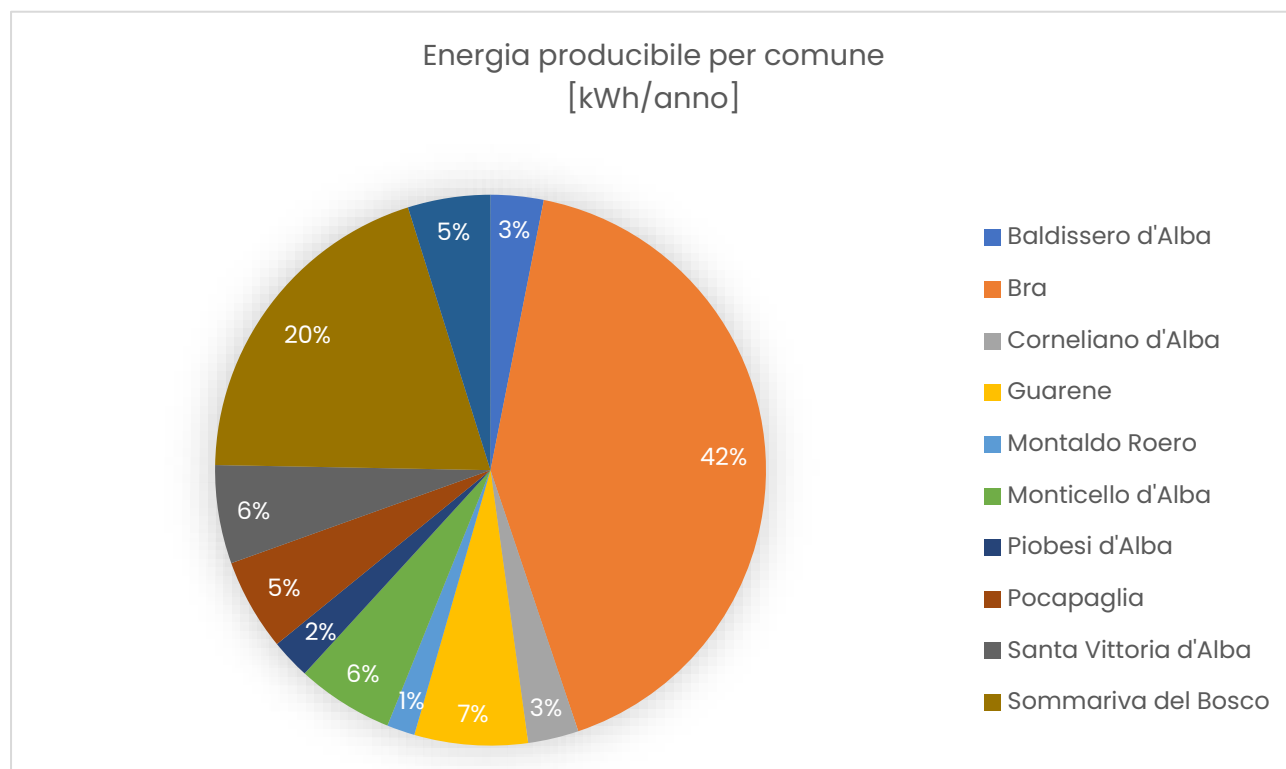


Figura 30 comuni e cabine primarie

I risultati dell'energia elettrica potenzialmente producibile per comune sono sintetizzati nel grafico a torta riportato, e in seguito verranno sintetizzati graficamente tramite le cartografie contenenti gli Zoom sui rispettivi comuni membri della CER.

L'intervallo di valori in legenda viene proposto per individuare velocemente la distribuzione di valori, ed indica come i valori più alti cadono in corrispondenza delle coperture con superficie maggiore.

Grafico 8 grafico a torta, energia producibile per comune



Siccome l'immagine riportata (Figura 30) ha una scala di rappresentazione troppo elevata rispetto all'analisi proposta, viene effettuato uno zoom su ciascun comune su una scala maggiore per vedere le variazioni di energia producibile su ciascuna copertura.

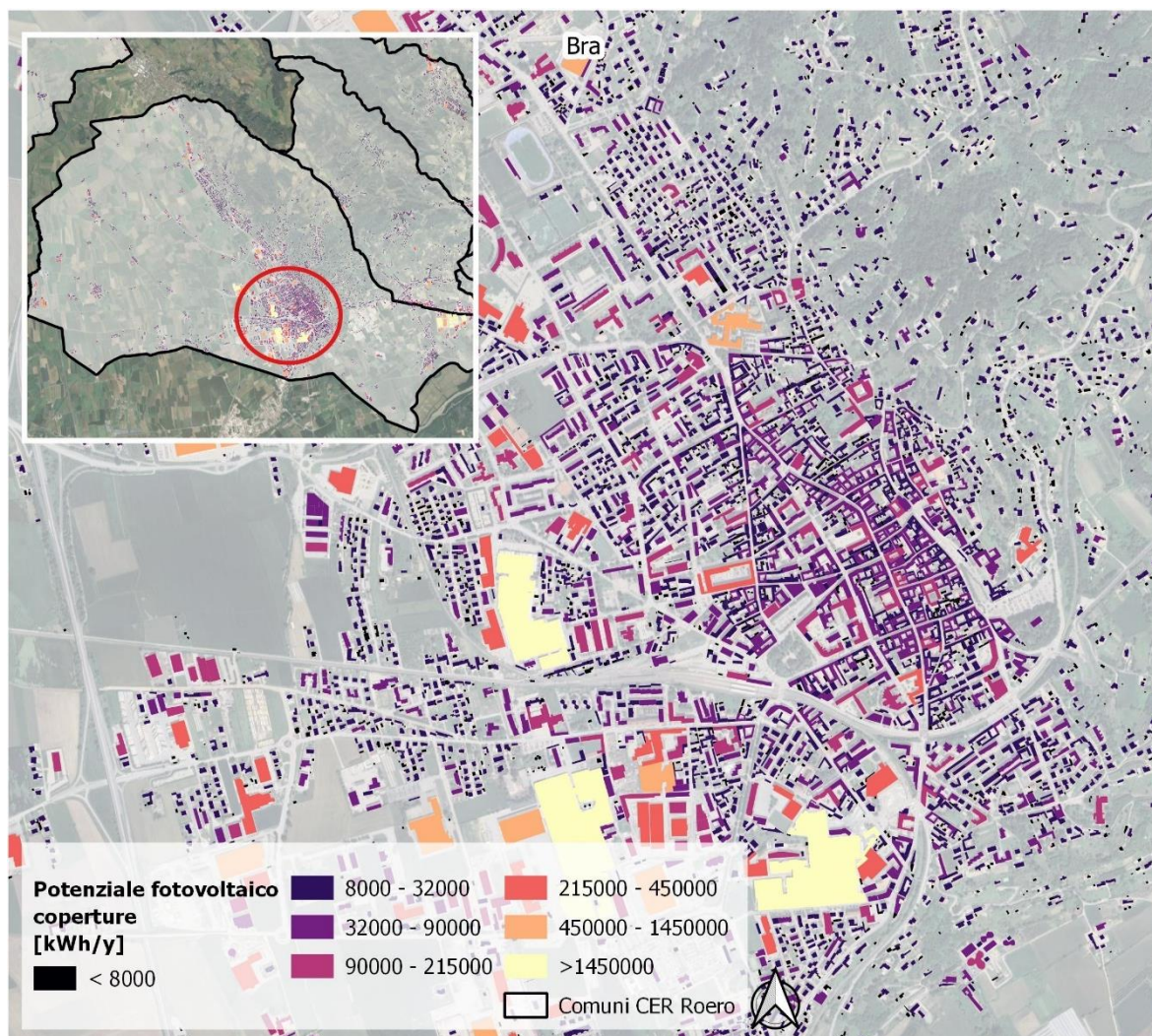


Figura 31 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Bra

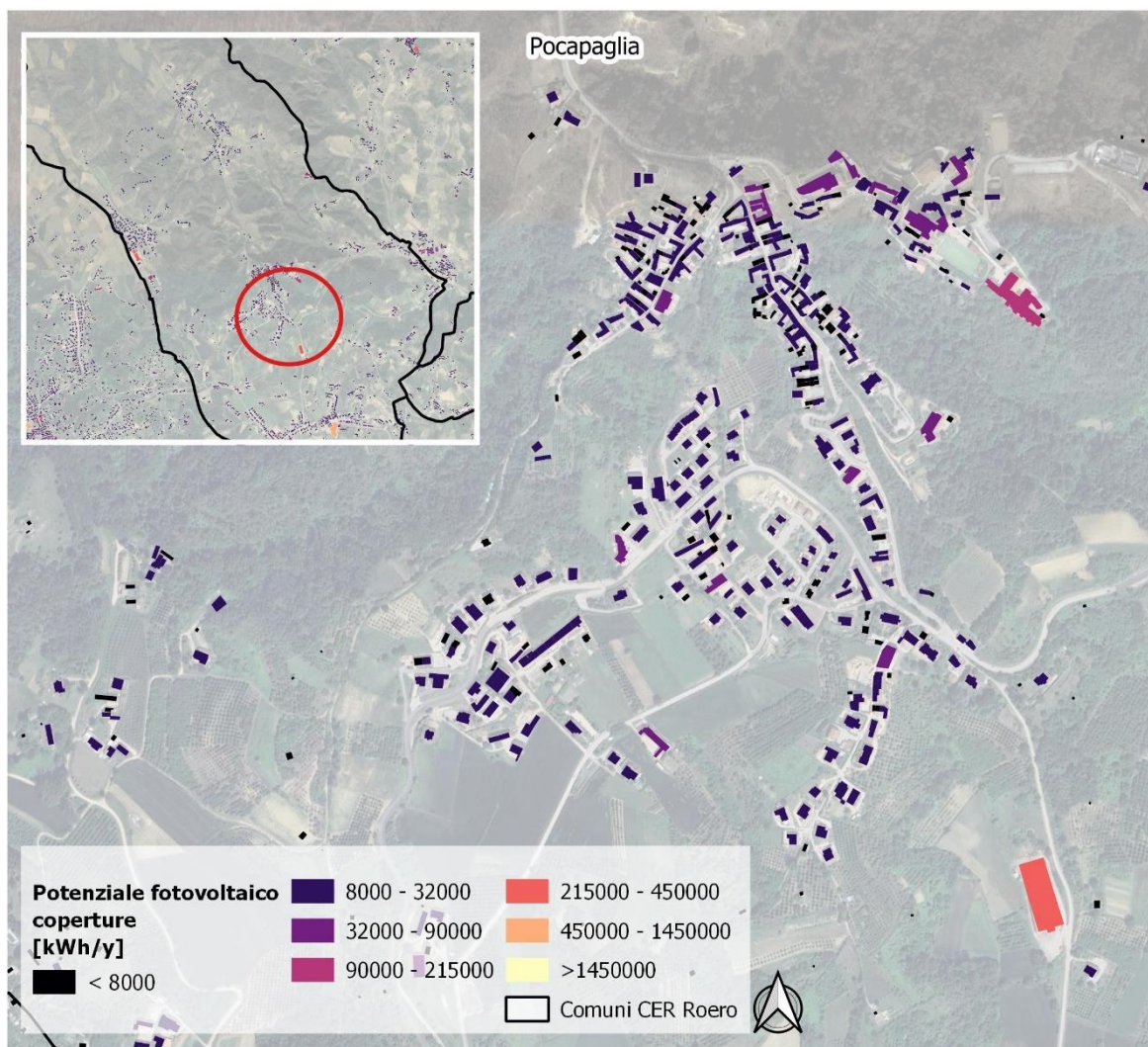


Figura 32 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Pocapaglia

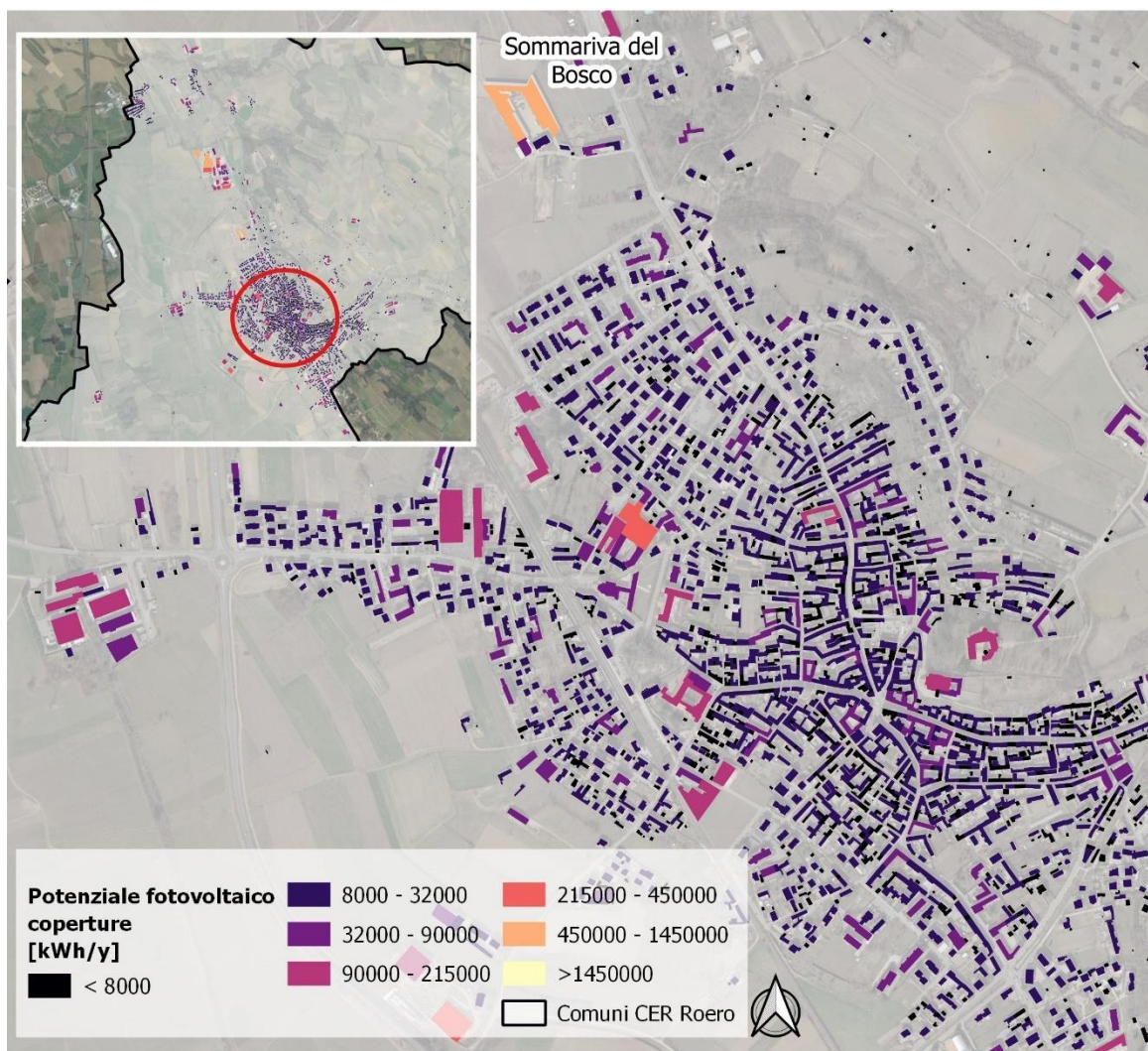


Figura 33 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Sommariva del Bosco

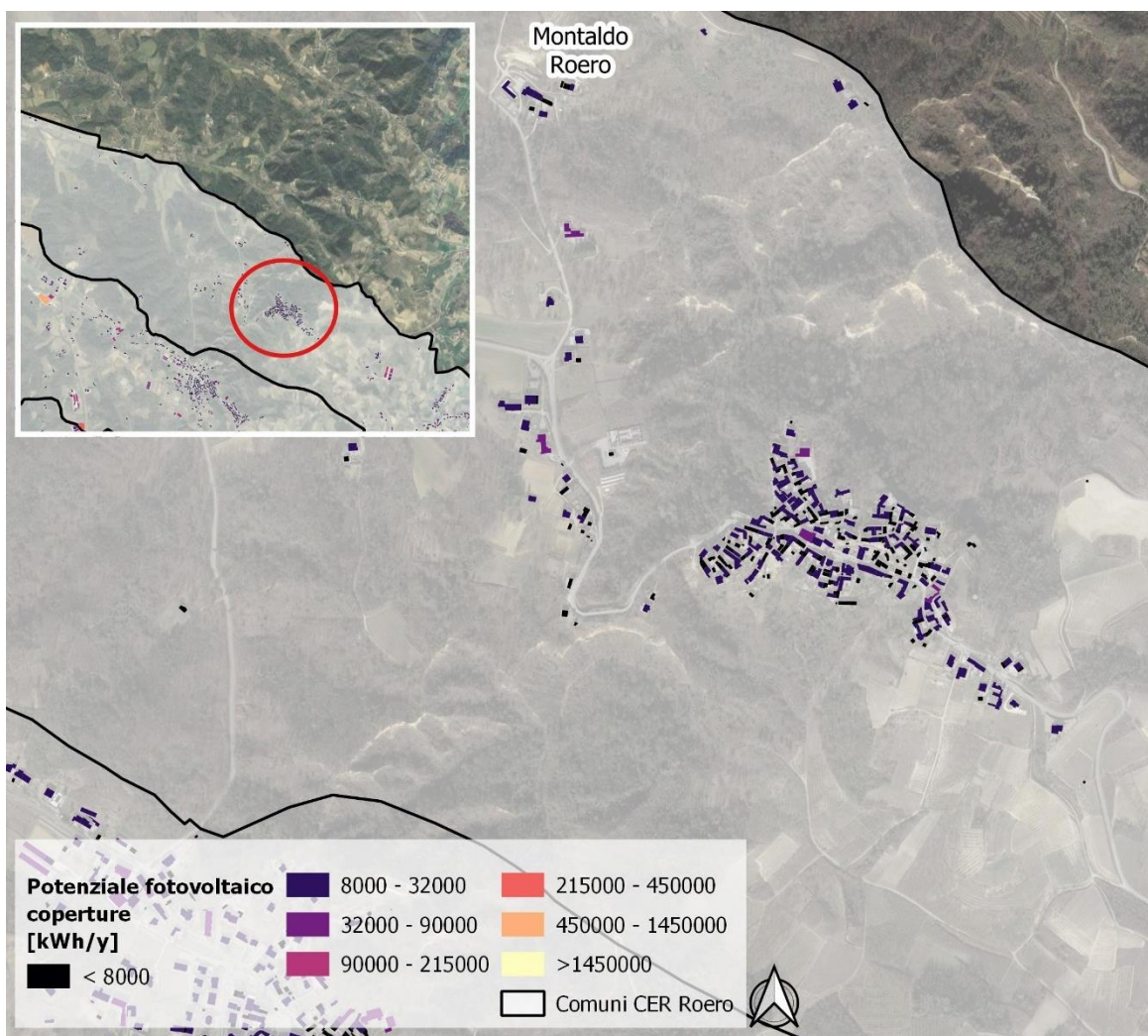


Figura 34 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Montaldo Roero

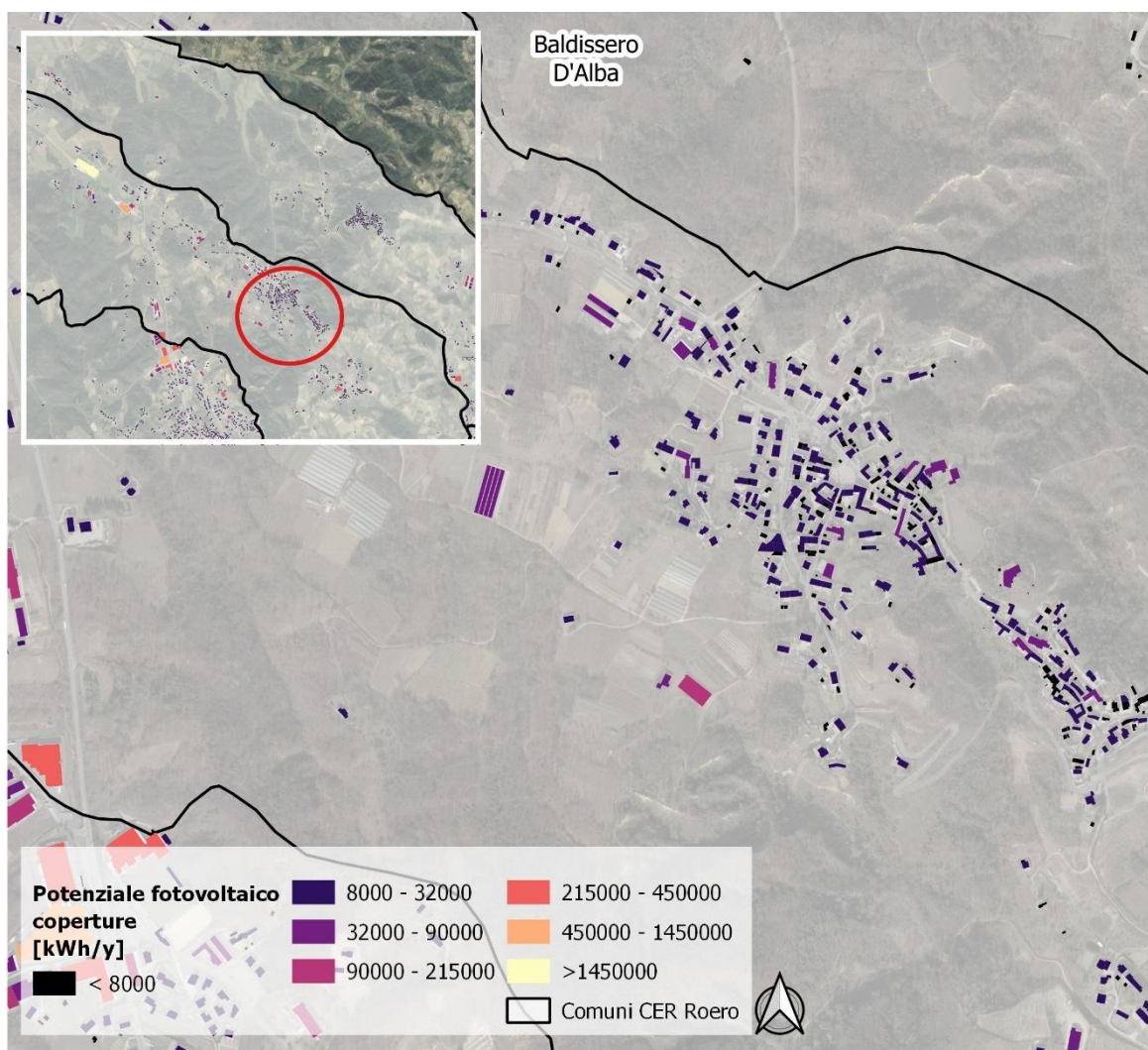


Figura 35 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Baldissero d'Alba

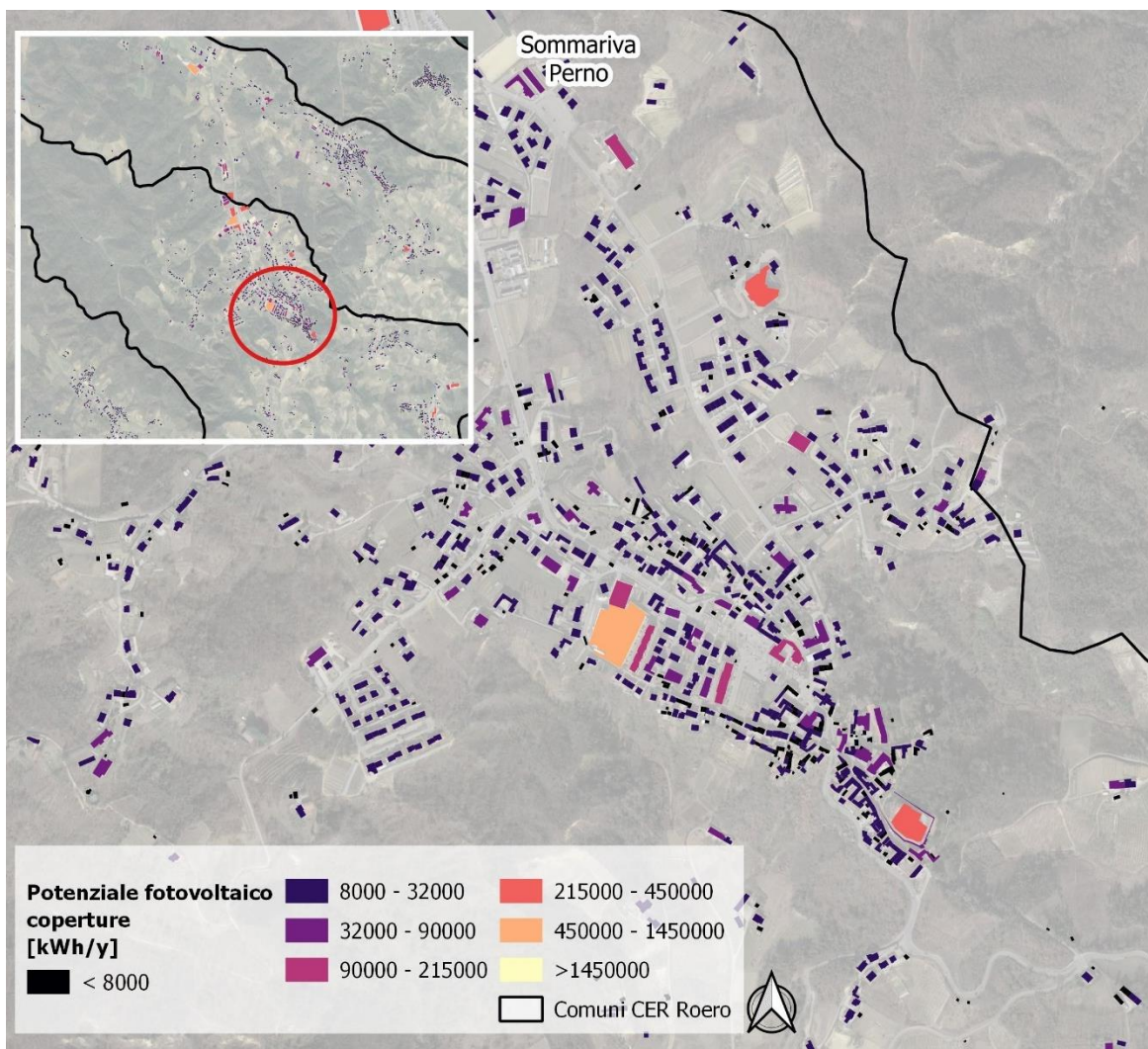


Figura 36 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Sommariva Perno

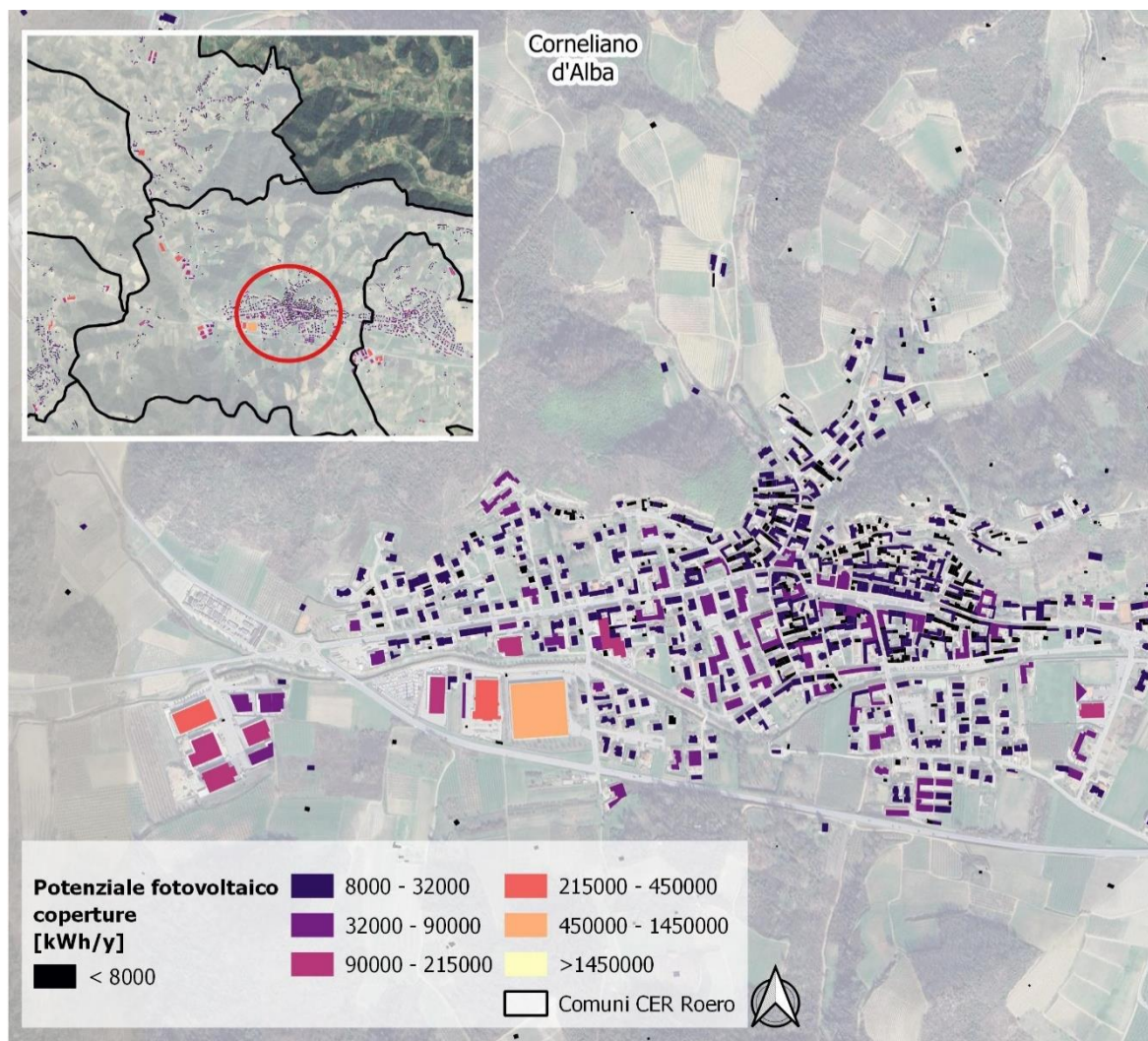


Figura 37 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Corneliano d'Alba

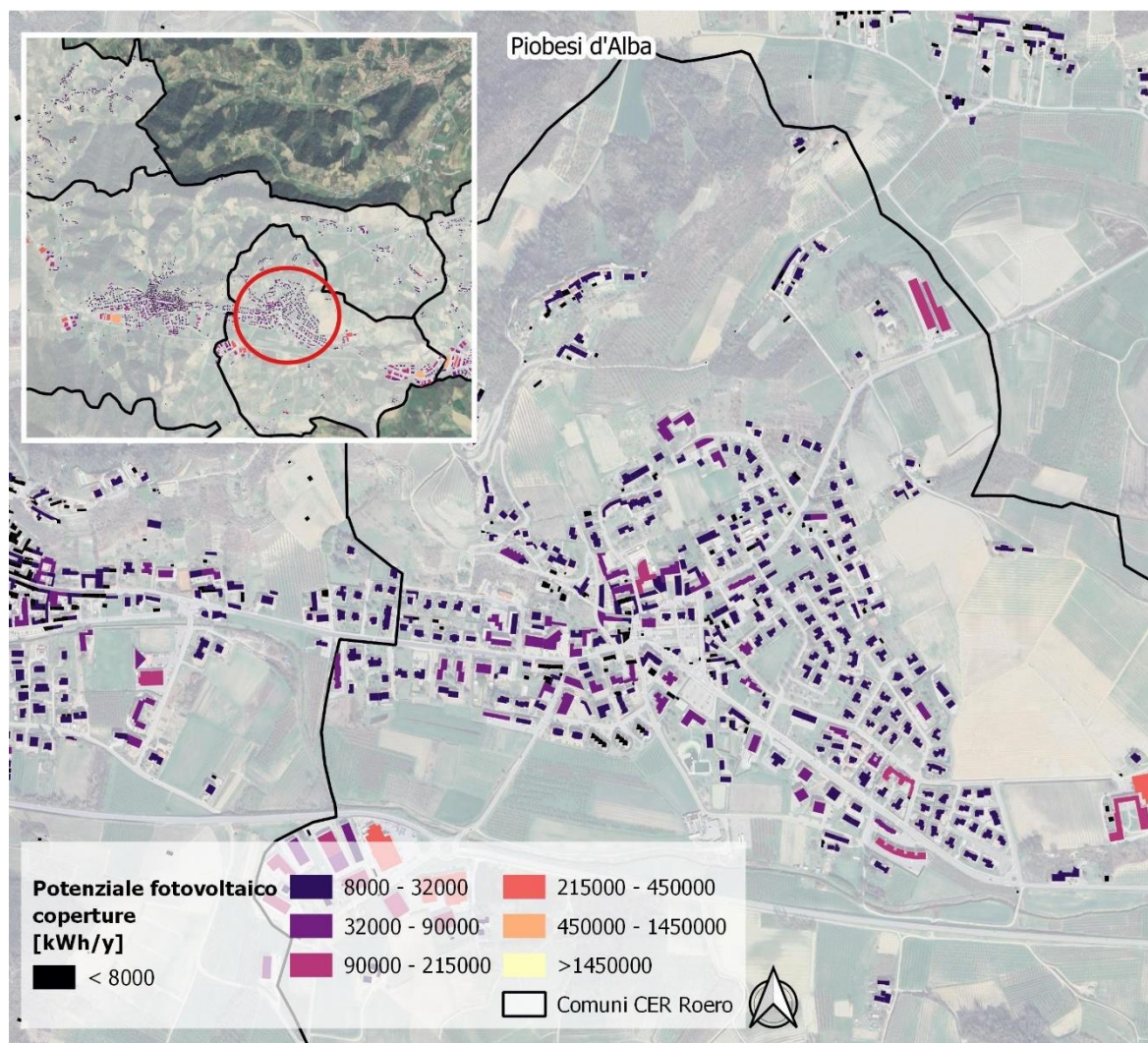


Figura 38 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Piobesi d'Alba

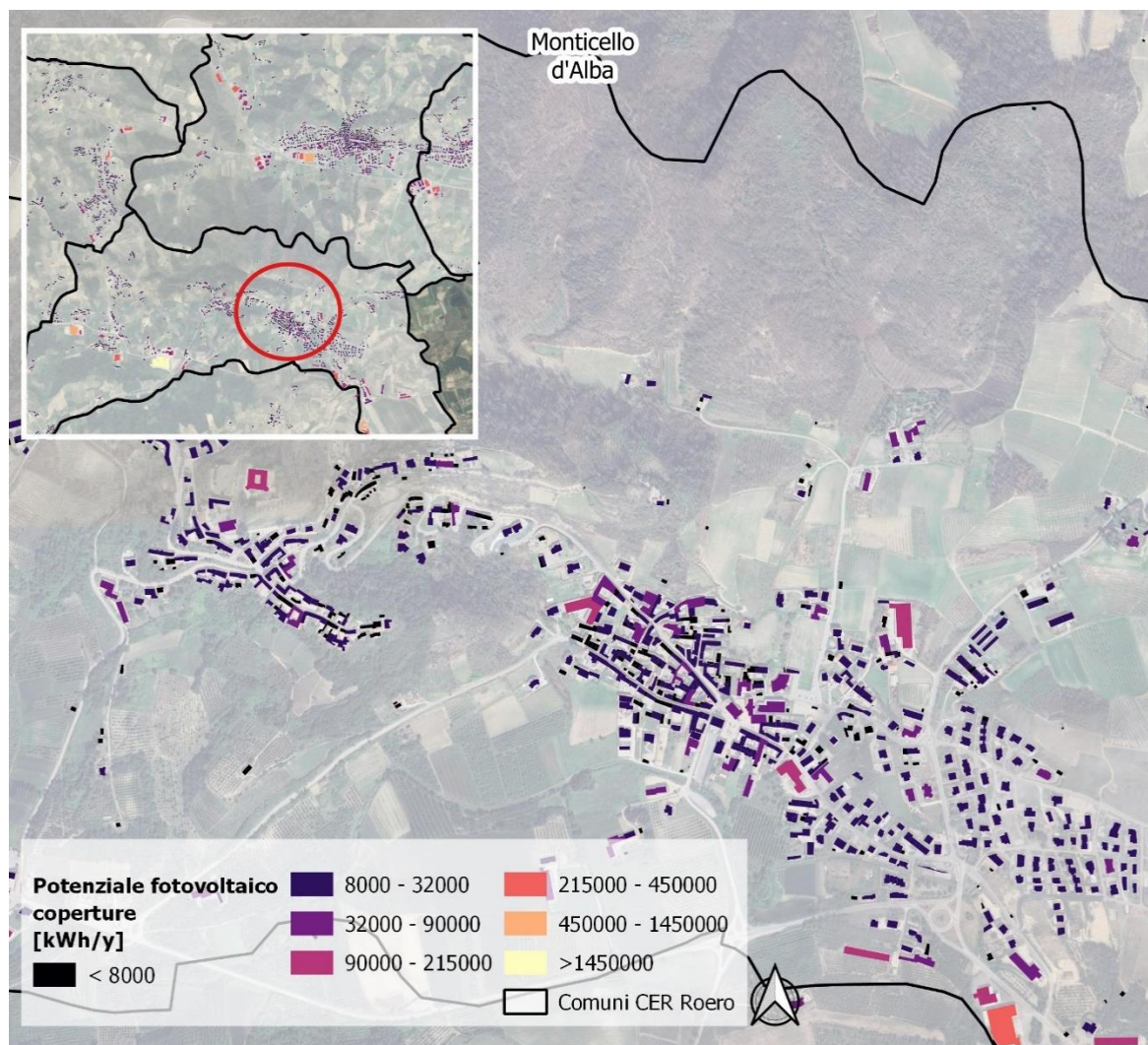


Figura 39 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Monticello d'Alba

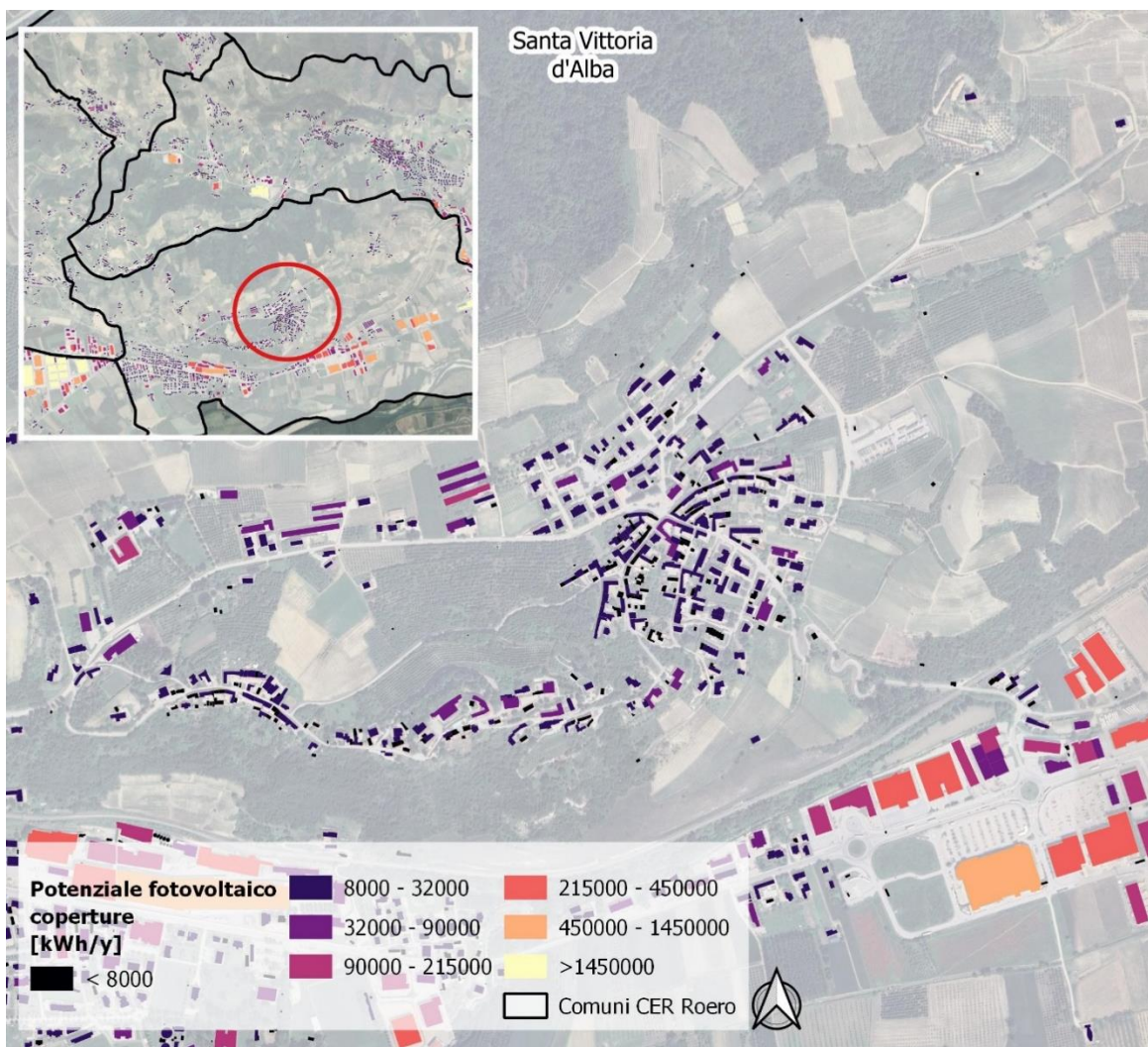


Figura 40 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Santa Vittoria d'Alba

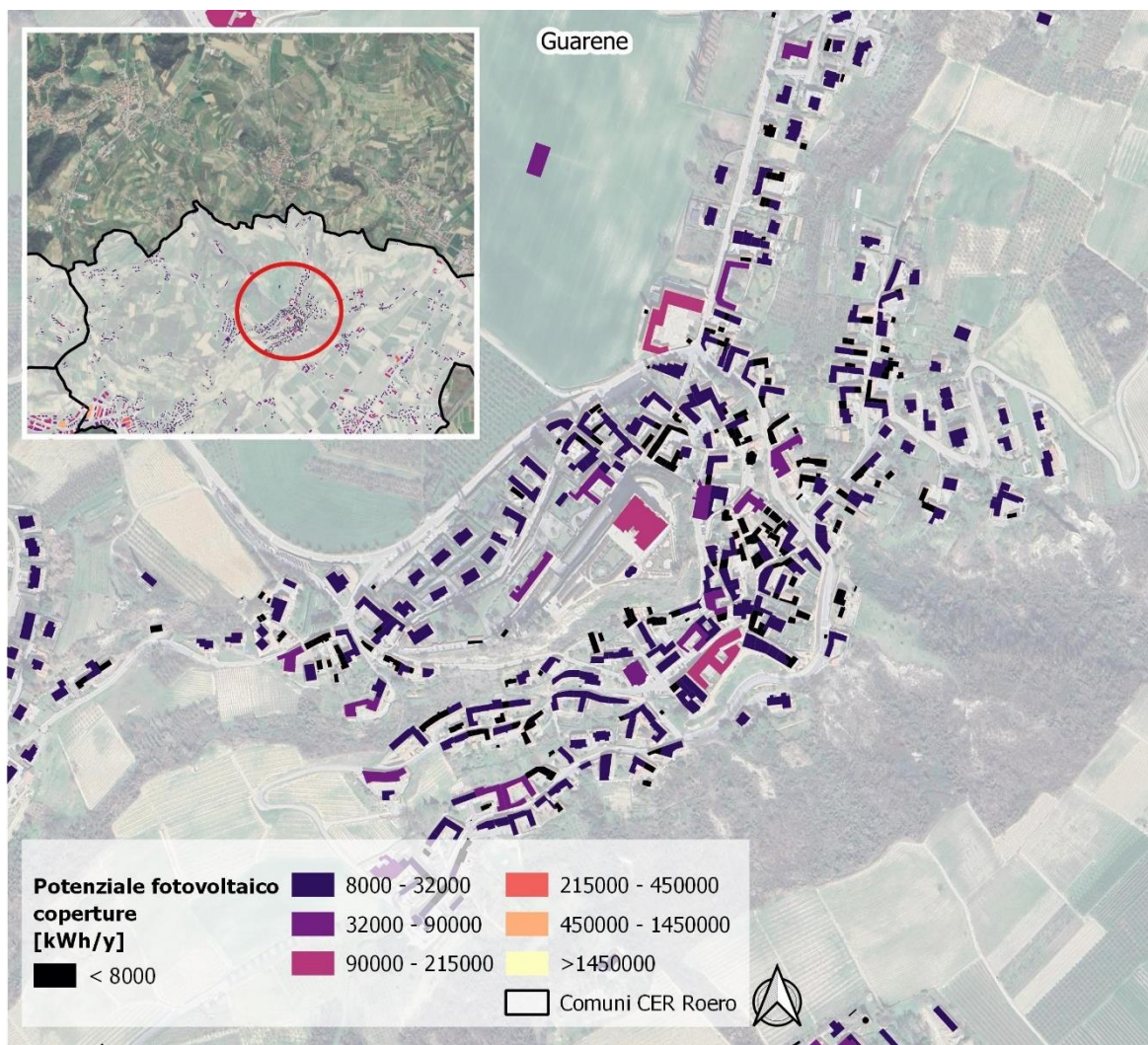


Figura 41 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Guarene

Vengono riordinati i valori in ordine decrescente partendo dal potenziale producibile dalla tipologia di destinazione d'uso.

Alla fine dell'analisi i valori presenti nella BDTRE, riportano che la destinazione d'uso residenziale è sia quella che in termini di superficie occupa maggiormente il territorio, e di conseguenza anche quella che presenta un potenziale fotovoltaico più elevato rispetto alle altre.

Tali valori sono influenzati sia dall'orientamento e la collocazione geografica che gli edifici hanno sul territorio, ma soprattutto dalla consistenza in termini di superficie dei valori.

Tabella 8 Potenziale fotovoltaico producibile e superficie fotovoltaica installabile per destinazione d'uso

Destinazione d'uso	Potenziale producibile [MWh/anno]	Sup PV [mq]
Residenziale	482.498,10	2.119.990,84
Industriale	264.614,69	1.144.545,60
Residenziale misto	96.640,18	424.968,67
Agricolo	64.171,35	279.077,17
Commerciale	41.242,02	182.798,30
Altro	28.687,69	124.771,13
Servizio pubblico	13.686,55	61.878,90
Istruzione	10.815,58	47.279,02
Luogo di culto	6.232,35	27.029,33
Attività culturali o ricreative	4.754,60	20.042,85
Strutture ricettive	3.107,94	13.850,83
Sanità	2.783,97	12.290,29

In sintesi nel seguente report, la cabina primaria che dovrà gestire il maggior quantitativo energetico è la AC001E01118 ovvero quella nella quale ricadono i comuni di Bra e Pocapaglia.

Il valore più basso è registrato dalla cabina AC001E01065, nella quale ricade il comune di Guarene che essendo un comune non particolarmente esteso superficialmente, e soprattutto unico ad affacciarsi a tale cabina, quest'ultima non risulta essere particolarmente sollecitata.

Si precisa che il dato di producibilità fotovoltaica riportato non tiene conto degli impianti già presenti ed installati, pertanto da ATLAIMPIANTI è stato ricavato per ogni comune il dato numero di impianti di potenza installata al 2021, stimandone la producibilità fotovoltaica attraverso il software PVGIS. Dal grafico riportato è possibile leggere che la potenza nominale installata per comune è proporzionale alla superficie occupata dallo stesso.

Impianti esistenti

La producibilità degli impianti fotovoltaici per ogni ora h dell'anno solare è stata ottenuta attraverso l'utilizzo del Tool PVGIS il quale fornisce le informazioni riguardo la radiazione solare e la producibilità per ogni località in Europa ed Africa.

I dati di input richiesti dal tool PVGIS:

- latitudine e longitudine dell'impianto: vengono calcolati direttamente dal programma dopo aver localizzato con il cursore il comune o edificio da calcolare,
- radiazione solare: viene calcolata direttamente da PVGIS sulla base delle coordinate geografiche,
- Tecnologia fotovoltaico: sono stati considerati prevalentemente moduli fotovoltaici in silicio monocristallino a parte eventuali coperture curve dove è stata selezionata la tecnologia a film sottile maggiormente integrabile in coperture di questo tipo,
- potenza dell'impianto: per ogni edificio è stata calcolata la potenza dell'impianto sulla base della superficie di copertura disponibile utilizzando la seguente formula:

$$P_{peak} = A_{FV} * p_{peak}$$

Dove:

- P_{peak} : è la potenza di picco dell'impianto
- A_{FV} : area disponibile per l'installazione dell'impianto (m^2)
- P_{peak} : potenza di picco dell'impianto per unità di superficie = $0,2 \text{ (kW/m}^2\text{)}$;

La superficie disponibile è stata calcolata attraverso QGIS,

- Perdite di sistema che riducono l'energia prodotta dall'impianto (dovute ad esempio alle perdite nei cavi, inverter, sporcizia accumulata sui moduli ecc.= 14%
- Sistema di montaggio: per gli edifici con coperture a falde si è scelta il sistema che prevede l'integrazione dei moduli nel manto di copertura dell'edificio, per gli edifici con tetto piano l'opzione scelta è stata quella della struttura di sostegno
- Inclinazione: nel caso di edifici con coperture a falda l'inclinazione indicata è stata di 20° nel caso di coperture piane si è scelta la soluzione orizzontale
- Azimuth: l'angolo dei moduli fotovoltaici rispetto al sud è stata definita sulla base dell'orientamento delle falde del tetto laddove inclinate, nel caso di tetti piani l'orientamento indicato è stato Sud (0°). Nella pagina successiva l'esempio tipo di foglio PVGIS dal quale sono esportate le informazioni.

Si precisa che il dato di producibilità fotovoltaica finora riportato non tiene conto degli impianti fotovoltaici già installati. Pertanto, da ATLAIMPIANTI si è ricavato per ogni Comune il dato del numero di impianti e della potenza installata al 2023, stimandone la producibilità fotovoltaica attraverso il software PVGIS. Tali valori sono stati sottratti a quelli della producibilità stimata a livello territoriale, come sintetizzato di seguito.

Viene rilevata la presenza di 1064 impianti fotovoltaici esistenti.

Tabella 9 impianti fotovoltaici esistenti per comune

Comune	Somma di Pot. nom. (kW)	n. Impianti rilevati
Baldissero d’Alba	272,4	22
Bra	11516,06	440
Corneliano D’Alba	242,38	35
Guarene	1648,82	131
Montaldo Roero	316,31	19
Monticello d’alba	1872,69	54
Piobesi d’Alba	484,16	51
Pocapaglia	1645,85	76
Santa Vittoria D’Alba	4672,16	64
Sommariva Del Bosco	5527,81	103
Sommariva perno	1781,74	68

L’energia producibile da ciascun impianto è stata calcolata tramite il software Pvgis, inserendo le seguenti caratteristiche come dati di imputazione, ed estrapolando l’informazione di energia annua producibile da quell’ impianto variando ciascuna delle potenze nominali presenti nel comune.

Figura 42 Interfaccia PVgis con caratteristiche di imputazione per il comune di Bra

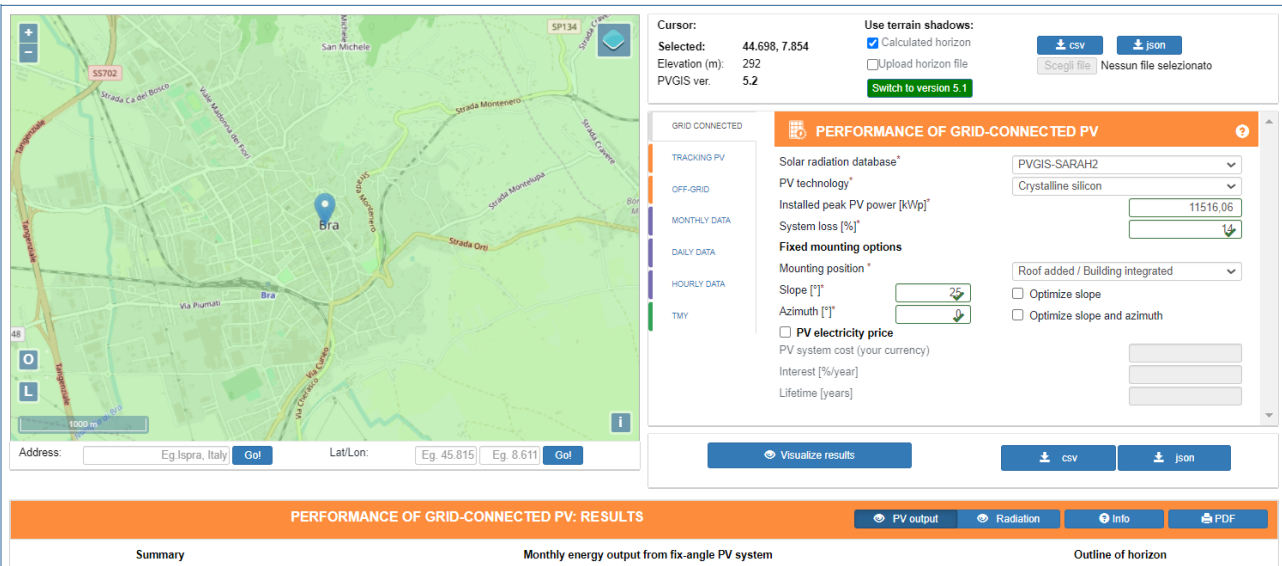
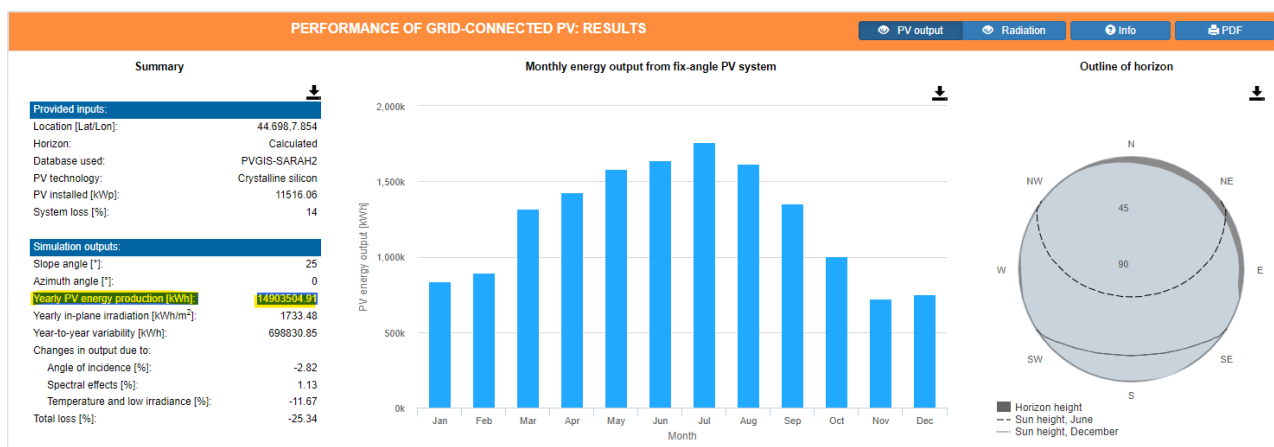


Figura 43 interfaccia PVGIS, con caratteristiche di imputazione per il comune di Bra



La producibilità di energia elettrica degli impianti esistenti ammonta a circa 39.000 MWh/anno, l'ordine di grandezza del potenziale fotovoltaico producibile da tutte le coperture è di 745.000 MWh/anno, per tale motivo non si vedono significative variazioni nel potenziale fotovoltaico producibile finale effettivo.

Si potranno vedere significative differenze dal momento in cui verrà fatta un'ulteriore analisi andando a specificare anche la destinazione d'uso degli edifici.

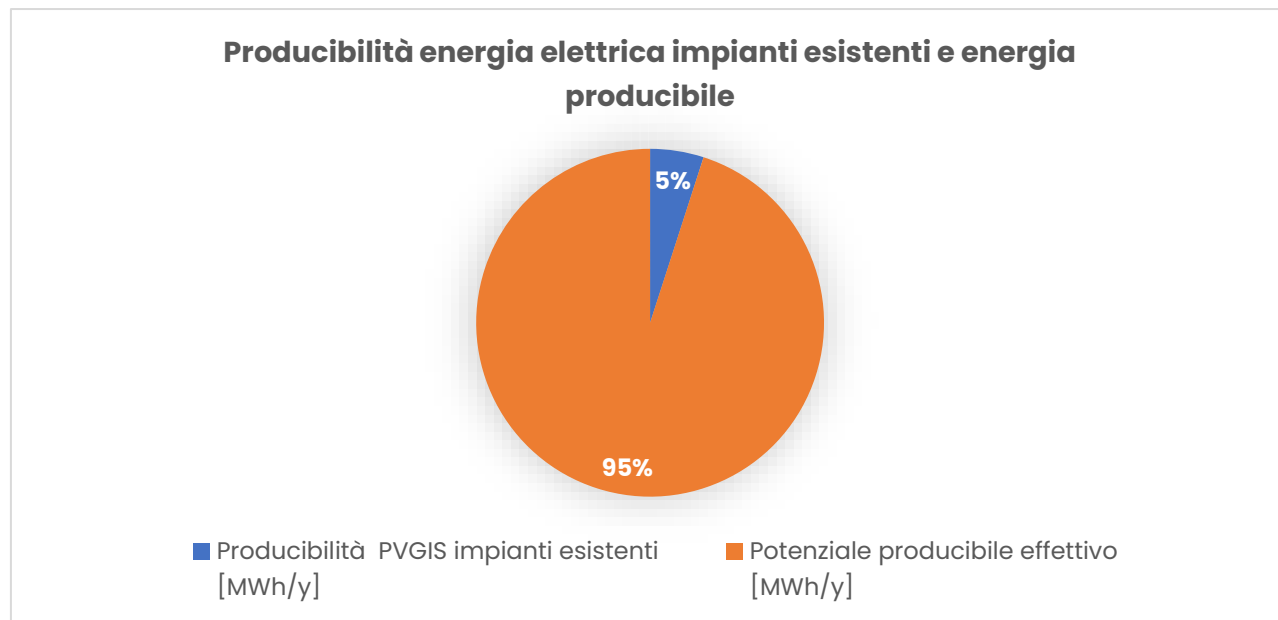
I valori di producibilità di energia elettrica sono stati calcolati in funzione della potenza nominale degli impianti presenti, e ricavata dal portale PVGIS dopo aver inserito le caratteristiche di cristalline silicons e slope di 25°, i quali successivamente sono stati sottratti a quelli della producibilità stimata a livello territoriale, tramite gli strumenti GIS. Tali passaggi vengono sintetizzati nella tabella precedente. Il potenziale fotovoltaico ancora installabile risulta quindi di circa: 706.000 MWh/anno.

Tabella 10 differenza tra potenziale fotovoltaico installabile e potenziale producibile dagli impianti fotovoltaici esistenti

Comune	n. Impianti rilevati	Pot. nom. installata (kW)	Producibilità energia elettrica PVGIS [MWh]	Potenziale producibile effettivo [MWh/anno]	Δ [MWh/anno]
Baldissero d'Alba	22	272	342	23.125	22.783
Bra	440	11.516	14.904	311.077	296.173
Corneliano d'Alba	35	242	316	22.200	21.884
Guarene	131	1.649	2.116	49.543	47.427
Montaldo Roero	19	316	407	12.257	11.850
Monticello d'Alba	54	1.873	2.408	42.369	39.961
Piobesi d'Alba	51	484	628	17.390	16.762
Pocapaglia	76	1.646	2.125	40.208	38.083
Santa Vittoria d'Alba	64	4.672	6.398	43.073	36.675
Sommariva Del Bosco	103	5.528	7.083	148.016	140.933
Sommariva Perno	68	1.782	2.307	36.109	33.802
Totale	1.063	29.980	39.034	745.367	706.300

Dal grafico a torta è possibile vedere la % di energia producibile dagli impianti esistenti (1) 5%, e la % di impianti potenzialmente installabili sulle coperture del territorio del Roero (2) 95%.

Grafico 9 Energia producibile da impianti PV esistenti (2) ed energia producibile da edifici comunali (1)



Per tale analisi sono stati presi in considerazioni tutti gli edifici facenti parte del Roero, per effettuare un'indagine di massima dove identificare i punti più favorevoli alla realizzazione di impianti fotovoltaici.

Confronto QGIS PVGIS GSA

Tale paragrafo ha la funzione di calcolare l'errore percentuale e quindi il $\Delta\%$ tra i valori calcolati tramite il software Qgis e quelli calcolati tramite i tool Pvgis, e GSA.

In questo modo applicando il fattore correttivo a tali valori potremo ottenere un'analisi più accurata.

Bisogna premettere che l'analisi effettuata tramite QGIS, ha lavorato sfruttando una DSM 5x5, la quale è stata processata tramite "r.sun.insoltime" (che ha fornito i valori di radiazione solare) con un passo di 50x50m tra ogni pixel, pertanto, non sarà possibile evidenziare l'inclinazione della falda (richiesta una DSM 0,5x0,5) in quanto per la precisione della analisi richiesta non è necessario tale livello di dettaglio. I calcoli dei dimensionamenti più specifici a livello dell'edificio saranno effettuati nei capitoli successivi.

I valori imputati su PVGIS sono i medesimi che sono stati descritti nel paragrafo precedente, mentre dal portale GSA è stata calcolata la radiazione inserendo semplicemente il punto del quale veniva richiesto il valore.

Siccome i due portali forniscono dei valori puntuali, vengono estratti da Qgis i valori di radiazione media giornaliera per ciascun mese dell'anno e per municipio del comune sul quale si sta ponendo l'attenzione.

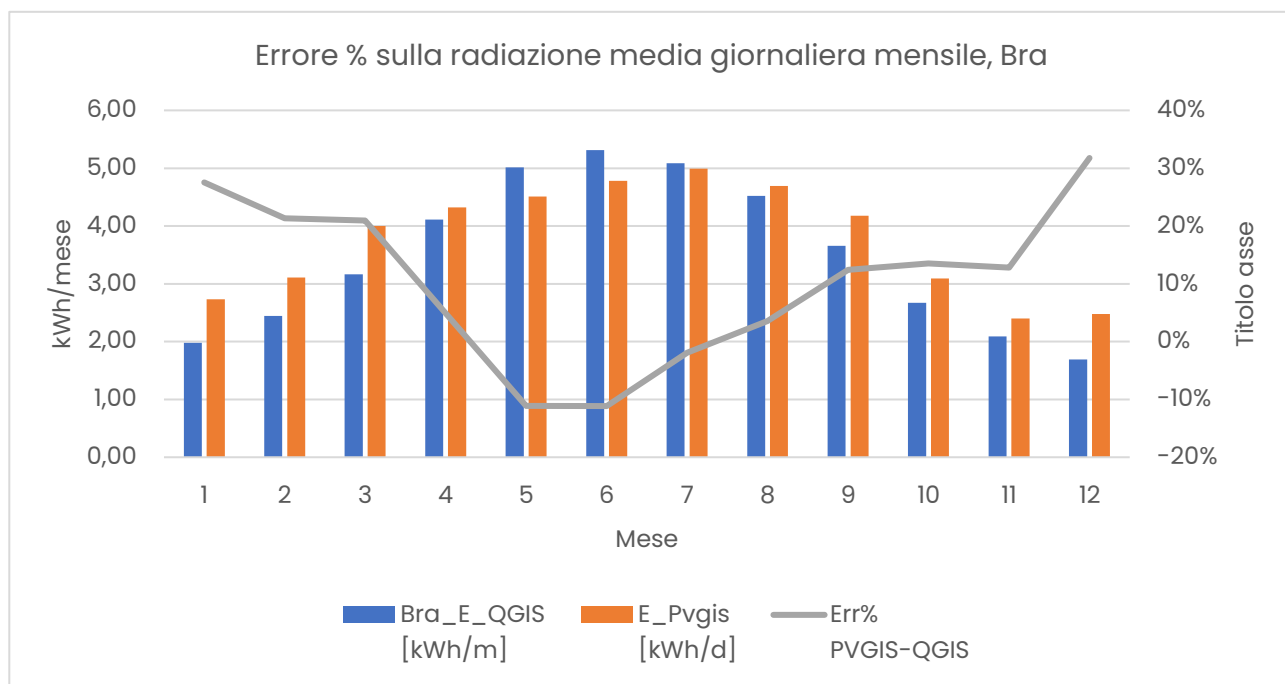
Sono stati selezionati 4 comuni corrispondenti ciascuna a una delle 4 cabine primarie del Roero: Bra, Sommariva del Bosco, Santa Vittoria d'Alba e Guarene.

L'analisi mostrerà come dal confronto tra QGIS e PVGIS avremo degli scostamenti maggiori durante i mesi invernali, mentre gli errori si ridurranno durante i mesi estivi/ primaverili. Ad ogni modo nei 4 confronti otteniamo dei valori di PVGIS e GSA che sono sempre superiori rispetto a quelli ottenuti tramite QGIS, rispetto alla radiazione annua espressa in $[kWh/m^2/anno]$

Tabella 11 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Bra

BRA			
Mese	E_d (PVGIS) [kWh/d]	E_m_QGIS [kWh/d]	Err% PVGIS-QGIS
1	2,73	1,98	28%
2	3,11	2,45	21%
3	4	3,16	21%
4	4,32	4,11	5%
5	4,51	5,01	-11%
6	4,78	5,31	-11%
7	4,99	5,09	-2%
8	4,69	4,52	4%
9	4,18	3,66	12%
10	3,09	2,67	14%
11	2,4	2,09	13%
12	2,48	1,69	32%
Anno	3,78	3,48	8%

Grafico 10 Confronto valori radiazione media giornaliera mensile, PVGIS-QGIS, comune di BRA



La media degli errori % è del 10%. L'andamento evidenzia che nei mesi invernali lo scostamento è più marcato rispetto ai mesi estivi nei quali i valori presentano l'errore % meno elevato.

Tabella 12 confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Bra

Pvgis [kWh/mq/anno]	GSA [kWh/mq/anno]	QGIS [kWh/mq/anno]	Err%Pvgis	Err%Gsa
1770,25	1734,2	1478,66	16%	15%

Grafico 11 confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Bra

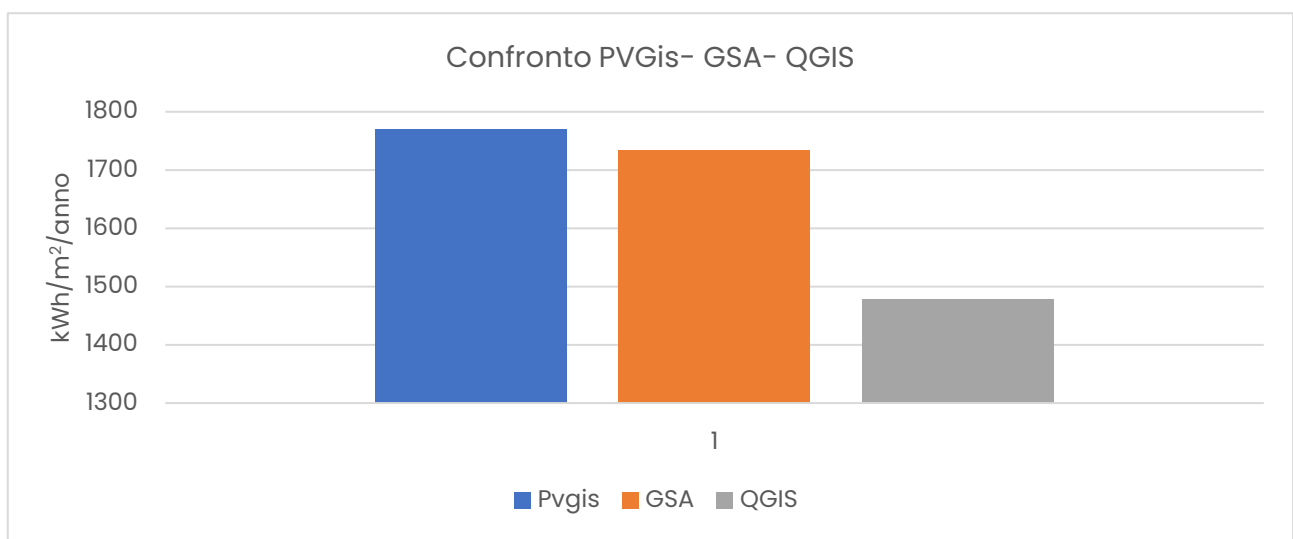
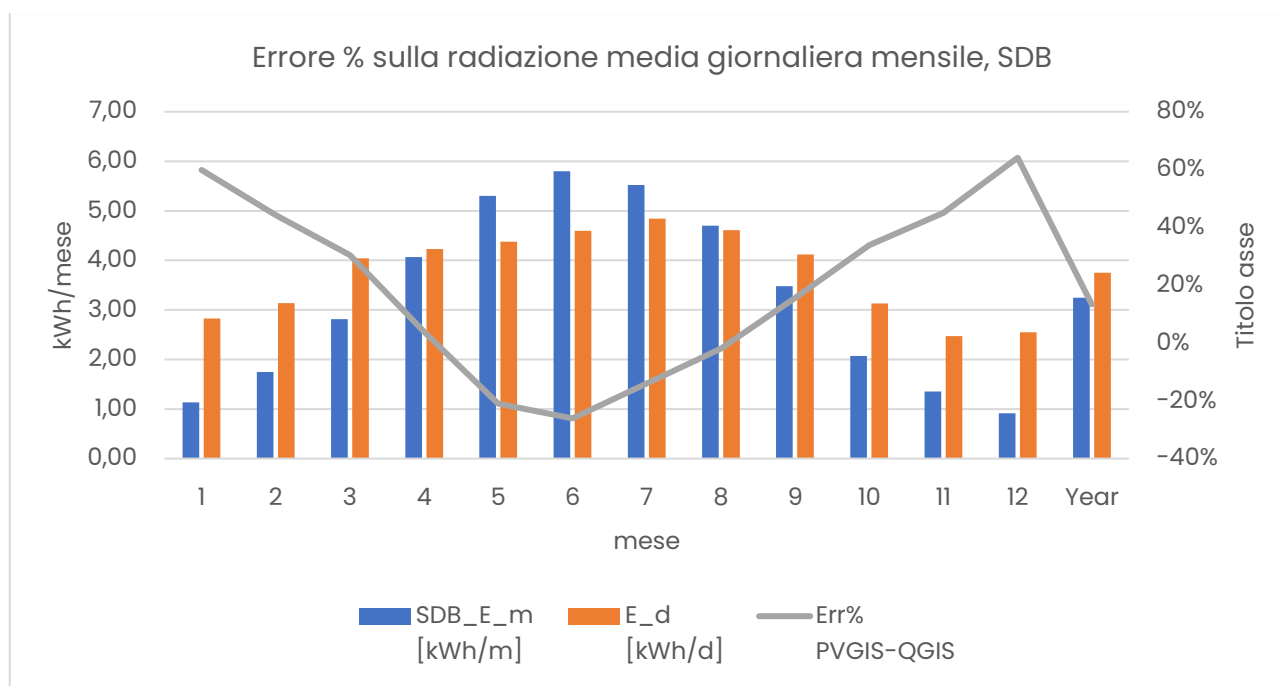


Tabella 13 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Sommariva del Bosco

Sommariva Del Bosco			
Mese	E_d (PVGIS) [kWh/d]	E_m_QGIS [kWh/d]	Err% PVGIS-QGIS
1	2,73	1,14	58%
2	3,06	1,75	43%
3	4	2,81	30%
4	4,26	4,07	4%
5	4,45	5,30	-19%
6	4,71	5,80	-23%
7	4,94	5,52	-12%
8	4,66	4,70	-1%
9	4,1	3,48	15%
10	3,08	2,07	33%
11	2,39	1,36	43%
12	2,44	0,92	62%
Anno	3,74	3,25	13%

Grafico 12 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Sommariva del Bosco



La media degli errori % è del 19%. L'andamento evidenzia che nei mesi invernali lo scostamento è più marcato rispetto ai mesi estivi nei quali i valori presentano l'errore % meno elevato.

Tabella 14 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Sommariva Del Bosco

Pvgis [kWh/mq/anno]	GSA [kWh/mq/anno]	QGIS [kWh/mq/anno]	Err%Pvgis	Err%Gsa
1759,3	1731,6	1379,33	22%	20%

Grafico 13 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Sommariva Del Bosco

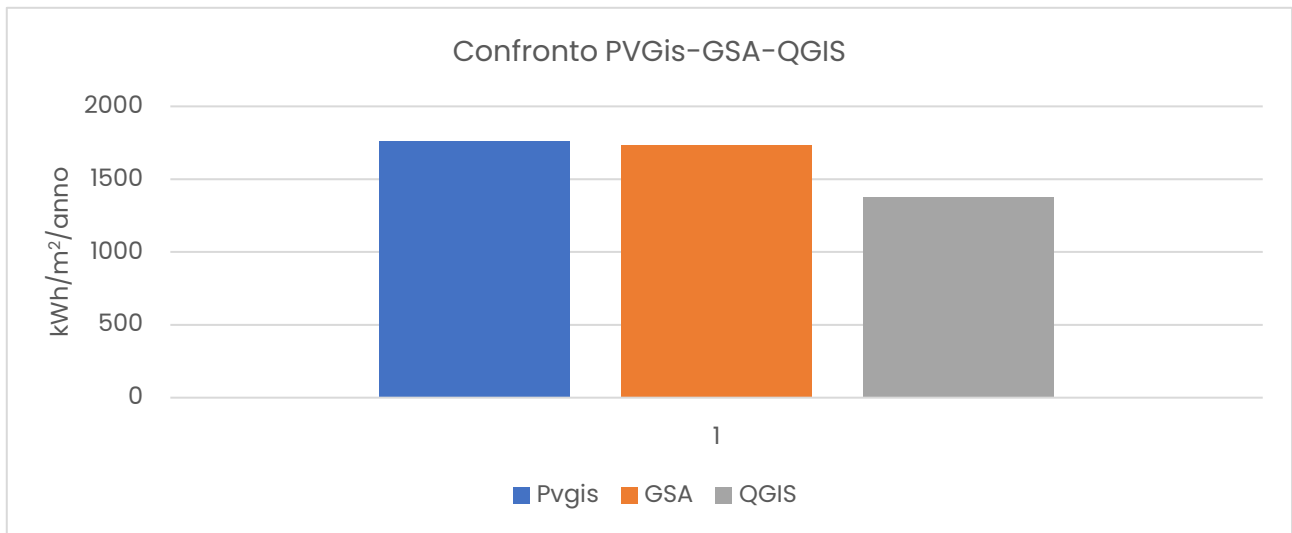
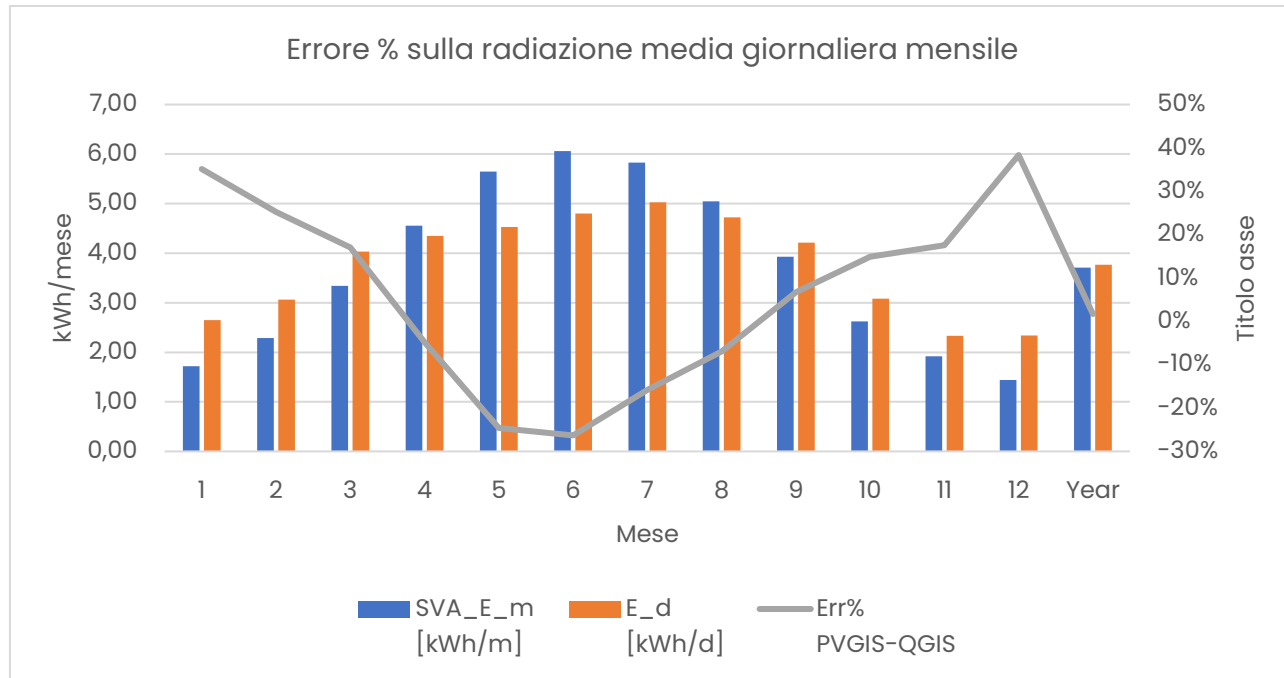


Tabella 15 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Santa Vittoria d'Alba

Santa Vittoria d'Alba			
Mese	E_d (PVGIS) [kWh/d]	E_m_QGIS [kWh/d]	Err% PVGIS-QGIS
1	2,65	1,72	35%
2	3,06	2,29	25%
3	4,03	3,34	17%
4	4,35	4,56	-5%
5	4,53	5,65	-25%
6	4,8	6,06	-26%
7	5,03	5,83	-16%
8	4,72	5,05	-7%
9	4,21	3,93	7%
10	3,08	2,62	15%
11	2,33	1,92	18%
12	2,34	1,44	38%
Anno	3,77	3,71	2%

Grafico 14 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Santa Vittoria d'Alba



La media degli errori % è del 6%. L'andamento evidenzia che nei mesi invernali lo scostamento è più marcato rispetto ai mesi estivi nei quali i valori presentano l'errore % meno elevato.

Tabella 16 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Santa Vittoria d'Alba

Pvgis [kWh/mq/anno]	GSA [kWh/mq/anno]	QGIS [kWh/mq/anno]	Err%Pvgis	Err%Gsa
1762,95	1738,5	1573,5	11%	9%

Grafico 15 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Santa Vittoria d'Alba

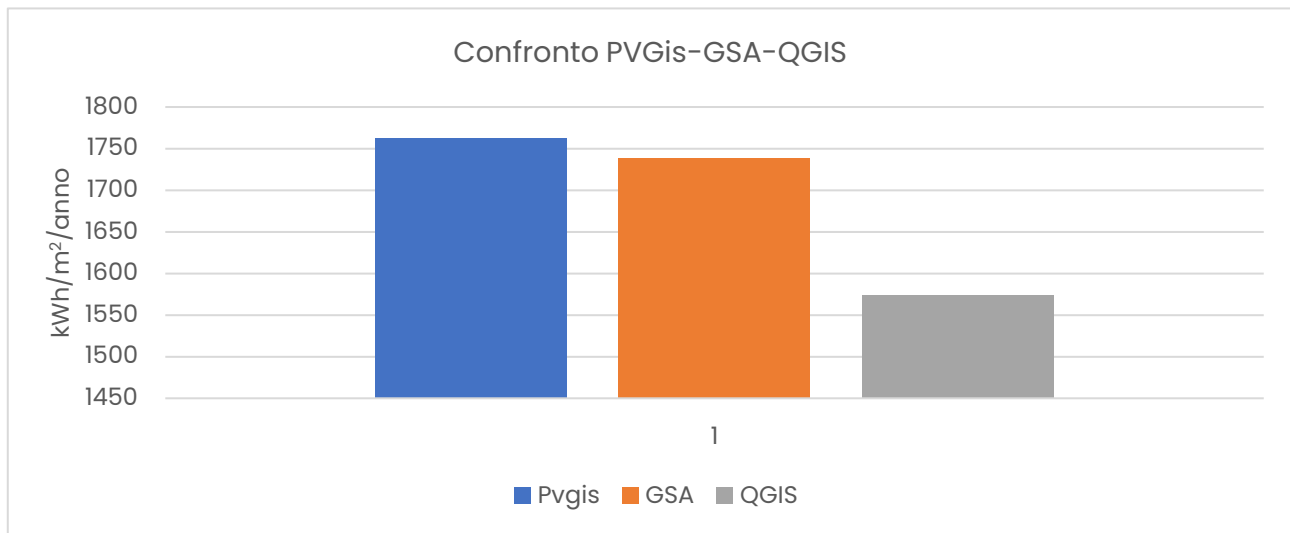
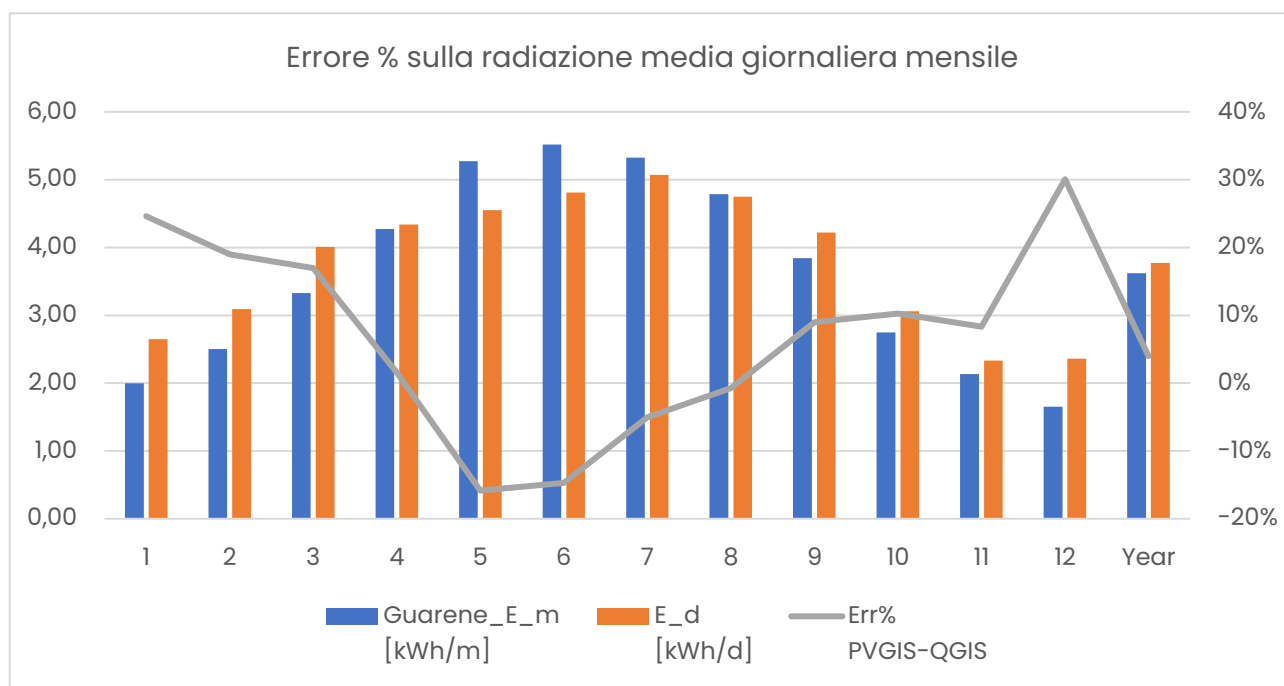


Tabella 17 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Santa Guarene

Guarene			
Mese	E_d (PVGIS) [kWh/d]	E_m_QGIS [kWh/d]	Err% PVGIS-QGIS
1	2,00	2,65	25%
2	2,50	3,09	19%
3	3,33	4,01	17%
4	4,27	4,34	2%
5	5,27	4,55	-16%
6	5,52	4,81	-15%
7	5,33	5,07	-5%
8	4,79	4,75	-1%
9	3,84	4,22	9%
10	2,75	3,06	10%
11	2,14	2,33	8%
12	1,65	2,36	30%
Anno	3,62	3,77	4%

Grafico 16 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Guarene

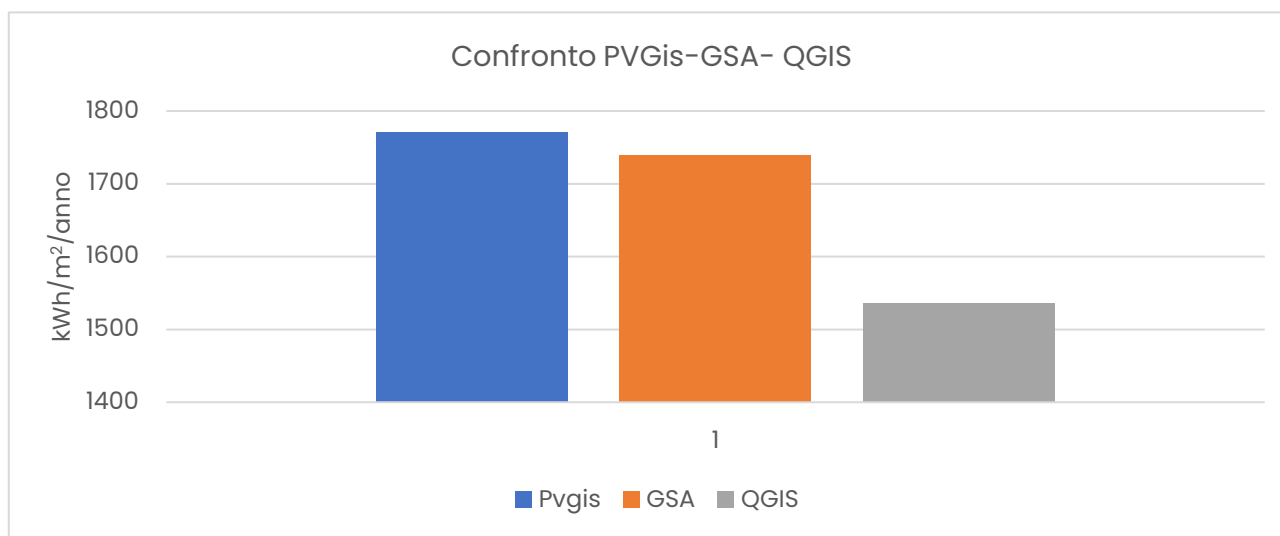


La media degli errori % è del 7%. L'andamento evidenzia che nei mesi invernali lo scostamento è più marcato rispetto ai mesi estivi nei quali i valori presentano l'errore % meno elevato.

Tabella 18 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Guarene

Pvgis [kWh/mq/anno]	GSA [kWh/mq/anno]	QGIS [kWh/mq/anno]	Err%Pvgis	Err%Gsa
1770,25	1740	1536,5	13%	12%

Grafico 17 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Guarene



Tutte le tabelle riportate insieme ai grafici evidenziano che per ciascun valore mensile esiste uno scostamento tra i diversi software utilizzati.

La motivazione è che i modelli di PVGIS e GSA tengono conto anche dell'inclinazione delle coperture, il software QGIS, con l'utilizzo della DSM considera la superficie delle coperture piatta. Tuttavia, dalla comparazione annuale della radiazione prendendo come riferimento il municipio di ciascun comune analizzato si può edere che in media tra i diversi valori esiste un Δ medio del 15%.

Dimensionamento territoriale, calcolo del fabbisogno energetico.

Nel seguente paragrafo saranno calcolati:

- fabbisogno energetico per ciascun comune,
- ricavi e relativi costi economici per dimostrare i vantaggi apportati dal progetto.

Dove il fabbisogno energetico è l'energia necessaria a soddisfare tutte le esigenze operative di un edificio, in un determinato periodo. Nel contesto di un utente domestico, si riferisce all'energia richiesta per alimentare tutti i dispositivi e sistemi in casa, illuminazione, elettrodomestici ed altri dispositivi elettronici.

Il fabbisogno è influenzato da diversi fattori come clima, efficienza energetica della casa, numero di abitanti, e abitudini di consumo.

Il consumo medio annuo elettrico di un utente domestica varia in base ai fattori geografici, tecnologici e comportamentali, tale dato espresso in kWh rappresenta l'energia totale consumata da una famiglia media in un anno. In Italia tale consumo elettrico annuo varia da circa 2700 kWh a 3600 kWh, a seconda della regione della dimensione della famiglia, tipo di abitazione e dell'uso degli elettrodomestici.

Nella pianificazione del fabbisogno energetico viene usato come dato di consumo per il **Piemonte 3600 kWh/anno**, considerando una situazione peggiorativa per il soddisfacimento del valore, ed utilizzato in altri studi di fattibilità tecnica economica da Environment Park.

Il numero delle famiglie per comune è stato ottenuto dai dati di censimento messi a disposizione dall'ISTAT aggiornati al 2022; e ponderato per ciascuna cabina primaria.

Tabella 19 ISTAT, Numero famiglie per comune, censimento 2022

Comune	N.Famiglie per comune
Baldissero d'Alba	463,00
Bra	13.191,00
Corneliano d'Alba	932,00
Montaldo Roero	387,00
Monticello d'Alba	935,00
Piobesi d'Alba	606,00
Pocapaglia	1.328,00
Santa Vittoria d'Alba	1.192,00
Sommariva Perno	1.150,00
Guarene	1.485,00
Sommariva del Bosco	2.684,00

Noti il numero di edifici residenziali per ciascun comune e note le superfici di queste ultime, il numero delle famiglie per ciascun comune è stato ponderato a seconda della quantità di superficie residenziale circoscritta all'interno del perimetro di ciascuna delle quattro cabine primarie analizzate, ottenendo i seguenti valori:

Tabella 20 Numero famiglie per cabina primaria

Cabina/Comune	N.Edifici	Potenziale fotovoltaico [MWh/anno]	Superficie potenzialmente disponibile (40%) [mq]	n.Famiglie per cabina
AC001E01065	2325	56.713,85	251.238,75	1.670,96
Corneliano d'Alba	187	2.411,80	10.765,59	120,70
Guarene	2059	48.979,59	217.195,78	1.485,00
Monticello d'Alba	12	472,87	2.114,15	6,67
Piobesi d'Alba	67	4.849,60	21.163,24	58,59
AC001E01115	8723	189.770,04	826.208,44	5.308,45
Baldissero d'Alba	815	12.662,51	54.642,30	348,43
Bra	68	17.054,30	71.674,17	84,85
Corneliano d'Alba	1257	19.700,42	87.843,39	811,30
Montaldo Roero	412	5.333,35	22.535,17	182,64
Monticello d'Alba	1669	41.898,15	183.311,60	928,33
Piobesi d'Alba	626	12.541,20	54.535,79	547,41
Pocapaglia	242	5.537,09	23.600,21	130,80
Santa Vittoria d'Alba	1557	43.035,17	189.930,87	1.190,47
Sommariva Perno	2077	32.007,86	138.134,96	1.084,23
AC001E01118	12200	305.442,97	1.335.715,91	13.543,63
Bra	9939	270.113,99	1.182.408,27	12.321,93
Pocapaglia	2215	34.672,97	150.628,45	1.197,20
Santa Vittoria d'Alba	2	43,82	173,78	1,53
Sommariva Perno	44	612,19	2.505,42	22,97
AC001E01123	9362	174.846,27	754.338,87	3.830,51
Baldissero d'Alba	268	10.463,17	45.894,29	114,57
Bra	633	16.368,50	69.385,25	784,77
Montaldo Roero	461	4.481,91	19.699,36	204,36
Sommariva del Bosco	7918	140.041,11	604.123,02	2.684,00
Sommariva Perno	82	3.491,58	15.236,94	42,81
Totale complessivo	32610	726.773,13	3.167.501,97	24.353,54

Le cabine per le quali verranno fatte le valutazioni economiche sono: **AC001E01065, AC001E01115, AC001E01118, AC001E01123**. Viene premesso che per tale scenario il fabbisogno energetico sarà ampiamente soddisfatto, le considerazioni saranno effettuate per ottenere come dato un dimensionamento finale con un tempo di ritorno economicamente favorevole pari a 5 anni.

Dati di input dell'analisi:

- costo specifico dell'impianto: **1800 €/kW** dato complessivo di realizzazione;
- costo **Capex** identifica il valore iniziale dell'investimento:

$$C_{CAPEX} = \text{Costo specifico impianto} * \text{Potenza impianto}$$

- costi **Opex** indicano i costi di gestione che ammontano per 1% del valore Capex per assicurazione e 20 €/kW per la pulizia dell'impianto:

$$C_{OPEX} = 0,1 * \text{Costo specifico impianto} + 20 * \text{Potenza impianto}$$

- potenza massima installabile calcolata come il rapporto della superficie del fotovoltaico delle coperture nel comune su **8mq** che è la superficie di un pannello per produrre 1 kW di picco:

$$P_{MAX} = \frac{A_{pv}}{A_{pann}}$$

- produzione totale estrapolata da QGIS filtrata per ogni cabina;
- Energia immessa in rete nasce dalla differenza tra l'energia producibile – la consumata; della quale l'energia consumata nasce tra il prodotto tra il numero di famiglie * il consumo medio domestico per abitazione pari a **3600 kWh/anno**:

$$E_{IMMESSA} = E_{PRODOTTI} - E_{CONSUMATA}$$

- % condivisa nella CER: 0.80 perché vogliamo che 80% dell'energia prodotta sia condivisa all'interno della CER per ottenere il massimo valore di tariffa incentivante;
- Condivisa nella CER sarà effettivamente l'80% dell'energia immessa in rete;
- Autoconsumo diretto sarà quindi la differenza tra produzione totale meno immessa in rete;
- % di **Self Consumption** è il rapporto tra autoconsumo diretto e produzione totale;
- % di **Self Sufficiency** è il rapporto tra autoconsumata su consumi totali;
- I valori successivi sono tutti presi dal decreto CACER e TIAD – Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR fino alla cella del risparmio diretto,
- Risparmio diretto sarà dato dal prodotto di **0,24 €/kWh**, che sarebbe il costo effettivo della bolletta aggiornato al 2023, per l'autoconsumo diretto,
- Introiti RID è il prodotto tra energia immessa in rete e valore RID **0,092 €/kWh** aggiornato al 2023,
- Totale spettante direttamente dalla somma tra introiti RID e risparmi in bolletta,

- Totale incentivo + corrispettivo ARERA si calcola dal prodotto tra l'energia condivisa all'interno della CER, quindi 80% di quella immessa in rete per la somma di valore incentivo **0,13 €/kWh** + corrispettivo ARERA **0,0106 €/kWh**.
- Il ricavo per i produttori sarà dato dal prodotto tra: immessa in rete per la somma tra corrispettivo Arera e tariffa incentivante e per il 25% della quota destinata ai produttori,
- Tempo di ritorno semplice sarà uguale al rapporto tra costi / ricavi- costi.

Vengono di seguito riportati i risultati per le 4 cabine primarie dei tempi di ritorno, e delle famiglie soddisfatte, e le relative considerazioni finali sui risultati ottenuti.

Tabella 21 Analisi ricavi costi cabina AC001E01065

AC001E01065	
n. Famiglie per cabina	1671
Eel,tot QGIS [kWh/anno]	56713845,00
Wp_potenza installabile kWp [kW]	31404,84
Tot. consumi annui comune [kWh/anno]	46857203,11
costo specifico impianto	1800,00
costo impianto CAPEX (€)	56528718,75
costi OPEX (€)	1193384,06
autoconsumo diretto (kWh/anno)	46857203,11
immessa in rete (kWh/anno)	9856641,89
quota per produttori (%)	0,25
valore incentivo (€/kWh)	0,13
corrispettivo ARERA	0,01
risparmio in bolletta (€)	11245728,75
introito rid (€)	906811,05
totale spettante direttamente (€)	12152539,80
ricavo per produttori (€)	346387,04
ricavo annuo impresa (€)	12498926,84
TEMPO DI RITORNO SEMPLICE	5,00
n. Famiglie soddisfatte	13.016

Tabella 22 Analisi ricavi costi cabina AC001E01115

AC001E01115	
n. Famiglie per cabina	5308
Eel,tot QGIS [kWh/anno]	189770044,00
Wp_potenza installabile kWp [kW]	103276,06
Tot. consumi annui comune [kWh/anno]	150417788,02
costo specifico impianto	1800,00
costo impianto CAPEX (€)	185896899,68
costi OPEX (€)	3924490,10
autoconsumo diretto (kWh/anno)	150417788,02
immessa in rete (kWh/anno)	39352255,98
quota per produttori (%)	0,25
valore incentivo (€/kWh)	0,13
corrispettivo ARERA	0,01
risparmio in bolletta (€)	36100269,12
introito rid (€)	3620407,55
totale spettante direttamente (€)	39720676,67
ricavo per produttori (€)	1382936,66
ricavo annuo impresa (€)	41103613,33
TEMPO DI RITORNO SEMPLICE	5,00
n. Famiglie soddisfatte	41.783

Tabella 23 Analisi ricavi costi cabina AC001E01118

AC001E01118	
n. Famiglie per cabina	13544
Eel,tot QGIS [kWh/anno]	305442973,00
Wp_potenza installabile kWp [kW]	166964,49
Tot. consumi annui comune [kWh/anno]	244706909,00
costo specifico impianto (€/kW)	1800,00
costo impianto CAPEX (€)	300536078,85
costi OPEX (€)	6344650,55
autoconsumo diretto (kWh/anno)	244706909,00
immessa in rete (kWh/anno)	60736064,00
quota per produttori (%)	0,25
valore incentivo (€/kWh)	0,13
corrispettivo ARERA	0,01
risparmio in bolletta (€)	58729658,16
introito rid (€)	5587717,89
totale spettante direttamente (€)	64317376,05
ricavo per produttori (€)	2134417,13
ricavo annuo impresa (€)	66451793,18
TEMPO DI RITORNO SEMPLICE	5,00
n. Famiglie soddisfatte	67.974

Tabella 24 Analisi ricavi costi cabina AC001E01123

AC001E01123	
n. Famiglie per cabina	3831
Eel,tot QGIS [kWh/anno]	174846269,00
Wp_potenza installabile kWp [kW]	94292,36
Tot. consumi annui comune [kWh/anno]	135536018,70
costo specifico impianto	1800,00
costo impianto CAPEX (€)	169726244,85
costi OPEX (€)	3583109,61
autoconsumo diretto (kWh/anno)	135536018,70
immessa in rete (kWh/anno)	39310250,30
quota per produttori (%)	0,25
valore incentivo (€/kWh)	0,13
corrispettivo ARERA	0,01
risparmio in bolletta (€)	32528644,49
introito rid (€)	3616543,03
totale spettante direttamente (€)	36145187,52
ricavo per produttori (€)	1381460,47
ricavo annuo impresa (€)	37526647,99
TEMPO DI RITORNO SEMPLICE	5,00
n. Famiglie soddisfatte	37.649

Considerazioni

Siccome i tempi di ritorno in prima analisi venivano intorno agli **11, 12 anni** con le famiglie effettive dei comuni, è stato ipotizzato tramite il comando “ricerca obiettivo” quante famiglie fosse possibile soddisfare cercando di mantenere un tempo di ritorno dall’investimento intorno ai 5 anni. Viene impostato quindi come valore fisso il tempo di ritorno **(5 anni)** e come valore variabile il numero di famiglie soddisfatte che mantengano come consumi domestici 3600 kWh/anno. Vedremo che il numero di famiglie possibilmente soddisfatte dall’energia prodotta per ciascuna cabina potrà aumentare notevolmente (cella arancione dell’analisi ricavi costi)

Le considerazioni effettuate ipotizzano che l’80% della energia immessa all’interno della CER sia sempre venduta, ma come sappiamo questa situazione non sempre si può verificare.

Ed anche il numero delle famiglie soddisfatte, installando impianti su tutti gli edifici presenti all’interno dei comuni, è molto superiore rispetto alle famiglie effettivamente presenti all’interno del perimetro delle cabine primarie, questo sta a dimostrare che per rendere più efficace ed efficiente la comunità energetica bisogna aggiungere un numero sempre crescente di consumatori, che a loro volta possano portare dei risparmi in bolletta, e contemporaneamente aumentare i benefici della CER.

Per concludere si può affermare che tale ipotesi (installazione di pannelli PV su tutti gli edifici presenti all’interno del comune) è uno scenario ipotetico che è servito per individuare a livello territoriale le aree più favorevoli, ma soprattutto a dimostrazione dei possibili vantaggi che porta l’utilizzo di FER.

Il caso estremizzato di **sovraproduzione** evidenzia come l’energia prodotta sia nettamente superiore ai consumi, e per fare sì che tutta l’energia prodotta venga consumata sarebbe necessario aggiungere il numero di famiglie evidenziato per ciascuna cabina primaria, il che comporterebbe il coinvolgimento delle famiglie dei comuni limitrofi che si aggredirebbero alla medesima cabina primaria per ritiro in dedicato dell’energia.

Ad ogni modo non esiste un metodo univoco di dimensionamento degli impianti fotovoltaici, nel senso che impostando l’analisi come nel suddetto caso, si dà maggiore importanza all’aspetto economico, (5 anni PBT); che tiene meno conto dell’aspetto energetico.

Per tale motivo nelle analisi successive i dimensionamenti degli impianti saranno effettuati in base ai consumi effettivi degli edifici, in questo modo si otterranno degli impianti di dimensioni controllate, che siano in grado di produrre l’energia necessaria per soddisfare l’autoconsumo diretto ed immettere in rete l’energia necessaria al soddisfacimento dei consumi dei membri presenti effettivamente all’interno della CER Roero, nella quale le amministrazioni pubbliche saranno i promotori iniziale dell’iniziativa tramite la realizzazione degli impianti fotovoltaici sugli edifici di utenza comunale.

Capitolo 4 Elaborazione dei dati

Dopo aver dimostrato analiticamente l'efficacia del progetto, è stato necessario mettersi in contatto con i relativi comuni dell'area del Roero per passare ad una progettazione più dettagliata, ed un dimensionamento più specifico della stessa CER.

Il processo prevede la raccolta dei dati di consumo degli edifici di utenza comunale, dai quali è stato possibile elaborare un database completo con i consumi relativi degli edifici per ciascuna cabina primaria.

Durante l'analisi sono state necessarie ulteriori ricerche di informazioni per poter ottenere maggiore accuratezza dei dati; pertanto, è stata cercata la presenza di eventuali vincoli storici, o imposti dalla sovrintendenza, ed infine la presenza di pannelli fotovoltaici installati in data antecedente il Decreto CACER.

Il risultato dell'operazione vede la realizzazione del seguente database con tali celle descrittive:

Tabella 25 Database raccolta dati edifici di utenza comunale

CODICE	COMUNE	EDIFICIO	TIPOLOGIA CLIENTE	CABINA	DESTINAZIONE D'USO
1MTCA	Monticello d'Alba	Campo Da Calcio	Libero	AC001E01115	Campo sportivo
3MTCA	Monticello d'Alba	Centro Polifunzionale Borgo	Con fotovoltaico	AC001E01115	Centro Polifunzionale
4MTCA	Monticello d'Alba	Magazzino	Vincolato	AC001E01115	Magazzino

La colonna Codice servirà per identificare tramite id l'edificio in questione, nelle colonne comune e edificio vengono imputate le informazioni associate a tale id, di conseguenza, l'ubicazione nel comune di riferimento, della quale è noto anche l'indirizzo con numero civico, e la nomenclatura dello stesso. Nella tipologia di cliente viene descritto se l'edificio risulta essere: "libero" da eventuali vincoli, e quindi con superficie PV potenzialmente installabile; "con fotovoltaico" se sono presenti impianti fotovoltaici realizzati prima del decreto CACER, "Vincolato" se risulta un bene al quale è attribuito valore storico e quindi non possibile effettuarci interventi.

Tabella 26 Numero edifici per cabina primaria

Cabina	Con fotovoltaico	Libero	Vincolato	Totale complessivo
AC001E01065	0	7	3	10
AC001E01115	6	31	23	60
AC001E01118	2	22	40	64
AC001E01123	1	11	4	16
Totale complessivo	9	71	70	150

Dalla lettura finale della raccolta dei dati si ottiene un totale di **150** edifici dei quali circa il 50% risultano soggetti a vincoli storici, 11 di questi edifici di utenza comunale presentano impianti fotovoltaici esistenti la restante parte può essere considerata nello studio come potenziali “futuri” prosumer della CER.

Gli edifici vincolati e con impianti fotovoltaici esistenti, verranno esclusi dal dimensionamento di eventuali impianti, ma di essi saranno conteggiati i consumi, che dovranno essere soddisfatti dai futuri impianti degli edifici “liberi”.

Viene effettuato un ulteriore approfondimento anche per destinazione d’uso, in quanto vedremo successivamente che scuole e municipi saranno gli edifici maggiormente energivori, cimiteri e magazzini con consumi relativamente bassi verranno esclusi come superfici potenzialmente utilizzabili.

Tabella 27 Numero edifici per destinazione d'uso e tipologia

Destinazione d’uso	Con fotovoltaico	Libero	Vincolato	Totale complessivo
Alloggio		4	7	11
Associazione		1	4	5
Biblioteca		3	1	4
Campo sportivo		2		2
Casa parrocchiale		1		1
Caserma			1	1
Centro anziani	1		1	2
Centro Polifunzionale	1	1		2
Centro ricreativo		1		1
Centro sportivo	1	5		6
Cimitero			11	11
CRI	1			1
impianto fotovoltaico			1	1
Magazzino		2	4	6
Municipio		8	8	16
Museo			3	3
Palazzo comunale			6	6
Pinacoteca		1		1
Polizia Municipale			1	1
Salone Polifunzionale		5	2	7
Scuola Elementare	2	14	7	23
Scuola Materna	1	17	1	19
Scuola Media	2		3	5
Sferisterio			1	1

Destinazione d'uso	Con fotovoltaico	Libero	Vincolato	Totale complessivo
Stazione		1		1
Teatro			1	1
Torre campanaria			1	1
Uffici			1	1
Uffici Municipio		4	5	9
Vigili del fuoco		1		1
Totale complessivo	9	71	70	150

Dalla lettura emerge che dei 150 edifici parte della CER Roero, 47 sono scuole classificate in medie, elementari e materne; 26 edifici sono municipi, sedi di uffici comunali ed uffici generici.

Sono presenti all'interno dell'analisi anche sedi di uffici polizia municipale, vigili del fuoco, musei, caserme ecc, a carico delle spese dei rispettivi comuni di appartenenza.

Di seguito viene riportata la cartografia con gli edifici di utenza comunale localizzati all'interno del territorio, e suddivisi rispettivamente per ciascuna delle cabine primarie analizzate.

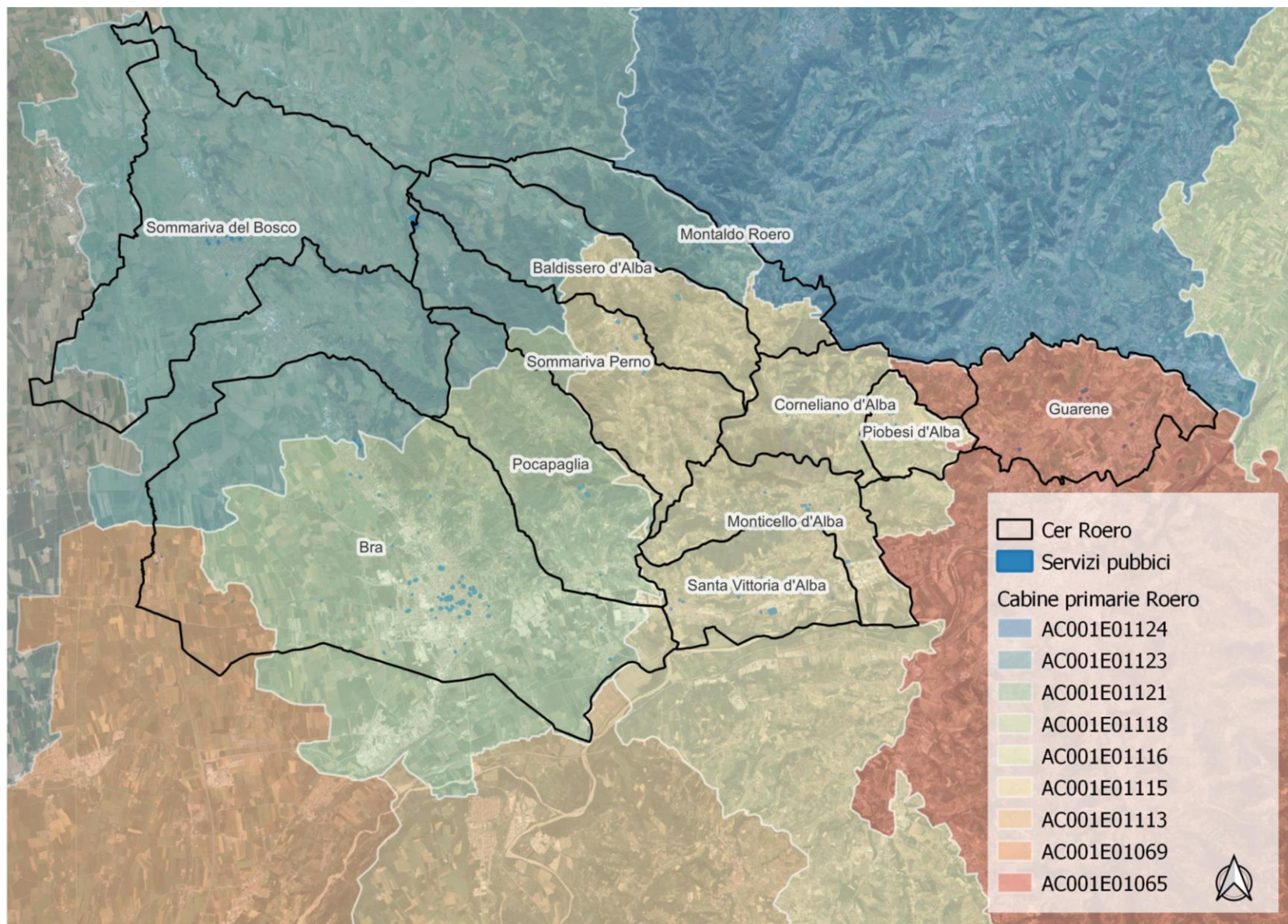


Figura 44 Servizi pubblici per cabina primaria

Analisi dei beni vincolati

Tale indagine ha sfruttato il portale “[Vincoli in rete](#)”, per la verifica, nel quale viene messo a disposizione un elenco di vincoli suddivisi per indirizzo e comune.

Il portale è stato realizzato dall’ Istituto superiore per la conservazione ed il restauro ed un progetto per lo sviluppo di servizi dedicati agli utenti interni ed esterni al ministero dei beni e delle attività Culturali e del Turismo (MIBAC).

Esso consente l’accesso in consultazione delle informazioni sui beni culturali, architettonici ed archeologici attraverso: l’integrazione del sistema d’origine, con servizi di interoperabilità tra sistemi informativi dell’amministrazione; funzionalità di ricerca dei beni culturali sia di tipo alfanumerico che cartografico.

L’analisi è stata effettuata per ciascun comune membro della CER., ed ha permesso di individuare la presenza di **70** edifici sui quali non è possibile effettuare interventi sulle rispettive coperture, questi ultimi saranno considerati esclusivamente come consumatori all’interno della CER.

Viene di seguito riportata l’interfacci del portale per l’estrazione dei dati, la quale porta al possibile download del dato in formato Excel.

Ministero della cultura
MIC DGABAP iCr iccd

VINCOLI in rete

RICERCA BENI RICERCA SEGNALAZIONI RICERCA GEOGRAFICA RICERCA ATTI AMMINISTRATIVI STATISTICHE

Sei in: Ricerca Beni > Lista Beni

Lista Beni

Scarica risultati ricerca Seleziona formato VAL

11 risultati

ANTEPRIMA	CODICI	ID CONTENITORE	DENOMINAZIONE	TIPO SCHEDA E GERARCHIA	TIPO BENE	LOCALIZZAZIONE	ENTE COMPETENTE	ENTE SCHEDATORE	CONDIZIONE GIURIDICA	ATTO SPECIFICO	OPERAZIONI	PRESENTE IN
	154949		CAMPANILE DELLA CHIESA PARROCCHIALE	Architettura individuo	campanile	Piemonte Cuneo Monticello d'Alba	S280 Soprintendenza Archeologia, belle arti e paesaggio per le province di Alessandria, Asti e Cuneo	S152 Soprintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggistici per le province di Torino Asti Cuneo Biella e Vercelli		Si		CdR
	204122		CASTELLO ROERO	Architettura individuo	castello	Piemonte Cuneo Monticello d'Alba VILLA	S280 Soprintendenza Archeologia, belle arti e paesaggio per le province di Alessandria, Asti e Cuneo	S152 Soprintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggistici per le province di Torino Asti Cuneo Biella e Vercelli		Si		CdR
	230805		CAMPOSANTO - FRAMMENTI DI ISCRIZIONI ROMANE DEL SECOLO X	Architettura individuo	cimitero	Piemonte Cuneo Monticello d'Alba	S280 Soprintendenza Archeologia, belle arti e paesaggio per le province di Alessandria, Asti e Cuneo	S152 Soprintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggistici per le province di Torino Asti Cuneo Biella e Vercelli		Si		CdR
	334710		IMMOBILE IN VIA REGINA MARGHERITA 1	Architettura individuo	palazzo	Piemonte Cuneo Monticello d'Alba VIA REGINA MARGHERITA, 1	S280 Soprintendenza Archeologia, belle arti e paesaggio per le province di Alessandria, Asti e Cuneo	S152 Soprintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggistici per le province di Torino Asti Cuneo Biella e Vercelli		Si		CdR
	449993		SCUOLA MEDIA GIORGIO VIGNOLA	Architettura individuo		Piemonte Cuneo Monticello d'Alba VILLA PIAZZA G.MARCONI, 1, 1	S280 Soprintendenza Archeologia, belle arti e paesaggio per le province di Alessandria, Asti e Cuneo	S152 Soprintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggistici per le province di Torino Asti Cuneo Biella e Vercelli	proprietà ente pubblico territorio	Si		CdR BT

Figura 45 Interfacci del portale “Vincoli in rete”

Vengono classificati nella categoria “vincolato”, tutti quei beni localizzati all’interno dei centri storici, o con un particolare valore storico attribuitogli dalla sovrintendenza e quindi presente all’interno del database scaricato dal portale, ma anche cimiteri, sui quali non è possibile installare impianti sia per mancanza di coperture oltre che per consumi praticamente nulli.

Nel grafico a torta le destinazioni d’uso degli edifici vincolati sui quali non sarà possibile realizzare alcun tipo di intervento, che saranno trattati nello studio esclusivamente come consumatori.

Tabella 28 Destinazione d'uso edifici vincolati

Destinazione d'uso bene vincolato	n.edifici
Alloggio	7
Associazione	4
Biblioteca	1
Caserma	1
Centro anziani	1
Cimitero	11
impianto fotovoltaico	1
Magazzino	4
Municipio	8
Museo	3
Palazzo comunale	6
Polizia Municipale	1
Salone Polifunzionale	2
Scuola	11
Sferisferio	1
Teatro	1
Torre campanaria	1
Uffici	6
Totale complessivo	70

Grafico 18 Destinazione d'uso edifici vincolati



Edifici con pannelli fotovoltaici esistenti

Per concludere la selezione degli edifici, e la definizione del numero degli impianti effettivamente installabili è stata fatta un'ulteriore scrematura di edifici per verificare la presenza di edifici con impianti fotovoltaici già esistenti sulle coperture.

Tale verifica è stata effettuata tramite l'ausilio di due strumenti quali: il portale ATLAIMPIANTI, come specificato al capitolo 3, il quale georeferenzia gli impianti di FER esistenti, tramite il download del database, e in seconda battuta la verifica è stata effettuata grazie al software Google Earth pro. Google Earth pro è stato utilizzato per la creazione di etichette, che hanno permesso di registrare le informazioni inerenti all'orientamento dell'edificio trascrivendo l'angolo azimutale, e la superficie fotovoltaica installabile in base alle dimensioni della copertura.

Si specifica che l'angolo azimutale di una falda è stato trascritto tracciando la "normale" alla stessa.

Le immagini di seguito sono un esempio pratico della modalità di tracciamento di tale dato:

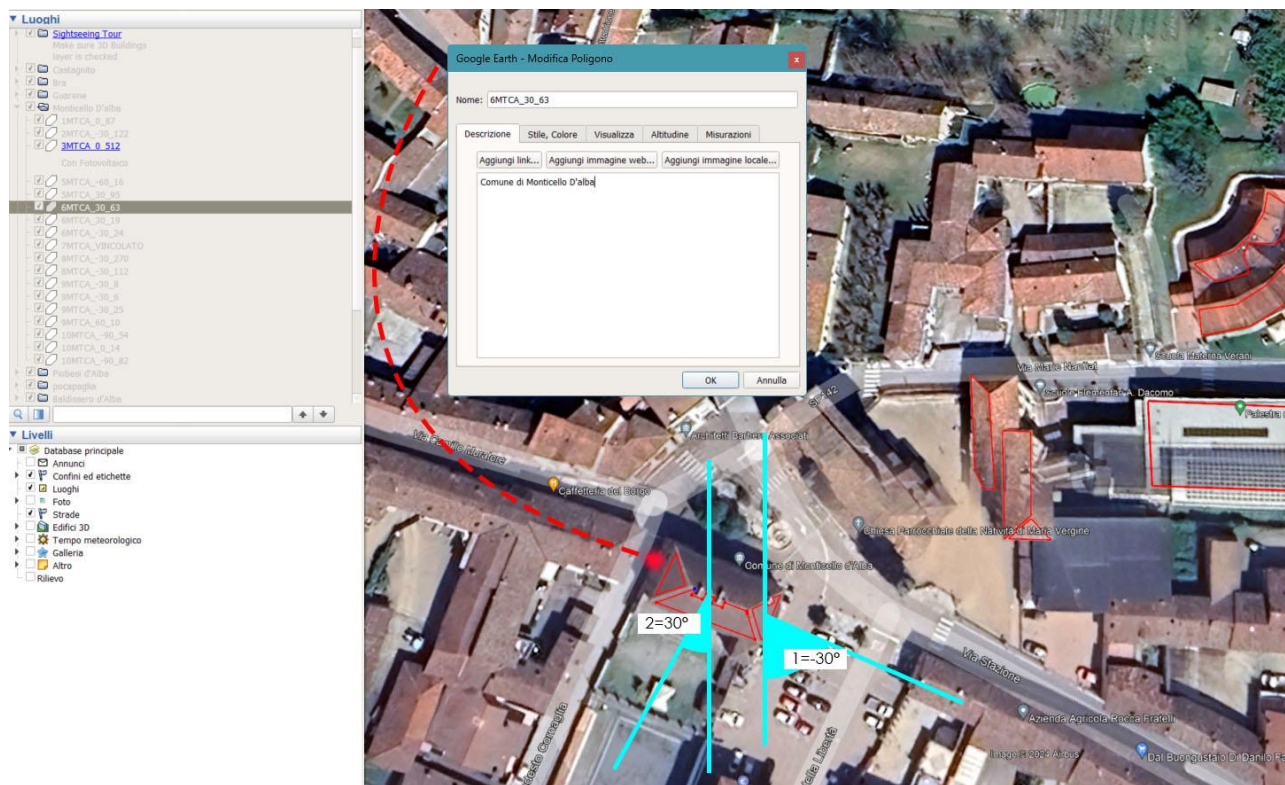


Figura 47 Interfaccia di registrazione con Google Earth pro

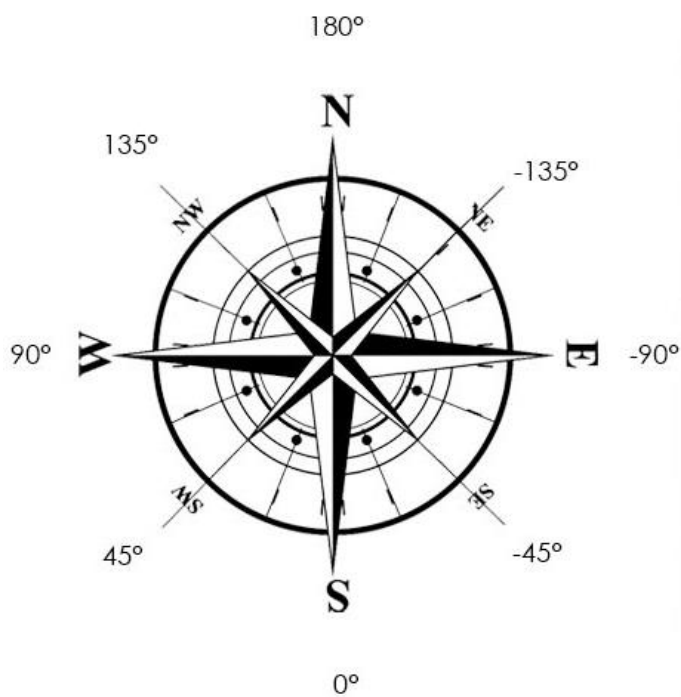


Figura 46 Convenzione per assegnazione esposizione ed angolo azimutale su Google Earth Pro.

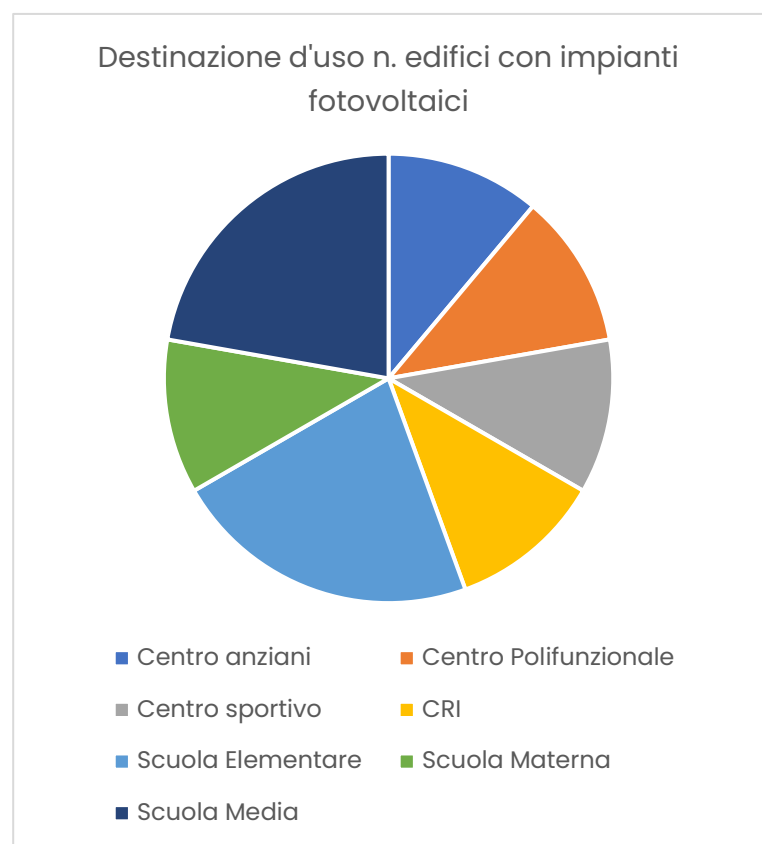
Si specifica che le falde con esposizione a Sud sono quelle in cui l'irraggiamento è maggiore e prolungato nel tempo della giornata. I pannelli fotovoltaici sui tetti a falda esposta a sud avranno sempre prestazioni molto elevate, al massimo delle loro potenzialità con il presentarsi delle condizioni meteo ottimali.

Tali considerazioni vengono specificate in questo paragrafo in quanto in seguito alla registrazione dei consumi effettivi degli edifici, classificati come possibili "prosumer", saranno calcolate le potenze massime installabili sulle coperture.

Tabella 29 destinazione d'uso edifici con impianti fotovoltaici

Destinazione d'uso	Con fotovoltaico
Centro anziani	1
Centro Polifunzionale	1
Centro sportivo	1
CRI	1
Scuola Elementare	2
Scuola Materna	1
Scuola Media	2

Grafico 19 Destinazione d'uso edifici con impianti fotovoltaici esistenti



Individuazione delle utenze

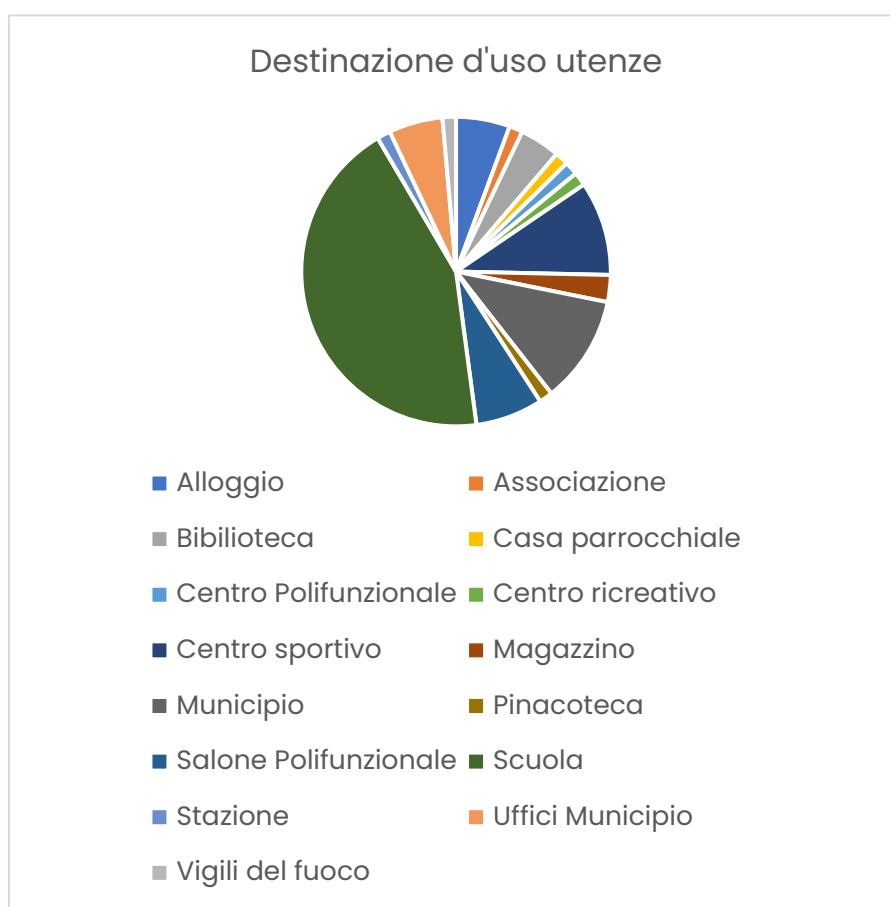
In conclusione, il numero di utenze finali per cabina primaria, che potranno esser considerati i "prosumer all'interno della CER, sono 71 edifici.

Viene riportata di seguito la definizione di ciascuna destinazione d'uso di essi, ma anche la cabina primaria alla quale saranno allacciati.

Tali informazioni saranno necessarie per la continuazione dello studio.

Tabella 30 destinazione d'uso Grafico 20 Destinazione d'uso dei "prosumer"

Destinazione d'uso	n.
Alloggio	4
Associazione	1
Biblioteca	3
Casa parrocchiale	1
Centro Polifunzionale	1
Centro ricreativo	1
Centro sportivo	7
Magazzino	2
Municipio	8
Pinacoteca	1
Salone Polifunzionale	5
Scuola	31
Stazione	1
Uffici Municipio	4
Vigili del fuoco	1
Totale complessivo	71

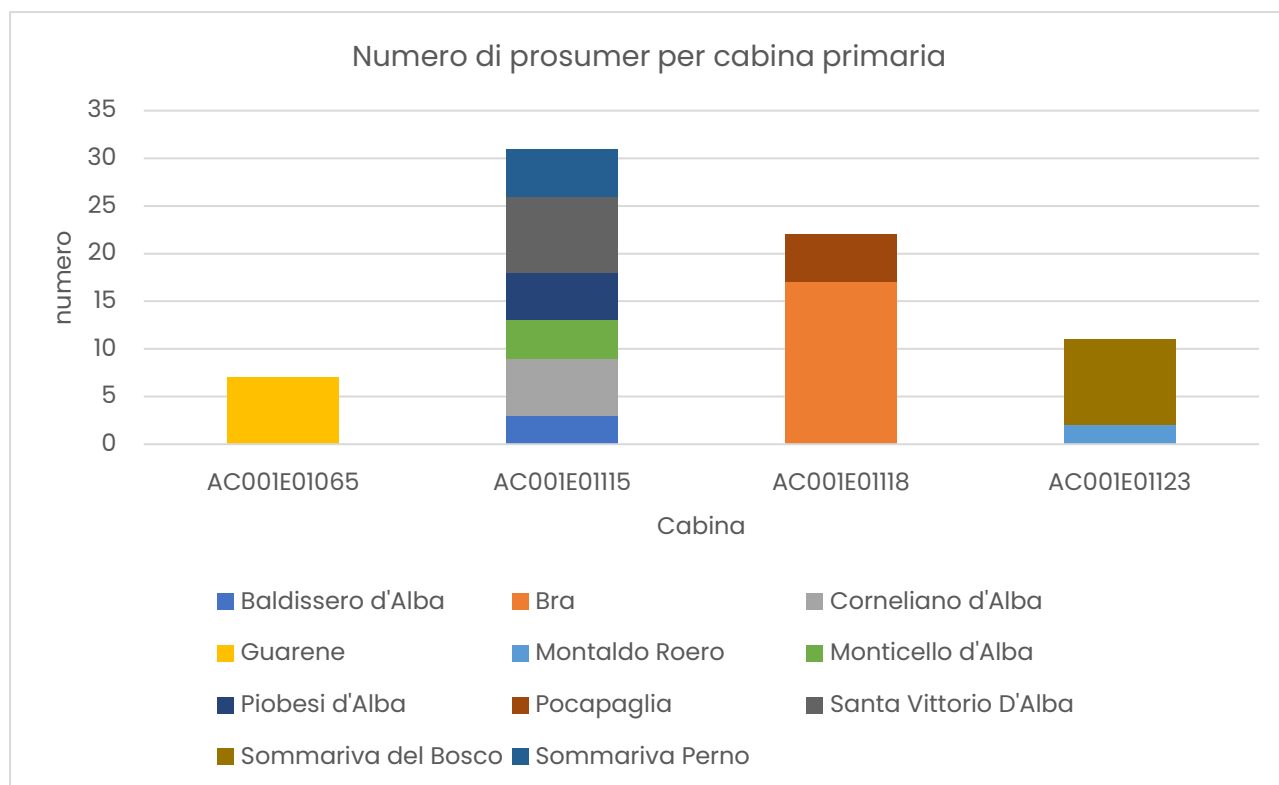


La destinazione d'uso più presente è quella delle scuole, a seguire anche municipi con rispettivi uffici e saloni polifunzionali risultano essere le destinazioni più presenti tra le amministrazioni comunali. Nello specifico vengono approfondite le cabine primarie alle quali fanno riferimento tali edifici:

Tabella 31 Distribuzione delle utenze per comune e per le rispettive cabine primarie

Comune	AC001E01065	AC001E01115	AC001E01118	AC001E01123
Baldissero d'Alba		3		
Bra			17	
Corneliano d'Alba		6		
Guarene	7			
Montaldo Roero				2
Monticello d'Alba		4		
Piobesi d'Alba		5		
Pocapaglia			5	
Santa Vittorio D'Alba		8		
Sommariva del Bosco				9
Sommariva Perno		5		
Totale complessivo	7	31	22	11

Grafico 21 numero di "prosumer per cabina primaria, suddivisi per comune.



La cabina AC001E0115 è la cabina con il maggior numero di utenze, ed è anche quella che va a toccare il maggior numero di comuni coinvolti all'interno della CER, rientrano nel perimetro circoscritto ad essa i comuni di Sommariva Perno, Piobesi d'alba, Monticello d'Alba, Corneliano

d'Alba, Baldissero d'Alba, Santa Vittoria d'Alba; la seconda più sollecitata è la cabina AC1E0118 nella quale ricadono i comuni di Bra e Pocalpaglia, dove Bra è anche il comune che presenta il maggior numero di utenze comunali.

Profili di consumo energetico orario

La valutazione del consumo orario dell'energia elettrica nelle strutture comunali rappresenta una sfida significativa, in quanto non si dispone di dati misurati relativi ai prelievi di energia elettrica su base orario, bensì di dati mensili. Nonostante l'esistenza di diverse metodologie nella letteratura scientifica per generare profili di carico per vari tipi di utenze a partire dai dati del consumo elettrico mensile, è stata scelta la metodologia proposta da Environment Park, utilizzata anche nello *"studio di fattibilità tecnico ed economica della C.E.R. Dora 5 laghi"*.

Environment Park ha sviluppato una procedura specifica per la profilazione dei consumi energetici su base oraria, per la realizzazione di altre CER. Tale approccio è utile quando mancano i dati orari reali. La metodologia implica l'uso di profili di carico orari standard, che variano a seconda della tipologia di utenza. Per l'anno di riferimento, sono state rese disponibili tre diverse curve di prelievo per le utenze in Bassa tensione (BT), che includono:

- prelievi orari per le utenze domestiche,
- prelievi per le utenze non domestiche,
- prelievi per le ricariche delle colonnine per i mezzi elettrici.

Il consumo tipico è rappresentato per ciascuna categoria di utenza, derivato da un insieme di dati aggregati ed anonimizzati che rispecchiano l'uso medio dell'energia. Questi modelli sono utili per prevedere il consumo orario in situazioni dove orari diretti non sono disponibili, permettendo comunque una gestione efficace e una pianificazione energetica accurata. I profili orari standard sono calcolati su una base annuale e sono specificatamente adatti per le diverse categorie di consumo, rendendo possibile una stima più precisa del carico nelle diverse ore del giorno. Questo approccio aiuta le amministrazioni comunali a comprendere i modelli di consumo ed implementare le strategie di ottimizzazione dell'uso energetico, sia per ridurre i costi che per migliorare la sostenibilità ambientale.

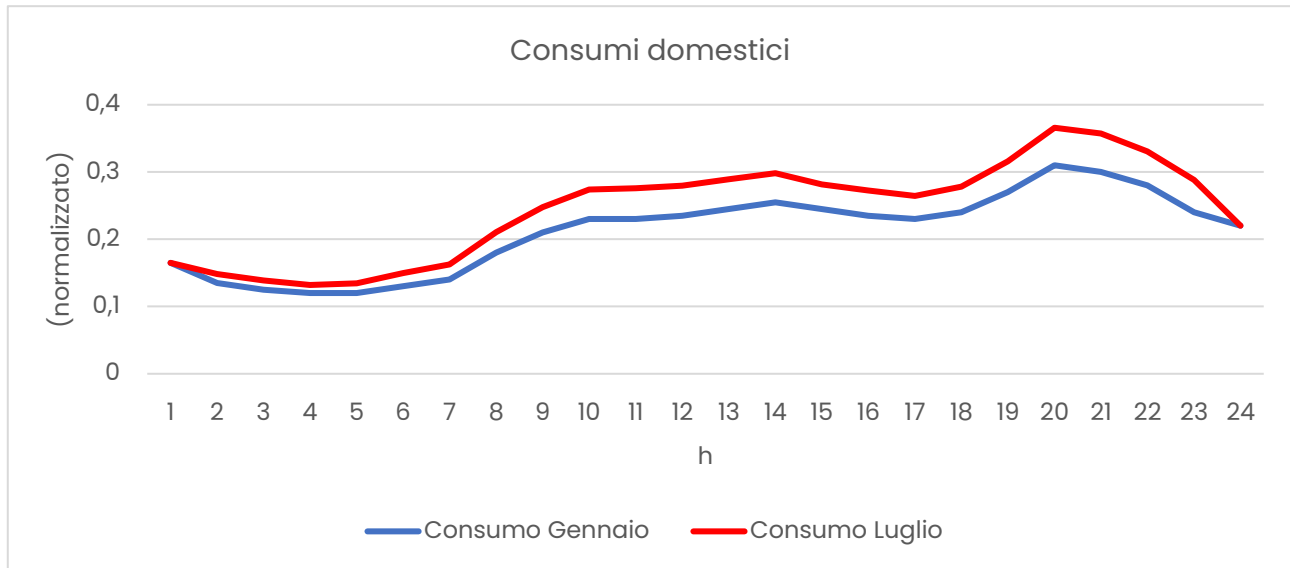
Sono state così create delle matrici normalizzate, con i valori orari per ciascun mese dell'anno, con le quali sono stati adattati i valori registrati all'interno delle bollette elettriche.

Una volta definiti i consumi mensili registrati in bolletta e suddivisi nelle fasce orarie F1, F2 e F3, è stato ricostruito un profilo orario di consumo per ciascun edificio analizzato sulla base degli andamenti tipici per ciascuna destinazione d'uso. Inizialmente sono stati individuati gli andamenti dei consumi giornalieri per ciascuna destinazione d'uso degli edifici.

Di seguito è riportata la ricostruzione manuale di un profilo tipico dei consumi giornalieri di un utente finale del terzo settore (scuole, biblioteche, comuni) per un giorno feriale, il quale rappresenta i profili orari dei prelievi puri dei clienti finali domestici per due periodi dell'anno gennaio e luglio, sull'asse x sono inserite le ore della giornata da 0 a 24, mentre sull'asse y i prelievi puri. Sulla linea che rappresenta il mese di gennaio i prelievi sono più bassi durante la mattina ed

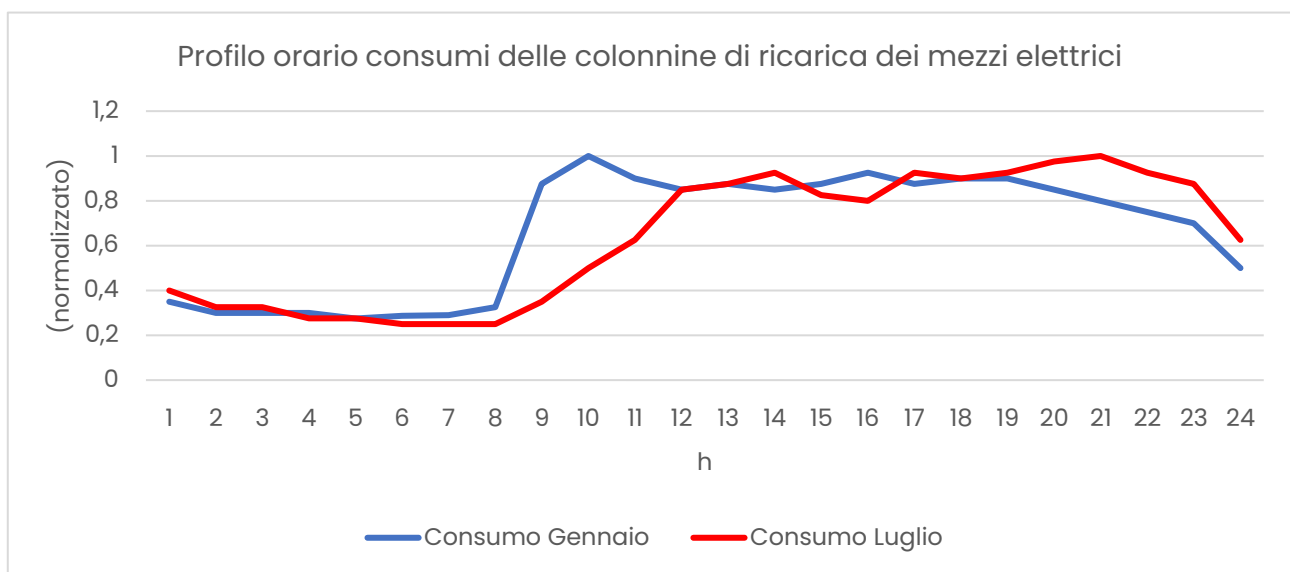
iniziano a salire nel pomeriggio raggiungendo un picco intorno alle 21-22; la linea che rappresenta l'andamento del mese di luglio vede dei prelievi con andamento simile ma con picchi più pronunciati soprattutto nelle ore serali, dovuto ad un probabile utilizzo di condizionatori o altre apparecchiature utili nel periodo estivo ([profilo di un consumatore domestico](#))

Grafico 22 [Profili orari dei prelievi puri dei clienti finali domestici](#)



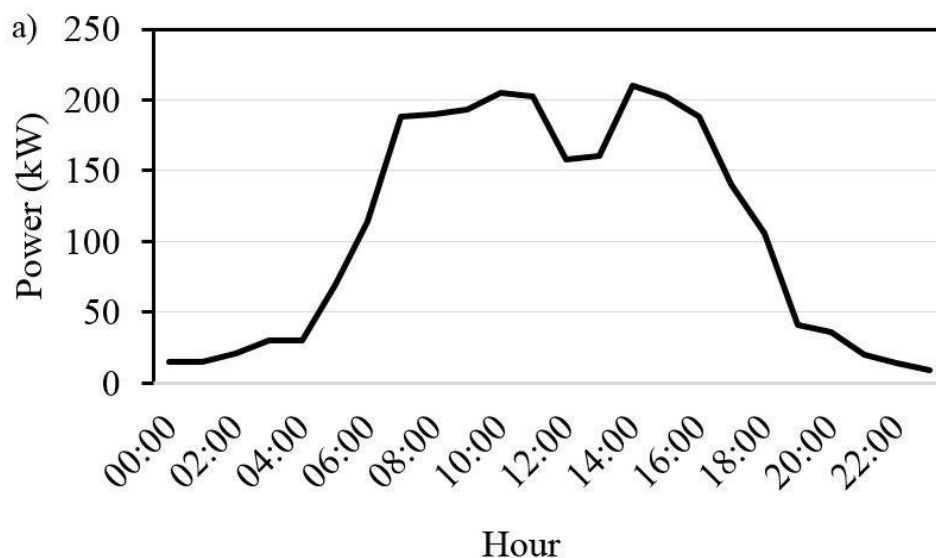
I prelievi per la ricarica dei veicoli elettrici hanno andamenti differenti, in quanto per il mese di gennaio i prelievi per la ricarica di EV aumentano significativamente nelle ore mattutine, con un picco intorno a mezzogiorno seguito da una stabilizzazione nelle ore pomeridiane e serali, nel mese di luglio invece l'andamento è simile ma segue un picco in corrispondenza della fine della giornata.

Grafico 23 [Profili orari dei punti dei prelievi per la ricarica dei veicoli elettrici](#)



Infine, il Grafico 24 rappresenta la curva dei prelievi finali non domestici, riferiti ad un mese generico, dove sull'asse x sono sempre rappresentate le ore della giornata e sull'asse delle y sempre i prelievi puri, per quanto riguarda l'andamento della curva il minimo è concentrato in corrispondenza delle ore della pausa pranzo quindi dalle 12:00 alle 14:00 indicativamente mentre i picchi sono concentrati dalle 10:00 alle 11:00 e nelle ore del pomeriggio dalle 15:00 alle 17:00, fino all'uscita dei lavoratori che porterà alla chiusura dell'impianto. In letteratura i valori che rispecchiano il periodo estivo risultano con valori superiori rispetto al periodo invernale, il motivo principale è l'utilizzo di sistemi elettronici per il rinfrescamento degli ambienti.

Grafico 24 [Profili orari dei consumi non domestici](#)



Sono stati così riportati i consumi mensili riferiti all' annualità 2023, ed è stato costruito un profilo orario per ciascun edificio di utenza pubblica dei quali fosse disponibile la bolletta della luce elettrica.

Viene riportato l'andamento riconosciuto nel foglio di calcolo inerente ad un utente comunale del quale è stata ricevuta le bollette come: biblioteca, municipio, scuola ed altri.

I grafici rappresentano gli andamenti utilizzati per la profilazione dei consumi nei giorni feriali (L-V), sabato e domenica, l'esempio seguente per il municipio del comune di Bra, identificabile come utente del terzo settore, nel quale si evidenziano consumi suddivisi fasce F1, F2, F3 che hanno prodotto l'andamento del grafico di seguito.

Tabella 32 Consumi specifici municipio di Bra

B31 - Comune di Bra			
Mese	F1	F2	F3
gennaio	3825	938	1747
febbraio	3394	1069	1516
marzo	3076	1006	1482
aprile	2892	863	1479
maggio	2885	931	1549
giugno	3115	1021	1585
luglio	4900	1859	2151
agosto	5470	1472	1745
settembre	3717	1267	1406
ottobre	3163	903	1417
novembre	3456	967	1483
dicembre	3135	990	1892

Grafico 25 Andamento dei consumi nei giorni feriali, di un mese generico

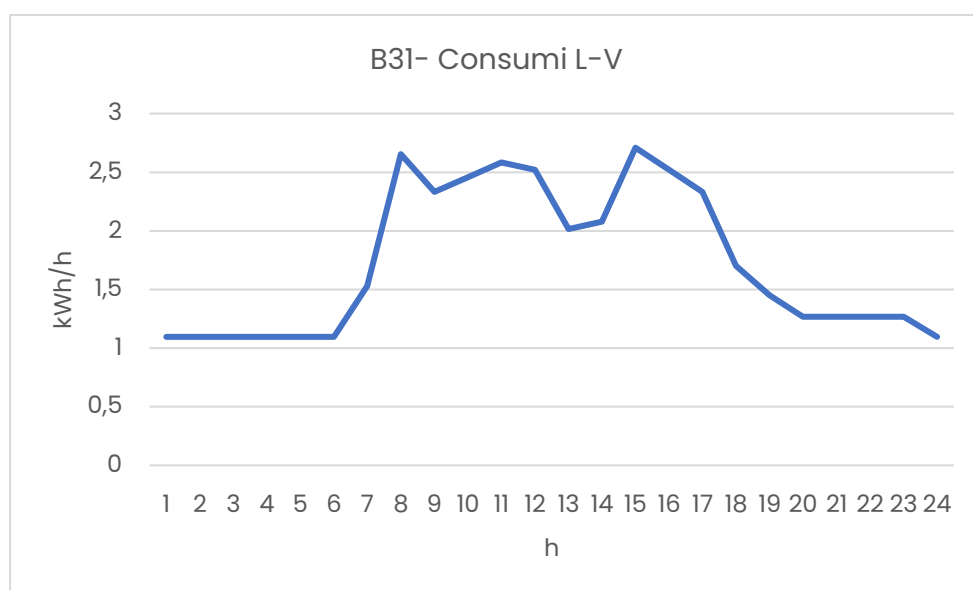


Grafico 26 Andamento dei consumi del sabato, di un mese generico

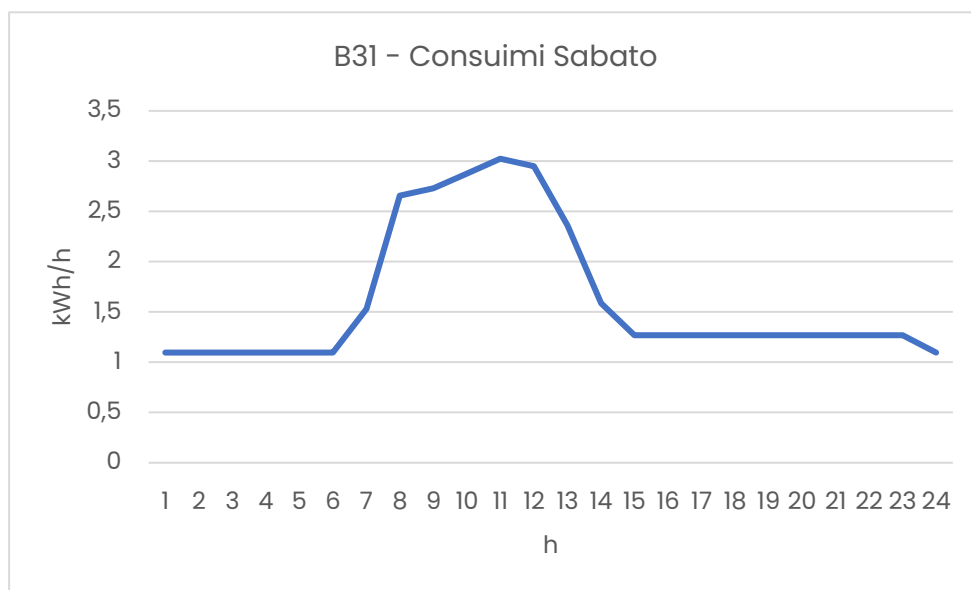
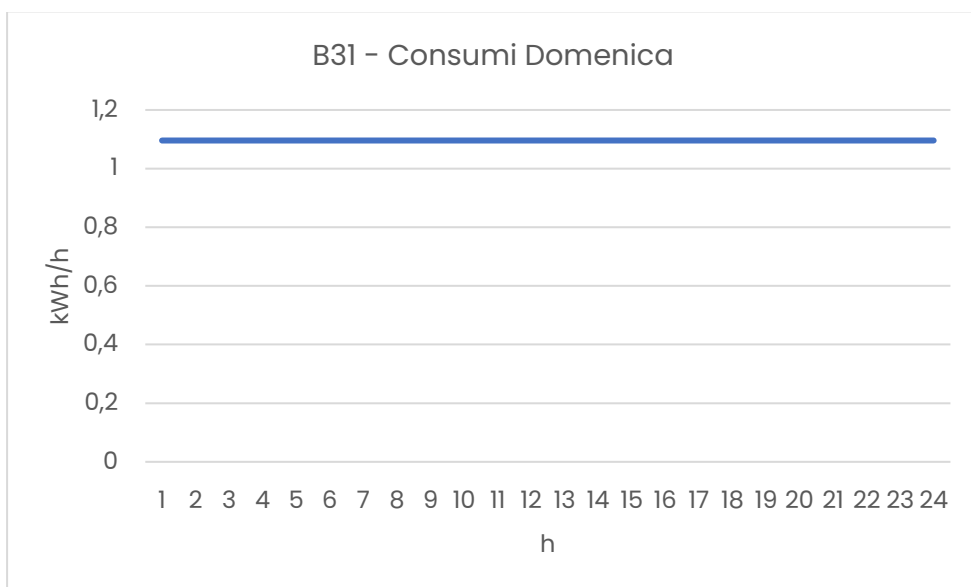


Grafico 27 Andamento dei consumi della domenica, di un mese generico



Da queste tre tendenze tipologiche giornaliere, sono state sviluppate relative varianti per usi diversi quali scuole, centri sportivi e centri sociosanitari. Ad esempio, i centri sportivi normalmente hanno consumi concentrati nelle ore pomeridiane e serali e tra i vari giorni della settimana hanno consumi anche nei giorni prefestivi e festivi.

Si conoscono quindi, dalle bollette elettriche, i consumi energetici mensili degli edifici analizzati suddivisi in fasce mentre sono stati ipotizzati dei profili di consumo giornalieri. Queste due categorie di informazioni rappresentano un vincolo che deve essere rispettato nella ricostruzione dei consumi orari per l'anno tipologico.

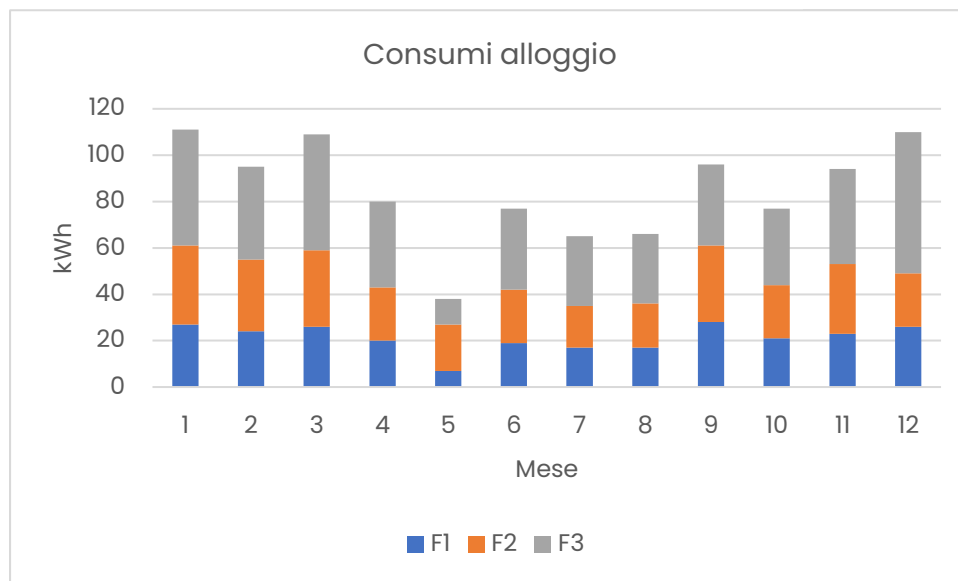
Si riportano quindi gli andamenti annui dei consumi mensili per destinazione d'uso nei grafici successivi fino alla chiusura del paragrafo.

La risoluzione per fasce orarie che rispettasse i profili giornalieri precedentemente definiti.

Così che i valori normalizzati appartenenti ad una data fascia F, sono stati moltiplicati per un fattore per il quale la somma di tutti i consumi avvenuti in quella fascia e in ciascun mese era pari al valore noto.

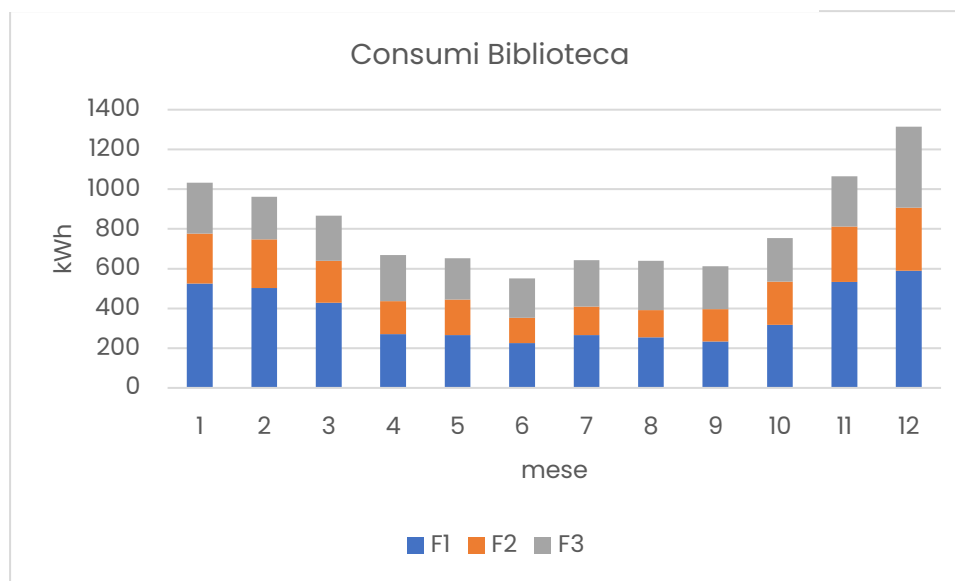
Serie 1=F1; Serie 2=F2; Serie 3=F3

Grafico 28 Consumi tipo Alloggio kWh/mese



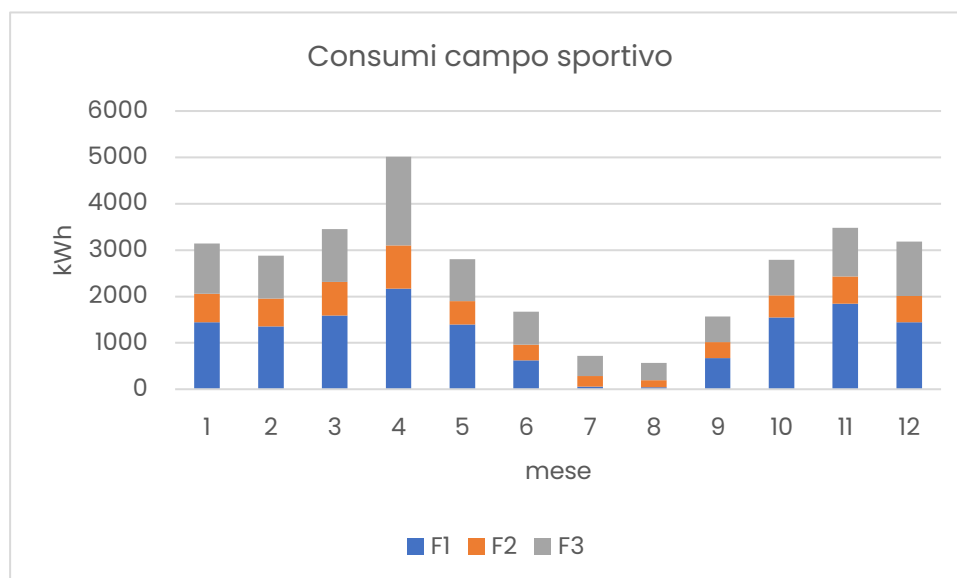
Gli alloggi di utenza comunale hanno tendenzialmente degli andamenti differenti a seconda del loro utilizzo, nella maggior parte dei casi questi ultimi vengono messi in affitto, per poter trarre un beneficio economico dagli affittuari; quindi, possono rispettare i consumi di un utente domestico qualora questi fossero abitati da individui, come nel caso in esempio.

Grafico 29 Consumi tipo Biblioteca kWh/mese



Le biblioteche nei mesi invernali riportano dei consumi maggiori rispetto ai periodi estivi in quanto durante i periodi estivi sono sfruttate di meno, vista la chiusura delle attività scolastiche.

Grafico 30 Consumi generici campo sportivo, kWh/mese



Da grafico si vede che per i campi sportivi sono presenti consumi in fascia F1 ovvero dalle 8:00-19:00, diventano meno rilevanti nella fascia F2, dalle 7:00-8:00 e 19:00-23:00, ed aumentano ancora nella fascia F3 ovvero delle ore notturne 23:00 alle 7:00; nei mesi estivi luglio agosto quando gli utenti sono in vacanza e le attività quindi ferme i consumi diminuiscono notevolmente.

Grafico 32 Consumo tipo centro anziani, kWh/mese

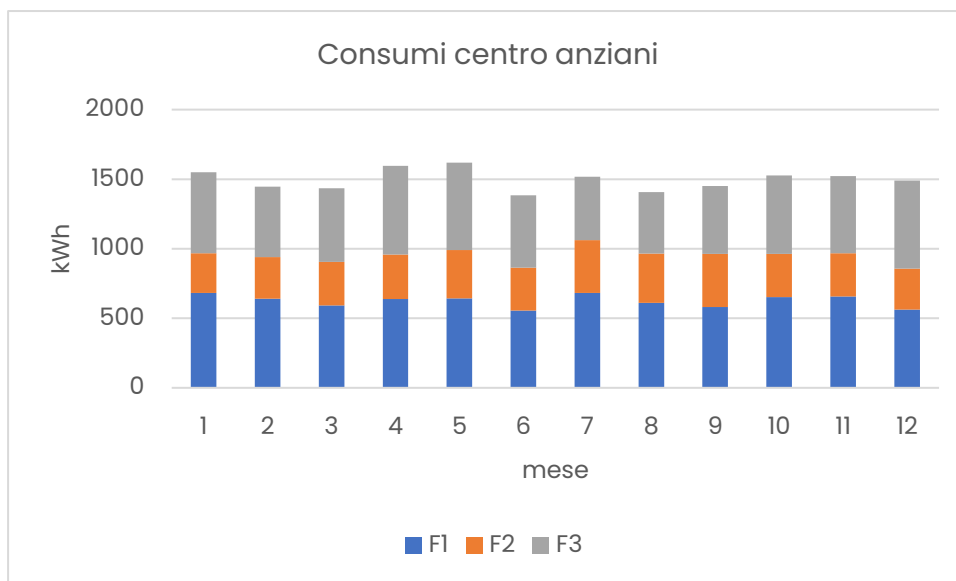
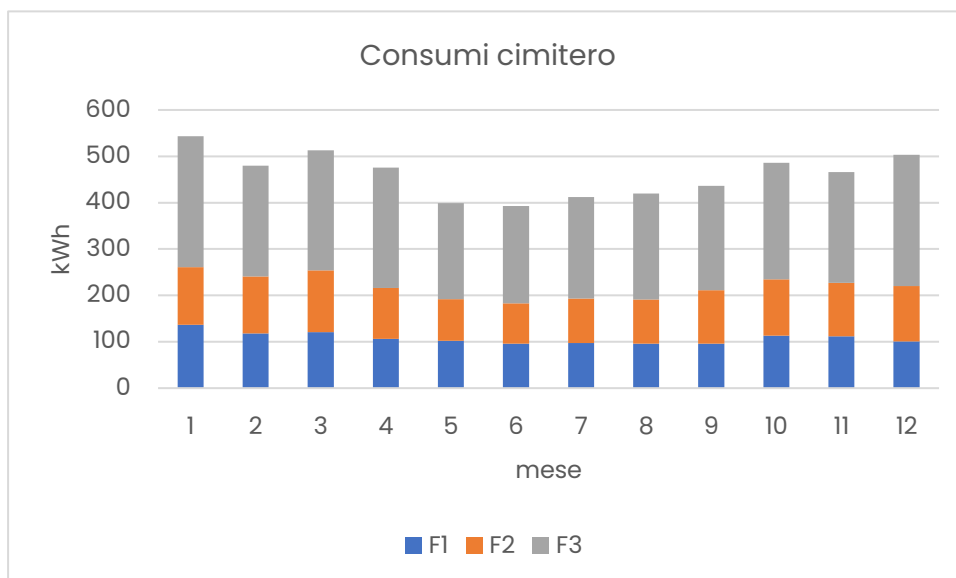
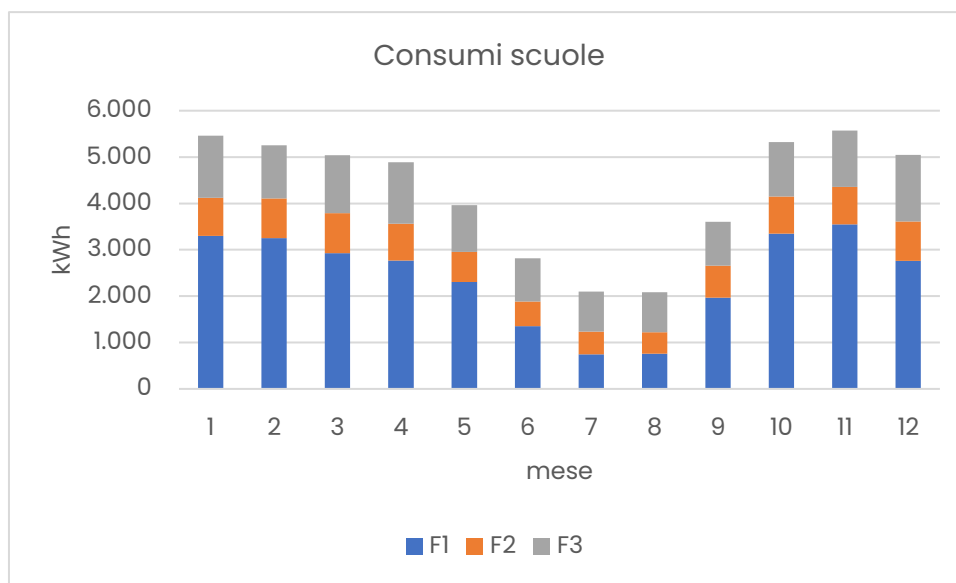


Grafico 31 Consumi tipo cimitero, kWh/mese



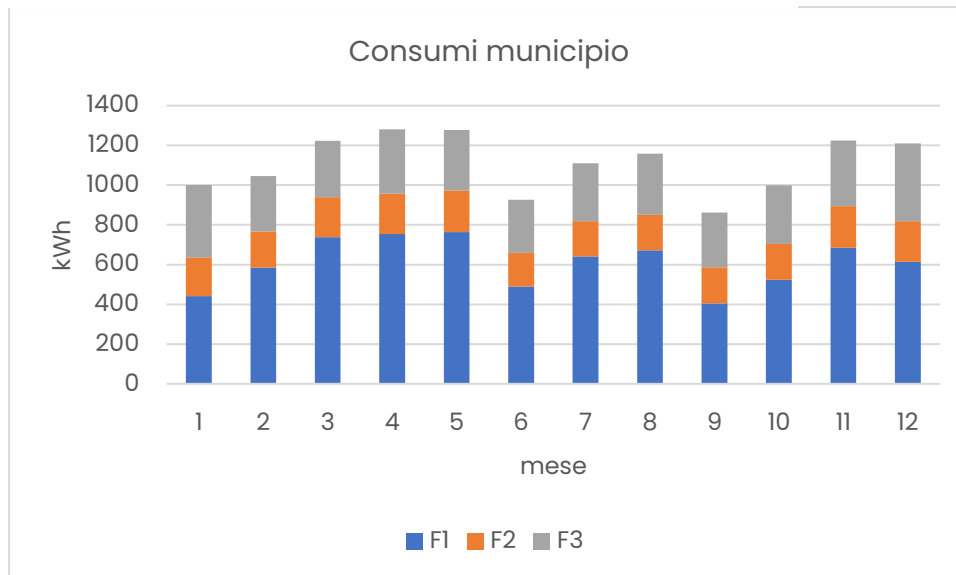
Per entrambe le destinazioni d'uso i consumi rimangono piuttosto costanti durante l'arco dell'annualità, un accorgimento viene fatto per la destinazione d'uso cimitero in quanto nella maggior parte delle bollette che sono state riportate i consumi che si verificano sono sempre piuttosto bassi in quanto non necessitano particolarmente di energia elettrica indipendentemente dal mese dell'anno.

Grafico 33 Consumi tipo scuole, kWh/mese



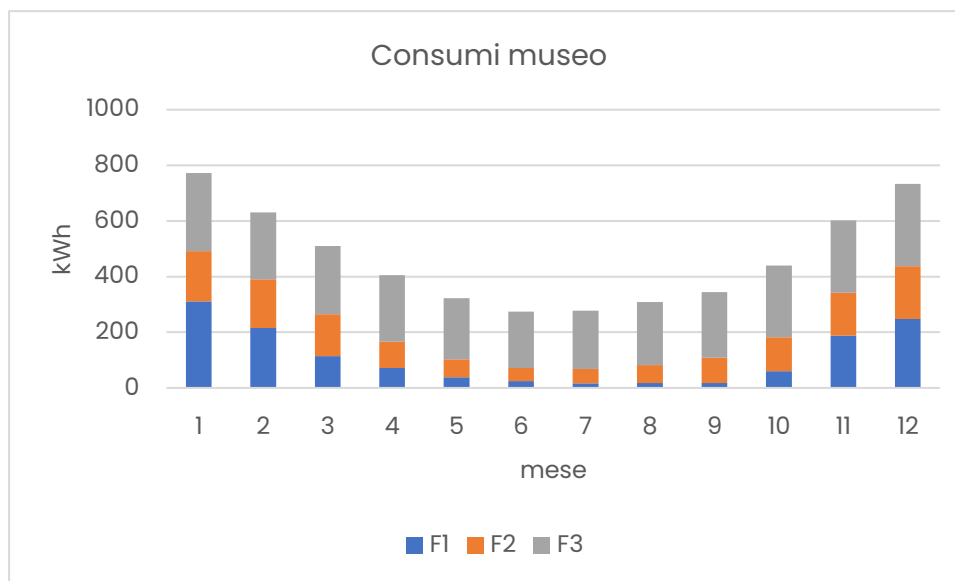
Differente la questione per quanto riguarda le scuole che raggiungono i picchi durante i mesi invernali e nei mesi estivi essendo chiuse a partire da luglio e agosto sono nettamente inferiori.

Grafico 34 Consumo tipo municipio, kWh/mese



I consumi del municipio rimangono sempre abbastanza costanti in quanto durante i mesi invernali necessitano del riscaldamento e durante i mesi estivi del raffrescamento per rendere gli ambienti confortevoli termicamente.

Grafico 35 Consumo tipo museo, kWh/mese



Le altre destinazioni d'uso delle quali non sono stati riportati i grafici hanno comportamenti variabili a seconda del comune nel quale sono collocate, come i centri polifunzionali o i teatri; hanno comportamenti che dipendono dagli eventi che i rispettivi comuni decidono di organizzarvi a seconda della mensilità; oppure non manifestano più di una ripetitività, e sono necessarie analisi singolari.

Invece, possiamo confermare che l'andamento di consumo mensile di vigili del fuoco, polizia municipale sono assimilabili al modello del municipio.

Profili di produzione oraria di energia

In questo studio si ipotizza che gli impianti di produzione di energia della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) siano impianti fotovoltaici, giustificati dalla semplicità di implementazione del sistema, rispetto ad altre fonti come l'eolico, l'idroelettrico, il biogas o la biomassa. Un'ulteriore motivazione sono i vincoli esistenti riguardo l'area, la quale ricadendo nel perimetro Unesco, e soprattutto l'obiettivo da rispettare sulla riduzione del consumo di suolo.

Le cabine primarie come infrastrutture per la trasmissione e la distribuzione dell'energia risultano fondamentali, e svolgono un ruolo cruciale nell'assicurare un approvvigionamento di elettricità efficiente e affidabile ai consumatori.

Esse funzionano come collegamento intermedio tra il sistema di trasmissione ad alta tensione e la rete di distribuzione a bassa tensione, facilitando la trasformazione, il controllo e la distribuzione dell'energia elettrica. Inoltre, come spiegato nei capitoli precedenti esse riducono la tensione elettrica alta, ricevuta dalle centrali di generazione o dalle linee di trasmissione ad alta tensione, a livelli di tensione più bassi e gestibili.

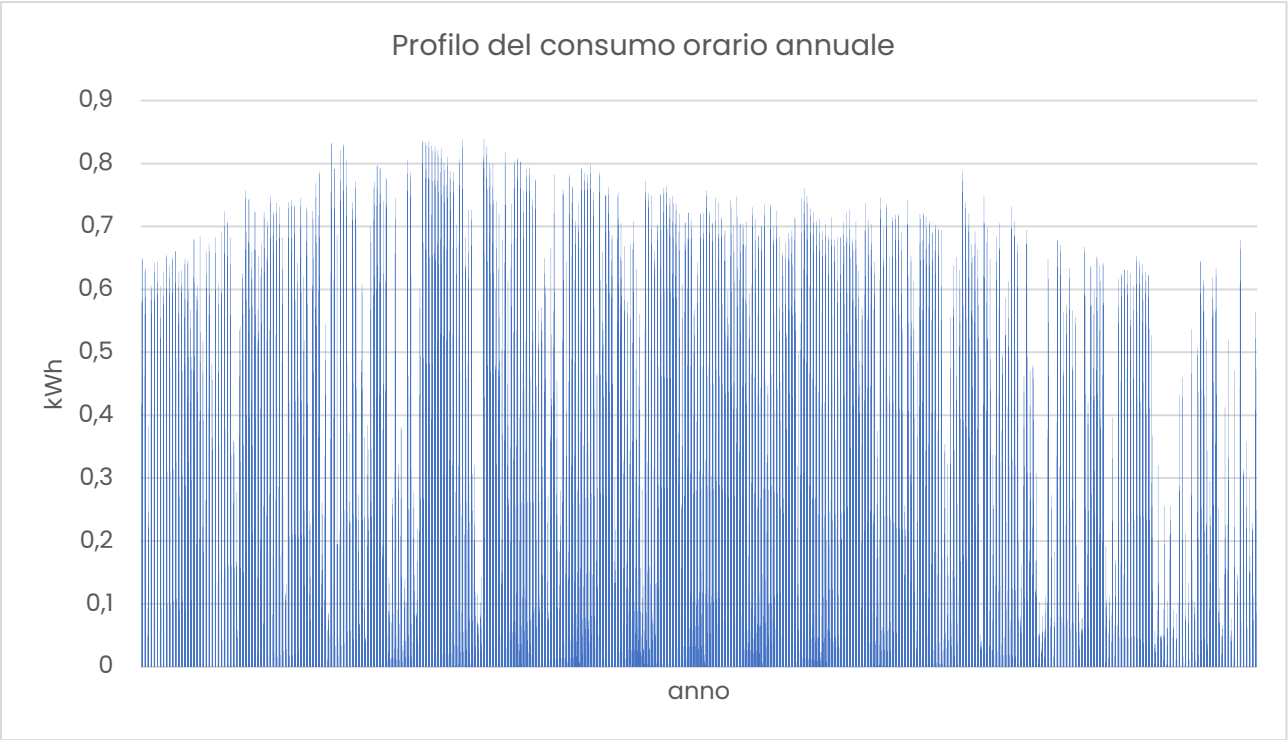
Adeguandoli per la distribuzione a consumatori residenziali, commerciali e industriali. Le cabine raggiungono questo scopo utilizzando trasformatori, che convertono l'elettricità tra diversi livelli di tensione.

Per comprendere la capacità produttiva di una comunità energetica, viene realizzato uno studio di fattibilità sulle coperture degli edifici presentati, per la realizzazione di impianti di nuova costruzione, scegliendo le falde con gli orientamenti più vantaggiosi.

È stato necessario il download delle radiazioni orarie annuali dal portale PVGIS, riferite all'anno 2022 per stimare la taglia, e l'energia producibile dalle coperture.

Nel grafico viene riportato l'andamento della radiazione oraria riferita all'anno 2022, del comune di Bra, su una copertura orientata a -30° (angolo azimutale), corrispondente a direzione sud-ovest. In tale grafico sono riportati sull'asse delle x il tempo in ore di tutto l'anno, e sull'asse y i valori della radiazione, abbiamo pertanto 8784 valori, che corrispondono alle ore dell'anno 2022-

Grafico 36 Profilo orario della radiazione solare del 2022, PVGIS su impianto standard da 1 kW



Indici di prestazione energetica

Gli indici di prestazione specifici servono per valutare l'efficienza energetica di una configurazione energetica, si calcolano attraverso le quantità annuali di energia prodotta.

I dati orari giornalieri, derivati dalla lavorazione dei dati mensili sulle bollette, vengono elaborati per disegnare le curve di produzione degli impianti ed il comportamento dei consumatori nel corso dell'anno 2023. Tale passaggio permette di determinare le percentuali di energia autoconsumata, reale e virtuale, % energia immessa e prelevata dalla rete.

Se l'autoconsumo è basso, la configurazione non è ottimizzata, ciò indica una sovrastima della potenza installata rispetto al consumo, questo influisce negativamente sul tempo di ritorno dell'investimento.

La motivazione è che è richiesto più tempo per rientrare dall'investimento iniziale vendendo l'elettricità alla rete invece di beneficiare degli incentivi o dei risparmi dell'autoconsumo diretto. Se il prelievo dalla rete è eccessivo, significa che la dimensione dell'impianto non è adeguata ai livelli di consumo, contraddicendo l'obiettivo della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) di ridurre la dipendenza dalla rete e aumentare l'autosufficienza.

I dati relativi al sistema fotovoltaico permettono di stimare:

- 1) l'energia prodotta dagli impianti PV che viene calcolata attraverso la formula:

$$E_{prod} = \sum_{i=1}^m (P_{pkW} * Irr)$$

- "m" sono gli impianti fotovoltaici per ciascuna cabina della CER;
- "PpkW" è la potenza calcolata per ciascun impianto tramite la formula:

$$P_{pkW} = A_{pv} * K_p * 0.9$$

- A_{pv} è l'area fotovoltaica dell'impianto calcolata con il procedimento di Google Earth Pro;
- K_p è il coefficiente di potenza pari a 0,18 [kWp/m²];
- 0,9 è il coefficiente di riduzione che serve per ipotizzare che il 90% di tale superficie sia coperta da pannelli fotovoltaici;
- Ed infine Irr sono i valori di irraggiamento solare per ciascuna ora dell'anno riferita all'anno 2022;

- 2) L'energia consumata da tutte le utenze elettriche inserite nella configurazione, nell'ora x calcolata con la seguente formula:

$$E_{cons,h} = \sum_{j=1}^n E_{cons,h}$$

- "n" è il numero di utenti che consumano l'energia all'interno della CER;
- "Econs,h" è l'energia consumata da ciascun utente all'ora h calcolata dalla matrice normalizzata sul foglio di calcolo per il giorno x di ciascun ora y per l'anno.

- 3) La produzione annua totale e il consumo totale annuo della CER, come sommatoria degli 8760 valori orari per l'intero anno 2023; nati dal calcolo spiegato al punto 1;
- 4) Il consumo energetico totale nato dalla sommatoria dei singoli valori orari annui riferiti all'anno 2023;
- 5) Energia immessa in rete dagli impianti fotovoltaici, nasce dalla differenza tra l'energia prodotta e l'energia consumata, nel momento in cui il consumo è maggiore della produzione significa che non viene immessa energia all'interno della rete, quindi il valore corrisponde a 0:

$$E_{fed} = E_{prod,h} - E_{cons,h}$$

Gli indici di prestazione energetica delle configurazioni della CER che vengono calcolati sono i seguenti e con le rispettive formule di calcolo:

- Energia condivisa e consumata, si intende la porzione di energia che viene immessa e contemporaneamente consumata all'interno della CER. Essa si calcola come indicato da GSE, è il minimo in ciascun periodo orario dell'anno, tra l'energia elettrica immessa nella rete dagli impianti fotovoltaici e l'energia prelevata dalle utenze elettriche in rete.

$$E_{sh} = \min(E_{fed}; E_{withdrawn})$$

- indice di autoconsumo corrisponde all'energia prodotta dagli impianti FV della CER rispetto al consumo totale, e viene espresso in %:

$$SCI\% = \frac{E_{sc}}{E_{prod}}$$

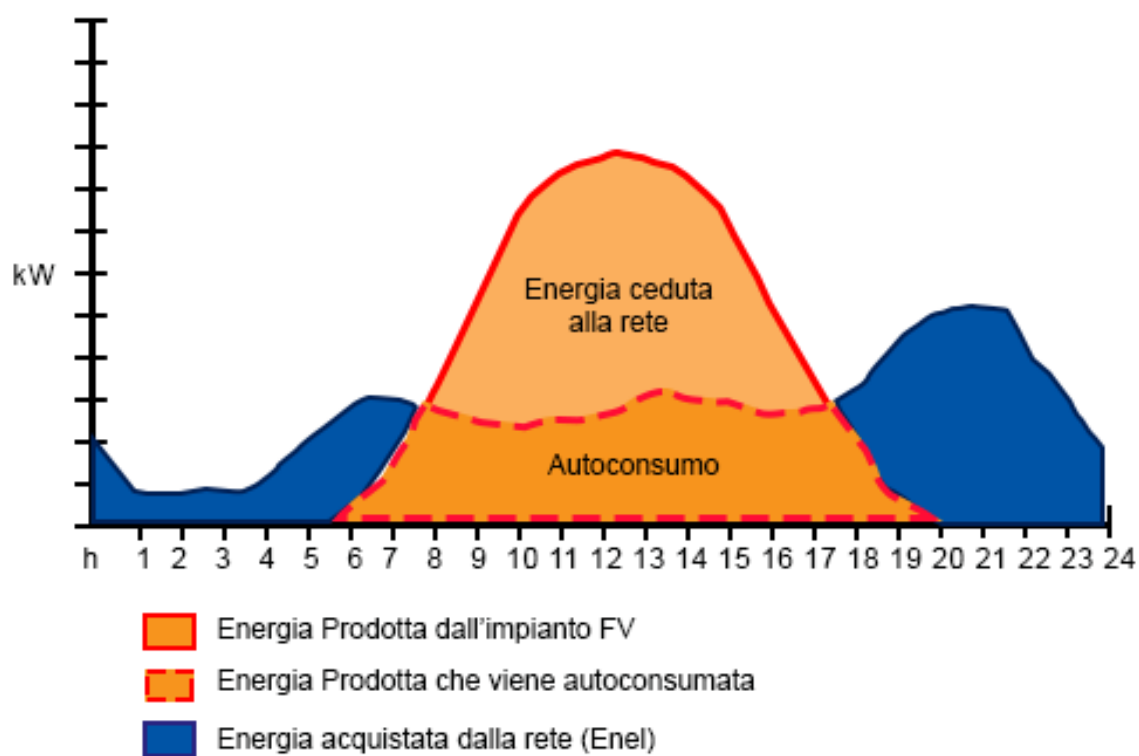
Esc è l'energia autoconsumata o autoconsumo diretto, ottenuto dalla differenza tra energia prodotta ed energia immessa nella rete.

- indice di auto sufficienza permette di valutare rispetto all'energia prodotta dalla CER quanta energia viene consumata all'interno del suo perimetro per soddisfare le richieste di carico delle utenze, anche essa viene espressa in termini percentuali

$$SSI\% = \frac{E_{sc}}{E_{cons}}$$

È fondamentale intendere la differenza tra i due indici in quanto: SSC% (rapporto di autoconsumo) descrive l'uso locale (o remoto secondo alcuni schemi) dell'elettricità fotovoltaica mentre il SSI% (rapporto di autosufficienza) descrive come la produzione fotovoltaica può coprire le esigenze del luogo in cui è installata. Questi concetti sono differenti ed entrambi svolgono un ruolo cruciale nel dibattito sullo sviluppo dei prosumer.

Grafico 37 Autoconsumo (SCI) ed autosufficienza (SSI)



Capitolo 5 Dimensionamento e costituzione della CER

All'interno di una comunità energetica rinnovabile si possono identificare diverse tipologie di utenti: prosumer, consumer e produttori semplici.

Questi si distinguono tra di loro in quanto i "prosumer": consumano l'energia che producono ed immettono all'interno della rete l'energia che non viene consumata, i "consumer" sono gli utenti senza impianti fotovoltaici a che fanno parte della CER, ed acquistano l'energia immessa dai prosumer, e i "produttori semplici" che dispongono di flussi di energia in uscita con la rete.

Nel dimensionamento della comunità energetica rinnovabile, per ciascuna cabina primaria, verranno dimensionate le taglie degli impianti in modo da soddisfare i consumi energetici dei prosumer e dei consumer presenti, nel tentativo di ridurre la dipendenza dalla rete elettrica nazionale e tutte le forme di produzione energetica da fonti non rinnovabili.

L'energia prodotta dagli impianti FER potrà essere in parte autoconsumata, dall'utenza direttamente collegata all'impianto fotovoltaico, in parte immesse nella rete elettrica nazionale, affinché i carichi elettrici della CER possano prelevarla per soddisfare i propri consumi ed in parte essere messa in rete senza che questa venga condivisa.

Si premette che non esiste una metodologia univoca per il dimensionamento delle taglie, ma questo dipende dal criterio che il progettista vorrà adottare nel suo studio; pertanto, si può dare maggiore attenzione a prospettive economiche, prospettive energetiche e/o sociali.

In tale studio il dimensionamento della taglia dell'impianto proporrà 3 differenti scenari, in modo da dimostrare analiticamente la scelta di un procedimento rispetto ad un altro.

Calcolo dell'irraggiamento solare annuo orario con PVGIS

Tramite il portale PVGIS vengono importati i valori di irraggiamento solare annuo per ciascuna ora dell'anno 2023. Il foglio di calcolo ha una "cascata" di 8760 valori che corrispondono alle ore dell'anno 2023, misurati in relazione dell'inclinazione della falda, e dell'orientamento della falda, i valori mensili sono indicativamente intervallati a distanza di 720 celle, in quanto ogni mese si compone di 30 gg mediamente per 24h al giorno.

Tali valori sono stati importati con intervalli di 30° per migliorare la precisione di radiazione, e saranno utilizzati per il calcolo della produzione fotovoltaica moltiplicandoli per le potenze ottenute di ciascuna copertura,

Tabella 33 Esempio tabella delle radiazioni importate da PVGIS ad intervalli di 30°

-120	-90	-60	-30	0	30	60	90	-30(15°)	60(15°)
------	-----	-----	-----	---	----	----	----	----------	---------

Calcolo della potenza massima installabile

La potenza installabile viene calcolata partendo dall'area della copertura, sfruttando la falda con l'orientamento con l'esposizione migliore rispetto alle altre.

Vedremo che la potenza dell'impianto verrà variata nei 3 scenari proposti.

Per il calcolo della potenza massima installabile verrà utilizzata la formula spiegata al paragrafo "[Indici di prestazione energetica](#)".

Tale formula tiene conto di un coefficiente di potenza fotovoltaica, ed inoltre si ipotizza di utilizzare il 90% della superficie della falda per l'installazione dei pannelli.

Tabella 34 Esempio tabella delle potenze massime calcolate.

POTENZE													
ID	Ragione sociale	Tipo	-120	-90	-60	-30	0	30	60	90	-30(15°)	60(15°)	TOTALE
B4	Palazzo Mathis	VINCOLATO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B9	Scuola materna "Chiara Lubich"	LIBERO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54,27	54

Definizione dei consumi per edificio

I valori dei consumi mensili importati dalle tabelle vengono trasformati in valori orari per ciascuna mensilità per ogni mese dell'anno, tramite la matrice delle curve normalizzate.

I consumi saranno quindi normalizzati secondo tale matrice, della quale viene importato lo stralcio per il mese di gennaio, per una settimana tipo.

Tabella 35 Matrice normalizzata per una settimana tipo del mese di gennaio

GENNAIO							
00:00	lunedì	martedì	mercoledì	giovedì	venerdì	sabato	domenica
01:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
02:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
03:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
04:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
05:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
06:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
07:00	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,40
08:00	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,40
09:00	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,40
10:00	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,40
11:00	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,40
12:00	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,40
13:00	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,40
14:00	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,50	0,40
15:00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,40	0,40
16:00	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,40	0,40
17:00	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,40	0,40
18:00	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,40	0,40
19:00	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,40	0,40
20:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
21:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
22:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
23:00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40

Il risultato sono i valori orari di consumi per un anno tipo, per ciascuna ora del mese in questione, espressi in kWh in un'altra matrice dello stesso foglio di calcolo.

Possibili scenari della CER

La configurazione dalla quale comincia il dimensionamento è quella nella quale si ipotizza di installare la taglia massima dell'impianto sulle coperture degli edifici della comunità energetica rinnovabile.

Questa prima soluzione porterà una situazione di sovrapproduzione rispetto ai consumi effettivi della CER, per tale motivo vengono inseriti i consumi di:

- consumatori domestici, quali famiglie presenti all'interno del perimetro della cabina primaria;
- altri consumatori intesi come enti del terzo settore;
- stazioni di ricarica per veicoli elettrici.

Tali misure sono inserite all'interno dello scenario in quanto contribuiscono alla massimizzazione del consumo istantaneo di energia condivisa; se questi ultimi non fossero considerati otterremmo, come si vede dai valori riportati seguentemente, indici di autoconsumo molto bassi contro indici di autosufficienza tendenti al 100%.

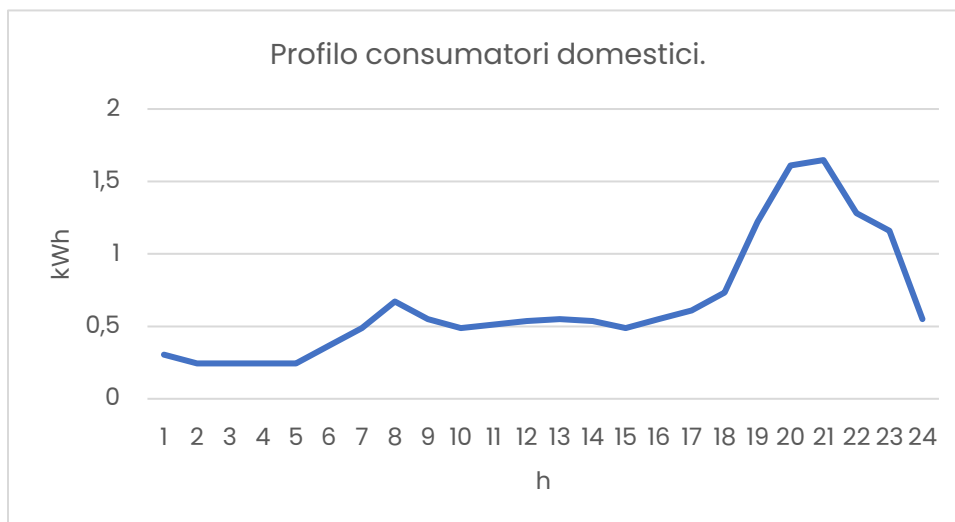
Per rispettare i criteri di sostenibilità economica, le configurazioni devono essere in grado di massimizzare l'incentivo del GSE, sulla base delle indicazioni del decreto CACER e TIAD. Pertanto, si riconosce una configurazione di CER ben dimensionata se l'energia immessa in rete dagli impianti viene autoconsumata ogni ora da altri consumatori appartenenti alla medesima configurazione per un valore pari all' 80%.

I profili di consumo di: consumatori domestici, consumi tipo enti del terzo settore, e consumi delle colonnine di ricarica dei mezzi elettrici, sono stati messi a disposizione da studi effettuati da Environment park, per il dimensionamento di altre CER, e rispecchiano i medesimi andamenti dei profili pubblicati online da GSE.

Pertanto, otteniamo le seguenti curve di consumo:

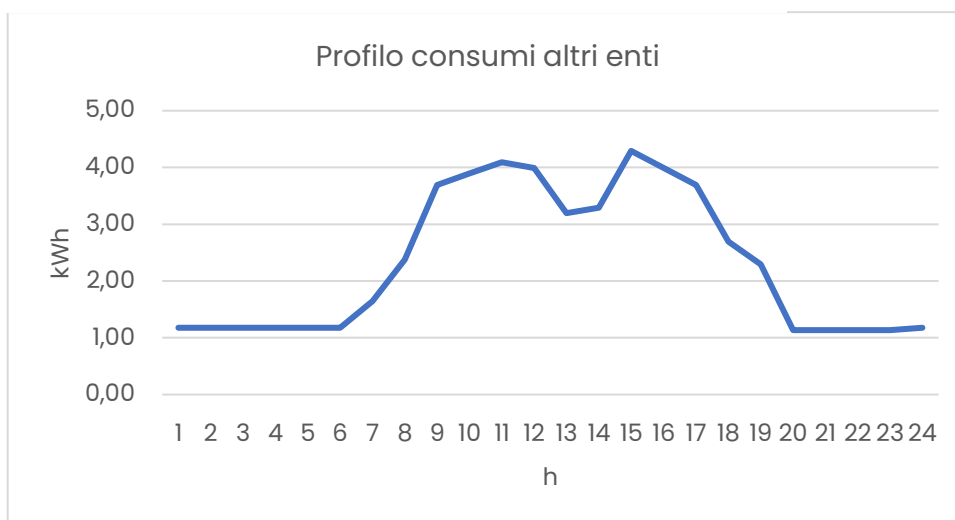
- 1) I consumi medi per abitazione, da studi effettuati dal GSE variano da 2600 a 3600 kWh/y. In tale studio viene utilizzato come valore cautelativo 3600 kWh/y, il quale si può ritrovare anche in tutti gli altri studi di fattibilità tecnico economica di comunità energetica rinnovabile effettuati da Environment Park. L'andamento mostra dei picchi nelle prime ore del mattino nella fascia oraria tra 6:00-8:00 del mattino e il secondo picco dalle 20:00-22:00.

Grafico 38 [Andamento dei consumi domestici nell'arco di un giorno tipo.](#)



I consumi medi di tipo “altri enti” variano tra i 19000 ed i 21150 kWh/y, anche in questo caso viene scelto come valore cautelativo 21150 kWh/y nel calcolo dei consumi per tali enti, ovviamente tale curva presenterà differenti da quelli domestici. I picchi in questo caso sono dalle 9:00 alle 12:00 e successivi alla pausa pranzo dalle 15:00 alle 17:00.

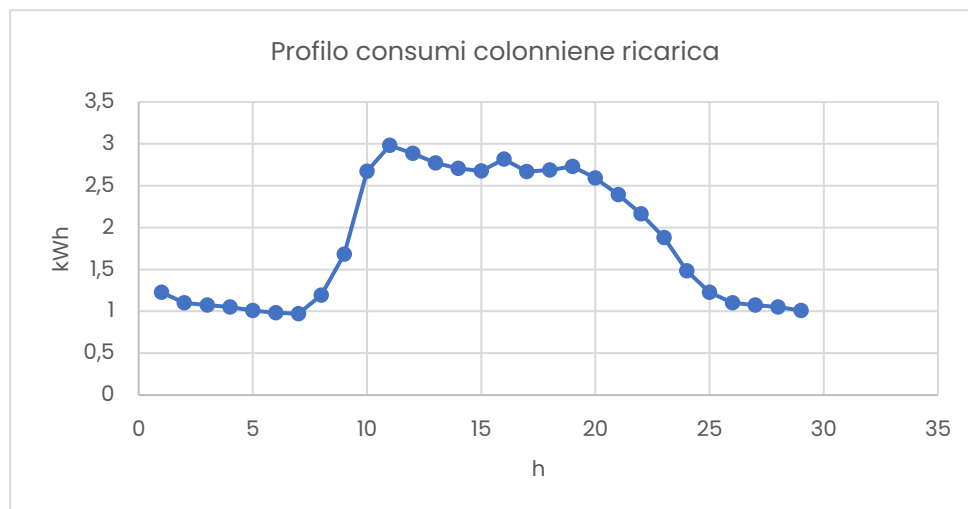
Grafico 39 [Andamento dei consumi di altri enti nell'arco di un giorno tipo.](#)



I consumi medi per le colonnine di ricarica dei mezzi elettrici sono di 18071 kWh/y, tale valore è stato calcolato da indagini statistiche effettuate da Environment Park per studi specifici di altri ambiti e messo a disposizione per favorire la realizzazione dello studio.

Il grafico evidenzia il picco quando gli utenti entrano nei diversi posti di lavoro e parcheggiano le proprie auto in ricarica a partire dalla fascia oraria delle 9:00-10:00 andamento a decrescendo verso le ore finali della giornata.

Grafico 40 [Andamento dei consumi di colonnine di ricarica di mezzi elettrici.](#)



Le strategie di configurazione proposte per la comunità energetica rinnovabile (CER Roero) contemplano tre diverse alternative, ciascuna caratterizzata da specifiche tecniche ed obiettivi energetici differenti.

Nella prima opzione (Scenario 1), si prevede l'installazione di sistemi fotovoltaici con la massima potenza installabile sui tetti degli edifici. Questo scenario tiene in considerazione la simultanea presenza di consumatori domestici, enti vari e infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici, massimizzando così l'utilizzo delle superfici disponibili ed ottimizzando la produzione energetica fino al raggiungimento di un indice di Self- Consumption pari all' 80%.

Nel secondo scenario 2A si procede con un'ottimizzazione energetica della taglia dell'impianto fotovoltaico. Ciò comporta una riduzione della capacità installata, mirata a dimensionare l'impianto in modo che sia sufficiente per coprire il fabbisogno energetico dei membri della CER e di un esteso gruppo di consumatori domestici. L'obiettivo è quello di equilibrare produzione e consumo all'interno della comunità, ottimizzandone le risorse ed aumentando l'efficienza energetica.

Il terzo ed ultimo scenario 2B prevede che la taglia degli impianti fotovoltaici, installati sulle coperture, mantengano la capacità ottimizzata nello scenario 2A, ma che sia progettato per rispondere al consumo energetico di una base ampliata di: consumatori domestici, altri enti, e stazioni di ricarica dei veicoli elettrici, fino al raggiungimento di un valore di Self- Consumption pari all' 80%. Lo scenario 2B si concentra su un approccio più mirato e sostenibile, che punta non

solo a soddisfare il fabbisogno energetico immediato, ma anche ad integrare il sistema energetico della CER con le infrastrutture esistenti in modo efficace e rispettoso dell'ambiente, riducendo al minimo lo spreco energetico.

Tuttavia, ciascuna delle configurazioni proposte per la CER è studiata per massimizzare l'efficienza energetica e l'integrazione delle risorse rinnovabili, rispettando al contempo i requisiti e le esigenze specifiche dei vari utenti e delle infrastrutture all'interno della comunità.

Nella seguente cartografia vengono riportati i valori dei consumi comunali.

Sono stati calcolati estrapolando dall'ISTAT il numero delle famiglie presenti per ciascun comune, questi dalle tabelle e grafici riportati nel documento presentano dei valori di consumo medi pari a 3600 kWh/y, è stato quindi possibile stimare il consumo domestico per ciascun comune e per poi valutarne gli indici di prestazione energetica.

Il comune che presenta la quantità maggiore di consumi è il comune di Bra ed a seguire quello di Sommariva del Bosco, in quanto sono anche quelli con il numero più elevato di famiglie, a seguire i comuni di Guarene e Pocapaglia, fino ad arrivare a quelli con meno famiglie: Montaldo Roero e Baldissero d'Alba.

Si specifica che i calcoli effettuati per il dimensionamento della comunità energetica rinnovabile utilizzano come dati di consumo quelli effettivi della comunità energetica; quindi, ricavati dalle bollette elettriche di consumo di ciascun'utenza comunale, e non dai consumi stimati per il numero di famiglie totale per comune, questo per far sì che il dimensionamento sia effettuato su misura per la comunità, in quanto non è detto che in futuro tutte le famiglie dei comuni aderiscano alla comunità energetica rinnovabile del Roero.

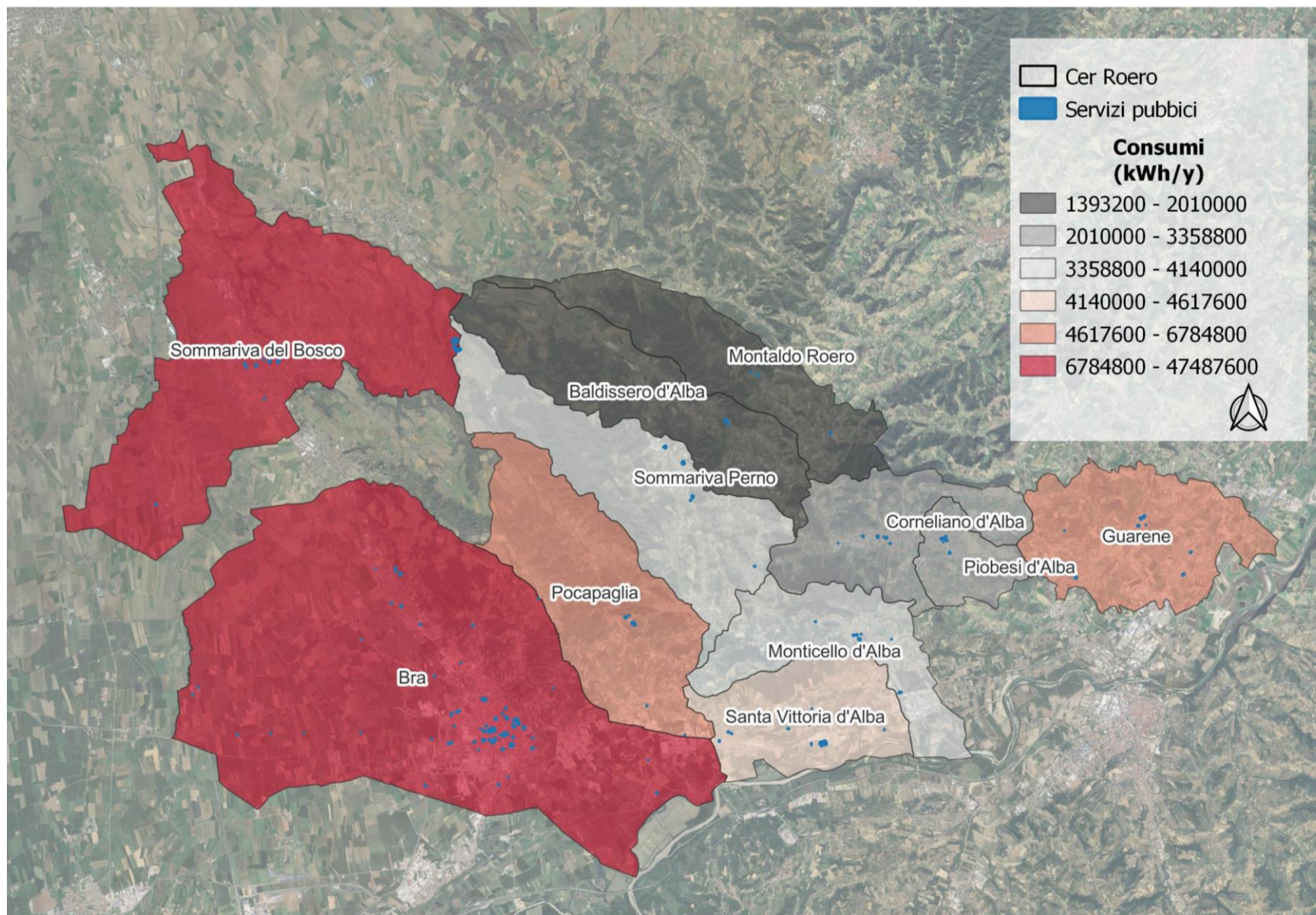


Figura 48 Mappatura consumi totali per comune considerando il numero di famiglie (elaborazione propria)

Scenario 1: Configurazione di CER con fotovoltaico su edifici comunali con potenza massima installabile.

In questo contesto, la superficie fotovoltaica sfrutta il 90% della superficie della falda con la migliore esposizione solare. Tuttavia, a causa di un consumo energetico relativamente contenuto rispetto al potenziale di produzione, si osserva che gli indici di autoconsumo saranno moderatamente bassi per tutte e quattro le cabine primarie analizzate. Di conseguenza il numero di consumatori domestici, di altri enti e delle colonnine di ricarica sarà considerevolmente elevato al fine di conseguire l'indice di SCI del 80%.

Nelle tabelle successive vengono illustrati i valori relativi agli edifici con gli impianti coinvolti, accompagnati dal calcolo dei consumi energetici, suddivisi per cabina primaria.

Il primo scenario presuppone alcune condizioni fondamentali, che si articolano in:

- l'installazione degli impianti avverrà sugli edifici comunali, per i quali sono noti i dati di consumo energetico;
- la quota di energia autoconsumata dovrà equivalere all' 80%;
- saranno coinvolti altri enti, esterni alla CER per massimizzare la quota di energia autoconsumata, includendo consumatori domestici ed altri enti, la superficie coperta dagli impianti fotovoltaici corrisponderà alla massima capacità installabile;
- i consumatori saranno costituiti dagli edifici membri della CER, utenti domestici, altri enti e colonnine di ricarica di veicoli elettrici, necessari alla ricarica di veicoli elettrici; necessari per raggiungere l'obiettivo del 80% di autoconsumo.

Gli impianti FV sono stati intenzionalmente sovradimensionati per permettere un confronto approfondito delle variazioni economiche ed energetiche, con gli altri scenari proposti.

Inoltre, viene calcolata la percentuale di energia autoconsumata nel caso in cui gli altri utenti non siano presenti (cons. domestici, altri enti, colonnine di ricarica mezzi elettrici) in modo da poter valutare i consumi netti dei soli edifici di utenza comunale suddivisi per cabina primaria.

Si osserva che la percentuale di autoconsumo senza considerare gli altri utenti presenta valori piuttosto bassi su tutte e quattro le cabine, risultando significativamente inferiore agli 80% ideali.

Tabella 36 Valori prosumer cabina AC001E01118

AC001E01118		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
2P	18	18.905
3P	29,6	28.796
6P	9,2	11.041
9P	31,3	40.496
13P	29,5	21.310
B9	54,3	53.505
B27	58,5	64.671
B33	10,9	10.174
B42	22,8	25.854
B44	7	1.238
B46	23,5	23.692
B47	44,7	33.149
B49	43,4	48.349
B50	113,4	82.145
B51	61,9	65.416
B52	56,1	58.012
B55	22,4	23.331
B56	74,7	86.244
B70	5,3	141
B71	4,8	50.401
B72	30,5	25.526
B78	9,6	10.951
totale	799,31	783.391,69

Tabella 37 Valori consumatori cabina AC001E01118

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	877.037,53
Consumi domestici	988.526,52
Consumi enti	285.673,82
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	374.308,34
Totale	2.525.546,22

Tabella 38 SCI e SSI cabina AC001E01118

% SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	36,04%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	80.80 %
Cons. domestici	274
Altri enti	14
Colonnine di ricarica	20
% SCI	80%
%SSI	43.75%

Tabella 39 Valori prosumer cabina AC001E01115

AC001E01115		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
1MTCA	14,09	15.790,4
2MTCA	19,76	27.093,3
6MTCA	15,55	12.121,6
8MTCA	61,88	76.391,1
2PBA	16,36	19.710,4
3PBA	8,91	3.067,9
4PBA	64,31	80.649,4
5PBA	33,53	28.996,9
6PBA	19,76	16.730,9
1BDA	17,17	20.967,8
2BDA	23,00	26.764,18
5BDA	24,14	22.508,93
3CA	16,69	19.901,2
7CA	38,88	51.655,6
9CA	27,54	27.970,0
11CA	21,55	26.379,5
14CA	13,77	12.068,9
15CA	50,06	49.300,7
1SVA	38,23	36.982,3
2SVA	20,57	24.416,8
5SVA	26,24	28.305,3
6SVA	56,05	66.942,4
9SVA	109,67	119.525,8
10SVA	34,99	26.992,5
11SVA	14,58	15.456,2
12SVA	35,96	42.251,1
2SP	12,07	14.284,7
5SP	8,26	8.917,3
7SP	12,31	14.969,3
8SP	11,99	10.079,3
10SP	21,55	25.494,3
totale	889,5	972.685,85

Tabella 40 Valori consumatori cabina AC001E01115

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	335.665,77
Consumi domestici	2.341.565,74
Consumi enti	338.389,26
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	469.258,06
Totale	3.484.878,84

Tabella 41 SSC e SSI cabina AC001E01115

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	9,42%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	93,16%
Cons. domestici	650
Altri enti	16
Colonnine di ricarica	26
%SCI	80 %
%SSI	23,72%

Tabella 42 Valori prosumer cabina AC001E01123

AC001E01123		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
3MRR	16,04	17.709,40
2MRR	18,63	22.687,83
35SDB	74,36	50.038,97
33SDB	47,95	58.100,70
8SDB	12,31	15.012,72
7SDB	32,89	38.134,00
6SDB	9,40	9.378,74
5SDB	11,34	10.040,56
3SDB	68,20	81.054,07
2SDB	48,24	55.125,48
1SDB	14,74	18.727,12
Totale	363,98	383.170,37

Tabella 43 Valori consumatori cabina AC001E01123

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	122.406,94
Consumi domestici	678.573,41
Consumi enti	169.038,92
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	225.151,07
Totale	1.195.170,33

Tabella 44 SSCI e SSI cabina AC001E01123

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	8,50%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	92,48
Cons. domestici	188
Altri enti	8
Colonnine di ricarica	12
%SCI	80%
%SSI	25,65%

Tabella 45 Valori prosumer cabina AC001E01065

AC001E01065		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
1G	7,61	10.056,99
3G	24,30	23.925,60
4G	53,62	33.804,53
6G	7,45	6.791,70
7G	13,61	8.319,48
8G	17,98	15.369,21
9G	6,64	6.722,80
Totale	131,22	104.990,32

Tabella 46 Valori consumatori cabina AC001E01065

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	73.334,45
Consumi domestici	200.113,81
Consumi enti	62.557,35
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	91.510,30
Totale	427.515,91

Tabella 47 SCI e SSI cabina AC001E01065

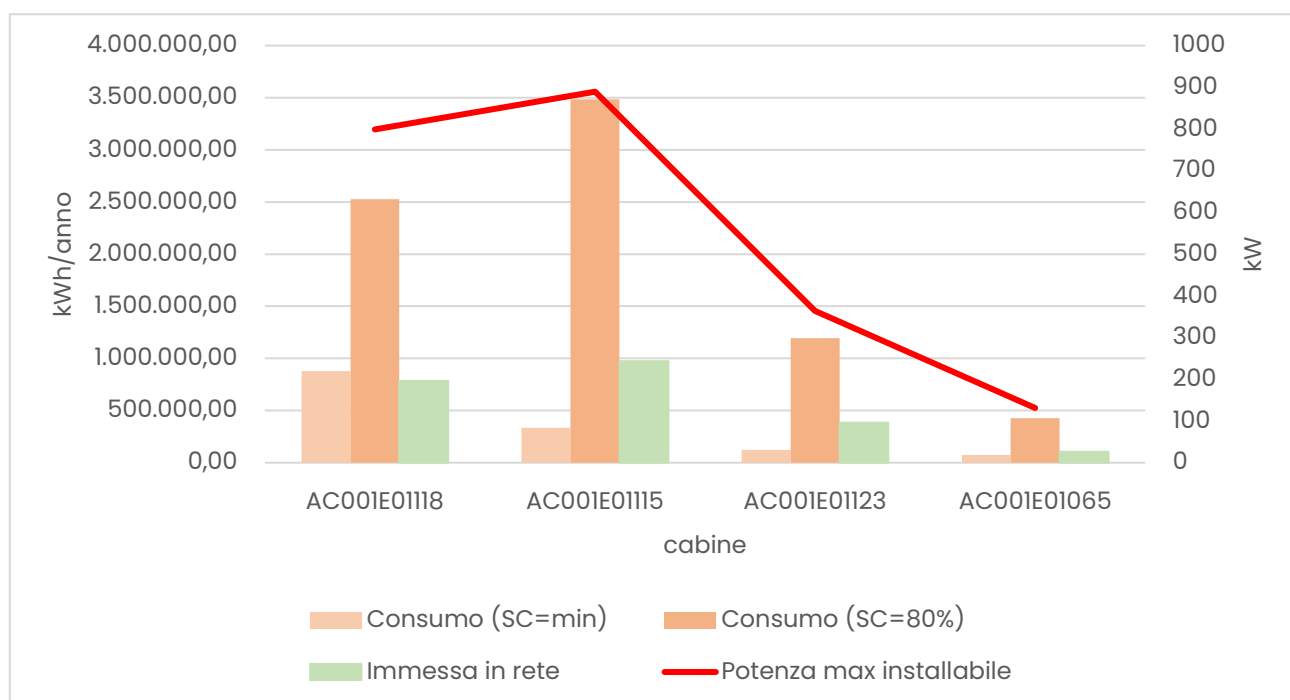
%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	3,19%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	83,63%
Cons. domestici	56
Altri enti	3
Colonnine di ricarica	5
%SCI	80%
%SSI	19,64%

Considerazioni sulle cabine primarie:

Tabella 48 Sintesi dei risultati delle tabelle precedenti

Cabina	Consumo (SC=min) (kWh/anno)	Consumo (SC=80%) (kWh/anno)	Imnessa in rete (kWh/anno)	Potenza installata (kW)
AC001E01118	877.037,53	2.525.546,22	783.391,69	799
AC001E01115	335.665,77	3.484.878,84	972.685,85	890
AC001E01123	122.406,94	1.195.170,33	383.170,37	364
AC001E01065	73.334,45	427.515,91	104.990,32	131,

Grafico 41 Confronto tra cabine primarie



La cabina AC001E01115 è visibilmente la più energivora, in termine di energia immessa in rete (*Esh*) ma anche di energia consumata; pertanto, tale cabina è quella nella quale ricadono il maggior numero di edifici trovandosi a cavallo tra 5 comuni, nello specifico ritroviamo un numero di utenze parte della CER pari a 60, delle quali i prosumer sono 31.

La linea spezzata rossa rappresenta la somma delle potenze dei singoli impianti espressa in kWp. La relazione tra l'indice SCI e SSI è fondamentale per valutare l'efficienza e la sostenibilità del sistema energetico della comunità. Nei diversi casi calcolati, l'indice di SCI è basso (<40%) ed accoppiato ad un SSI alto (>70%), questa situazione si manifesta in seguito ad implicazioni e cause specifiche. Ovvero, un ridotto indice di SCI indica che solo una piccola parte della percentuale di energia prodotta dall'impianto viene consumata direttamente all'interno della comunità simultaneamente al momento in cui è stata prodotta. Ciò suggerisce che vi è una notevole quantità di energia in eccesso, che non viene consumata, rispetto al consumo

immediato effettivo della CER; inoltre, quando non viene utilizzata l'energia che è stata prodotta, diventa necessario esportare l'eccesso della rete, rendendo la CER meno indipendente e potenzialmente soggetta a variazioni di prezzi di mercato o tariffe di scambio meno vantaggiose. Viceversa, un indice di SSI alto implica che la comunità è in grado di coprire un'elevata percentuale del suo fabbisogno energetico attraverso la produzione rinnovabile interna, riducendo la dipendenza dall'energia esterna e migliorando la resilienza energetica, inoltre l'indice di SSI elevato contribuisce positivamente alla riduzione delle emissioni di CO₂.

La causa che fa sì che si manifesti tale situazione è il sovradimensionamento dell'impianto, in quanto gli impianti fotovoltaici hanno una produzione molto superiore rispetto al valore del consumo immediato.

La produzione di energia deve essere sincronizzata il più possibile con i picchi di consumo, ad esempio un picco di produzione solare a mezzogiorno, deve corrispondere al picco di consumo nella stessa ora, ma in realtà i picchi di consumo si ottengono nelle ore del mattino e della sera. Le percentuali ideali all'interno di una CER, di SCI e SSI dovrebbero idealmente essere entrambe al 100%, ma questa situazione è impossibile che possa verificarsi, in quanto la relazione tra i due indicatori è inversamente proporzionale, una SSI pari al 100% significherebbe che la comunità energetica è completamente autosufficiente, tuttavia valori nell'intervallo del 70-90% sono considerati comunque molto buoni, dato che la completa autosufficienza è molto difficile da raggiungere e mantenere.

Idealmente, nello scenario imponiamo che SCI sia sempre pari al' 80% in modo da poter ricevere il massimo della tariffa incentivante.

Per tali motivi negli scenari successivi verranno proposte soluzioni che considerano l'ottimizzazione del dimensionamento degli impianti e la gestione intelligente della domanda per allineare al meglio la produzione ed il consumo.

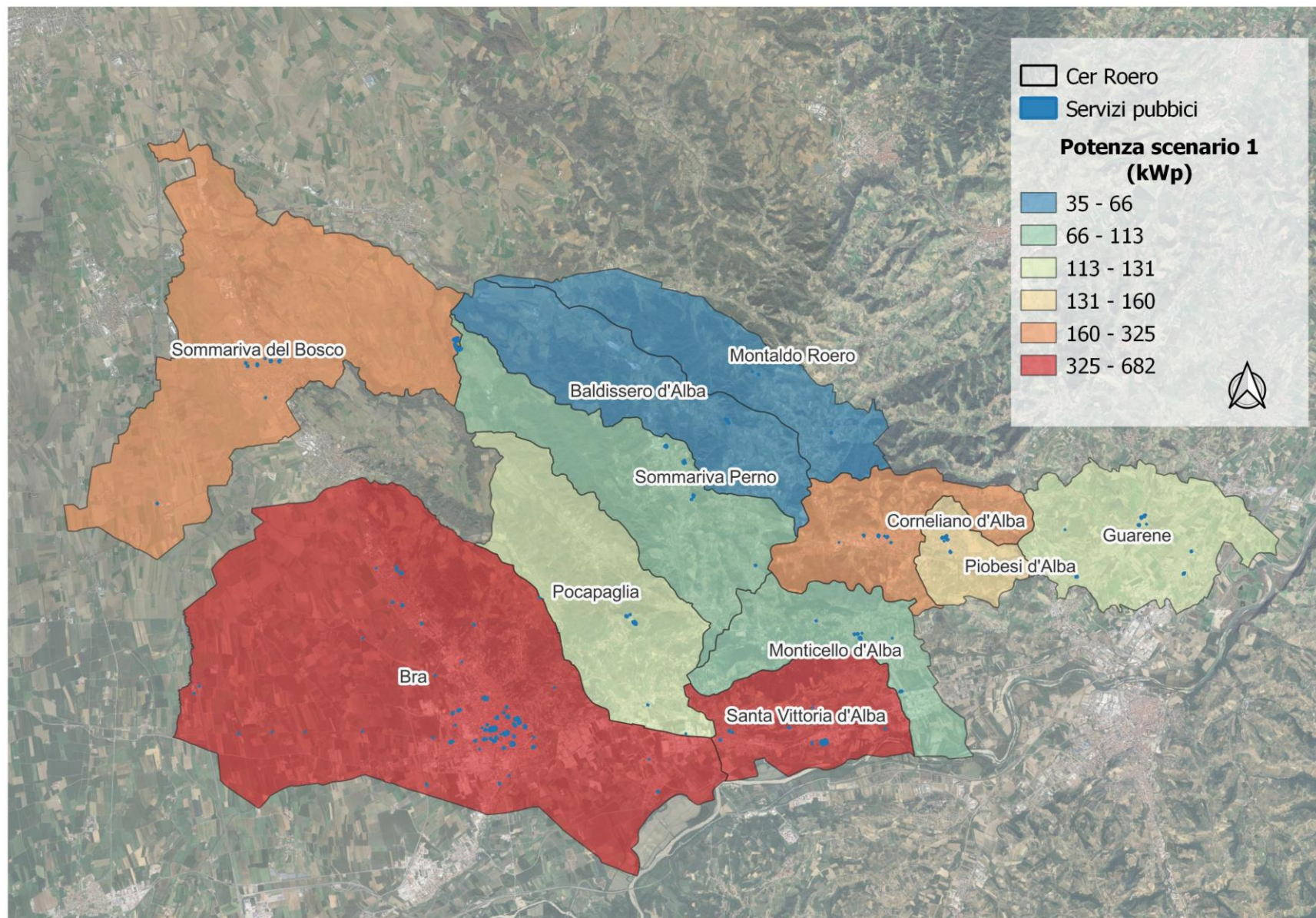


Figura 49 Scenario 1, Potenza Massima installabile per comune (elaborazione propria)

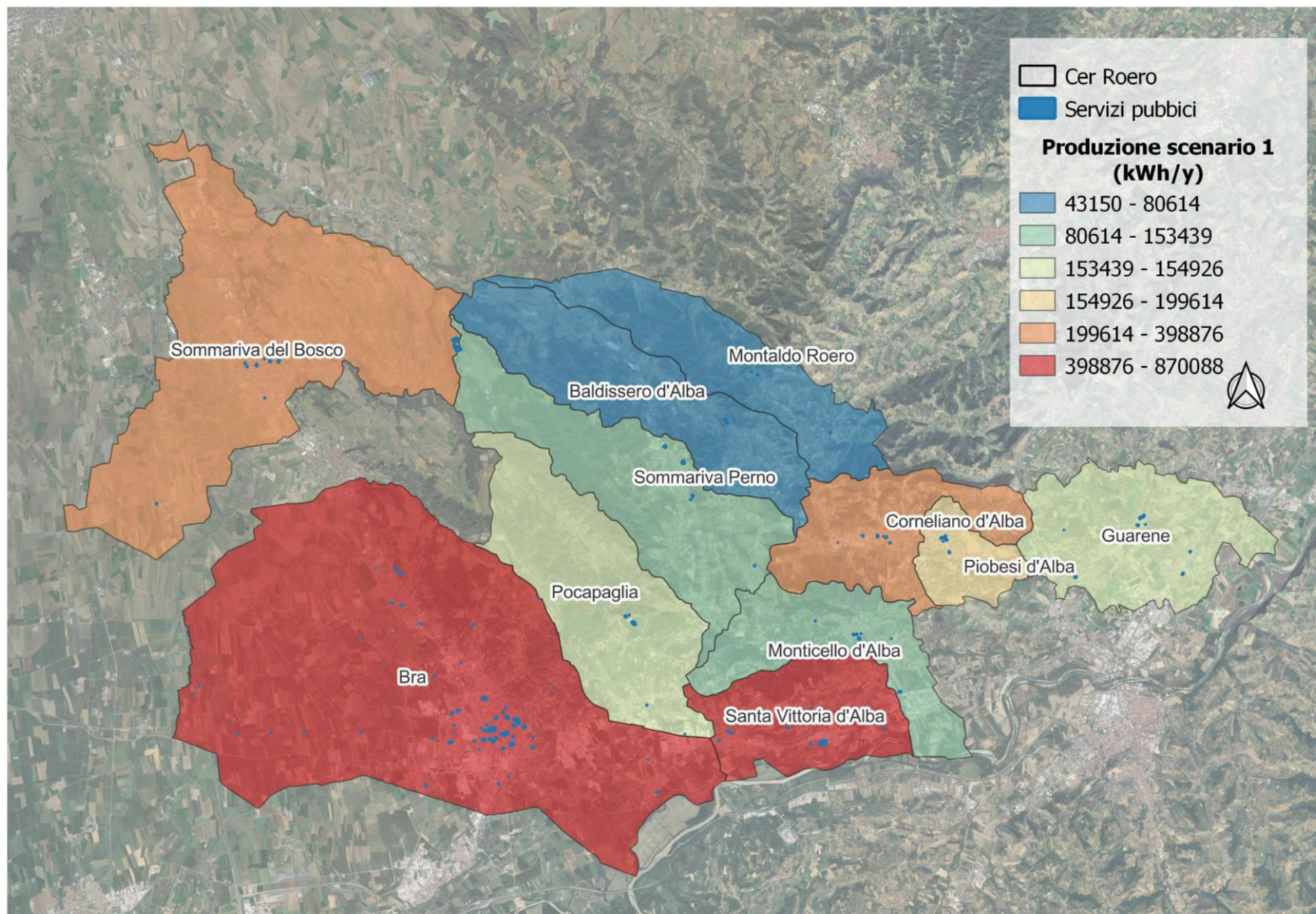


Figura 50 Scenario 1, produzione con potenza massima installabile per comune (elaborazione propria)

Scenario 2A: Configurazione energetica ottimale con consumatori domestici.

Il secondo scenario ipotizzato ha come obiettivo il dimensionamento della taglia dell'impianto ottimale per ciascuno degli edifici registrato all'interno del database.

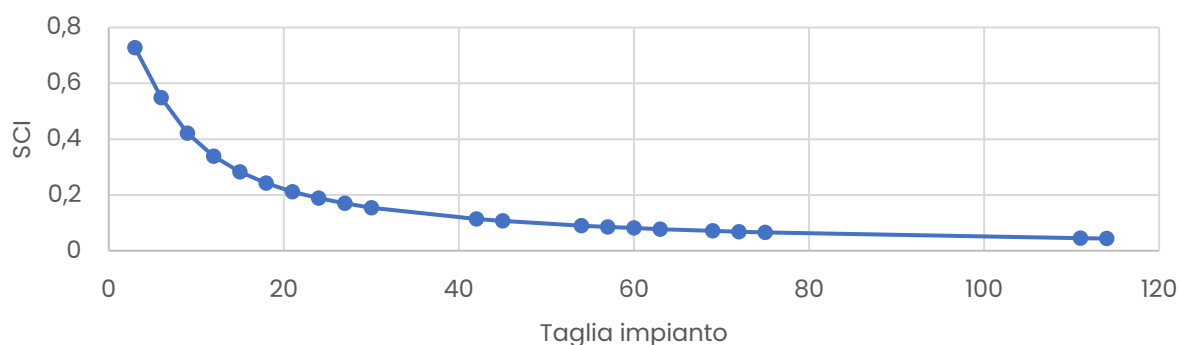
Il passaggio per la determinazione della taglia ottimale dal punto di vista energetico sarà illustrata successivamente, e saranno spiegati effettuati i passaggi avvenuti nel foglio di calcolo:

- Viene trascritta la potenza massima installabile dell'impianto come valore fisso in modo da non perdere il dato che sarà successivamente aggiornato tramite l'inserimento di un fattore di scala, secondo il quale verranno proporzionati i valori di produzione, i quali cambieranno progressivamente alterando la quantità di energia immessa;
- Le taglie degli impianti ipotizzati variano su intervalli di 3 kWp, dove la taglia più piccola installabile sarà pari a 3 kWp;
- La variazione della taglia dell'impianto, varierà le produzioni, e conseguentemente i valori di SCI e SSI, (i consumi effettivi degli edifici ovviamente rimarranno invariati, siccome sono valori ricavati dalle bollette);
- Le simulazioni sono state effettuate tramite il plug "Visual Basic" di Excel, il quale permette di creare una matrice che ha proiettato per ogni taglia i valori di SCI e SSI di ogni edificio, per ciascuna cabina primaria;
- Il fenomeno all'interno della matrice di SCI evidenzia che all'aumentare della taglia il rapporto diminuisce

$$SCI = \left(\frac{\text{Energia prodotta} - \text{Energia immessa}}{\text{Energia prodotta}} \% \right)$$

L'autoconsumo tende a diminuire all'aumentare della taglia dell'impianto perché, superato un certo punto, l'impianto produce più energia di quella che può essere consumata direttamente dall'utente, la curva riportata di seguito ne è la dimostrazione

Grafico 42 Andamento curva di SCI all'aumentare della taglia dell'impianto.

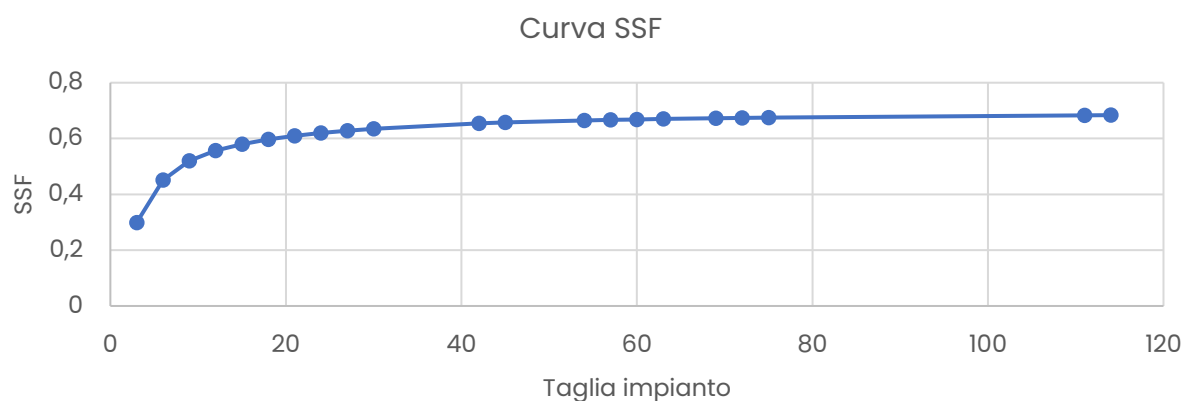


- Mentre nella matrice di SSI l'andamento mostra un comportamento inverso; ovvero all'aumentare della taglia dell'impianto la curva tenderà ad aumentare, secondo il seguente andamento (Grafico 43), rappresenta la frazione del fabbisogno energetico dell'utente che viene coperto dalla produzione dell'impianto fotovoltaico, la quale tende ad aumentare all'aumentare della taglia dell'impianto, poiché un impianto di taglia maggiore copre una porzione maggiore del consumo totale dell'utente.

Questa si ottiene dalla seguente formula:

$$SSI = (1 - \frac{\text{Consumi rimanenti}}{\text{consumo totale}})\%$$

Grafico 43 Andamento della curva di SSF all'aumentare della taglia dell'impianto



La taglia ottimale degli impianti dal punto di vista energetico si trova nel punto di intersezione tra due curve, poiché rappresenta la taglia per la quale si raggiunge un equilibrio tra l'energia prodotta e quella consumata.

L'andamento crescente della taglia dell'impianto corrisponde all' aumento della produzione di energia, ma l'energia prodotta in eccesso rispetto ai consumi immediati finisce per essere immessa nella rete, riducendo così l'autoconsumo diretto.

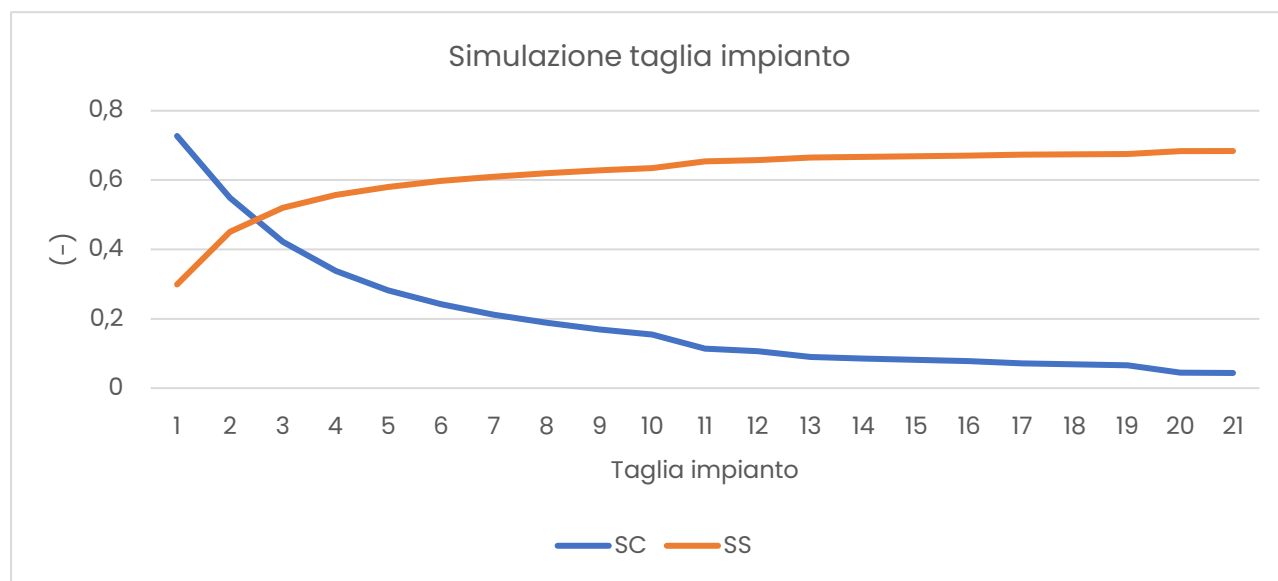
L'autoconsumo ottimale si raggiunge idealmente quando tutta l'energia che viene prodotta è anche simultaneamente autoconsumata, ma tale situazione non sempre è possibile che si verifichi, nella progettazione rimane comunque l'obiettivo di massimizzare tali consumi. Quando l'energia prodotta non viene consumata, viene comunque immessa all'interno della rete ma non genera tariffa incentivante, ma soltanto la quota di ritiro in dedicato pari a 0,092 centesimi al kWh. Al contempo, un impianto con taglia maggiore, aumenta l'autosufficienza, ma questo beneficio si stabilizza o cresce molto lentamente dopo una certa soglia, perché l'energia prodotta in eccesso non viene utilizzata direttamente ma viene immessa nella rete.

In conclusione, l'intersezione delle due curve rappresenta il punto in cui l'autoconsumo e l'autosufficienza sono bilanciati in modo da massimizzare il beneficio economico ed energetico. Se l'impianto fosse dimensionato oltre questo punto, gran parte dell'energia prodotta non verrebbe autoconsumata, ma immessa in rete, riducendo il ritorno economico, poiché vendere energia alla rete è meno vantaggioso rispetto all'autoconsumo diretto. Viceversa, un impianto più piccolo non massimizzerebbe il potenziale di copertura dei consumi, riducendo l'autosufficienza. In sintesi, la taglia ottimale si trova all'intersezione delle due curve poiché è il punto in cui si ottiene il miglior equilibrio tra l'energia prodotta che può essere consumata direttamente e l'energia che contribuisce a rendere l'utente autosufficiente.

Nel caso in cui le due curve non presentassero un'intersezione o se l'intersezione avvenisse laddove la potenza è minore di 3 kW, viene impostata una soglia e individuata la potenza ottimizzata dell'impianto nel valore di 3 kW. Al contrario, se la Self-Consumption è sempre superiore alla Self-Sufficiency, viene selezionata la massima taglia installabile.

Questa analisi implica una riduzione della taglia dell'impianto (rispetto allo scenario precedente) ed una riduzione del tempo di ritorno semplice dell'investimento. Questa riduzione del tempo di ritorno può variare da alcuni mesi fino a 2-3 anni.

Grafico 44 Selezione della taglia ottimale nell' intersezione delle curve di SC e SS.



La relazione matematica che permette di ottenere il dimensionamento della taglia energeticamente ottimale è espressa dalla seguente relazione:

$$\frac{Esc}{P} - \frac{Esc}{C} = 0 \rightarrow Esc * \left(\frac{1}{P} - \frac{1}{C} \right) = 0 \rightarrow P = C$$

In cui:

$$SCI = \frac{Esc}{P} \%$$
$$SSI = \frac{Esc}{C} \%$$

L'indice di autoconsumo rappresenta la percentuale di energia prodotta localmente dalla comunità energetica che viene consumata simultaneamente alla produzione, l'indice di autosufficienza invece è la percentuale di fabbisogno energetico coperto dall'energia prodotta localmente.

Quando la differenza tra i due indici è pari a zero siamo di fronte ad una situazione in cui l'energia prodotta localmente viene anche completamente consumata. Ciò significa che il dimensionamento dell'impianto è stato massimizzato, e non è possibile riscontrare uno spreco energetico, poiché tutta quella prodotta è stata anche consumata internamente. Questa situazione permette di ridurre le perdite legate al trasporto dell'energia e ne ottimizza l'utilizzo. L'equazione permette di stimare la taglia ottimale dell'impianto per i consumi riscontrati al momento di stima.

Bisogna specificare che l'autoconsumo e l'autosufficienza hanno sempre un valore >0, e nello specifico caso la comunità è in grado di coprire il fabbisogno con la produzione locale senza dover dipendere dalla rete elettrica nazionale. È importante comunque considerare possibili rischi legati alla variazione della produzione o del consumo o strategie per la gestione della domanda. A livello grafico si ottiene un andamento che mostra mostrano come la produzione locale aumenti e diminuisca proporzionalmente al consumo in ciascuna ora della giornata, ciò implica la totale assenza di surplus energetico, ma anche di spreco di energia, o che sia necessario prelevare energia dalla rete elettrica nazionale.

Siccome i consumi sono variabili nell'arco delle mensilità tale situazione è impossibile che possa verificarsi, ma secondo il procedimento illustrato è possibile rilevare la taglia della dimensione ottimale.

Grafico 47 $P=C$, non è presente spreco energetico.

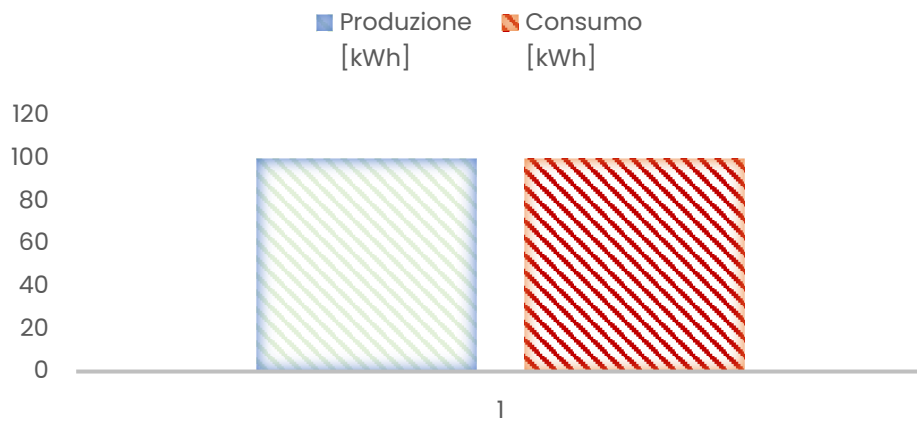


Grafico 46 $C>P$, situazione di deficit energetico, la produzione non soddisfa il fabbisogno.

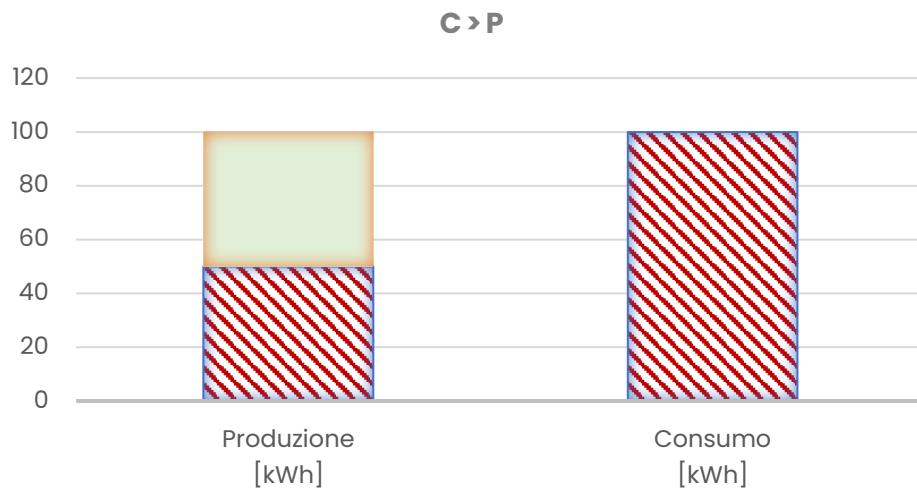
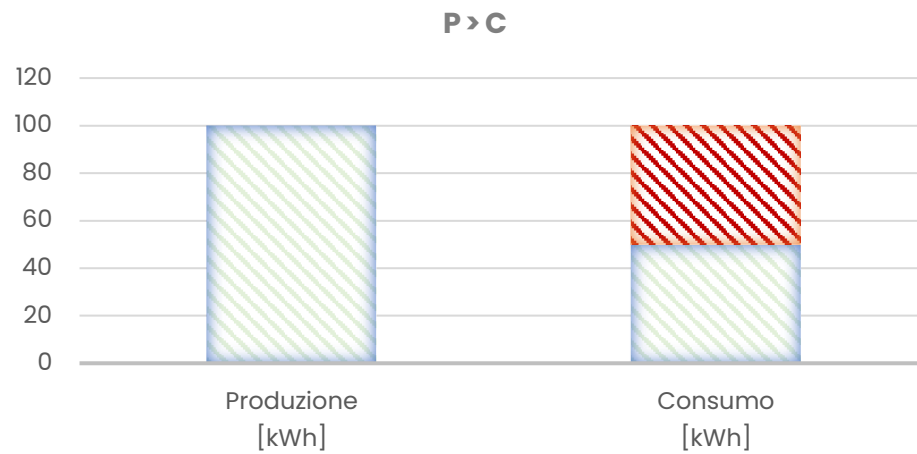


Grafico 45 $P>C$, situazione di surplus energetico.



Lo scenario 2A, prevede che gli impianti fotovoltaici siano realizzati secondo la taglia ottimale, il cui obiettivo principale è la riduzione dello spreco energetico.

Nello scenario proposto “pag.66”, durante la fase iniziale era stata considerata una soluzione nella quale il tempo di ritorno (5 anni) rimaneva come punto fisso su cui poter fare variare i dati successivi, mentre per lo scenario 2B, la percentuale di energia autoconsumata (80%) rimane come condizione vincolante per il raggiungimento del massimo quantitativo energetico incentivabile, di seguito si riportano le tabelle riassuntive:

Tabella 49 Valori prosumer cabina AC001E01118

AC001E01118		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
2P	6	3.718
3P	12	7.474
6P	3	3.272
9P	3	3.526
13P	30	21.892
B9	27	21.310
B27	45	46.352
B33	6	4.288
B42	12	10.900
B44	6	898
B46	12	8.913
B47	42	29.914
B49	12	9.592
B50	111	79.406
B51	18	11.508
B52	12	7.682
B55	9	6.262
B56	9	6.240
B70	3	0
B71	6	3.937
B72	12	6.814
B78	6	6.131
totale	402	300.030,2

Tabella 50 Valori consumatori cabina AC001E0118

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	900.045,78
Consumi domestici	524.134,67
Consumi enti	0
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	0
Totale	1.424.180,46

Tabella 51 SCI e SSI cabina AC001E01118

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	62,87%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	43,99%
Cons. domestici	145
Altri enti	0
Colonnine di ricarica	0
%SCI	80%
%SSI	16,86%

Tabella 52 Valori prosumer cabina AC001E01115

AC001E01115		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Immessa in rete [kWh/anno]
1MTCA	9	9.417,24
2MTCA	3	3.957,74
6MTCA	18	15.165,23
8MTCA	12	9.597,00
2PBA	3	2.563,75
3PBA	9	3.120,47
4PBA	3	3.459,08
5PBA	24	18.042,69
6PBA	9	5.663,57
1BDA	3	3.340,67
2BDA	3	2.623,19
5BDA	6	3.613,99
3CA	3	2.761,54
7CA	3	3.858,19
9CA	12	8.328,17
11CA	3	3.247,72
14CA	6	4.186,82
15CA	15	10.250,43
1SVA	12	7.064,41
2SVA	3	2.828,66
5SVA	3	3.218,92
6SVA	3	3.048,95
9SVA	33	24.461,97
10SVA	21	12.803,80
11SVA	3	1.829,58
12SVA	6	4.681,78
2SP	3	2.772,46
5SP	3	2.541,64
7SP	3	3.214,67
8SP	6	3.746,38
10SP	6	5.868,38
totale	249	191.279,10

Tabella 53 Valori per consumer cabina AC001E0115

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	362.596,28
Consumi domestici	709.674,54
Consumi enti	0
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	0
Totale	1.072.270,82

Tabella 54 SCI e SSI cabina AC001E0115

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	28.17%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	72,55%
Cons. domestici	197
Altri enti	0
Colonnine di ricarica	0
%SCI	80 %
%SSI	14,29%

Tabella 55 Valori prosumer cabina AC001E0123

AC001E0123		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
3MRR	3,0	1928,41
2MRR	3,0	3299,45
35SDB	74,0	49661,41
33SDB	3,0	3620,22
8SDB	3,0	3592,11
7SDB	3,0	2516,57
6SDB	6,0	5068,25
5SDB	9,0	7195,76
3SDB	6,0	5031,61
2SDB	6,0	4668,94
1SDB	3,0	3479,75
Totale	119,0	90.062,5

Tabella 56 Valori consumatori cabina AC001E0123

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	125269,22
Consumi domestici	431180,84
Consumi enti	0
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	0
Totale	556.450,06

Tabella 57 SCI e SSI cabina AC001E0123

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	18%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	80,08%
Cons. domestici	120
Altri enti	0
Colonnine di ricarica	0
%SCI	80%
%SSI	13,16%

Tabella 58 Valori prosumer cabina AC001E01065

AC001E01065		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
1G	3	3.877,57
3G	9	5.148,39
4G	51	31.290,26
6G	3	6.416,06
7G	15	9.898,99
8G	3	228,62
9G	3	2.698,96
Totale	87	59.558,86

Tabella 59 Valori consumatori cabina AC001E01065

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	77.344,02
Consumi domestici	327.819,20
Consumi enti	0
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	0
Totale	405.163,23

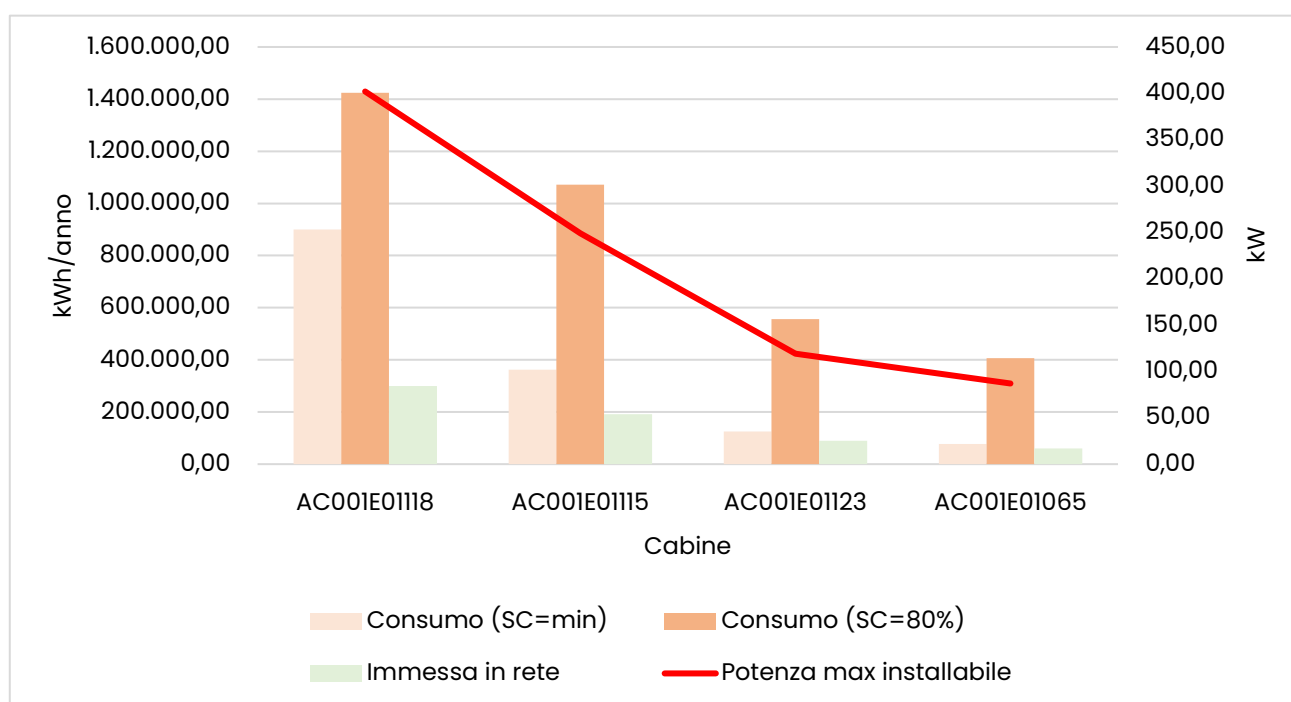
Tabella 60 SCI e SSI cabina AC001E01065

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	6.26%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	81,83%
Cons. domestici	91
Altri enti	0
Colonnine di ricarica	0
%SCI	80%
%SSI	11,74

Tabella 61 Sintesi dei risultati delle tabelle precedenti

Cabina	Consumo (SC=min%) (kWh/anno)	Consumo (SC=80%) (kWh/anno)	Immessa in rete (kWh/anno)	Potenza installata (kW)
AC001E01118	900.045,78	1.424.180,46	300.030,00	402,00
AC001E01115	362.592,28	1.072.270,82	191.279,10	249,00
AC001E01123	125.296,22	556.450,06	90.060,49	119,00
AC001E01065	77.344,02	406.426,92	5.955,86	87,00

Grafico 48 Confronto tra cabine primarie



In seguito all'ottimizzazione, la cabina AC001E01118 sorpassa la cabina AC001E01115 per sollecitazione energivora, questo è dovuto al fatto che la cabina AC001E01115 ha apportato una riduzione della taglia degli impianti pari al 72%, in quanto aveva un numero di edifici con impianto sovradimensionato maggiore rispetto alla cabina AC001E01118.

È importante distinguere le colonne di consumo nel seguente grafico: poiché il calcolo del Consumo (SC=min) rappresenta il consumo filtrando esclusivamente i membri della CER, la colonna in arancione Consumo (SC=80%) calcola il consumo degli edifici dei membri della comunità energetica più i consumi degli edifici necessari al raggiungimento dell'80% di SCI.

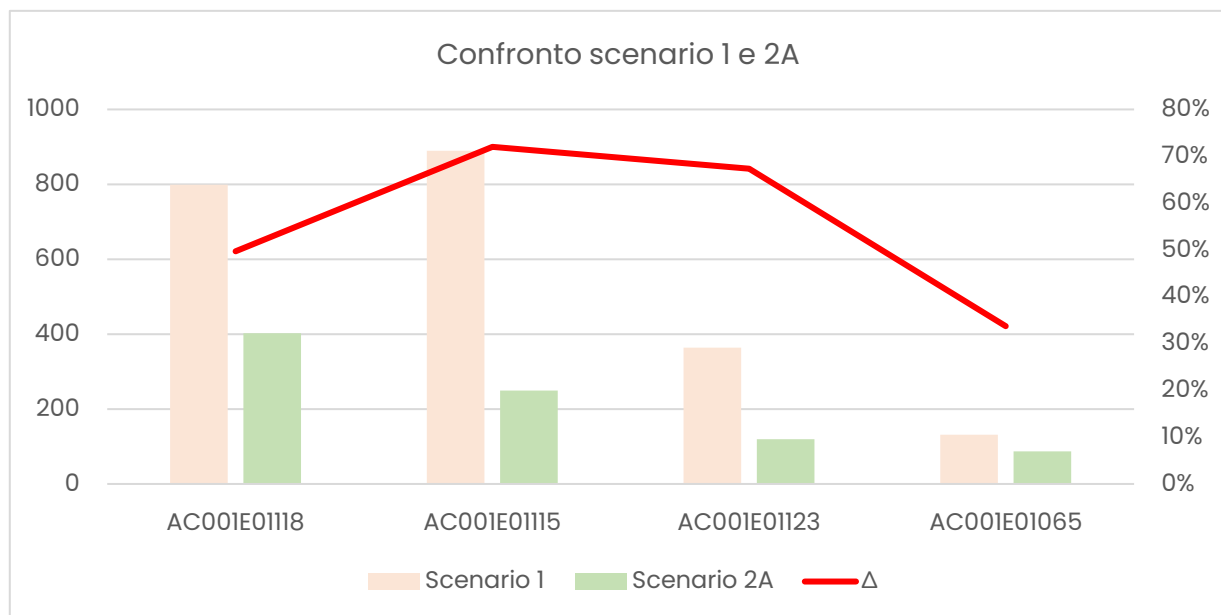
La potenza massima installabile totale tra scenario 1 e 2B, è diminuita del 56%, e nel Grafico 49 viene riportato il Δ effettivo. La potenza installabile è stata notevolmente ridotta per soddisfare il fabbisogno energetico degli edifici membri della CER, per cui non era necessario installare un quantitativo così elevato di superficie fotovoltaica. Tale ottimizzazione oltre a portare benefici

energetici riducendo lo spreco della produzione, promuove anche notevoli risparmi economici che analizzeremo nei capitoli seguenti.

Tabella 62 Confronto potenza installabile scenario 1 e scenario 2

Cabina	Scenario 1 (kW)	Scenario 2 A (kW)	Δ
AC001E01118	799,31	402,00	50%
AC001E01115	889,5	249,00	72%
AC001E01123	363,98	119,00	67%
AC001E01065	131,22	87,00	34%

Grafico 49 Confronto potenza installabile scenario 1 e 2A



Scenario 2B: Configurazione energetica ottimale con consumatori domestici, altri enti e colonnine di ricarica dei mezzi elettrici

Nel seguente paragrafo sarà proposto il dimensionamento dell'impianto, preservando la configurazione secondo l'ottimale energetico ottenuto. Tuttavia, verrà ampliato il campo di coinvolgimento di utenti terzi, includendo varie entità tra cui: consumatori domestici, altri enti e colonnine di ricarica per veicoli elettrici al fine di conseguire un indice di autoconsumo pari al 80%.

Gli "altri enti" mostrano un consumo energetico annuo stimato di 21.150 kWh/anno, cifra derivante da analisi statistiche condotte su configurazioni precedenti di CER realizzate da Environment Park. In aggiunta, le colonnine di ricarica per veicoli elettrici, identificate come ulteriori consumatori, riportano un fabbisogno energetico annuo di 18.071 kWh/anno, calcolato su profili di consumo stimati in precedenti studi di fattibilità sempre da Environment Park.

Tale dato corrisponde al consumo annuo di una singola colonnina che effettua giornalmente una ricarica completa di un veicolo elettrico dal lunedì alla domenica.

Si anticipa la presenza di variazioni significative rispetto allo scenario 2A, in particolare, una riduzione marcata dei consumi sostenuti dai consumatori domestici. Tale strategia permetterà di incrementare i consumi attribuibili ad altri enti ed alle colonnine di ricarica, diminuendo quelli derivati dai consumatori domestici, mantenendo costante la condizione per cui la percentuale di autoconsumo dovrà raggiungere sempre 80%.

Tabella 63 Valori prosumer cabina AC001E01118

AC001E01118		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
2P	6	3.718,36
3P	12	7.473,91
6P	3	3.272,24
9P	3	3.526,18
13P	30	21.891,52
B9	27	21.310,01
B27	45	46.352,09
B33	6	4.287,90
B42	12	10.900,11
B44	6	898,50
B46	12	8.913,01
B47	42	29.914,15
B49	12	9.591,77
B50	111	79.405,83
B51	18	11.508,28
B52	12	7.682,17
B55	9	6.262,02
B56	9	6.239,53
B70	3	0,00
B71	6	3.937,03
B72	12	6.814,27
B78	6	6.131,34
totale	402	300.030,21

Tabella 64 Valori consumatori cabina AC001E01118

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	900.045,78
Consumi domestici	180.120,44
Consumi enti	63.447,99
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	126.338,71
Totale	1.269.952,92

Grafico 50 SCI e SSI cabina AC001E01118

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	62.87%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	43,99%
Cons. domestici	50
Altri enti	3
Colonnine di ricarica	7
%SCI	80%
%SSI	18,98%

Tabella 65 Valori prosumer cabina AC001E0115

AC001E0115		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
1MTCA	9	9417,24
2MTCA	3	3957,74
6MTCA	18	15165,23
8MTCA	12	9597,00
2PBA	3	2563,75
3PBA	9	3120,47
4PBA	3	3459,08
5PBA	24	18042,69
6PBA	9	5663,57
1BDA	3	3.340,67
2BDA	3	2.623,19
5BDA	6	3.613,99
3CA	3	2.761,54
7CA	3	3.858,19
9CA	12	8.328,17
11CA	3	3.247,72
14CA	6	4.186,82
15CA	15	10.250,43
1SVA	12	7.064,41
2SVA	3	2.828,66
5SVA	3	3.218,92
6SVA	3	3.048,95
9SVA	33	24.461,97
10SVA	21	12.803,80
11SVA	3	1.829,58
12SVA	6	4.681,78
2SP	3	2.772,46
5SP	3	2.541,64
7SP	3	3.214,67
8SP	6	3.746,38
10SP	6	5.868,38
totale	249	191.279,1

Tabella 66 Valori consumatori cabina AC001E0115

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	354.410,25
Consumi domestici	4557.505,92
Consumi enti	84.597,31
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	36.0963,77
Totale	940.796,29

Tabella 67 SCI e SSI cabina AC001E0115

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	35,64%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	68,71%
Cons. domestici	127
Altri enti	4
Colonnine di ricarica	2
%SCI	80 %
%SSI	16,31

Tabella 68 Valori prosumer cabina AC001E01123

AC001E01123		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
3MRR	3,0	1928,41
2MRR	3,0	3299,45
35SDB	74,0	49661,41
33SDB	3,0	3620,22
8SDB	3,0	3592,11
7SDB	3,0	2516,57
6SDB	6,0	5068,25
5SDB	9,0	7195,76
3SDB	6,0	5031,61
2SDB	6,0	4668,94
1SDB	3,0	3479,75
Totale	119,0	90.062,50

Tabella 69 Valori consumatori cabina AC001E01123

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	125.282,28
Consumi domestici	234.156,57
Consumi enti	42.298,66
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	54.145,16
Totale	455.869,61

Tabella 70 SCI e SSI cabina AC001E01123

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	18,12%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	76,10%
Cons. domestici	65
Altri enti	2
Colonnine di ricarica	3
%SCI	80%
%SSI	16,07%

Tabella 71 Valori prosumer cabina AC001E01065

AC001E01065		
Prosumer	Potenza Installata [kWp]	Imnessa in rete [kWh/anno]
1G	3	3.877,57
3G	9	5.148,39
4G	51	31.290,26
6G	3	6.416,06
7G	15	9.898,99
8G	3	228,62
9G	3	2.698,96
Totale	87	59.558,86

Tabella 72 Valori consumatori cabina AC001E01065

Consumatori	Consumo annuo [kWh/anno]
Edifici comunali membri della CER	77.344,02
Consumi domestici	180.120,44
Consumi enti	21.149,33
Consumi colonnine di ricarica auto elettriche	54.145,16
Totale	332.758,95

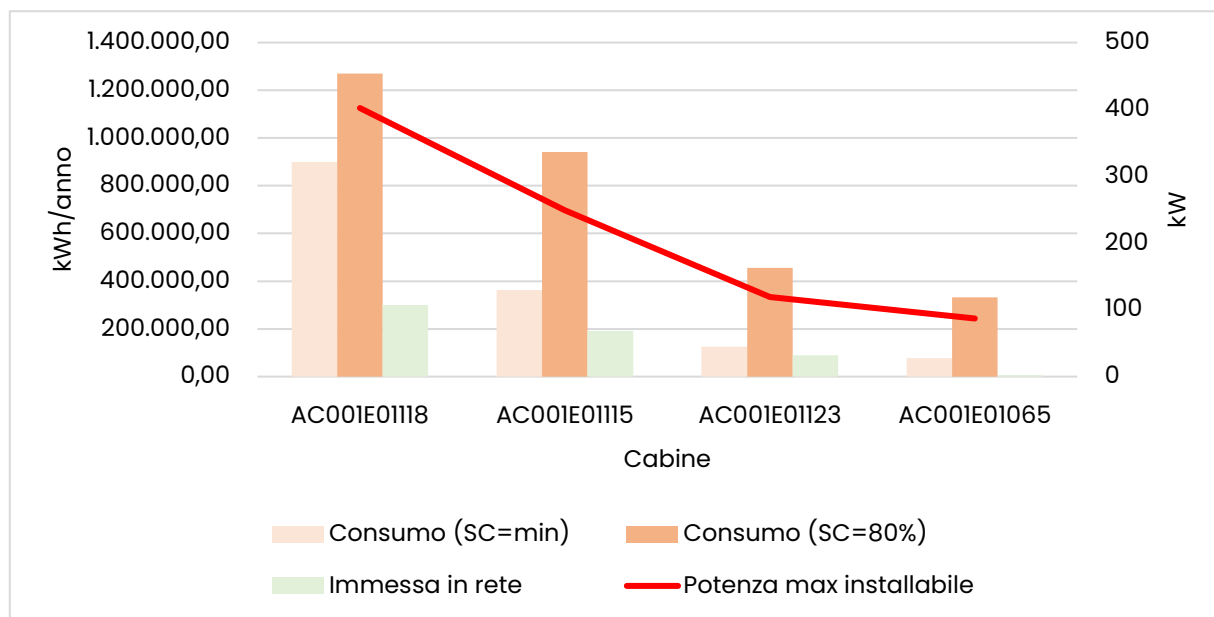
Tabella 73 SCI e SSI cabina AC001E01065

%SCI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	6.26%
%SSI (senza cons. domestici, enti, colonnine di ricarica)	77,88%
Cons. domestici	50
Altri enti	1
Colonnine di ricarica	3
%SCI	80%
%SSI	14,48%

Tabella 74 Sintesi valori scenario 2B

Cabina	Consumo (SC=min%) (kWh/anno)	Consumo (SC=80%) (kWh/anno)	Imnessa in rete (kWh/anno)	Potenza installata (kW)
AC001E01118	900.045,78	1.269.952,92	300.030,20	402,00
AC001E01115	362.596,28	940.796,29	191.279,10	249,00
AC001E01123	125.282,28	455.882,67	90.062,50	119,00
AC001E01065	77.344,02	332.758,95	5.955,86	87,00

Grafico 51 Confronto tra cabine scenario 2B



Questo scenario non prevede variazioni della taglia dell'impianto, bensì evidenzia quanto incidano gli altri enti e le colonnine di ricarica dei mezzi elettrici sul consumo totale della CER. Anche dal punto di vista economico questo scenario non altera le condizioni dei tempi di ritorno, in quanto le capacità rimangono inalterate.

L'unico valore ad apportare variazioni rispetto allo scenario 2 A, sono le sommatorie interne dei consumi totali, in quanto per raggiungere una Self- Consumption dell'80%, variano le incidenze delle singole voci degli utenti domestici, altri enti, e colonnine di ricarica, ma il consumo totale rimane inalterato.

Quindi il drastico calo delle utenze domestiche serve per lasciare più energia a disposizione delle altre due tipologie di consumatori. I grafici seguenti riportano il confronto di variazione del numero di consumatori domestici, altri enti, e colonnine di ricarica dei mezzi elettrici coinvolti tra gli scenari 1 e 2B. Tali tabelle sono la dimostrazione che nonostante la riduzione della taglia degli impianti è comunque possibile coinvolgere un alto numero di utenti, esterni a quelli già presenti, comprendendo un numero di consumatori potenzialmente ampliabile.

Tabella 75 Analisi variazione famiglie

Cabina	C. domestici scenario 1	C. domestici scenario 2B	Δ
AC001E01118	274	50	82%
AC001E01115	650	127	80%
AC001E01123	188	65	65%
AC001E01065	56	50	11%

Grafico 52 Confronto variazione famiglie

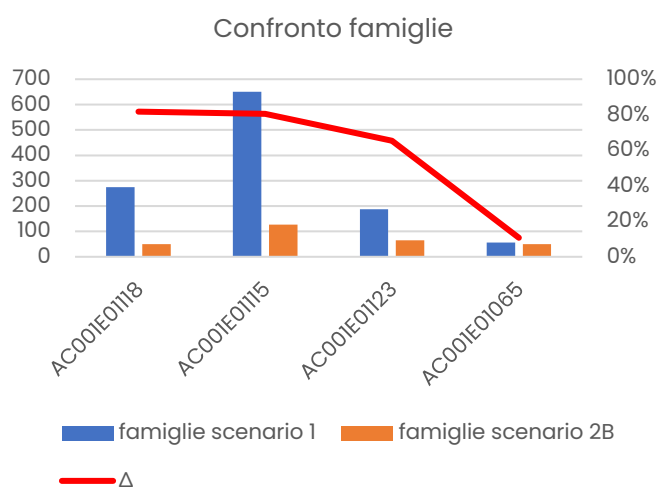


Tabella 76 Analisi variazione altri enti

Cabina	Altri enti scenario 1	Altri enti scenario 2B	Δ
AC001E01118	14	3	79%
AC001E01115	16	4	75%
AC001E01123	8	2	75%
AC001E01065	3	1	67%

Grafico 53 Confronto variazione altri enti

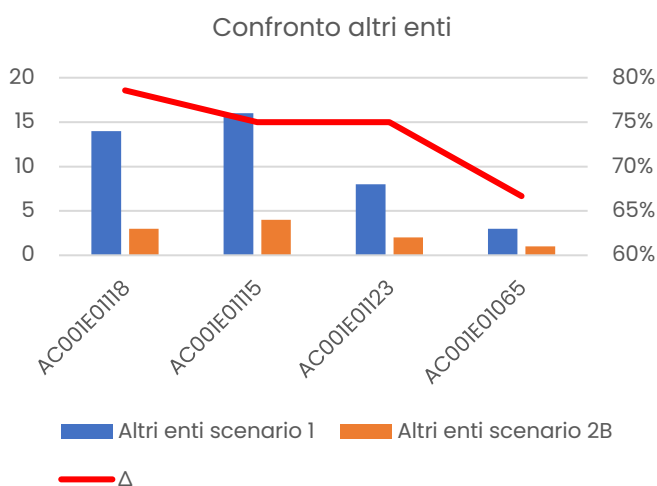
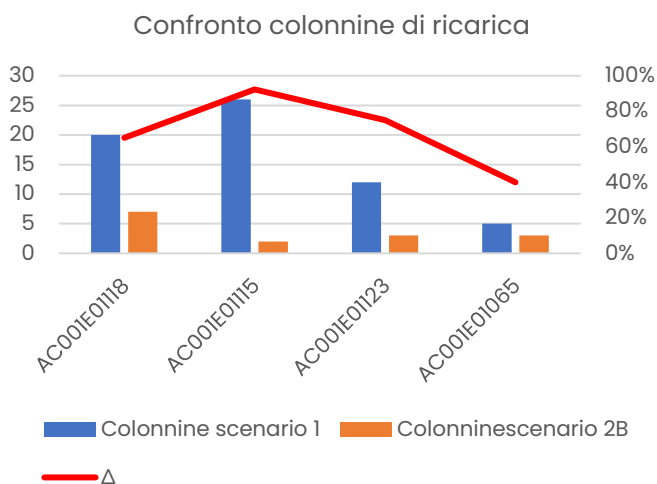


Tabella 77 Analisi variazione colonnine

Cabina	Colonnine scenario 1	Colonnine scenario 2B	Δ
AC001E01118	20	7	65%
AC001E01115	26	2	92%
AC001E01123	12	3	75%
AC001E01065	5	3	40%

Grafico 54 Confronto colonnine di ricarica



Dalla Tabella 75 si può leggere che a seguito del ridimensionamento dell'impianto il numero di consumatori domestici che viene maggiormente ridotto è quello della cabina AC001E01118 che affronta una riduzione dell'82%.

Significa che tale cabina, la quale coinvolge i comuni di Bra e Pocapaglia, può ancora aggregare alla comunità energetica, oltre agli edifici di utenza comunale già registrati, ancora 50 edifici classificati come consumatori domestici, con consumi medi annui pari a 3600 kWh/anno.

Il medesimo comportamento viene mantenuto dalla cabina AC001E01118 per quanto riguarda la riduzione dei consumi degli "altri enti", presentando una riduzione del 79%, maggiore rispetto alle altre tre cabine. Invece la cabina con la riduzione maggiore di colonnine di ricarica elettrica risulta la AC001E01115, con un Δ del 92%.

Nonostante la taglia degli impianti sia stata significativamente ridotta, il numero di utenze delle quali è possibile coprire il fabbisogno energetico è comunque elevato, ciò comporta la possibilità di registrare nuove utenze, in fasi successive alla costituzione della comunità energetica. Rispettando così, dei suoi obiettivi principali: la partecipazione attiva da parte della popolazione nella produzione e consumo di energia e riduzione della dipendenza dalla rete elettrica nazionale.

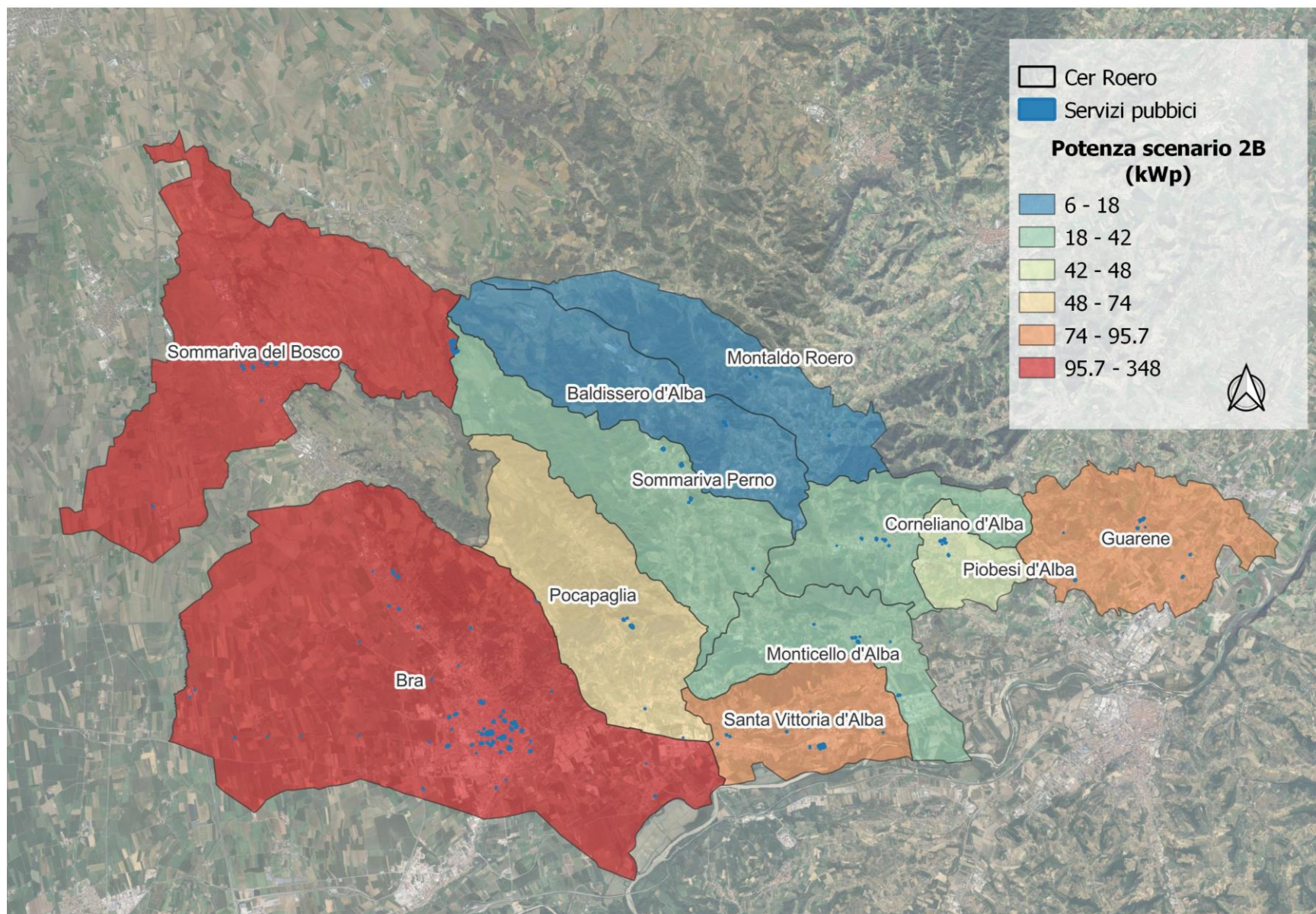


Figura 51 Potenza installabile scenario 2B (Elaborazione propria).

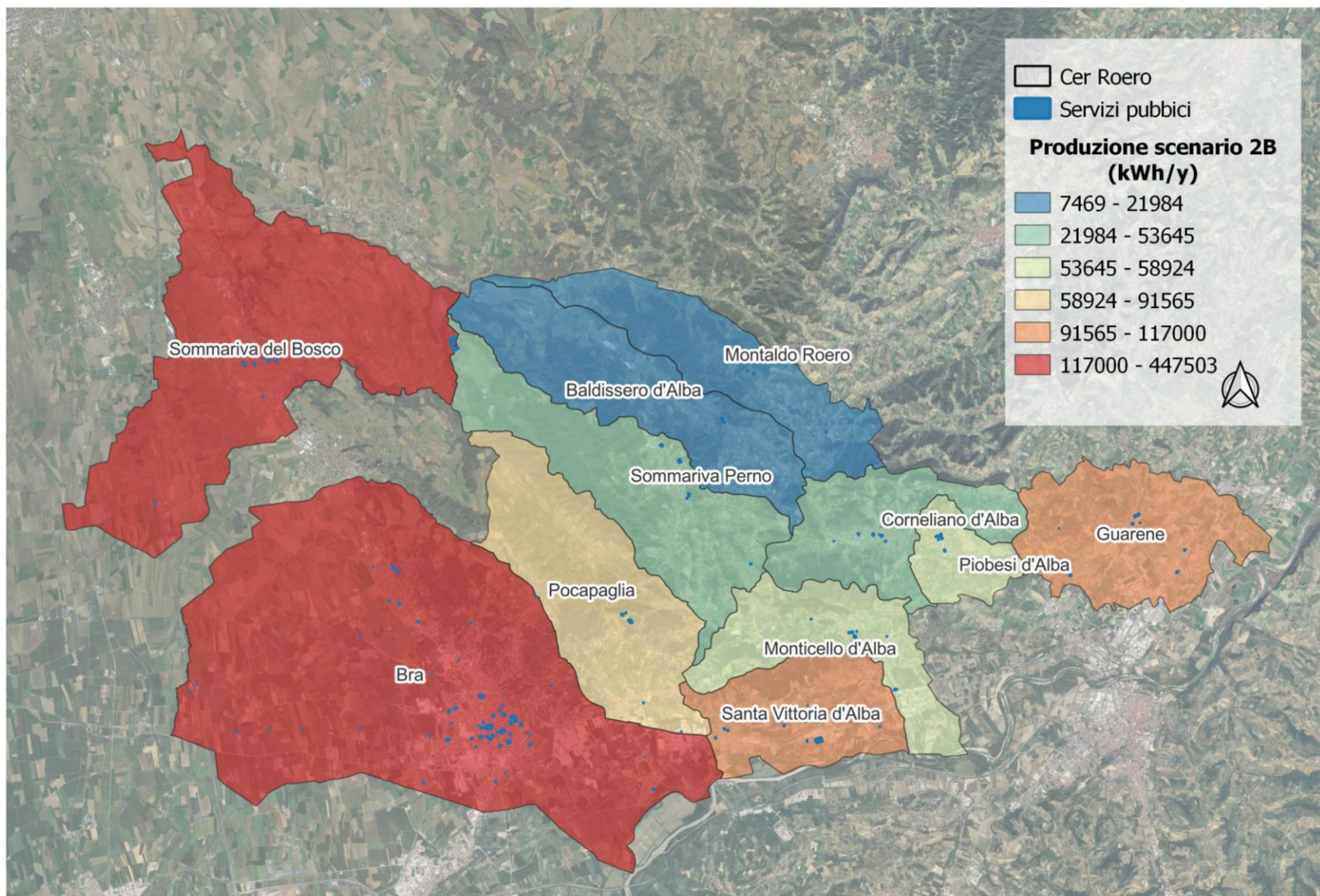


Figura 52 Produzione con potenza installabile ottimizzata, Scenario 2B (elaborazione propria).

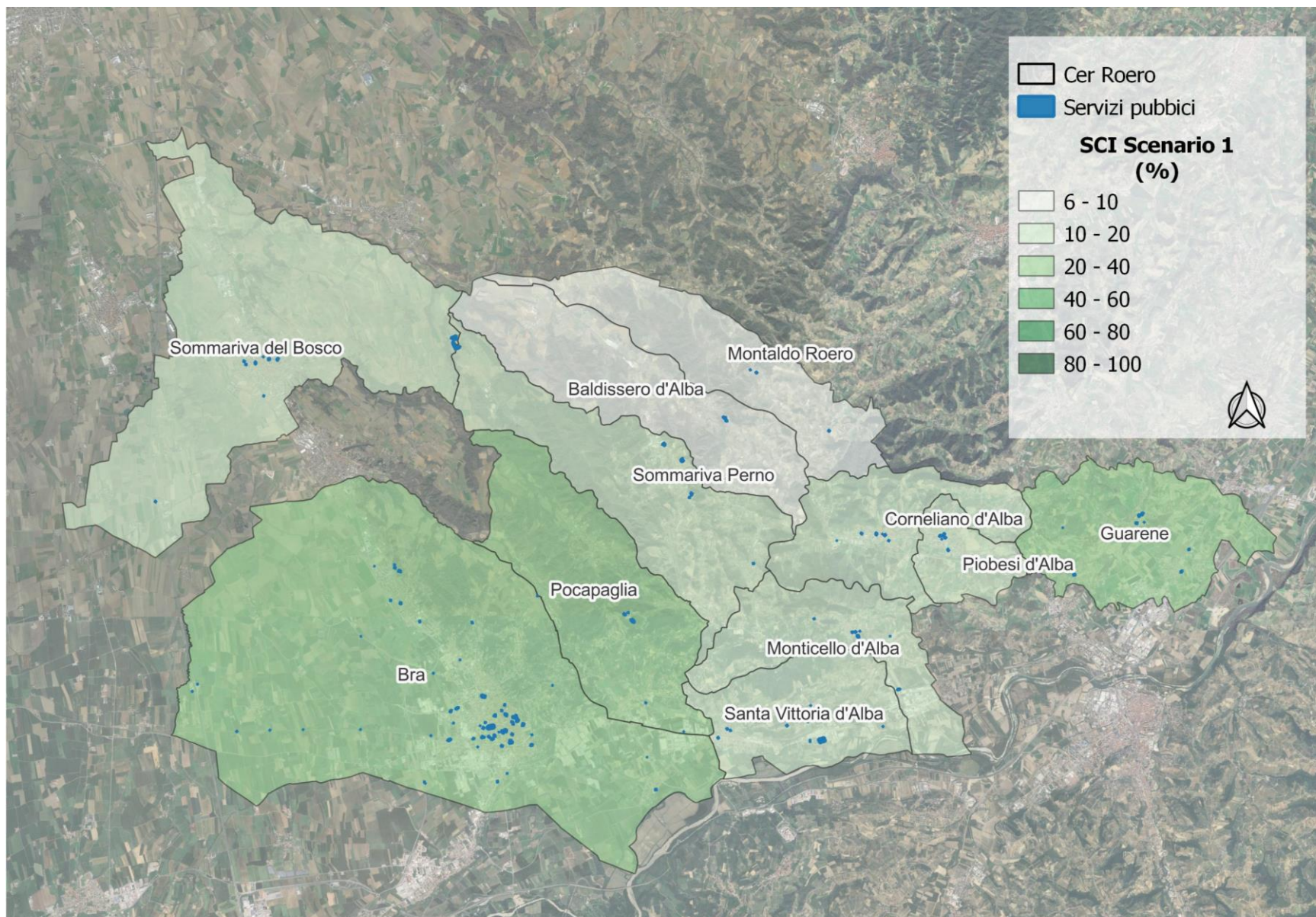


Figura 53 Scenario 1, calcolo del SCI% con potenza massima installabile (elaborazione propria)

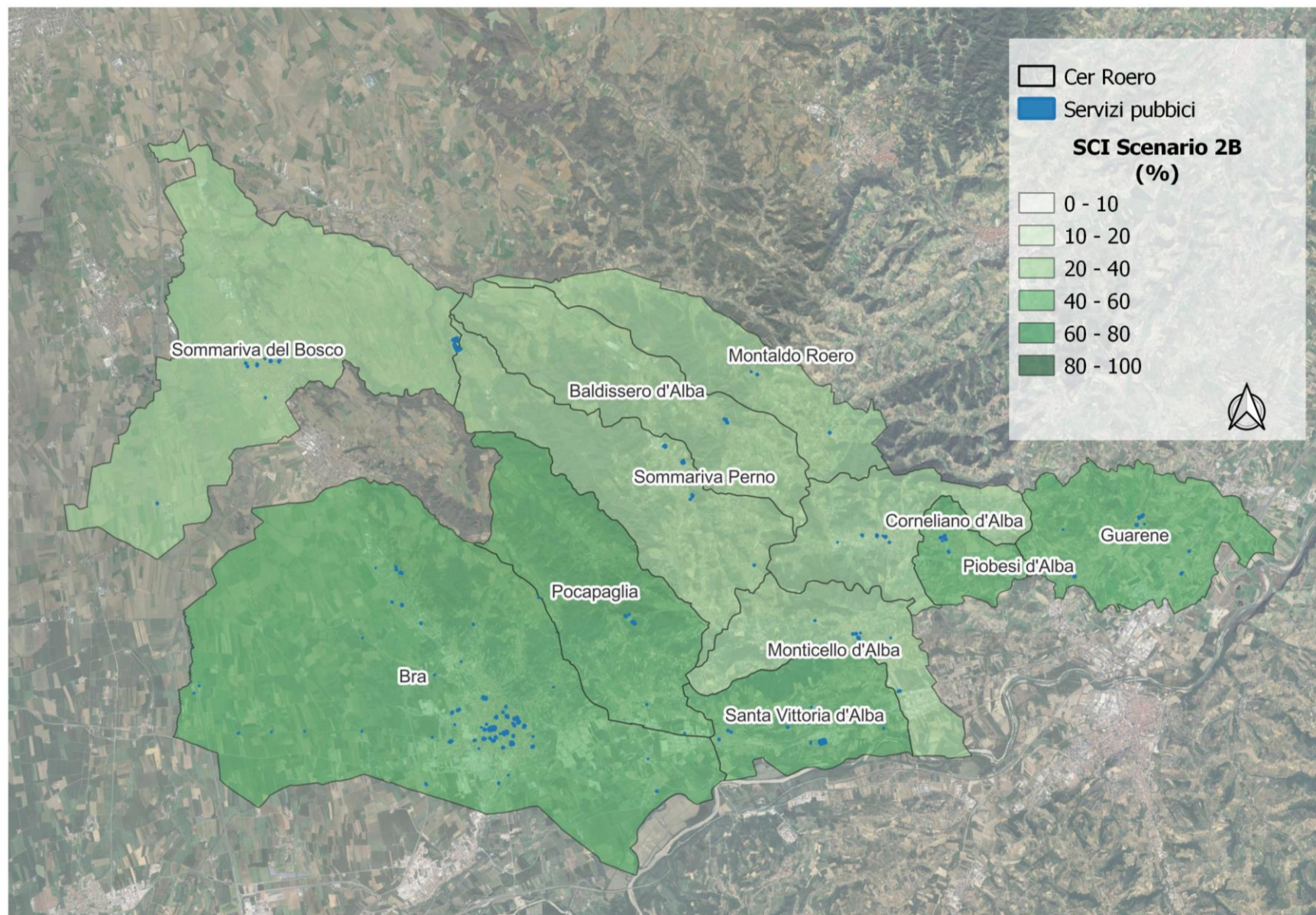


Figura 54 Scenario 2B, calcolo del SCI% con potenza ottimizzata (elaborazione propria)

Capitolo 6 Risultati preliminari

Ipotizzando che le utenze dei comuni siano gli unici produttori della comunità energetica rinnovabile, sono stati calcolati nel seguente capitolo i flussi di cassa e sono state delineate le condizioni economiche e finanziarie connesse ai diversi scenari proposti.

Gli investimenti iniziali (CAPEX) sono stati quantificati sulla base del potenziale installato degli impianti fotovoltaici (FV) previsti sui tetti degli edifici comunali. Per stabilire il costo di ciascun impianto fotovoltaico, si sono utilizzati i prezzi unitari definiti dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente (MASE), che regola le modalità di incentivazione per l'energia prodotta e condivisa in regime di autoconsumo, nonché i contributi previsti dal piano Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) per le CER in comuni con meno di 5000 abitanti.

I costi unitari applicati sono riportati nella

Tabella 3.

Viene inoltre calcolato il tempo di ritorno semplice (PBT- Pay Back Time) per ciascun impianto fotovoltaico, considerando l'ipotesi in cui l'impianto abbia potuto usufruire dei benefici economici della CER; e nel caso in cui non abbia potuto beneficiare di tali benefici economici.

Sarà possibile notare importanti differenze nei PBT, poiché vengono considerati i ricavi derivanti dall'autoconsumo diretto (riduzione delle spese in bolletta) sia dal ritiro dedicato (RID), e mantenuti i relativi premi tariffari a disposizione della CER, mentre nel calcolo dell'altro tempo di ritorno no. Si nota che per gli edifici con consumi energetici bassi, i tempi di ritorno risultano eccessivamente lunghi e quindi economicamente non vantaggiosi; pertanto, tali edifici sono stati esclusi come produttori qualora i loro consumi non superassero i 1200 kWh/anno.

Per la configurazione considerata energeticamente ottimale, Scenario 2B, sono stati elaborati anche il Valore attuale netto (VAN) ed il tasso di rendimento (IRR), al fine di fornire una panoramica completa, minimizzare i rischi dell'investimento e valorizzare il potenziale del progetto. Inoltre, sono state stimate le emissioni di CO₂ evitate grazie all'implementazione degli impianti e valutati i benefici ambientali connessi, i quali saranno approfonditi nei capitoli successivi attraverso dettagliate analisi e calcoli, tenendo conto dei valori di kg di CO₂ equivalente evitati.

Quantificazione dei ricavi

Per prendere conoscenza di tale dimensione è necessario stimare i futuri ricavi generati dagli impianti fotovoltaici che si ipotizza di realizzare.

L'energia condivisa viene definita dalla legislazione, ed è possibile condividerla all'interno della medesima zona di mercato, che corrisponde ad un'area diversa da quella sottesa dalla cabina primaria.

Tuttavia, è importante specificare che l'energia autoconsumata viene valorizzata esclusivamente per edifici localizzati nel perimetro circoscritto dalla cabina primaria, per una quantità di energia prodotta, che proviene dagli impianti di nuova costruzione con potenza inferiore ad 1 MW.

Le voci di ricavo si articolano in: ricavi dall'autoconsumo diretto o reale che dipendono dal prezzo dell'energia elettrica, ricavi dal ritiro dedicato (RID); ricavi dall'autoconsumo virtuale, legato alla tariffa premio definita su base oraria in relazione al rimborso delle relative spese, al seguito i valori:

Tabella 78 Coefficienti di ricavo, tariffe incentivanti

Coefficiente	Descrizione	Valore	U.M.
c_{RID}	valore RID	0,092	€/kWh
$c_{incentivo}$	Tariffa premio	0,1300	€/kWh
c_{ARERA}	corrispettivo ARERA	0,0106	€/kWh
$c_{el,inj}$	costo bolletta	0,24	€/kWh

Il coefficiente per la valorizzazione del ritiro in dedicato (RID) deve essere moltiplicato per l'energia immessa in rete, il ritiro in dedicato è il meccanismo che permette agli impianti di produzione energetica, di immettere l'energia prodotta direttamente nella rete elettrica, l'energia così immessa viene compensata economicamente secondo tale tariffa (il ritiro su posto è l'opzione che consente ai produttori di energia di utilizzare l'energia prodotta direttamente per il proprio fabbisogno prima di immettere l'eccesso in rete).

Il valore della tariffa premio va sommato al valore del corrispettivo ARERA il risultato ottenuto deve essere moltiplicato per il valore dell'energia immessa in rete in kWh moltiplicato per il 25% che corrisponde alla percentuale di quota economica destinata ai produttori che fanno parte della comunità energetica, ed infine i risparmi di costi in bolletta si calcolano moltiplicando l'autoconsumo diretto per 0,24 €/kWh. Si ottengono per ciascuna cabina i seguenti grafici a torta con distribuzione % dei ricavi:

Grafico 55 Distribuzione ricavi cabina AC001E01118

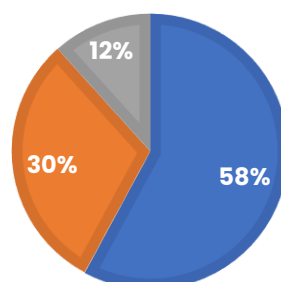


Grafico 58 Distribuzione ricavi cabina AC001E01115

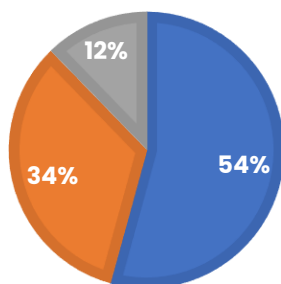
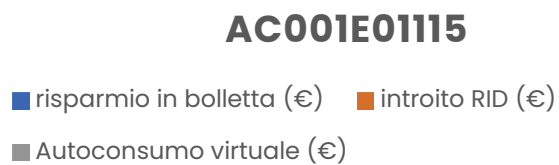


Grafico 57 Distribuzione ricavi cabina AC001E01123

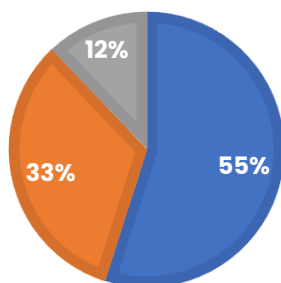
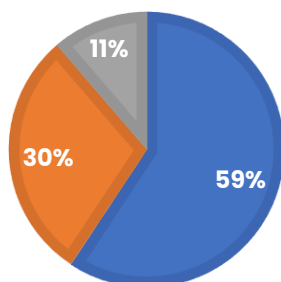
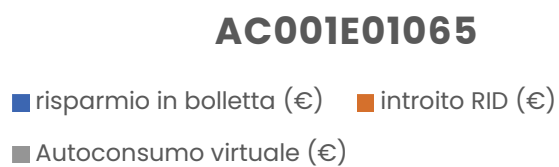


Grafico 56 Distribuzione ricavi cabina AC001E01065



Tariffa premio

L'energia condivisa che viene immessa all'interno della CER genera i ricavi attraverso l'incentivo, il quale viene determinato dalla tariffa premio, stabilita all'interno del DM del MASE.

Per la zona geografica della provincia di Cuneo la tariffa varia a seconda della potenza degli impianti, nel caso del presente studio potranno essere applicate due diverse tariffe premio riportate alla Tabella 1.

Il prezzo che corso degli ultimi anni è variato con percentuali significative a causa degli effetti della pandemia COVID-19 e della guerra Russo-Ucraina, di seguito si riporta la tabella aggiornata a settembre 2023 e pubblicata dal GSE:

Prezzi 2024 (Euro/MWh)												
Fascia	F1											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	103,60	90,82	90,02	76,12	90,75	99,92						
Centro Sud	101,75	86,00	89,59	75,54	88,94	99,83						
Nord	103,42	90,34	89,79	76,60	90,50	99,56						
Sardegna	93,82	84,99	63,45	47,17	73,37	96,66						
Sicilia	98,95	87,45	83,24	73,78	86,45	99,14						
Sud	100,85	85,04	83,69	73,86	82,33	99,82						
Calabria	100,51	84,39	83,70	73,65	82,78	99,56						
Fascia	F2											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	96,96	83,30	79,34	74,81	83,59	87,03						
Centro Sud	95,27	81,03	70,97	74,36	80,51	86,41						
Nord	97,39	84,17	78,74	77,19	86,34	91,26						
Sardegna	98,87	79,88	69,68	64,69	84,24	95,23						
Sicilia	94,51	84,46	68,31	71,30	81,52	91,07						
Sud	98,88	85,36	73,00	75,39	82,16	88,65						
Calabria	98,74	85,73	73,17	74,40	84,59	89,96						
Fascia	F3											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	85,75	72,02	65,74	58,12	60,60	71,34						
Centro Sud	82,22	71,65	58,71	56,32	57,70	73,58						
Nord	87,48	72,48	66,03	63,32	65,88	76,47						
Sardegna	84,60	65,28	54,86	54,47	58,08	81,38						
Sicilia	84,59	70,30	48,14	54,87	56,77	73,11						
Sud	83,34	71,73	56,39	59,03	62,71	74,38						
Calabria	84,89	73,00	57,23	56,37	62,34	78,37						

Figura 55 [Prezziario GSE, suddiviso per fascia F1-F2-F3](#)

L'attuale tendenza di riduzione del prezzo dell'energia può far presupporre che il Prezzo della Zona Nord si possa attestare su un valore inferiore a 140 €/kWh che consentirebbe di ricevere l'incentivo al suo valore massimo.

Si è quindi considerata una tariffa di 100€/kWh per gli impianti di potenza superiore ai 600 kW, 110 €/MWh per gli impianti con potenza > 200 kWp e 120 €/MWh per gli impianti di potenza inferiore a 200 kWp, questa diminuisce all'aumentare del prezzo zonale, fino ad arrivare a zero per un prezzo zonale pari a 180 €/MWh, mentre la parte fissa dipende dalla taglia dell'impianto e varia da; 60-70-80 €/MWh (Figura 12).

Il ricavo annuo per imprese correlato alla valorizzazione ed incentivazione dell'energia condivisa, viene calcolato come:

$$R_{annuo} = R_{AVI} + R_{RID} + R_{bolletta}$$

Dove il ricavo anno per imprese facenti parte della comunità energetica si ottiene dalla somma tra i seguenti valori:

- R_{AVI} = Ricavo autoconsumo virtuale per imprese;
- R_{RID} = Ricavo dal ritiro in dedicato;
- $R_{bolletta}$ = ricavo dai costi risparmiati in bolletta

Di cui quindi:

- $R_{AVI} = (C_{incentivo} + C_{ARERA}) * E_{sh} * 25\%$
- $R_{RID} = E_{sh} * C_{RID}$
- $R_{Bolletta} = E_{AD} * C_{el,inj}$

Nel caso in cui l'impianto venga realizzato al di fuori della CER, i ricavi saranno quantificati mediante la medesima formula ma escludendo R_{AVP} , in quanto il produttore non potrà beneficiare del corrispettivo ARERA e valore della tariffa incentivante, ottenendo così una quantificazione non conveniente rispetto all'opportunità messa a disposizione.

Costi evitati dalla rete (Corrispettivo ARERA)

All'interno del documento TIAD, emesso da ARERA mediante la delibera 727/2022/R/EEL/, stabilisce che l'energia condivisa tra i punti di connessione sottesi all'area della cabina primaria, viene compensata alla tariffa di trasporto, che ammonta a 10,57 €/MWh, equivalente a 0.01056 €/kWh.

Ritiro in dedicato

Modalità attiva dal 1° gennaio 2008, riguardante la vendita dell'energia elettrica: consiste nella cessione al GSE di energia elettrica immessa in rete prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile, si definisce modalità di interazione con la rete elettrica.

Gli impianti a fonti rinnovabili che aderiscono a tale regime hanno diritto ad una tariffa garantita, calcolata sulla quantità di energia immessa all'interno della rete elettrica nazionale, al prezzo zonale, è pari a 92 €/MWh (in tabella 0,092 €/kWh). È importante differenziare tale modalità da quella di ritiro sul posto in quanto, quest'ultima trasferisce alla rete l'energia non utilizzata e successivamente viene compensata ad una tariffa inferiore rispetto al RID. Dal punto di vista operativo il ritiro su posto incentiva l'autoconsumo e la fusione efficiente dell'energia, mentre il ritiro in dedicato è orientato alla vendita di energia come prodotto a sé stante.

Autoconsumo diretto

Gli impianti fotovoltaici realizzati sulle coperture consentono ai produttori di consumare direttamente l'energia prodotta coprendo i consumi delle utenze elettriche presenti, per autoconsumo diretto si intende quindi l'energia elettrica che una volta prodotta viene consumata in loco per soddisfare il fabbisogno energetico immediato di un'abitazione/edificio, questo permette di ottenere una netta riduzione del costo della bolletta elettrica un a riduzione della

dipendenza dall'energia esterna. Nell'ambito di un piano economico tale risparmio viene valorizzato al prezzo unitario dell'energia in bolletta che a settembre 2024 è di 240 €/MWh

Quantificazione dei costi di investimento (CAPEX)

Dall' inglese CAPEX acronimo di "Capital expenditure", corrispondono alle spese di capitale per l'acquisto delle tecnologie della CER. Ovvero i componenti degli impianti fotovoltaici scelti per produrre energia da fonte rinnovabile comprendono anche eventuali sistemi di accumulo che per il caso in questione non sono stati considerati.

Tali spese sono correlate all'installazione ed all'esercizio degli impianti fotovoltaici, in funzione della taglia dei sistemi di produzione.

Per il calcolo delle spese di acquisto viene utilizzata la seguente equazione:

$$CAPEX_{PV} = c_{PV} * P_{PV}$$

P_{PV}: Indica la taglia del generatore fotovoltaico in kWp;

C_{PV}: indica il coefficiente di costo per unità di potenza legato alla realizzazione dell'impianto (Tabella 3)

Quantificazione dei costi di gestione (OPEX)

I costi operativi comprendono le spese dovute alla manutenzione annuale dei generatori fotovoltaici ed i costi di assicurazione. In modo analogo, per il loro calcolo viene utilizzata la seguente equazione:

$$OPEX_{PV} = c'_{PV} * P_{PV} + c''_{PV} * P_{PV}$$

C'_{PV}: costi associati alla manutenzione (20 €/kW/anno)

C''_{PV}: costi associati all'assicurazione degli impianti fotovoltaici (1% CAPEX)

I valori attribuiti i coefficienti di costo definiti per il calcolo delle spese dei generatori fotovoltaici e dei costi operativi, in relazione alla loro potenza vengono riportati nella seguente tabella:

Tabella 79 coefficienti di costo per quantificazione CAPEX ed OPEX

Coefficiente	U.m.	Valore	Taglia impianto
C _{PV}	€/kWp	<ul style="list-style-type: none"> 1500 1200 1100 1050 	<i>P_{PV} ≤ 20kWp</i> <i>20kWp ≤ P_{PV} ≤ 200kWp</i> <i>200kWp ≤ P_{PV} < 600kWp</i> <i>P_{PV} > 600kWp</i>
C' _{PV}	€/kWp	<ul style="list-style-type: none"> 20 	<i>P_{PV} ≤ 600kWp</i>
C'' _{PV}	€/kWp	<ul style="list-style-type: none"> 0,24 0,085 	<i>P_{PV} ≤ 600kWp</i>

Assicurazione e manutenzione degli impianti

Viene ipotizzato che il costo di assicurazione dell'impianto sia pari all' 1% del costo complessivo dell'impianto (CAPEX). Il costo di manutenzione pari a 20€/kW/anno

Tasse

Sono state considerate le aliquote IRES e IRAP pari rispettivamente al 24% e 8,5% pubblicate sui siti dell'agenzia delle entrate e del ministero dell'economia e delle finanze.

Risultati Costi

Scenario 1 - Impianti con massima potenza installabile sulla base della superficie del tetto disponibile.

Sulla base del potenziale di installazione di impianti FV per lo scenario 1 (massima potenza installabile) è stato calcolato il valore degli investimenti che i prosumer di CER Roero dovrebbero mobilitare per realizzare i 73 (23, 31, 12, 7 per cabine AC001E1118, AC001E1115, AC001E1123, AC001E1065) impianti fotovoltaici sulle coperture dei fabbricati precedentemente descritti, tali investimenti ammontano a circa 2,798 milioni di euro., di cui:

- AC001E1118: costo totale 1.002.958 €
- AC001E1115: costo totale 1.156.806 €
- AC001E1123: costo totale 461.236 €
- AC001E1065: costo totale 177.811 €

Il risultato dell'analisi mostra comunque che per realizzare una CER con potenza massima installabile **2173 kW** sono necessari circa **2.728.048 €**.

Le considerazioni su questa tipologia di dimensionamento sono che gli impianti sono in grado di soddisfare un quantitativo superiore di futuri utenti che possano aggregarsi all'interno della comunità, ma allo stato attuale i valori di Self-Consumption che sono stati riportati alle tabelle: Tabella 41, Tabella 44, Tabella 47, Tabella 51 non sono sufficienti per garantire l'accesso alla tariffa incentivante, avendo dei valori troppo bassi inferiori al 40%.

Le ulteriori criticità che potrebbe presentare tale scenario sono: oltre alla ridotta efficienza economica, perché l'energia prodotta anziché essere utilizzata dai membri della comunità verrebbe immessa nella rete ad un valore molto inferiore; il risparmio più grande che si ottiene è quello in bolletta, ed un autoconsumo così basso significa che i membri della CER non massimizzano il loro risparmio potenziale.

Tutte queste considerazioni rendono la tipologia di investimento meno attrattiva; lo scenario 2B propone una soluzione corretta per la gestione del dimensionamento degli impianti.

Tabella 80 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01118, scenario 1

AC001E01118				
Id	potenza (kW)	Costo unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
2P	18	1500,00	635,04	27216,00
3P	30	1200,00	948,67	35575,20
6P	9	1500,00	323,19	13851,00
9P	31	1200,00	1000,51	37519,20
13P	29	1200,00	943,49	35380,80
B9	54	1200,00	1736,64	65124,00
B27	58	1200,00	1871,42	70178,40
B33	11	1500,00	379,89	16281,00
B42	23	1200,00	730,94	27410,40
B44	7	1500,00	243,81	10449,00
B46	23	1200,00	751,68	28188,00
B47	45	1200,00	1430,78	53654,40
B49	43	1200,00	1389,31	52099,20
B50	113	1200,00	3628,80	136080,00
B51	62	1200,00	1980,29	74260,80
B52	56	1200,00	1793,66	67262,40
B55	22	1200,00	715,39	26827,20
B56	75	1200,00	2389,82	89618,40
B70	5	1500,00	187,11	8019,00
B71	43	1200,00	1368,58	51321,60
B72	30	1200,00	974,59	36547,20
B78	10	1500,00	334,53	14337,00
Totale	799		25.758,00	977.200,00

Tabella 81 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01115, scenario 1

AC001E01115				
Id	potenza (kWp)	Costo unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
1MTCA	14	1500,00	493,29	21141,00
2MTCA	20	1500,00	691,74	29646,00
6MTCA	16	1500,00	544,32	23328,00
8MTCA	62	1200,00	1980,29	74260,80
2PBA	16	1500,00	572,67	24543,00
3PBA	9	1500,00	311,85	13365,00
4PBA	64	1200,00	2058,05	77176,80
5PBA	34	1200,00	1073,09	40240,80
6PBA	20	1500,00	691,74	29646,00
1BDA	17	1500,00	601,02	25758,00
2BDA	23	1200,00	736,13	27604,80
5BDA	24	1200,00	772,42	28965,60
3CA	17	1500,00	584,01	25.029,00
7CA	39	1200,00	1244,16	46656,00

AC001E011115				
Id	potenza (kWp)	Costo unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
9CA	28	1200,00	881,28	33048,00
11CA	22	1200,00	689,47	25855,20
14CA	14	1500,00	481,95	20655,00
15CA	50	1200,00	1601,86	60069,60
1SVA	38	1200,00	1223,42	45878,40
2SVA	21	1200,00	658,37	24688,80
5SVA	26	1200,00	839,81	31492,80
6SVA	56	1200,00	1793,66	67262,40
9SVA	110	1200,00	3509,57	131608,80
10SVA	35	1200,00	1119,74	41990,40
11SVA	15	1500,00	510,30	21870,00
12SVA	36	1200,00	1150,85	43156,80
2SP	12	1500,00	422,42	18103,50
5SP	8	1500,00	289,17	12393,00
7SP	12	1500,00	430,92	18468,00
8SP	12	1500,00	419,58	17982,00
10SP	22	1200,00	689,47	25855,20
Totale	889		29.067,00	1.127.739,00

Tabella 82 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01123, scenario 1

AC001E1123				
Id	potenza (kW)	Costo unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
3MRR	16	1500	561,33	24057,00
2MRR	19	1500	652,05	27945,00
35SDB	74	1200	2379,46	89229,60
33SDB	48	1200	1534,46	57542,40
8SDB	12	1500	430,92	18468,00
7SDB	33	1200	1052,35	39463,20
6SDB	9	1500	328,86	14094,00
5SDB	11	1500	396,90	17010,00
3SDB	68	1200	2182,46	81842,40
2SDB	48	1200	1543,80	57892,32
1SDB	15	1500	515,97	22113,00
Totale	354		11.579,00	449.657,00

Tabella 83 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01065, scenario 1

AC001E1065				
Id	potenza (kW)	Costo unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
1G	7	1500	266,49	11421,00
3G	24	1200	777,60	29160,00
4G	54	1200	1715,90	64346,40

AC001E1065				
Id	potenza (kW)	Costo unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
6G	7	1500	260,82	11178,00
7G	13	1500	476,28	20412,00
8G	17	1500	629,37	26973,00
9G	6	1500	232,47	9963,00
Totale	131		4.358,93	173.453,4

Scenario 2B- Impianti con potenza ottimizzata

Sulla base del potenziale di installazione di impianti FV per lo scenario 2B (Potenziale ottimizzato) è stato calcolato il valore degli investimenti che i prosumer di CER Roero dovrebbero mobilitare per realizzare i 73 impianti fotovoltaici sulle coperture dei fabbricati precedentemente descritti. Gli investimenti ammontano a circa **1.148 Mln di euro**, pari al 60% in meno rispetto allo scenario con potenza massima, di cui:

AC001E1118 costo totale 526.600,00€ per 23 impianti, riduzione del costo precedente del 46%;

AC001E1115 costo totale 350.100,00 € per 31 impianti, riduzione del costo precedente del 70%;

AC001E1123 costo totale 156.300,00 € per 12 impianti, riduzione del costo precedente del 65%;

AC001E1065 costo totale 115.200,00 € per 7 impianti, riduzione del costo precedente del 34%.

In aggiunta ai valori di Self-Consumption più idonei alla configurazione di comunità, anche le motivazioni di tipo economico rendono più appetibile la scelta di tale soluzione.

I valori che sono riportati nelle tabelle: Tabella 51, Tabella 54, Tabella 57, Tabella 60 mostrano SCI superiori, rispetto a quelli ottenuti nello scenario 1. Implica che è stata effettuata un'ottimizzazione degli impianti, riducendo il quantitativo di energia prodotta immessa all'interno della rete, è stato massimizzato il risparmio potenziale in bolletta, l'investimento è diventato maggiormente attrattivo per gli investitori, e si è anche aumentata l'efficienza energetica ed economica di ciascuno degli impianti.

Tabella 84 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01118, Scenario 2B

AC001E01118				
ID	potenza (kW)	Costo unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
2P	6	1500	210	9000
3P	12	1500	420	18000
6P	3	1500	105	4500
9P	3	1500	105	4500
13P	30	1200	960	36000
B9	27	1200	864	32400
B27	45	1200	1440	54000
B33	6	1500	210	9000
B42	12	1500	420	18000
B44	6	1500	210	9000
B46	12	1500	420	18000
B47	42	1200	1344	50400
B49	12	1500	420	18000
B50	111	1200	3552	133200
B51	18	1500	630	27000
B52	12	1500	420	18000
B55	9	1500	315	13500

AC001E01118				
ID	potenza (kW)	Costo unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
B56	9	1500	315	13500
B70	3	1500	105	4500
B71	6	1500	210	9000
B72	12	1500	420	18000
B78	6	1500	210	9000
Totale	402	1100	13.305,00	526.500,00

Tabella 85 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01115, Scenario 2B

AC001E01115				
Id	potenza (kW)	Costo unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
1MTCA	9	1500,00	315,00	13500,00
2MTCA	3	1500,00	105,00	4500,00
6MTCA	18	1500,00	630,00	27000,00
8MTCA	12	1500,00	420,00	18000,00
2PBA	3	1500,00	105,00	4500,00
3PBA	9	1500,00	315,00	13500,00
4PBA	3	1500,00	105,00	4500,00
5PBA	24	1200,00	768,00	28800,00
6PBA	9	1500,00	315,00	13500,00
1BDA	3	1500,00	105,00	4500,00
2BDA	3	1500,00	105,00	4500,00
5BDA	6	1500,00	210,00	9000,00
3CA	3	1500,00	105,00	4500,00
7CA	3	1500,00	105,00	4500,00
9CA	12	1500,00	420,00	18000,00
11CA	3	1500,00	105,00	4500,00
14CA	6	1500,00	210,00	9000,00
15CA	15	1500,00	525,00	22500,00
1SVA	12	1500,00	420,00	18000,00
2SVA	3	1500,00	105,00	4500,00
5SVA	3	1500,00	105,00	4500,00
6SVA	3	1500,00	105,00	4500,00
9SVA	33	1200,00	1056,00	39600,00
10SVA	21	1200,00	672,00	25200,00
11SVA	3	1500,00	105,00	4500,00
12SVA	6	1500,00	210,00	9000,00
2SP	3	1500,00	105,00	4500,00
5SP	3	1500,00	105,00	4500,00
7SP	3	1500,00	105,00	4500,00
8SP	6	1500,00	210,00	9000,00
10SP	6	1500,00	210,00	9000,00
Totale	249	1100,00	8481,00	350100,00

Tabella 86 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01123, scenario 2B

AC001E1023				
Id	potenza (kW)	Costo Unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
3MRR	3	1500,00	105,00	4500,00
2MRR	3	1500,00	105,00	4500,00
35SDB	74	1200,00	2368,00	88800,00
33SDB	3	1500,00	105,00	4500,00
8SDB	3	1500,00	105,00	4500,00
7SDB	3	1500,00	105,00	4500,00
6SDB	6	1500,00	210,00	9000,00
5SDB	9	1500,00	315,00	13500,00
3SDB	6	1500,00	210,00	9000,00
2SDB	6	1500,00	210,00	9000,00
1SDB	3	1500,00	105,00	4500,00
Totale	119	1200,00	3.943,00	156.300,00

Tabella 87 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E1065, Scenario 2B

AC001E1065				
Id	potenza (kW)	Costo Unitario	costi OPEX (€)	costo impianto CAPEX (€)
1G	3	1500	105,00	4500,00
3G	9	1500	315,00	13500,00
4G	51	1200	1632,00	61200,00
6G	3	1500	105,00	4500,00
7G	15	1500	525,00	22500,00
8G	3	1500	105,00	4500,00
9G	3	1500	105,00	4500,00
Totale	87		2892,00	115.200,00

Dal confronto con lo scenario precedente emerge che è possibile aggiungere ulteriori utenti in seguito quali (consumatori domestici, altri enti, colonnine di ricarica veicoli elettrici) configurati come consumatori, ma in misura ridotta rispetto allo scenario 1.

Sarà possibile installare un totale di 857 kW, sommandoli tra le 4 cabine primarie coinvolte, riportando una riduzione del 61%.

Tabella 88 Confronto scenario 1 e 2B

Cabina	potenza MAX [kWp]	potenza Ott [kWp]	costi OPEX MAX [€]	costi OPEX Ott [€]	Δp	$\Delta\epsilon$
AC001E1065	131	87	173.453,00	115200,00	-34%	-34%
AC001E1115	889	249	1.127.738,70	350100,00	-72%	-69%
AC001E1118	799	402	977.200,00	526500,00	-50%	-46%
AC001E1123	354	119	449.657,00	156300,00	-66%	-65%
Totale	2173	857	2.728.048,70	1148100,00	-61%	-58%

Grafico 59 Confronto tra potenza scenario 1 e 2B

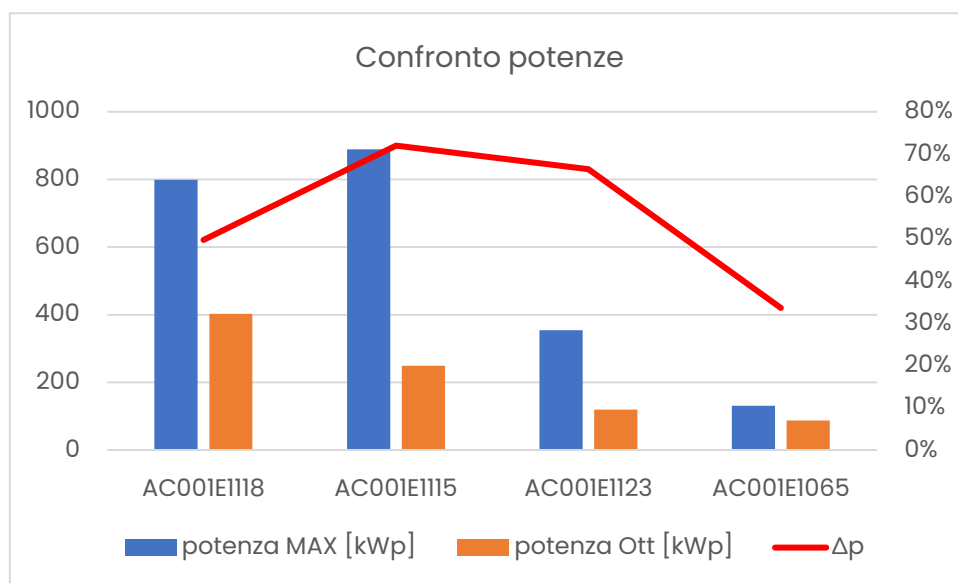
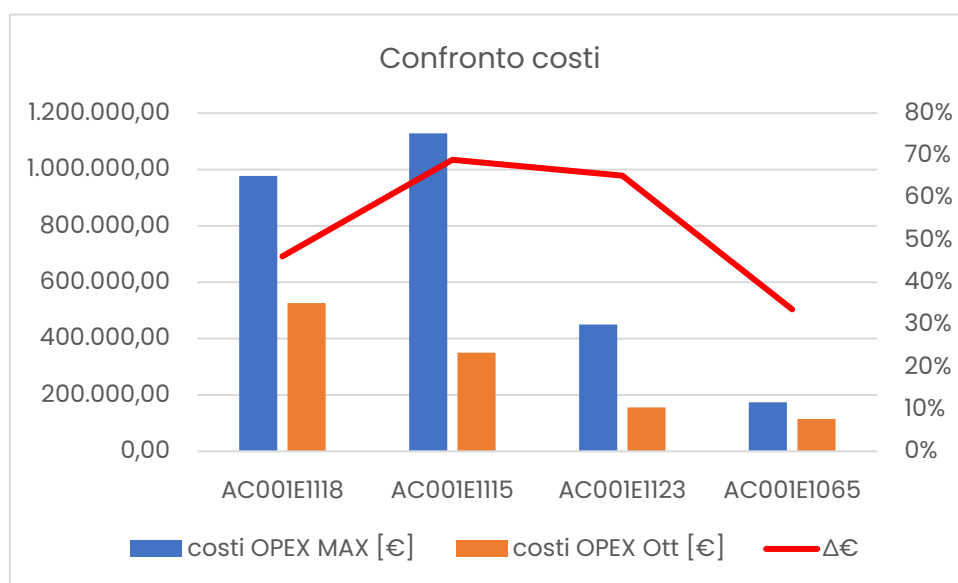


Grafico 60 Confronto costi scenario 1 e 2B



Scenario 1- Calcolo ricavi

Nelle successive tabelle vengono riportati i valori di ricavo per ciascuna cabina primaria.

I risultati evidenzieranno dei valori molto elevati, che potrebbero rendere l'investimento più attrattivo, ma è necessario affermare che in questa situazione si ipotizza di massimizzare l'autoconsumo in ogni momento della sua produzione, ma tale situazione non sempre è possibile che accada, soprattutto nel caso in cui gli impianti sovradimensionati continuino a produrre molta energia che non viene consumata, in quanto nella fase iniziale non saranno numerosi gli impianti parte della comunità energetica.

Cabina AC001E01118 ricavo annuo di 287.461,00 €;

Cabina AC001E01115 ricavo annuo di 156.204,32 €;

Cabina AC001E0123 ricavo annuo di 60.717,40 €;

Cabina AC001E01065 ricavo annuo di 25.333,23 €.

Tabella 89 Ricavi cabina AC001E01118, scenario 1

AC001E01118				
Id	R _{annuo} (€)	R _{AVI} (€)	R _{bolletta} (€)	R _{RID} (€)
2P	7.016,72	3.840,55	1.436,88	1.739,29
3P	11.020,49	6.016,23	2.355,03	2.649,24
6P	2.680,94	1.534,48	130,67	1.015,80
9P	9.078,94	5.251,04	102,25	3.725,65
13P	12.929,20	6.839,05	4.129,59	1.960,56
B9	18.535,16	10.207,74	3.404,92	4.922,50
B27	23.563,63	12.918,17	4.695,68	5.949,78
B33	4.181,53	2.269,53	976,03	935,97
B42	9.048,50	4.978,53	1.691,41	2.378,55
B44	2.238,86	1.141,18	983,78	113,90
B46	9.295,74	5.064,17	2.051,93	2.179,65
B47	19.700,37	10.433,45	6.213,04	3.053,88
B49	14.105,35	7.902,22	1.755,06	4.448,07
B50	46.372,70	24.629,74	14.185,65	7.557,32
B51	21.176,92	11.737,91	3.420,71	6.018,30
B52	16.451,59	9.245,13	1.869,37	5.337,08
B55	8.496,02	4.657,96	1.691,63	2.146,43
B56	21.887,56	12.459,19	1.493,92	7.934,44
B70	3.214,85	1.609,89	1.592,02	12,93
B71	13.786,15	7.778,68	1.370,61	4.636,86

AC001E01118				
Id	R _{annuo} (€)	R _{AVI} (€)	R _{bolletta} (€)	R _{RID} (€)
B72	9.145,53	5.021,28	1.775,88	2.348,37
B78	3.534,25	1.959,54	567,22	1.007,48
Totale	287.461,00	157.495,67	57.893,29	72.072,04

Tabella 90 Ricavi cabina AC001E01115, scenario 1

AC001E01115				
Id	R _{annuo} (€)	R _{AVI} (€)	R _{bolletta} (€)	R _{RID} (€)
1MTCA	2.706,94	554,91	699,30	1452,72
2MTCA	3.490,29	952,13	45,58	2492,58
6MTCA	3.787,40	425,98	2246,23	1115,19
8MTCA	11.881,35	2684,57	2168,79	7027,98
2PBA	2.988,66	692,67	482,63	1813,35
3PBA	2.281,20	107,81	1891,15	282,24
4PBA	10.343,33	2834,22	89,37	7419,74
5PBA	6.432,80	547,82	3217,26	2667,72
6PBA	3.253,95	587,96	1126,74	1539,24
1BDA	2.767,77	736,86	101,87	1929,04
2BDA	3.773,84	940,56	370,98	2462,30
5BDA	3.723,99	791,02	862,15	2070,82
3CA	2.812,60	699,38	282,30	1830,91
7CA	6.601,71	1815,31	34,08	4752,32
9CA	5.648,97	982,94	2092,79	2573,24
11CA	3.576,15	927,04	222,20	2426,91
14CA	2.207,07	424,13	672,61	1110,34
15CA	8.576,78	1732,55	2308,57	4535,66
1SVA	6.636,58	1299,65	1934,57	3402,37
2SVA	3.389,63	858,07	285,22	2246,34
5SVA	3.603,35	994,72	4,54	2604,09
6SVA	8.670,20	2352,52	158,98	6158,70
9SVA	20.249,33	4200,43	5052,53	10996,37
10SVA	6.390,95	948,58	2959,06	2483,31
11SVA	2.588,99	543,17	623,86	1421,97
12SVA	6.218,55	1484,81	846,64	3887,10

AC001E01115				
Id	R _{annuo} (€)	R _{AVI} (€)	R _{bolletta} (€)	R _{RID} (€)
2SP	2.110,35	502,00	294,15	1314,19
5SP	1.451,92	313,38	318,15	820,39
7SP	2.088,26	526,06	185,02	1377,17
8SP	2.152,15	354,21	870,64	927,29
10SP	3.799,26	895,93	557,85	2345,48
Totale	156.204,32	33.711,41	33.005,81	89.487,10

Tabella 91 Ricavi cabina AC001E0123, scenario 1

AC0001E0123				
Id	R _{annuo} (€)	R _{AVI} (€)	R _{bolletta} (€)	R _{RID} (€)
3MRR	2.802,28	622,35	550,66	1.629,27
2MRR	2.994,57	797,31	109,98	2.087,28
35SDB	16.250,04	1.758,49	9.887,96	4.603,59
33SDB	7.390,84	2.041,80	3,77	5.345,27
8SDB	1.686,01	283,63	21,21	1.381,17
7SDB	5.277,24	1.340,12	428,79	3.508,33
6SDB	1.954,63	329,59	762,19	862,84
5SDB	2.408,97	352,85	1.132,38	923,73
3SDB	9.691,37	1.531,31	703,08	7.456,98
2SDB	7.771,68	1.937,25	762,89	5.071,54
1SDB	2.489,78	658,12	108,76	1.722,90
Totale	60.717,40	11.652,83	14.471,68	34.592,89

Tabella 92 Ricavi cabina AC001E01065, scenario 1

AC00101065				
Id	R _{annuo} (€)	R _{AVI} (€)	R _{bolletta} (€)	R _{RID} (€)
1G	1.313,32	353,43	34,65	925,24
3G	4.966,27	840,81	1.924,31	2.201,16
4G	10.018,90	1.187,98	5.720,91	3.110,02
6G	1.120,81	238,68	257,30	624,84
7G	3.498,49	292,37	2.440,73	765,39
8G	3.363,48	540,11	1.409,40	1.413,97
9G	1.051,96	236,26	197,20	618,50

AC00101065				
Id	R _{annuo} (€)	R _{Avi} (€)	R _{bolletta} (€)	R _{RID} (€)
Totale	25.333,23	3.689,62	11.984,50	9.659,11

Scenario 2B- Calcolo ricavi

Il ricavo annuo all'interno della CER è dato dalla sommatoria delle valorizzazioni di: autoconsumo virtuale: il quale corrisponde al prodotto tra l'energia immessa in rete, la somma tra il valore dell'incentivo e il corrispettivo ARERA, il risultato va ancora moltiplicato per il 25% che è la quota per i produttori di energia immessa all'interno della rete;

risparmio in bolletta: dato dal prodotto tra l'autoconsumo diretto e 0,24 che è il costo dell'energia in bolletta; ed infine il ricavo dovuto all'introito RID: la valorizzazione del ritiro in dedicato corrisponde a 0,092 €/kWh moltiplicato per l'energia immessa all'interno della rete.

Otteniamo così i seguenti valori suddivisi per cabina:

- La cabina AC001E01118 ricava in totale 90.517,90 €;
- la cabina AC001E01115 ricava in totale 52.533,65 €;
- La cabina AC001E01123 ricava in totale 25.095,38€;
- La cabina AC001E01065 ricava in totale 18.594,67 €;

Seppure inferiori rispetto allo scenario 1 sono giustificati dal fatto che la superficie fotovoltaica installata è stata ridotta drasticamente, tale passaggio è stato effettuato per massimizzare il quantitativo di energia autoconsumata e ridurre il quantitativo di energia immesso all'interno della rete e quindi per massimizzare il beneficio economico ed energetico.

Tra le soluzioni proposte è sicuramente quella più vantaggiosa in termini di benefici apportati, per tale motivo ne saranno approfondite le analisi economiche.

Tabella 93 Ricavi cabina AC001E01118, Scenario 2B

AC001E01118				
ID	R _{annuo} (€)	R _{Avi} (€)	R _{bolletta} (€)	R _{RID} (€)
2P	1.555,94	130,67	1.083,18	342,09
3P	2.907,20	262,65	1.956,95	687,60
6P	534,07	114,99	118,03	301,05
9P	544,41	123,92	96,08	324,41
13P	6.935,25	769,32	4.151,91	2.014,02
B9	5.677,71	748,89	2.968,30	1.960,52
B27	10.325,02	1.628,93	4.431,70	4.264,39
B33	1.405,35	150,69	860,18	394,49
B42	2.918,16	383,06	1.532,29	1.002,81
B44	1.001,87	31,58	887,63	82,66
B46	2.947,09	313,23	1.813,86	820,00
B47	9.943,58	1.051,26	6.140,22	2.752,10

AC001E01118				
ID	<i>R_{annuo}</i> (€)	<i>R_{AVI}</i> (€)	<i>R_{bolletta}</i> (€)	<i>R_{RID}</i> (€)
B49	2.609,79	337,08	1.390,27	882,44
B50	24.221,38	2.790,52	14.125,52	7.305,34
B51	4.262,76	404,43	2.799,57	1.058,76
B52	2.513,91	269,97	1.537,18	706,76
B55	2.228,47	220,06	1.432,30	576,11
B56	1.970,26	219,27	1.176,95	574,04
B70	912,32	0,00	912,32	0,00
B71	1.444,95	138,36	944,39	362,21
B72	2.344,46	239,47	1.478,07	626,91
B78	1.313,95	215,47	534,40	564,08
Totale	90.517,90	10.543,81	52.371,31	27.602,78

Tabella 94 Ricavi cabina AC001E01115, Scenario 2B

AC001E01115				
Id	<i>R_{annuo}</i> (€)	<i>R_{AVI}</i> (€)	<i>R_{bolletta}</i> (€)	<i>R_{RID}</i> (€)
1MTCA	1.803,73	330,95	606,40	866,39
2MTCA	547,26	139,08	44,07	364,11
6MTCA	4.255,41	532,94	2.327,27	1.395,20
8MTCA	2.892,60	337,26	1.672,42	882,92
2PBA	666,50	90,10	340,53	235,87
3PBA	2.301,81	109,66	1.905,06	287,08
4PBA	516,66	121,56	76,87	318,24
5PBA	4.953,80	340,87	2.953,00	1.659,93
6PBA	1.702,42	199,03	982,34	521,05
1BDA	519,93	117,40	95,19	307,34
2BDA	590,02	92,19	256,50	241,33
5BDA	1.149,25	127,00	689,76	332,49
3CA	597,83	97,05	246,72	254,06
7CA	523,79	135,59	33,25	354,95
9CA	2.896,97	292,67	1.838,10	766,19
11CA	545,93	114,13	133,01	298,79
14CA	1.082,67	147,14	550,34	385,19
15CA	3.080,47	360,23	1.777,20	943,04
1SVA	2.595,79	248,26	1.697,61	649,93
2SVA	576,83	99,41	217,19	260,24
5SVA	413,79	113,12	4,53	296,14
6SVA	524,30	107,15	136,65	280,50
9SVA	7.390,98	859,65	4.280,83	2.250,50
10SVA	4.218,64	449,96	2.590,74	1.177,95
11SVA	685,15	64,30	452,53	168,32
12SVA	1.304,61	164,53	709,36	430,72
2SP	612,41	97,43	259,91	255,07

AC001E01115				
Id	R_{annuo} (€)	R_{AVI} (€)	$R_{bolletta}$ (€)	R_{RID} (€)
5SP	605,79	89,32	282,64	233,83
7SP	557,68	112,97	148,96	295,75
8SP	1.223,67	131,66	747,35	344,67
10SP	1.196,94	206,23	450,82	539,89
Totale	52.533,65	6.428,83	28.507,14	17.597,68

Tabella 95 Ricavi cabina AC001E0123, Scenario 2B

AC001E0123				
Id	R_{annuo} (€)	R_{AVI} (€)	$R_{bolletta}$ (€)	R_{RID} (€)
3MRR	680,40	67,77	435,22	177,41
2MRR	522,17	115,95	102,67	303,55
35SDB	16187,23	1745,23	9873,15	4568,85
33SDB	464,05	127,22	3,77	333,06
8SDB	419,34	67,86	21,00	330,47
7SDB	590,00	88,44	270,04	231,52
6SDB	1352,08	178,11	707,69	466,28
5SDB	1999,11	252,88	1084,22	662,01
3SDB	1123,59	95,06	565,62	462,91
2SDB	1213,37	164,08	619,75	429,54
1SDB	544,05	122,29	101,63	320,14
Totale	25095,38	3024,89	13784,75	8285,75

Tabella 96 Ricavo per cabina AC00101065, Scenario 2B

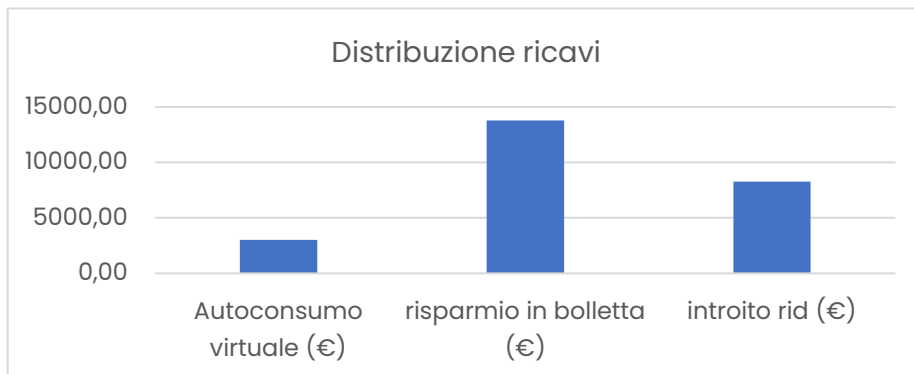
AC00101065				
Id	R_{annuo} (€)	R_{AVI} (€)	$R_{bolletta}$ (€)	R_{RID} (€)
1G	527,06	136,27	34,05	356,74
3G	2258,39	180,93	1603,81	473,65
4G	9626,20	1099,62	5647,88	2878,70
6G	1070,92	225,48	255,17	590,28
7G	3774,14	347,88	2515,56	910,71
8G	824,72	8,03	795,65	21,03
9G	513,23	94,85	170,08	248,30
Totale	18594,67	2093,05	11022,20	5479,41

D'all'analisi dei ricavi emerge che il risparmio in bolletta è la valorizzazione maggiormente incidente; quindi, gli edifici più energivori presenti nella CER saranno anche quelli che presenteranno i ricavi migliori. A seguire la valorizzazione del ritiro in dedicato porta ingenti ricavi che sono fortemente influenza dall'entità dell'energia immessa all'interno della rete.

Tutti quegli edifici che riportano dei valori nettamente superiori alla media, sono anche quelli che hanno un consumo energetico più elevato rispetto agli altri, rientrano tra questi le destinazioni d'uso delle scuole, sia perché presentano superfici maggiori da riscaldare rispetto alle altre

destinazioni sia perché richiedono una determinata temperatura per consentire lo svolgimento delle attività durante tutto l'arco dell'anno.

Grafico 61 Incidenza delle tariffe sui ricavi totali.



Ripartizione dei ricavi sulla base del regolamento di CER

La Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 del PNRR prevede l'erogazione di contributi in conto capitale fino al 40% dei costi ammissibili per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili, anche abbinati a sistemi di accumulo di energia facenti parte di CER nei comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti. I comuni che possono usufruire di questo ulteriore beneficio sarebbero comunque:

- Corneliano d'Alba con 2.634 abitanti;
- Santa Vittoria d'Alba con 3.280 abitanti;
- Monticello d'alba con 1.300 abitanti;
- Piobesi d'alba con 1.444 abitanti;
- Guarene con 3.603 abitanti;
- Baldissero d'alba con 1.003 abitanti;
- Pocapaglia con 3.083 abitanti;
- Sommariva Perno con 3.044 abitanti;
- Sommariva del Bosco 4.155 abitanti;
- Montaldo Roero 1.044 abitanti.

La Comunità energetica si doterà di un regolamento / statuto che disciplinerà la ripartizione dei ricavi, andando a definire anche le seguenti quote di assegnazione:

una quota sarà stanziata per la remunerazione della gestione delle attività della CER, una quota ripartita per associati produttori; quota per associati consumatori suddivisi per imprese, associati diversi da imprese, ed altri.

Nel caso in cui i ricavi generati dall'energia condivisa prodotta da impianti che non beneficiano di incentivo a fondo perdita vanno ripartiti secondo percentuali e priorità calcolate in modo differente, stabilite durante la trascrizione dello statuto.

Valutazione delle prestazioni della CER

Le prestazioni della comunità energetica rinnovabile sono state valutate mantenendo la configurazione dello scenario 2B come quella ideale tra le proposte. Le prestazioni sono calcolate definendo degli indici specifici chiamati Key Performance Index (KPI), e vengono calcolati successivamente all'ottimizzazione dei flussi energetici, questi permettono di monitorare il successo e la produttività di un'attività di questa natura, si articolano in 3 classi: energetici: valutando gli indici di Self- Consumption e Self-Sufficiency, calcolati nei capitoli precedenti; economici: valutando il tempo di ritorno dall'investimento, VAN e TIR; ambientali: calcolando la quantità di emissioni di CO₂ evitate.

KPI economici

Valutano l'efficienza finanziaria di progetti e/o operazioni, misurando i rendimenti di un investimento rispetto al costo piuttosto che valutare la svalutazione dell'impianto alla fine dell'investimento. L'analisi ricavi e di costi effettuata nei capitoli precedenti ha permesso di calcolare una serie di coefficiente di performance economici, attualizzando i flussi di cassa, con i quali sono stati calcolati i seguenti indici:

- tempo di ritorno dell'investimento PBT semplice e PBT semplice senza che l'impianto partecipi alla CER;
- valore attuale netto, VAN
- tasso interno di rendimento IRR

si fissano nell'analisi i seguenti parametri economici:

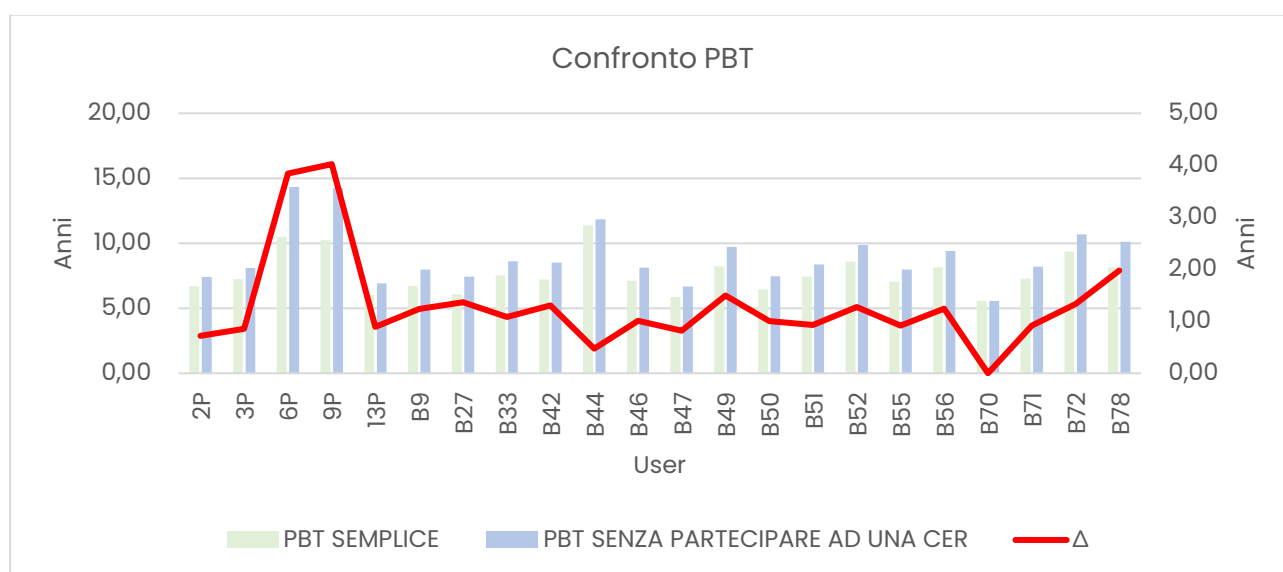
- tasso di interesse $i=5\%$
- costo dell'energia= 0,24 €/kWh
- durata dell'impianto e vita comunale per il calcolo del VAN: 20 anni

Calcolo del tempo di ritorno (PBT)

Tabella 97 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01118, scenario 2B

ID	PBT SEMPLICE	PBT SENZA PARTECIPARE AD UNA CER	Δ
2P	6,69	7,41	0,72
3P	7,24	8,09	0,85
6P	10,49	14,33	3,84
9P	10,24	14,26	4,02
13P	6,02	6,92	0,89
B9	6,73	7,97	1,24
B27	6,08	7,44	1,36
B33	7,53	8,62	1,09
B42	7,21	8,51	1,30
B44	11,37	11,84	0,47
B46	7,12	8,13	1,01
B47	5,86	6,68	0,82
B49	8,22	9,72	1,50
B50	6,44	7,45	1,01
B51	7,43	8,36	0,93
B52	8,60	9,87	1,27
B55	7,06	7,97	0,92
B56	8,16	9,40	1,25
B70	5,57	5,57	0,00
B71	7,29	8,21	0,92
B72	9,35	10,68	1,33
B78	8,15	10,13	1,98

Grafico 62 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01118



I calcoli sono stati effettuati sui 22 edifici considerati come prosumer appartenenti alla cabina AC001E01118, che coinvolgono i comuni di Pocapaglia, Bra.

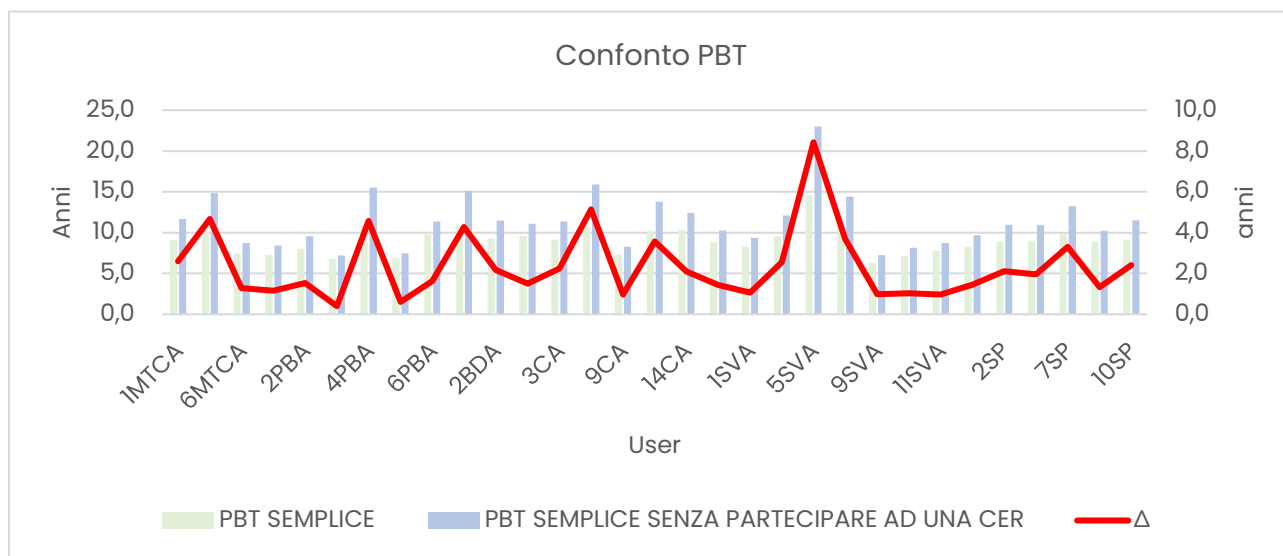
I valori dei tempi di ritorno degli impianti "Senza partecipare ad una CER" sono più elevati rispetto ai precedenti. Questo perché nel calcolo dei ricavi nel caso in cui il proprietario dell'impianto, sia membro di una comunità energetica rinnovabile ha diritto nella quantificazione dei ricavi ad un incentivo pari a 0.13 €/kWh, un corrispettivo ARERA pari 0.0106, più una quota % sulla quantità di energia immessa in rete, valorizzata in questo caso 25% e stabilita da statuto.

Pertanto, la realizzazione di un impianto fotovoltaico qualunque sia la cabina primaria di riferimento, ha più vantaggio economico realizzarla da membri di una comunità energetica rinnovabile, ed il grafico riportato è il riassunto delle suddette considerazioni.

Tabella 98 Confronto tempi di ritorno, cabina AC001E01115, Scenario 2B

Id	PBT SEMPLICE	PBT SENZA PARTECIPARE AD UNA CER	Δ
1MTCA	9,1	11,7	2,6
2MTCA	10,2	14,8	4,7
6MTCA	7,4	8,7	1,3
8MTCA	7,3	8,4	1,1
2PBA	8,0	9,5	1,5
3PBA	6,8	7,2	0,4
4PBA	10,9	15,5	4,6
5PBA	6,9	7,5	0,6
6PBA	9,7	11,4	1,6
1BDA	10,8	15,1	4,3
2BDA	9,3	11,5	2,2
5BDA	9,6	11,1	1,5
3CA	9,1	11,4	2,2
7CA	10,7	15,9	5,1
9CA	7,3	8,2	1,0
11CA	10,2	13,8	3,6
14CA	10,3	12,4	2,1
15CA	8,8	10,2	1,4
1SVA	8,3	9,3	1,1
2SVA	9,5	12,1	2,5
5SVA	14,6	23,0	8,4
6SVA	10,7	14,4	3,7
9SVA	6,3	7,2	1,0
10SVA	7,1	8,1	1,0
11SVA	7,8	8,7	1,0
12SVA	8,2	9,7	1,5
2SP	8,9	11,0	2,1
5SP	9,0	10,9	2,0
7SP	9,9	13,2	3,3
8SP	8,9	10,2	1,3
10SP	9,1	11,5	2,4

Grafico 63 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01115



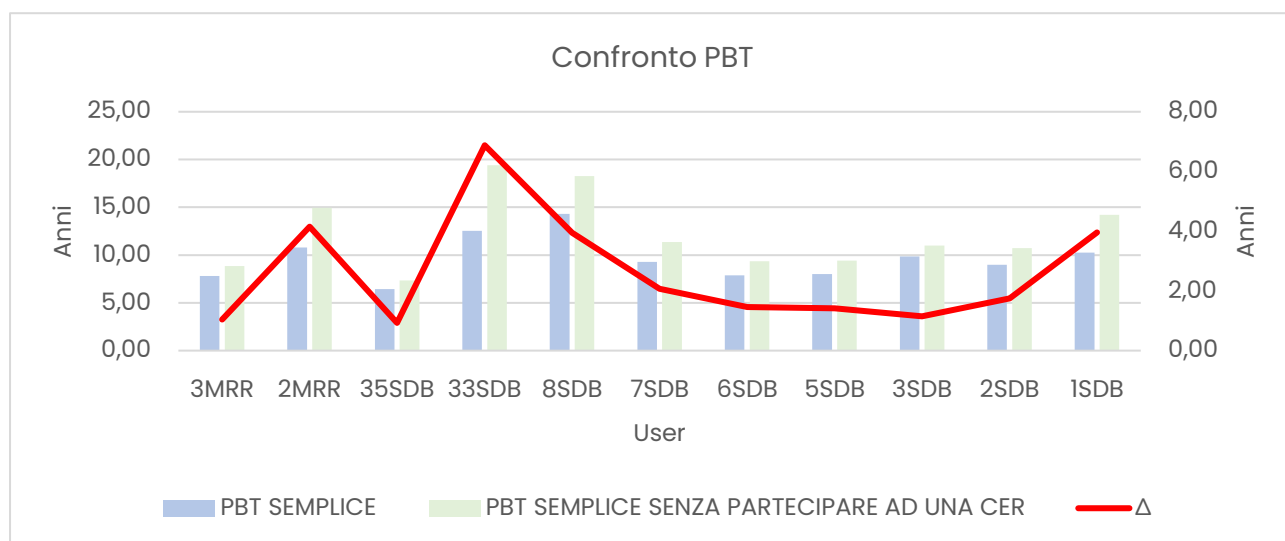
I calcoli sono stati effettuati sui 31 edifici considerati come prosumer appartenenti alla cabina AC001E01115, che coinvolgono i comuni di Monticello d'Alba, Piobesi d'Alba, Baldissero d'Alba, Corneliano d'Alba, Santa Vittoria d'Alba, Sommariva Perno.

Anche per questa cabina valgono le considerazioni effettuate precedentemente, notiamo dei comportamenti di tempi di ritorno più prolungati nel tempo per l'edificio 5SVAe, rispettivamente di 14,6 anni se parte della comunità energetica e di 23 anni circa nel caso in cui l'impianto venisse realizzato al di fuori della comunità energetica in quanto questo edificio presenta consumi annui molto bassi, la destinazione d'uso è "Ex Cassa Parrocchiale", e per le constatazioni effettuate precedentemente, più un edificio è elettricamente energivoro, maggiore sarà il suo risparmio in bolletta, e quindi miglioreranno i tempi di ritorno, in questo caso l'impianto produce molta energia e la immette praticamente per intero all'interno della rete, questo porta ad avere un PBT che può essere considerato svantaggioso dall'investitore.

Tabella 99 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01123

Id	PBT SEMPLICE	PBT SENZA PARTECIPARE AD UNA CER	Δ
3MRR	7,82	8,86	1,04
2MRR	10,79	14,94	4,15
35SDB	6,43	7,35	0,93
33SDB	12,53	19,41	6,88
8SDB	14,32	18,26	3,94
7SDB	9,28	11,35	2,07
6SDB	7,88	9,34	1,46
5SDB	8,02	9,43	1,42
3SDB	9,85	11,00	1,14
2SDB	8,97	10,72	1,75
1SDB	10,25	14,21	3,96

Grafico 64 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01123

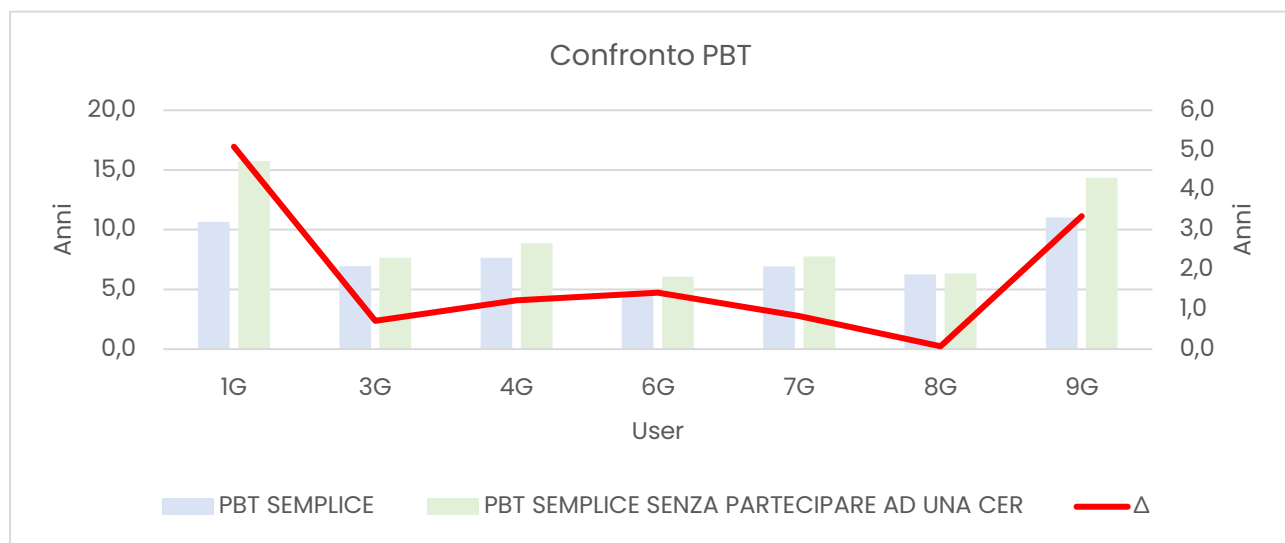


I calcoli sono stati effettuati sui 12 edifici considerati come prosumer appartenenti alla cabina AC001E01123, che coinvolgono i comuni di Montaldo Roero, Monteu Roero, Sommariva del Bosco. Per tale cabina valgono anche in questo caso le considerazioni effettuate per le cabine precedenti, ma in questo caso poniamo l'attenzione sul tempo di ritorno dell'edificio 33SDB, il quale presenta come destinazione d'uso: "Alloggio via due acque", il quale presenta dei tempi di ritorno piuttosto elevati a causa dei suoi consumi molto bassi.

Grafico 66 Confronto tempi di ritorno cabina AC00E1065

Id	PBT SEMPLICE	PBT SEMPLICE SENZA PARTECIPARE AD UNA CER	Δ
1G	10,7	15,7	5,1
3G	6,9	7,7	0,7
4G	7,7	8,9	1,2
6G	4,7	6,1	1,4
7G	6,9	7,8	0,8
8G	6,3	6,3	0,1
9G	11,0	14,4	3,3

Grafico 65 Confronto tempi di ritorno cabina AC00E1065



I calcoli sono stati effettuati sui 7 edifici considerati come prosumer appartenenti alla cabina AC00E1065, che coinvolgono il comune di Guarene.

Per tale cabina i tempi di rientro non sono molto alti, la media dei tempi di rientro per gli impianti membri della comunità energetica rinnovabile è di 7.7 anni.

Calcolo flussi di cassa

Rappresentano le entrate e le uscite di denaro, tali movimenti sono fondamentali nella gestione finanziaria poiché indicano la capacità di generare liquidità per coprire le spese operative.

Questi sono un indicatore essenziale in quanto una buona gestione del flusso di cassa assicura che l'organizzazione abbia sempre a disposizione le risorse necessarie per le sue operazioni e la crescita futura.

I flussi di cassa sono calcolati all'anno i -esimo, tramite l'equazione:

$$CF_i = -CAPEX - OPEX_{st} + R_t + St^0$$

- CAPEX: spese di investimento annue (€);
- OPEX_{st}: spese di gestione annue della CER (€);
- R_t: ricavi della CER, nell'anno t (€);
- St⁰: spese di consumo di energia elettrica delle utenze della CER nell'anno t , nel caso base in assenza di CER, calcolabile come:

$$St^0 = c_{el,with} * E_{cons,t}$$

VAN e IRR

Il VAN, Valore attuale netto è uno strumento della finanza utilizzato per valutare la redditività di un investimento o di un progetto. Esso rappresenta la somma dei flussi di cassa futuri, scontati al loro valore presente, meno l'investimento iniziale. Il VAN misura quanto un investimento può generare in termini di valore, al netto del costo del capitale, esprimendo il guadagno (o perdita) netto previsti in termini di valore attuale, si calcola mediante la seguente formula:

$$VAN = \sum \left(\frac{CF_i}{(1+r)^t} \right) - I_0$$

- CF_i : è il flusso di cassa netto al tempo t , in una CER derivano dal risparmio energetico per i membri della comunità, dalla vendita di energia in eccesso a rete e dai benefici fiscali o incentivi;
- r : tasso di sconto sociale (che rappresenta il rendimento minimo atteso), viene influenzato dai fattori come il rischio percepito associato all'affidabilità delle tecnologie rinnovabili, il costo del capitale specifico per le energie rinnovabili e l'orizzonte temporale degli incentivi governativi, pari al 5%
- t : è il periodo di tempo (20-25 anni),
- n : è la durata dell'investimento,
- I_0 : è l'investimento iniziale

Prima di arrivare al calcolo del VAN bisogna identificare i flussi di cassa futuri (CF_i) previsti dall'investimento, sia positivi che negativi che corrispondono ad entrate ed uscite, successivamente si determina il tasso di sconto appropriato, che possa riflettere il costo del capitale o un altro tasso di rendimento richiesto; successivamente vengono scontati i flussi di

cassa utilizzando il tasso di sconto per attualizzare i flussi di cassa futuri al loro valore presente, ed infine viene sottratto l'investimento iniziale, detraendo l'investimento iniziale dal valore attuale dei flussi di cassa per ottenere il VAN.

Nell'ambito della finanza e della valutazione dei progetti questo indicatore serve per valutare gli investimenti e permettere di determinare se un progetto o un investimento genererà più valore di quanto costerà contribuendo alla decisione di prendere o meno con l'investimento.

Inoltre, calcolando il VAN è possibile confrontare tra i progetti l'investimento, per identificare quello con rendimento più elevato.

Un VAN positivo indicherà che il progetto copre il costo del capitale e genera un ritorno addizionale, riducendo il rischio dell'investimento, ed infine aiuta a identificare le opportunità di investimento che massimizzano il valore per l'impresa e gli investitori.

Il calcolo del VAN è particolarmente rilevante per le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), dove gli investimenti in impianti di produzione di energia rinnovabile (impianti fotovoltaici) devono essere valutati in termini di ritorno economico e sostenibilità finanziaria.

Il tasso di sconto sociale (r) utilizzato dalla Commissione Europea per valutare gli investimenti pubblici, inclusi quelli realizzati nell'ambito del PNRR, può variare a seconda delle circostanze economiche e del tipo di progetto. Tuttavia, esistono delle linee guida generali fornite dalla Commissione Europea che indicano i tassi di sconto sociali da utilizzare per le valutazioni economiche dei progetti. Secondo le linee guida della Commissione Europea, il tasso di sconto sociale per i progetti finanziati dai fondi strutturali e d'investimento europei (ESIF) è generalmente fissato intorno al 3% reale (ossia al netto dell'inflazione) per i progetti pubblici in tutta l'UE.

Il tasso interno di rendimento IRR è un indicatore utilizzato per valutare la redditività di un progetto o di un investimento. L'IRR rappresenta il tasso di sconto che rende il valore attuale netto di un progetto uguale a zero.

Il tasso di rendimento annuale atteso che un investimento dovrebbe generare affinché i flussi di cassa attualizzati corrispondano esattamente all'investimento iniziale.

Questo indice serve per valutare la redditività del progetto, confrontare progetti alternativi e decidere se procedere o meno con un investimento, basandosi sulla capacità di generare un rendimento soddisfacente ad altre opportunità.

Questo si calcola risolvendo l'equazione seguente:

$$0 = \sum \left(\frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} \right) - I_0$$

Dove:

- CF_t : è il flusso di cassa netto al tempo t ;
- IRR : è il tasso interno di rendimento che stiamo cercando;
- T : è il periodo di tempo;

- n : è la durata dell'investimento;
- I_0 : è l'investimento iniziale.

L'IRR viene trovato tramite il comando ricerca obiettivo di Excel, esso è possibile ottenerlo in quanto:

$$\left(CF_i * \left(\frac{1}{(1+i)^n} \right) \right) - I_0 = 0 \rightarrow \left(\frac{1}{(1+i)^n} \right) = \frac{I_0}{CF_i}$$

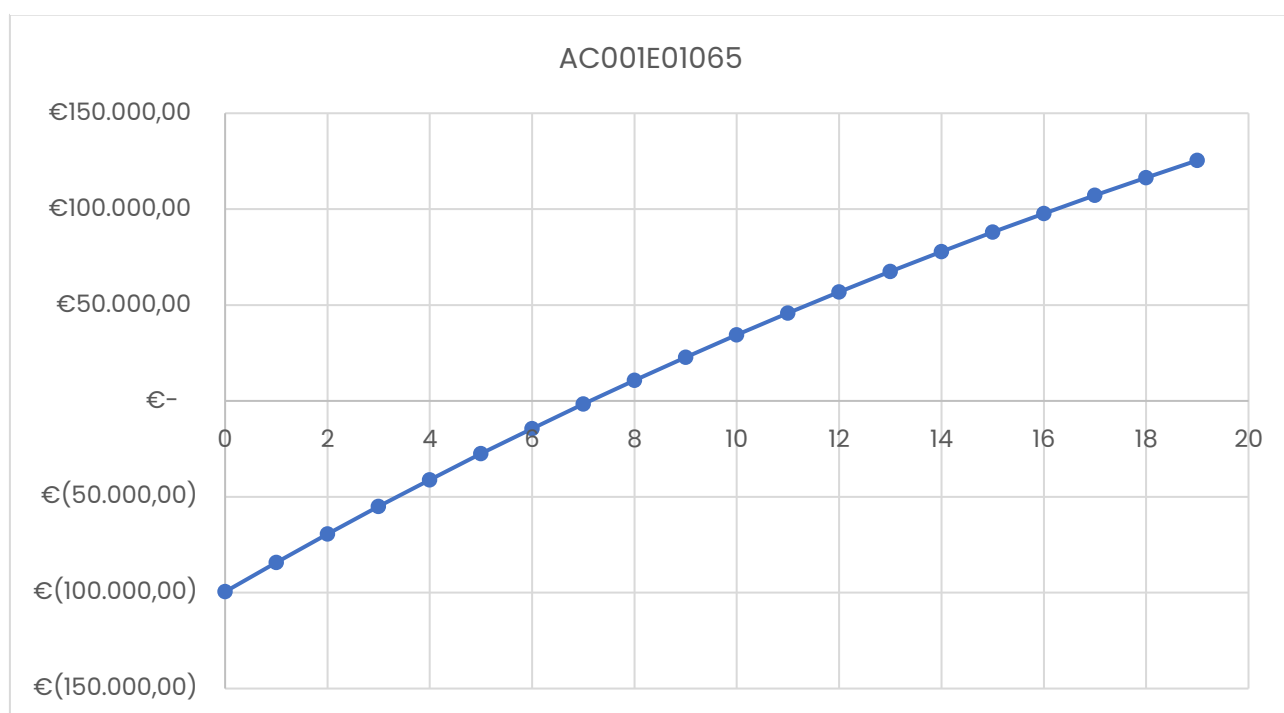
Trovato il rapporto tra investimento iniziale diviso flussi di cassa (con OPEX sottratti), eseguo la ricerca obiettivo variando il valore di $\left(\frac{1}{(1+i)^n} \right)$ fino al raggiungimento del rapporto precedente.

Eseguo i comandi per ciascuna cabina primaria.

Tabella 100 Calcolo VAN e IRR, cabina AC100E1065

Configurazione ottimale di CER	AC001E1065
R (tasso di sconto)	3%
T(anni)	20
Costo totale (CAPEX) (€)	115.200,00
Ricavi totali annui (€)	15.703,00
VAN su 20 anni (€)	125.424,50
IRR su 20 anni	15%

Grafico 67 Curva VAN, cabina AC001E1065



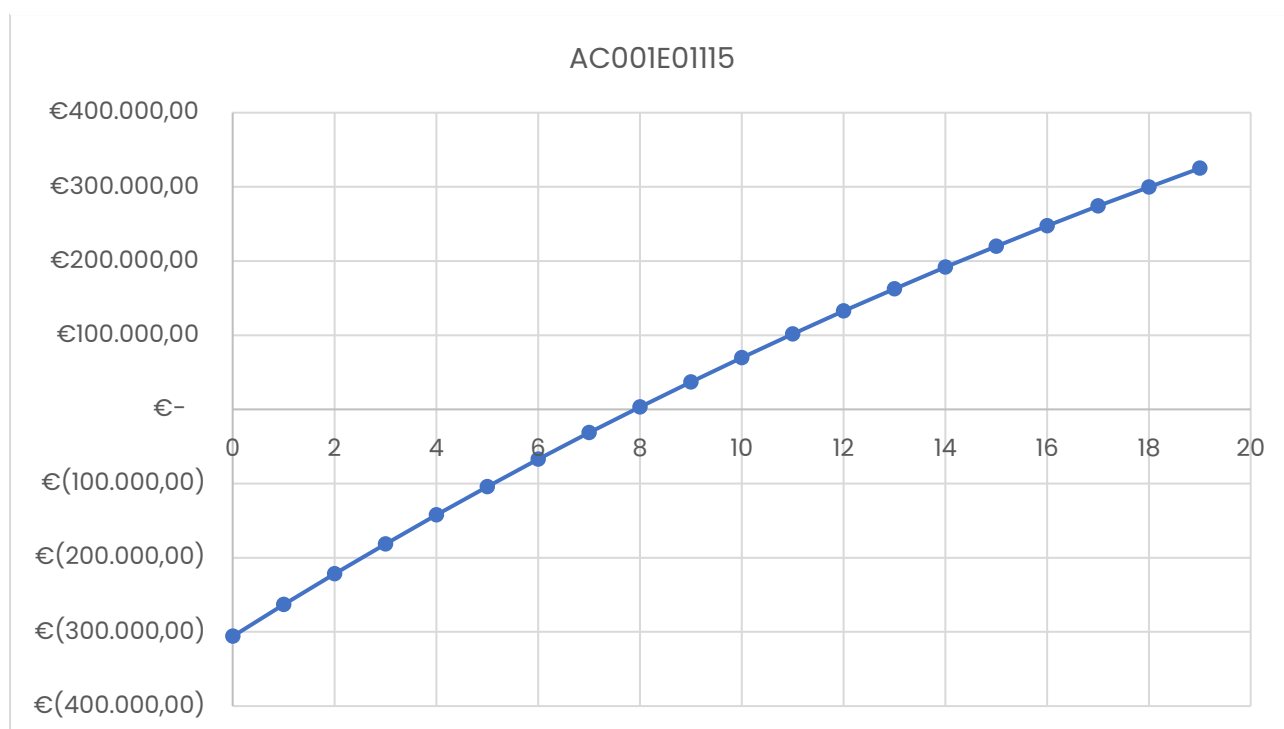
La cabina AC001E1065 alla fine dei 20 anni di vita utile degli impianti avrà generato un ricavo di circa 125.000€, mentre saranno spesi circa 100.000 € per effettuare l'investimento iniziale di realizzazione degli impianti, mentre IRR si aggira attorno al 15%.

Maggiore sarà il valore dell'IRR migliore sarà il tempo di ritorno, e di conseguenza il momento in cui l'investimento comincerà ad essere remunerativo, un valore di IRR pari al 15 % coincide con un tipo di investimento che può essere considerato appetibile.

Tabella 101 Calcolo VAN e IRR, Cabina AC001E01115

Configurazione ottimale di CER	AC001E01115
R (tasso di sconto)	3%
T(anni)	20
Costo totale (CAPEX) (€)	350.100,00
Ricavi totali annui (€)	44.053,00
VAN su 20 anni (€)	324.953,95
IRR su 20 anni	13%

Grafico 68 Curva VAN, cabina AC001E01115



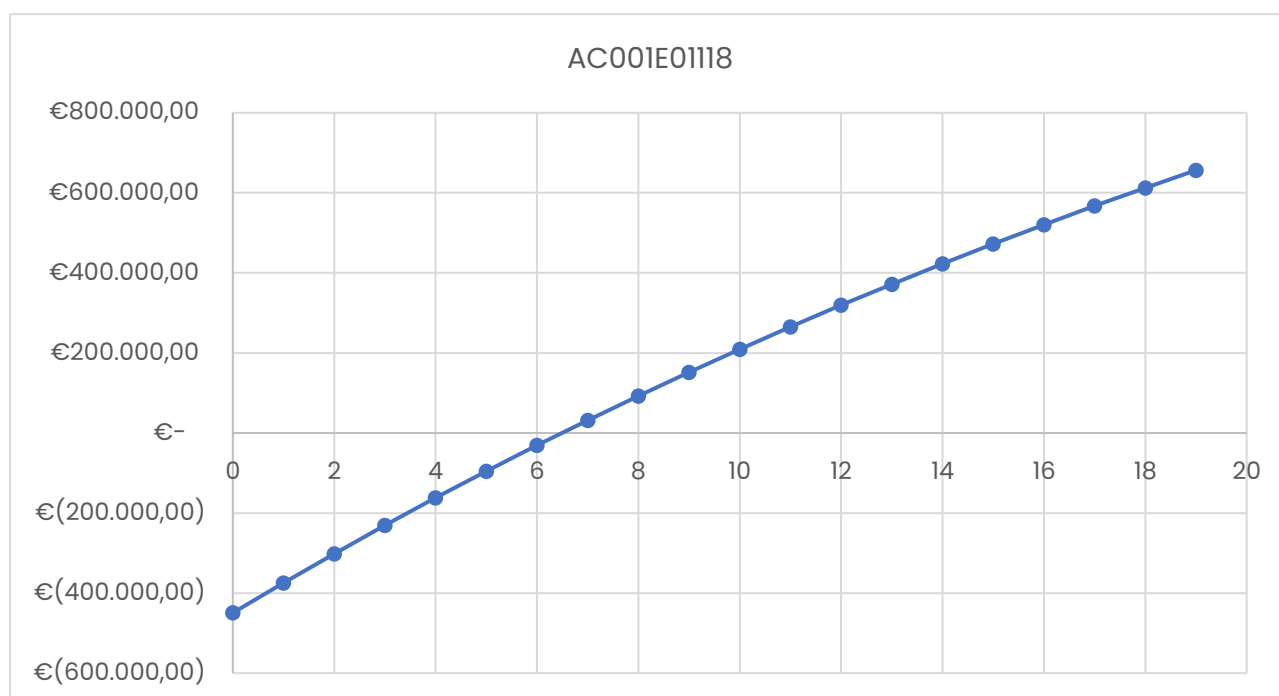
La cabina AC001E01115 alla fine dei 20 anni di vita utile degli impianti avrà generato un ricavo di circa 325.000€, mentre saranno spesi circa 350.000 € per effettuare l'investimento iniziale per la realizzazione degli impianti, mentre IRR si aggira attorno al 13%.

L'analisi effettuata conferma quella effettuata nel calcolo del tempo di ritorno, pertanto intorno ai 7,3 anni, i ricavi eguaglieranno l'importo investito, per i restanti 13 anni verranno generati ricavi pari all'importo inserito nella cella VAN.

Tabella 102 Calcolo VAN e IIR, cabina AC001E01118

Configurazione ottimale di CER	AC001E01118
R (tasso di sconto)	3%
T(anni)	20
Costo totale (CAPEX) (€)	526.500,00
Ricavi totali annui (€)	77.212,90
VAN su 20 anni (€)	656.695,01
IRR su 20 anni	16%

Grafico 69 Curva VAN, Cabina AC001E01118



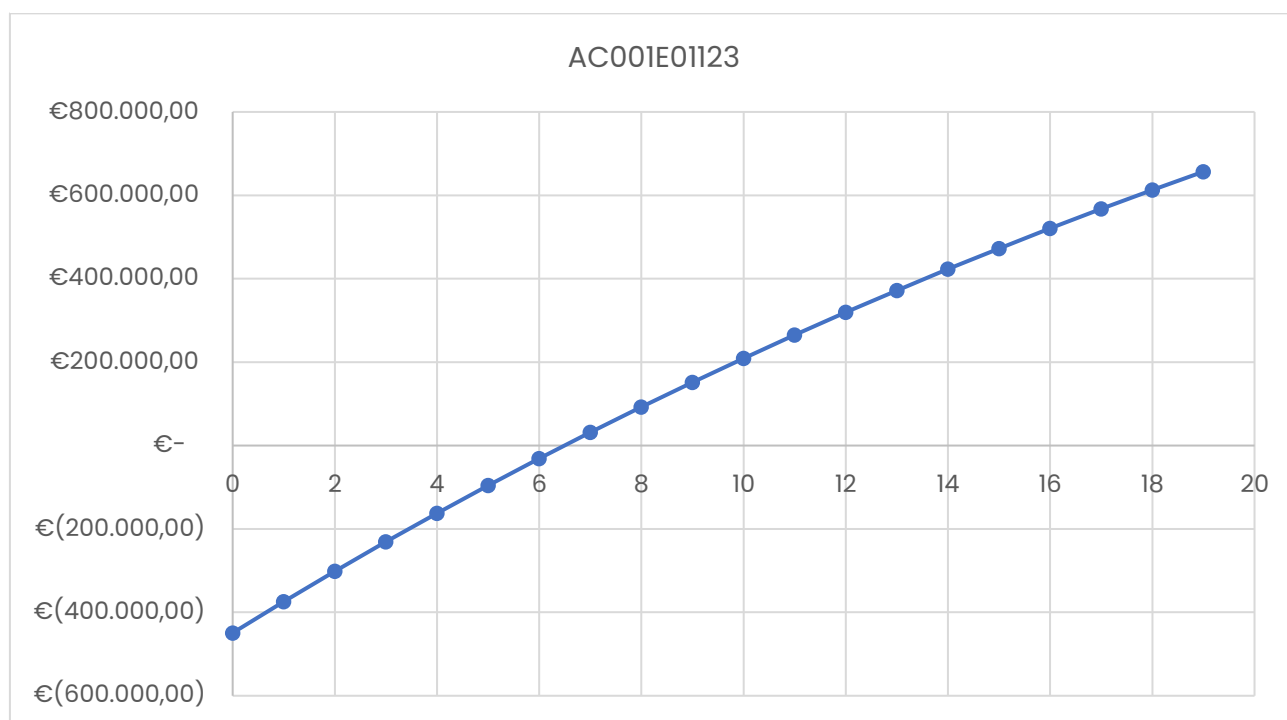
La cabina AC001E01118 alla fine dei 20 anni di vita utile degli impianti avrà generato un ricavo di circa 657.000€, mentre saranno spesi circa 527.000 € per effettuare l'investimento iniziale per la realizzazione degli impianti, mentre IRR si aggira attorno al 16%.

L'analisi effettuata conferma quella effettuata di PBT semplice, pertanto intorno ai 6,8 anni i ricavi eguaglieranno l'importo investito, per i restanti 13 anni verranno generati ricavi pari all'importo inserito nella cella VAN. Tra le 4 cabine primarie questa risulta essere quella con il valore di IRR, tasso di rendimento, più elevato. Se l'IRR di un progetto supera il costo del capitale o il tasso di rendimento minimo richiesto, l'investimento è considerato redditizio.

Tabella 103 Calcolo VAN e IRR, cabina AC001E01123

Configurazione ottimale di CER	AC001E01123
R (tasso di sconto)	3%
T(anni)	20
Costo totale (CAPEX) (€)	156.300,00
Ricavi totali annui (€)	21.152,00
VAN su 20 anni (€)	167.834,88
IRR su 20 anni	14%

Grafico 70 Curva VAN, cabina AC001E01123



La cabina AC001E01124 alla fine dei 20 anni di vita utile degli impianti avrà generato un VAN 168.000€, mentre saranno spesi circa 156.000 € per effettuare l'investimento iniziale per la realizzazione degli impianti, mentre IRR si aggira attorno al 14%.

L'analisi effettuata conferma quella effettuata di PBT semplice, pertanto intorno ai 7,4 anni i ricavi eguaglieranno l'importo investito, per i restanti 12 anni verranno generati ricavi pari a 21.000€. Tra le 4 cabine primarie questa risulta essere quella con il valore di IRR, tasso di rendimento, più elevato. Se l'IRR di un progetto supera il costo del capitale o il tasso di rendimento minimo richiesto, l'investimento è considerato redditizio.

KPI ambientali

I vantaggi apportati dall'impiego di energia elettrica ottenuta da impianti PV, e prelevata attingendo dalla rete nazionale sono significativi, grazie alla diminuzione delle emissioni di anidride carbonica.

La CO₂ equivalente è l'unità di misura relativa all'impatto dei diversi gas serra (GHGs) sul riscaldamento globale e sulla base dell'indice di GWP. Per calcolare la CO₂ equivalente di un gas serra è necessario moltiplicare la massa del gas per il suo global Warming Potential (GWP).

Il Global Warming Potenzial è un valore fisso che esprime un qualsiasi gas serra in termini di CO₂. L'effetto della comunità energetica è quindi quello di posizionare gli impianti a fonti rinnovabili, delle diverse dimensioni, nei pressi della localizzazione del consumatore, con la conseguenza di ridurre i costi di trasporto, la quantità di energia dispersa e le emissioni di gas, per tali motivi contribuiscono in modo significativo alla transizione ecologica ed energetica del paese. Il Ministero dell'Ambiente stima che: "per produrre 1kWh di energia elettrica si brucia l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili, di conseguenza vengono immessi nell'aria circa 0,531 kg di anidride carbonica. Ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico evita quindi l'emissione di 0,531 kg di anidride carbonica, per quantificare tale beneficio viene riportato nella fase successiva l'esempio pratico, suddiviso per ciascuna cabina primaria.

Emissioni evitate di CO₂

L'indice di prestazione ambientale si concentra sugli impatti ecologici di un'attività, il calcolo delle emissioni di CO₂ evitate, valuterà l'impatto derivante dalla comunità energetica rinnovabile, nel rispetto degli obiettivi di sostenibilità ambientale per un impatto a lungo termine sostenibile e responsabile.

Il valore si ottiene moltiplicando il consumo annuale totale di energia elettrica delle utenze (misurato in kWh), per il coefficiente di emissione specifico dell'energia elettrica prelevata dalla rete nazionale.

Per determinare il fabbisogno energetico si considerano quindi due scenari:

- Calcolo del fabbisogno all'interno dei soli membri della CER, includendo sia la configurazione con la massima potenza installabile sia quella con l'impianto ottimizzato,
- Calcolo del fabbisogno sui consumatori domestici di ogni cabina primaria, tenendo conto del numero di famiglie presenti sull'area oggetto di indagine, sfruttando gli impianti con potenza ottimizzata e massimale.

Per calcolare le emissioni CO₂, nel caso in cui non siano presenti impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, si usa la seguente formula:

$$\epsilon_{CO2^0} = E_{cons} * \epsilon_{rete}$$

- ϵ_{CO2^0} = sono le emissioni di CO₂ in assenza di impianti di fonti rinnovabili
- E_{cons} : corrisponde al fabbisogno energetico, quindi al consumo rilevato degli edifici comunali espresso in kWh
- ϵ_{rete} : corrisponde al coefficiente di emissione di CO₂ espresso in kgCO₂/kWh

Le emissioni in seguito all'ingresso nella CER sono state calcolate attraverso il prodotto tra il coefficiente di emissioni di CO₂ per l'energia effettivamente prelevata dalla rete.

L'energia prelevata dalla rete si ottiene attraverso la differenza tra fabbisogno totale la produzione fotovoltaica consumata, quindi energia immessa dalla CER.

La formula di calcolo prevede che siano considerate le emissioni di CO₂ legate sia alla realizzazione dei moduli fotovoltaici che batterie utilizzate come sistemi di accumulo, in questo progetto di massima non sono state dimensionate le batterie di accumulo, motivo per cui non saranno presenti nei calcoli.

$$\epsilon_{CO2^{CER}} = \epsilon_{rete} * [E_{cons} - (ESC + E_{sh})] + (\epsilon_{PV} * E_{prod} + (\frac{\epsilon_{BESS} * Taglia_{BESS}}{N}))$$

Nella formula: ϵ_{PV} e ϵ_{BESS} sono i fattori di emissione di CO₂ correlati alla produzione ed allo smaltimento dei moduli fotovoltaici e delle batterie di accumulo, "N" sono gli anni di vita utile del sistema di accumulo, che in questo caso non è presente e quindi non sarà considerata quella porzione di espressione.

Si nota che nella formula:

- E_{cons} corrisponde al fabbisogno energetico elettrico considerato;
- E_{sc} : corrisponde all'autoconsumo diretto quindi $E_{prod} - E_{imm}$;
- E_{sh} : corrisponde all'energia immessa-Energia non condivisa quindi $E_{prod} - E_{imm}$

Si nota che nel caso in cui l'autoconsumo diretto e l'energia condivisa siano pari a 0, e l'energia prodotta all'interno dell'impianto fotovoltaico saranno pari a 0 allora la formula sarebbe la stessa utilizzata per i calcoli dell'anidride carbonica in assenza di CER.

I coefficienti di emissione hanno come unità di misura kgCO₂/kWh si riferiscono all'energia consumata e prodotta.

I valori dei fattori considerati, sono ritrovabili in letteratura, e vengono riportati nella seguente tabella.

Tabella 104 Coefficienti di emissione

Coefficiente di emissione	Valore [kgCO ₂ /kWh]
ϵ_{rete}	0,276
ϵ_{PV}	0,050
ϵ_{BESS}	175

Viene infine calcolato l'indice percentuale dato dal rapporto tra: la differenza delle emissioni senza la presenza di CER meno le emissioni in presenza di CER, diviso le emissioni in senza la presenza di CER espresso in %.

$$\Delta CO_2\% = \frac{\epsilon CO_2^0 - \epsilon CO_2^{CER}}{\epsilon CO_2^0} \%$$

Nel caso in cui si annullassero tutte le emissioni il rapporto percentuale diventerebbe pari al 100%. L'emissione di anidride carbonica evitata si calcola moltiplicando il calore dell'energia prodotta dal sistema per il fattore di emissione di mix elettrico, ottenendo così le emissioni evitate, per stimare le emissioni evitate nel corso della vita dell'impianto bisogna moltiplicarlo ancora per il numero di anni di vita utile di quest'ultimo.

Calcolo delle emissioni evitate

Il calcolo delle emissioni evitate è stato effettuato secondo diversi scenari, e nella tabella riportata i dati delle rispettive celle derivano dai seguenti valori:

- E_{cons} è stata calcolata tenendo conto dei consumi totali della CER, nello scenario 2B, con gli impianti ottimizzati per raggiungere 80% di autoconsumo, sono stati inseriti per ogni cabina tot. prosumer domestici, altri enti e colonnine di ricarica per mezzi elettrici.

Lo scopo di questo confronto è evidenziare come raddoppino le percentuali di emissioni evitate nel caso in cui si sfrutti lo scenario con potenza massima installabile rispetto allo scenario con taglia degli impianti ottimizzata.

Entrambe le casistiche riportano valori vantaggiosi per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

Tabella 105 Emissioni evitate scenario 2B, considerando i consumi dei membri della CER.

Ottimale energetico, consumi utenze interne alle CER								
Cabina	E_{cons} [MWh/y]	E_{prod} [MWh/y]	E_{imm} [MWh/y]	E_{sh} [MWh/y]	ϵ_{rete} [kg _{CO2} /kWh]	$\epsilon_0 CO_2$ [kg _{CO2}]	$\epsilon_{cer} CO_2$ [kg _{CO2}]	Emissioni evitate
AC001E01065	332,76	105,48	59,56	48,19	0,256	85186,2923	59225,84431	30%
AC001E01115	1095,92	310,06	191,28	170,77		280554,991	179418,2895	36%
AC001E01118	1269,95	518,24	300,03	240,86		325107,948	185072,8756	43%
AC001E01123	455,88	147,50	90,06	73,21		116705,963	77988,2669	33%

Tabella 106 Emissioni evitati scenario 1, considerando i consumi dei membri della CER.

Massimale energetico, consumi utenze interne alla CER								
Cabina	E _{cons} [MWh/y]	E _{prod} [MWh/y]	E _{imm} [MWh/y]	E _{sh} [MWh/y]	ε _{rete} [kg _{CO2} /kWh]	ε ₀ CO ₂ [kg _{CO2}]	ε _{cer} CO ₂ [kg _{CO2}]	Emissioni evitate
AC001E01065	332,76	154,93	104,99	83,96	0,256	85.186,29	50.908,17	40%
AC001E01115	1095,92	1110,21	972,69	626,16		280.554,99	85.051,72	70%
AC001E01118	1269,95	1024,61	783,39	626,61		325.107,95	102.943,07	68%
AC001E01123	455,88	436,31	376,01	303,30		116.705,96	23.625,96	80%

Nel secondo confronto verranno riportate considerazioni estese alla totale area sottesa dalle cabine primarie; sarà valutato il numero totale di famiglie distribuito per cabina primaria.

Il numero di famiglie viene calcolato consultando censimento ISTAT 2022, i quali registrano il dato suddividendolo per comune, e queste ultime sono state distribuite equamente tramite la media ponderata con il numero di abitazioni presenti, sotto il perimetro di ciascuna cabina primaria.

Una volta distribuito il numero di famiglie per ciascuna cabina, è stato calcolato il consumo moltiplicando tale fattore per 3600 kWh/anno, dato utilizzato anche nei precedenti calcoli per valutare i consumi degli utenti domestici.

Tabella 107 Numero famiglie per comune e per cabina

Comune	n. famiglie
Baldissero d'Alba	463,00
Bra	13.191,00
Corneliano d'Alba	932,00
Montaldo Roero	387,00
Monticello d'Alba	935,00
Piobesi d'Alba	606,00
Pocapaglia	1.328,00
Santa Vittoria d'Alba	1.192,00
Sommariva Perno	1.150,00
Guarene	1.485,00
Sommariva del Bosco	2.684,00

Grafico 71 numero di famiglie per comune

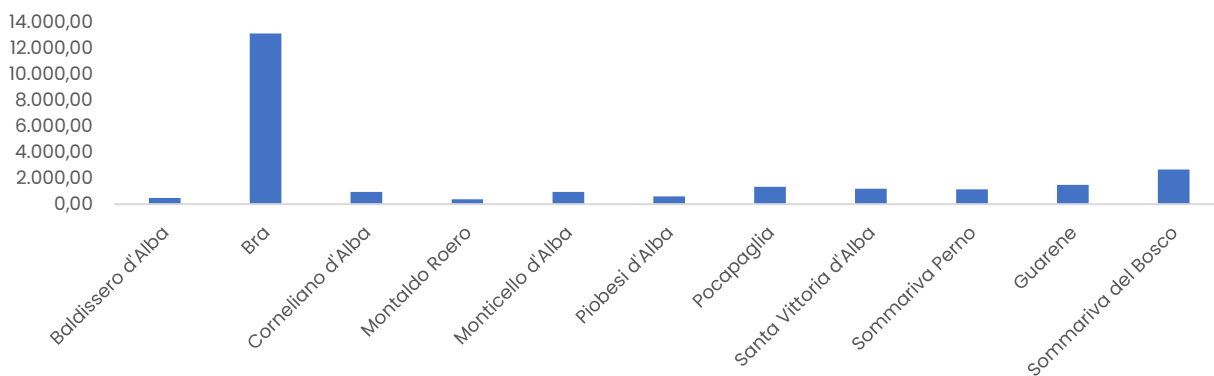


Tabella 108 Numero di famiglie per cabina primaria

Cabina/Comune	n. fam. per cabina
AC001E01065	1.670,96
Corneliano d'Alba	120,70
Guarene	1.485,00
Monticello d'Alba	6,67
Piobesi d'Alba	58,59
AC001E01115	5.308,45
Baldissero d'Alba	348,43
Bra	84,85
Corneliano d'Alba	811,30
Montaldo Roero	182,64
Monticello d'Alba	928,33
Piobesi d'Alba	547,41
Pocapaglia	130,80
Santa Vittoria d'Alba	1.190,47
Sommariva Perno	1.084,23
AC001E01118	13.543,63
Bra	12.321,93
Pocapaglia	1.197,20
Santa Vittoria d'Alba	1,53
Sommariva Perno	22,97

Cabina/Comune	n. fam. per cabina
AC001E01123	3.830,51
Baldissero d'Alba	114,57
Bra	784,77
Montaldo Roero	204,36
Sommariva del Bosco	2.684,00
Sommariva Perno	42,81
Totale complessivo	24.353,54

Tabella 109 Emissioni evitate scenario 2B, considerando i consumi di tutte le famiglie presenti all'interno delle cabine primarie.

Ottimale energetico, consumi famiglie per cabina								
Cabina	E _{cons} [MWh/y]	E _{prod} [MWh/y]	E _{imm} [MWh/y]	E _{sh} [MWh/y]	ε _{rete} [kgCO ₂ /kWh]	ε ₀ CO ₂ [kgCO ₂]	ε _{cer} CO ₂ [kgCO ₂]	Emissioni evitate
AC001E01065	6.015,45	105,48	59,56	48,19	0,256	1.539.955,48	1.513.995,03	2%
AC001E01115	19.110,42	310,06	191,28	170,77		4.892.266,48	4.791.129,78	2%
AC001E01118	48.757,06	518,24	300,03	240,86		12.481.808,49	12.341.773,41	1%
AC001E01123	13.789,82	147,50	90,06	73,21		3.530.194,09	3.491.476,39	1%

Tabella 110 Emissioni evitate scenario 1, considerando i consumi di tutte le famiglie presenti all'interno delle cabine primarie.

Massimale energetico, consumi famiglie per cabine								
Cabina	E _{cons} [MWh/y]	E _{prod} [MWh/y]	E _{imm} [MWh/y]	E _{sh} [MWh/y]	ε _{rete} [kgCO ₂ /kWh]	ε ₀ CO ₂ [kgCO ₂]	ε _{cer} CO ₂ [kgCO ₂]	Emissioni evitate
AC001E01065	6015,451	154,93	104,99	83,96	0,256	1.539.955,48	1.500.294,49	3%
AC001E01115	19110,42	1110,21	972,69	626,16		4.892.266,48	4.608.052,70	6%
AC001E01118	48757,06	1024,61	783,39	626,61		12.481.808,49	12.219.507,37	2%
AC001E01123	13789,82	436,31	376,01	303,30		3.530.194,09	3.418.499,16	3%

Le emissioni evitate tenendo in considerazione un contesto territoriale più ampio sono relativamente basse, ma questo perchè sono stati considerati dei consumi di molto superiori rispetto a quelli ristretti al solo campo della CER.

Il dato vuole evidenziare che per il raggiungimento dell'obiettivo proposto dall'agenda 2030, della riduzione del 50 % delle emissioni di anidride carbonica, sono necessarie ancora diverse iniziative che vadano a ridurre l'utilizzo di fonti energetiche non rinnovabili ed utilizzo di combustibili fossili, ma rappresenta come soluzione un inizio per avviare il processo di transizione.

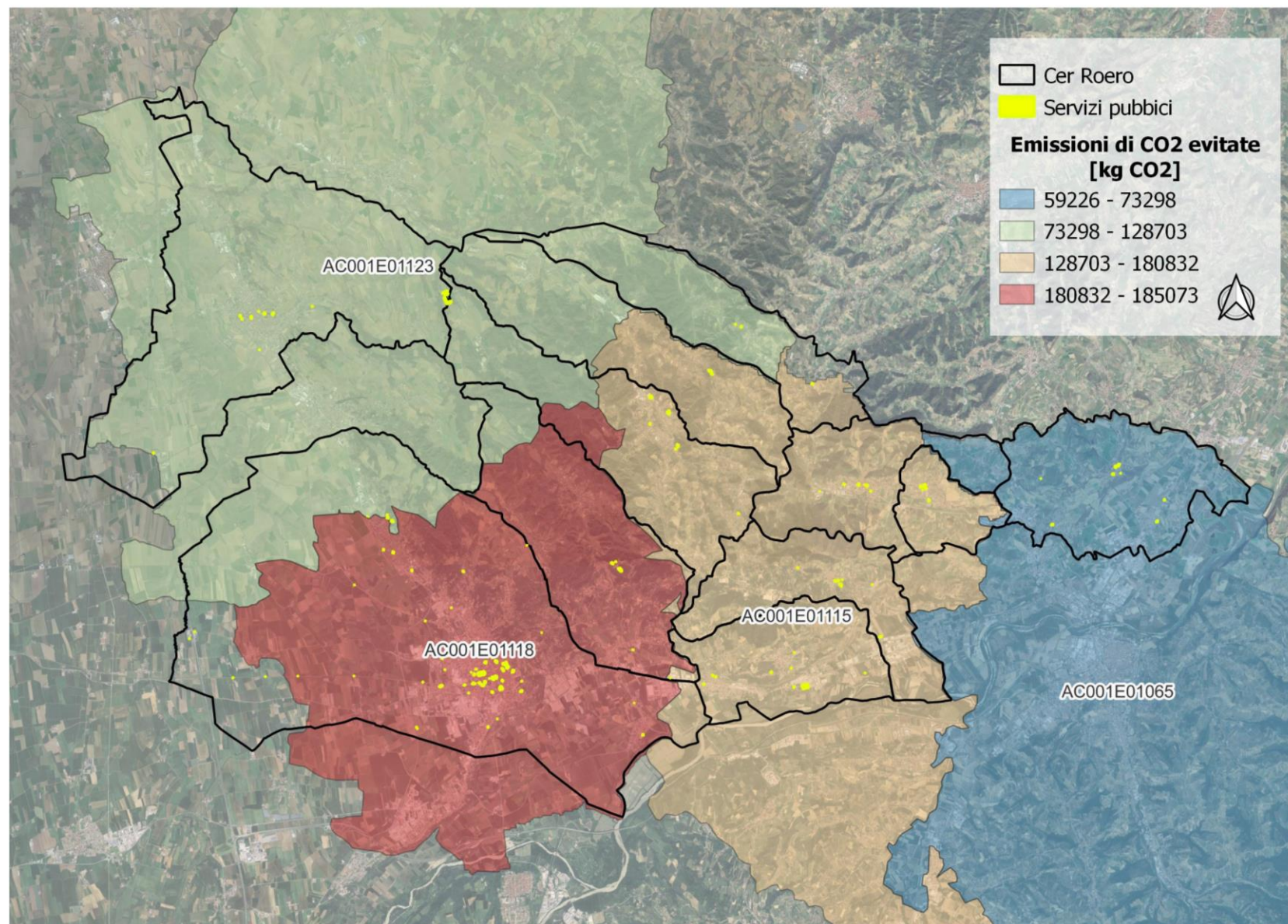


Figura 56 Mappatura emissioni evitate per cabina primaria, Scenario 2B, consumi membri della CER.

Capitolo 7 Conclusioni e sviluppi futuri:

Nella prima fase dello studio è stata effettuata un'analisi territoriale, per valutare la possibilità di realizzazione dell'iniziativa ed in seguito stimare le potenzialità e l'efficacia della stessa.

Sarà dimostrato che le aree seppur con orientamenti diversi presentano esposizioni favorevoli alla radiazione solare, tanto da permettere un livello di producibilità energetica solare da soddisfare il fabbisogno energetico della CER ed altri utenti che possano aggiungersi successivamente.

L'installazione di impianti PV porta un ulteriore beneficio a livello ambientale, oltre al beneficio economico di risparmio in bolletta, porta il risparmio sul consumo di suolo, in quanto non sono necessarie installazioni di infrastrutture "ex novo" per la trasmissione energetica.

L'analisi energetica è fondamentale per la valutazione della sostenibilità dei territori, secondo tale valore si può riconoscere la leva per massimizzare anche i benefici in termini economici, secondo cui devono essere svolte le considerazioni nelle sezioni successive.

I vantaggi sono affini con gli obiettivi della CER riguardanti l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili per soddisfare il fabbisogno energetico in modo da ridurre al minimo le emissioni di gas climalteranti e l'utilizzo di fonti fossili.

Negli scenari successivi è stato approfondito il discorso del dimensionamento degli impianti, pertanto, noti i consumi energetici degli edifici comunali è stato possibile stimare i potenziali consumi della comunità energetica, per dimensionare gli impianti di questa ultima soddisfano tale fabbisogno.

Gli impianti sono stati dimensionati secondo due procedimenti, che hanno visto l'impiego di fogli di calcolo preimpostati: il primo procedimento ha visto convertire i consumi mensili riferiti all'anno 2023 in valori orari per un anno solare, il secondo procedimento ha voluto il calcolo dei parametri energetici necessari al dimensionamento.

Sono stati realizzati due scenari: scenario 1, dove gli impianti sono stati dimensionati per produrre la massima energia producibile, pertanto presentavano la taglia massima installabile sulle rispettive coperture, constatando che la maggior parte dell'energia prodotta non sarebbe stato possibile consumarla simultaneamente alla produzione, per tanto è stato calcolato il numero di consumatori domestici, altri enti e colonnine di ricarica per mezzi elettrici fossero necessari al raggiungimento della percentuale di 80% di autoconsumo.

I risultati ottenuti rivelano che le quantità di enti esterni alla CER coinvolti nel I scenario è molto ampio, questo rivela che la CER non soddisferebbe uno dei suoi obiettivi principali legato alla riduzione dello spreco energetico.

Viceversa, tramite lo scenario 2B, nel quale è avvenuto il dimensionamento degli impianti secondo la ricerca della taglia energeticamente ottimale, è stata notevolmente ridotta l'energia

prodotta, andando a ridurre la taglia degli impianti, fino alle potenze necessaria al soddisfacimento del fabbisogno energetico dei membri della CER, oltre all'autoconsumo diretto. Le taglie e i costi degli impianti sono stati ridotti drasticamente, per cui i frutti dell'analisi hanno permesso di individuare la soluzione adeguata alle esigenze della CER al momento della sua costituzione, tali impianti potranno ospitare ulteriori consumatori domestici che si aggiungeranno successivamente alla comunità in quanto per raggiungere l'80 % di autoconsumo ogni cabina ha ancora capacità di impegno. Tale beneficio può essere diversamente ripartito, a seconda del modello di business adottato, considerando che tutti e sei i Comuni possono accedere al contributo PNRR per il 40% del fondo CAPEX a fondo perduto. L'accumulo elettrico porta un maggiore risparmio per i singoli utenti, ma non è economicamente vantaggioso per chi sostiene l'investimento. In una CER promossa dalle Pubbliche Amministrazioni, il beneficio energetico non giustifica l'elevata spesa economica per le batterie.

Ad ogni modo, la possibilità di accesso al contributo e tariffe incentivanti rappresenta un'opportunità per velocizzare il processo di transizione energetica per la decarbonizzazione, e passare all'utilizzo di FER per la produzione energetica.

La tesi si conclude con uno sguardo alle prospettive future della comunità energetiche rinnovabili, poiché i governi e le società danno sempre più priorità alla sostenibilità, e si prevede che le CER svolgeranno un ruolo fondamentale nell'incremento della diffusione delle energie rinnovabili e nella promozione di un panorama energetico inclusivo, green e resiliente.

Rappresentando potenzialità di crescita per le municipalità e le pubbliche amministrazioni, nella sperimentazione di nuove soluzioni sostenibili per la produzione energetica, rappresentano il motore per velocizzare il processo di transizione energetica.

La comunità energetica dimensionata permetterà come da obiettivo la futura aggregazione di ulteriori utenze ed amministrazioni pubbliche, in quanto presenta livelli di organizzazione flessibili e adeguabili alle esigenze energetiche, in modo da permettere il raggiungimento del controllo energetico verso un mondo più inclusivo, pulito e resiliente.

Benefici e ricadute sul territorio:

In ambito ambientale data la forte spinta e l'utilizzo delle FER, la riduzione delle emissioni di CO₂ derivate dalla produzione di energia elettrica rappresenta una quota importante. Le CER consentono inoltre la diffusione sul territorio di fonti rinnovabili di piccole/medie dimensioni nei pressi dei consumatori, con l'effetto di ridurre i costi di trasporto e la dispersione energetica.

Gli obiettivi principali del PNIEC, che vengono soddisfatti sono:

- riduzione delle emissioni di CO₂ (più precisamente, è prevista una riduzione delle emissioni entro il 2030)

- penetrazione delle FER (la quota di energia da FER nel Consumo Energetico Finale Lordo deve raggiungere il 30% entro il 2030),

contribuendo così significativamente alla transizione ecologica ed energetica, in termini di benefici generati a livello tecnico, economico per la rete elettrica: tramite la riduzione delle perdite per trasporto, e mitigando lo squilibrio tra domanda ed offerta.

In ambito energetico tramite la promozione dell'utilizzo di fonti rinnovabile può rappresentare l'opportunità per attirare risorse economiche e generare valore per l'area. Pertanto, la possibilità di accesso ai fondi PNRR, il quale permette lo stanziamento di 2.2 miliardi di euro entro i 2026 per realizzare interventi relativi alle CER. Tali fondi costituiranno la leva principale per realizzare nuovi impianti, coinvolgere professionisti ed imprese locali generando effetti positivi direttamente sul territorio.

In ambito sociale, le comunità energetiche rinnovabili permettono di trasmettere un'educazione ed una formazione minima per quanto riguarda le nozioni energetiche di base riguardanti: la riduzione dei consumi, la condivisione di nereggi, il tentativo di riduzione di emissioni climalteranti.

Le comunità energetiche vedono il coinvolgimento e la partecipazione di molteplici attori all'interno dei vari processi, consente di costruire relazioni vantaggiose tra gli stakeholder e formare risorse locali nel settore energetico allo scopo di creare nuove opportunità di lavoro.

Elenco delle figure

Figura 1 Logo CER Roero.....	9
Figura 2 Logo RECROSSES, Comunità transnazionali per l'energia rinnovabile verso servizi energetici One-Stop-Shop.....	12
Figura 3 Sustainable Development Goals soddisfatti dalle CER	14
Figura 4 Dimensioni chiave per lo sviluppo sostenibile	14
Figura 5 Cambiamento del paradigma energetico, confronto prima dopo	16
Figura 6 Evoluzione Normativa: dall' UE all'Italia	17
Figura 7 Linea temporale dell'evoluzione legislativa, recepimento della direttiva Europea	18
Figura 8 filiera energetica italiana, TERNA	20
Figura 9 Esempio schema energetico del gruppo di autoconsumatori che agisce collettivamente, elaborazione propria.....	22
Figura 10 Schema funzionale CER.....	23
Figura 11 Grafico delle curve di produzione e curve di consumo all'interno della CER.....	25
Figura 12 grafico prezzo zonale orario/ tariffa incentivante.....	29
Figura 13 Mappa interattiva delle cabine primarie del GSE.....	33
Figura 14 Inquadramento territoriale.....	36
Figura 15 Sintesi grafica definizione del caso studio	41
Figura 16 Analisi dei vincoli, individuazione aree soggette a tutela (elaborazione propria su dati del PPR e Rete Natura 2000)	43
Figura 17 Mappatura aree pericolosità frane e pericolosità idraulica (elaborazione propria con dati ISPRA).	45
Figura 18 Analisi dei vincoli, aree soggette a tutela (elaborazione propria su dati PPR e Rete Natura 2000)	47
Figura 19 Rappresentazione superficie rilevata con DSM (Digital Surface model)	49
Figura 20 DSM 5x5, focus su Roero (elaborazione personale)	50
Figura 21 Slope, focus sul Roero (Elaborazione personale).....	51
Figura 22 Aspect, focus sul Roero (Elaborazione propria).....	52
Figura 23 Diagramma solare, con riferimento polare, i raggi uniscono i punti di uguale azimuth, mentre le circonferenze uniscono i punti di uguale altezza.....	55
Figura 24 Diagramma solare, con riferimento cartesiano, gli angoli azimutali e dell'altezza solare sono riportati sugli assi delle ascisse e ordinate	55
Figura 25 Simulazione radiazione solare giornaliera agosto.....	56
Figura 26 Simulazione radiazione solare giornaliera gennaio.....	56
Figura 27 Rappresentazione dell'unione delle mensilità.	57

Figura 28 Radiazione annua, (Elaborazione propria)	58
Figura 29 Cabine primarie Roero, con edificato e comuni (Elaborazione propria).....	63
Figura 30 comuni e cabine primarie.....	67
Figura 31 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Bra	69
Figura 32 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Pocapaglia	70
Figura 33 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Sommariva del Bosco.....	71
Figura 34 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Montaldo Roero.....	72
Figura 35 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Baldissero d'Alba.....	73
Figura 36 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Sommariva Perno.....	74
Figura 37 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Corneliano d'Alba.....	75
Figura 38 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Piobesi d'Alba.....	76
Figura 39 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Monticello d'Alba.....	77
Figura 40 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Santa Vittoria d'Alba	78
Figura 41 Energia producibile da fotovoltaico sulle coperture degli edifici - Ingrandimento sul Comune di Guarene.....	79
Figura 42 Interfaccia PVGIS con caratteristiche di imputazione per il comune di Bra	82
Figura 43 interfaccia PVGIS, con caratteristiche di imputazione per il comune di Bra	83
Figura 44 Servizi pubblici per cabina primaria	105
Figura 45 Interfaccia del portale "Vincoli in rete".....	106
Figura 46 Convenzione per assegnazione esposizione ed angolo azimutale su Google Earth Pro.	108
Figura 47 Interfaccia di registrazione con Google Earth pro	108
Figura 48 Mappatura consumi totali per comune considerando il numero di famiglie (elaborazione propria)	135
Figura 49 Scenario 1, Potenza Massima installabile per comune (elaborazione propria)	145

Figura 50 Scenario 1, produzione con potenza massima installabile per comune (elaborazione propria).....	146
Figura 51 Potenza installabile scenario 2B (Elaborazione propria).....	170
Figura 52 Produzione con potenza installabile ottimizzata, Scenario 2B (elaborazione propria)..	171
Figura 53 Scenario 1, calcolo del SCI% con potenza massima installabile (elaborazione propria)	172
Figura 54 Scenario 2B, calcolo del SCI% con potenza ottimizzata (elaborazione propria)	173
Figura 55 Prezziario GSE, suddiviso per fascia F1-F2-F3.....	177
Figura 56 Mappatura emissioni evitate per cabina primaria, Scenario 2B, consumi membri della CER.	215

Elenco delle tabelle

Tabella 1 Tariffa incentivante secondo DM414/23.....	28
Tabella 2 Fattore correttivo per la zona geografica.	29
Tabella 3 Entità del contributo in conto capitale	31
Tabella 4 giorni cumulativi annuali, e coefficiente di albedo da utilizzare per le rispettive mensilità.	55
Tabella 5 Tabella riassuntiva dei grafici precedenti, rapporto superficie irraggiamento per comune.	60
Tabella 6 Valori di radiazione media annua per comune.	61
Tabella 7 Tabella riassuntiva del numero di edifici per cabina primaria, potenziale fotovoltaico installabile superficie potenzialmente disponibile.	66
Tabella 8 Potenziale fotovoltaico producibile e superficie fotovoltaica installabile per destinazione d'uso	80
Tabella 9 impianti fotovoltaici esistenti per comune	82
Tabella 10 differenza tra potenziale fotovoltaico installabile e potenziale producibile dagli impianti fotovoltaici esistenti.....	84
Tabella 11 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Bra	86
Tabella 12 confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Bra	87
Tabella 13 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Sommariva del Bosco	88
Tabella 14 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Sommariva Del Bosco	89
Tabella 15 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Santa Vittoria d'Alba	90
Tabella 16 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Santa Vittoria d'Alba	91
Tabella 17 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Santa Guarene	92
Tabella 18 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Guarene	93
Tabella 19 ISTAT, Numero famiglie per comune, censimento 2022	94
Tabella 20 Numero famiglie per cabina primaria	95
Tabella 21 Analisi ricavi costi cabina AC001E01065.....	98
Tabella 22 Analisi ricavi costi cabina AC001E01115.....	98
Tabella 23 Analisi ricavi costi cabina AC001E01118	99
Tabella 24 Analisi ricavi costi cabina AC001E01123	99

Tabella 25 Database raccolta dati edifici di utenza comunale	102
Tabella 26 Numero edifici per cabina primaria	102
Tabella 27 Numero edifici per destinazione d'uso e tipologia	103
Tabella 28 Destinazione d'uso edifici vincolati	107
Tabella 29 destinazione d'uso edifici con impianti fotovoltaici	109
Tabella 30 destinazione d'uso "prosumer"	110
Tabella 31 Distribuzione delle utenze per comune e per le rispettive cabine primarie	111
Tabella 32 Consumi specifici municipio di Bra	116
Tabella 33 Esempio tabella delle radiazioni importate da PVGIS ad intervalli di 30°	128
Tabella 34 Esempio tabella delle potenze massime calcolate.	129
Tabella 35 Matrice normalizzata per una settimana tipo del mese di gennaio	130
Tabella 36 Valori prosumer cabina AC001E01118	137
Tabella 37 Valori consumatori cabina AC001E01118	137
Tabella 38 SCI e SSI cabina AC001E01118	138
Tabella 39 Valori prosumer cabina AC001E01115	139
Tabella 40 Valori consumatori cabina AC001E01115	139
Tabella 41 SSC e SSI cabina AC001E01115	140
Tabella 42 Valori prosumer cabina AC001E01123	141
Tabella 43 Valori consumatori cabina AC001E0123	141
Tabella 44 SSCI e SSI cabina AC001E0123	141
Tabella 45 Valori prosumer cabina AC001E01065	142
Tabella 46 Valori consumatori cabina AC001E01065	142
Tabella 47 SCI e SSI cabina AC001E01065	142
Tabella 48 Sintesi dei risultati delle tabelle precedenti	143
Tabella 49 Valori prosumer cabina AC001E01118	152
Tabella 50 Valori consumatori cabina AC001E0118	153
Tabella 51 SCI e SSI cabina AC001E01118	153
Tabella 52 Valori prosumer cabina AC001E01115	154
Tabella 53 Valori per consumer cabina AC001E0115	155
Tabella 54 SCI e SSI cabina AC001E0115	155
Tabella 55 Valori prosumer cabina AC001E0123	156
Tabella 56 Valori consumatori cabina AC001E0123	156
Tabella 57 SCI e SSI cabina AC001E0123	156
Tabella 58 Valori prosumer cabina AC001E01065	157
Tabella 59 Valori consumatori cabina AC001E01065	157
Tabella 60 SCI e SSI cabina AC001E01065	157

Tabella 61 Sintesi dei risultati delle tabelle precedenti	158
Tabella 62 Confronto potenza installabile scenario 1 e scenario 2	159
Tabella 63 Valori prosumer cabina AC001E01118.....	161
Tabella 64 Valori consumatori cabina AC001E01118	161
Tabella 65 Valori prosumer cabina AC001E01115	163
Tabella 66 Valori consumatori cabina AC001E01115.....	164
Tabella 67 SCI e SSI cabina AC001E01115.....	164
Tabella 68 Valori prosumer cabina AC001E01123.....	165
Tabella 69 Valori consumatori cabina AC001E01123	165
Tabella 70 SCI e SSI cabina AC001E01123.....	165
Tabella 71 Valori prosumer cabina AC001E01065.....	166
Tabella 72 Valori consumatori cabina AC001E01065.....	166
Tabella 73 SCI e SSI cabina AC001E01065	166
Tabella 74 Sintesi valori scenario 2B	167
Tabella 75 Analisi variazione famiglie.....	168
Tabella 76 Analisi variazione altri enti.....	168
Tabella 77 Analisi variazione colonnine.....	168
Tabella 78 Coefficienti di ricavo, tariffe incentivanti.....	175
Tabella 79 coefficienti di costo per quantificazione CAPEX ed OPEX	179
Tabella 80 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01118, scenario 1.....	181
Tabella 81 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01115, scenario 1	181
Tabella 82 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01123, scenario 1.....	182
Tabella 83 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01065, scenario 1.....	182
Tabella 84 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01118, Scenario 2B	184
Tabella 85 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01115, Scenario 2B	185
Tabella 86 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01123, scenario 2B	186
Tabella 87 Costi OPEX, CAPEX cabina AC001E01065, Scenario 2B.....	186
Tabella 88 Confronto scenario 1 e 2B	187
Tabella 89 Ricavi cabina AC001E01118, scenario 1	188
Tabella 90 Ricavi cabina AC001E01115, scenario 1	189
Tabella 91 Ricavi cabina AC001E01123, scenario 1	190
Tabella 92 Ricavi cabina AC001E01065, scenario 1	190
Tabella 93 Ricavi cabina AC001E01118, Scenario 2B.....	191
Tabella 94 Ricavi cabina AC001E01115, Scenario 2B.....	192
Tabella 95 Ricavi cabina AC001E01123, Scenario 2B.....	193
Tabella 96 Ricavo per cabina AC001E01065, Scenario 2B	193

Tabella 97 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01118, scenario 2B	196
Tabella 98 Confronto tempi di ritorno, cabina AC001E01115, Scenario 2B	198
Tabella 99 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01123	200
Tabella 100 Calcolo VAN e IRR, cabina AC100E1065	205
Tabella 101 Calcolo VAN e IRR, Cabina AC001E01115	206
Tabella 102 Calcolo VAN e IIR, cabina AC001E01118	207
Tabella 103 Calcolo VAN e IRR, cabina AC001E01123.....	208
Tabella 104 Coefficienti di emissione.....	210
Tabella 105 Emissioni evitate scenario 2B, considerando i consumi dei membri della CER.....	211
Tabella 106 Emissioni evitati scenario 1, considerando i consumi dei membri della CER.....	212
Tabella 107 Numero famiglie per comune e per cabina	212
Tabella 108 Numero di famiglie per cabina primaria	213
Tabella 109 Emissioni evitate scenario 2B, considerando i consumi di tutte le famiglie presenti all'interno delle cabine primarie.	213
Tabella 110 Emissioni evitate scenario 1, considerando i consumi di tutte le famiglie presenti all'interno delle cabine primarie.	213

Elenco dei grafici

Grafico 1 Rapporto irraggiamento solare con superficie del territorio comunale.....	59
Grafico 2 Somma delle radiazioni solari mensili per comune	59
Grafico 3 Radiazione solare media annua.....	60
Grafico 4 Andamento della radiazione solare media mensile nell'arco di un anno	61
Grafico 5 Superficie per destinazione d'uso	63
Grafico 6 Superficie edifici per cabina primaria	64
Grafico 7 Energia producibile per cabine	66
Grafico 8 grafico a torta, energia producibile per comune.....	68
Grafico 9 Energia producibile da impianti PV esistenti (2) ed energia producibile da edifici comunali (1)	84
Grafico 10 Confronto valori radiazione media giornaliera mensile, PVGIS-QGIS, comune di BRA..	86
Grafico 11 confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Bra	87
Grafico 12 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Sommariva del Bosco	88
Grafico 13 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Sommariva Del Bosco	89
Grafico 14 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Santa Vittoria d'Alba	90
Grafico 15 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Santa Vittoria d'Alba	91
Grafico 16 Confronto valori di radiazione media giornaliera, PVGIS-QGIS, comune di Guarene	92
Grafico 17 Confronto PVGIS-GSA-QGIS, radiazione media annua, comune di Guarene	93
Grafico 18 Destinazione d'uso edifici vincolati	107
Grafico 19 Destinazione d'uso edifici con impianti fotovoltaici esistenti	109
Grafico 20 Destinazione d'uso dei "prosumer"	110
Grafico 21 numero di "prosumer per cabina primaria, suddivisi per comune.....	111
Grafico 22 Profili orari dei prelievi puri dei clienti finali domestici	114
Grafico 23 Profili orari dei punti dei prelievi per la ricarica dei veicoli elettrici	114
Grafico 24 Profili orari dei consumi non domestici	115
Grafico 25 Andamento dei consumi nei giorni feriali, di un mese generico.....	116
Grafico 26 Andamento dei consumi del sabato, di un mese generico.....	117
Grafico 27 Andamento dei consumi della domenica, di un mese generico	117
Grafico 28 Consumi tipo Alloggio kWh/mese.....	118
Grafico 29 Consumi tipo Biblioteca kWh/mese	119

Grafico 30 Consumi generici campo sportivo, kWh/mese	119
Grafico 31 Consumi tipo cimitero, kWh/mese.....	120
Grafico 32 Consumo tipo centro anziani, kWh/mese	120
Grafico 33 Consumi tipo scuole, kWh/mese.....	121
Grafico 34 Consumo tipo municipio, kWh/mese	121
Grafico 35 Consumo tipo museo, kWh/mese.....	122
Grafico 36 Profilo orario della radiazione solare del 2022, PVGIS su impianto standard da 1 kW ..	124
Grafico 37 Autoconsumo (SCI) ed autosufficienza (SSI)	127
Grafico 38 Andamento dei consumi domestici nell'arco di un giorno tipo.....	132
Grafico 39 Andamento dei consumi di altri enti nell'arco di un giorno tipo.	132
Grafico 40 Andamento dei consumi di colonnine di ricarica di mezzi elettrici.	133
Grafico 41 Confronto tra cabine primarie	143
Grafico 42 Andamento curva di SCI all'aumentare della taglia dell'impianto.....	147
Grafico 43 Andamento della curva di SSF all'aumentare della taglia dell'impianto.....	148
Grafico 44 Selezione della taglia ottimale nell' intersezione delle curve di SC e SS.....	149
Grafico 45 $P > C$, situazione di surplus energetico.	151
Grafico 46 $C > P$, situazione di deficit energetico, la produzione non soddisfa il fabbisogno.	151
Grafico 47 $P = C$, non è presente spreco energetico.	151
Grafico 48 Confronto tra cabine primarie.....	158
Grafico 49 Confronto potenza installabile scenario 1 e 2A	159
Grafico 50 SCI e SSI cabina AC001E01118.....	162
Grafico 51 Confronto tra cabine scenario 2B.....	167
Grafico 52 Confronto variazione famiglie	168
Grafico 53 Confronto variazione altri enti	168
Grafico 54 Confronto colonnine di ricarica	168
Grafico 55 Distribuzione ricavi cabina AC001E01118	175
Grafico 56 Distribuzione ricavi cabina AC001E01065	176
Grafico 57 Distribuzione ricavi cabina AC001E01123.....	176
Grafico 58 Distribuzione ricavi cabina AC001E01115	176
Grafico 59 Confronto tra potenza scenario 1 e 2B	187
Grafico 60 Confronto costi scenario 1 e 2B.....	187
Grafico 61 Incidenza delle tariffe sui ricavi totali.....	194
Grafico 62 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01118	196
Grafico 63 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01115.....	199
Grafico 64 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E0123	200
Grafico 66 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01065	201

Grafico 65 Confronto tempi di ritorno cabina AC001E01065	201
Grafico 67 Curva VAN, cabina AC001E01065	205
Grafico 68 Curva VAN, cabina AC001E01115	206
Grafico 69 Curva VAN, Cabina AC001E01118	207
Grafico 70 Curva VAN, cabina AC001E01123	208
Grafico 71 numero di famiglie per comune	212

Bibliografia

- [1] Sorgenia, «Sorgenia,» 22 02 2023. [Online]. Available: <https://www.sorgenia.it/guida-energia/comunita-energetiche#section-27850>.
- [2] GSE, «GSE- Gestore Servizi Energetici,» 9 5 2024. [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/le-comunita-energetiche-rinnovabili-in-pillole>.
- [3] Enel, «Enel Energia,» 9 5 2024. [Online]. Available: <https://www.enelx.com/it/it/storie/2020/05/comunita-energetiche-cosa-sono>.
- [4] V. community, «Valore community l'energia per la tua casa,» 17 07 2024. [Online]. Available: <https://www.valorecommunity.it/blog/cabina-primaria-cose-e-quale-ruolo-gioca-nelle-comunita-energetiche/>.
- [5] ARERA, «ARERA Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente,» 17 07 2024. [Online]. Available: <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici>.
- [6] GSA, «Global Solar Atlas,» 24 luglio 2024. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map?c=44.771135,7.783477,19&s=44.771357,7.784266&m=site&pv=small,180,38,1>.
- [7] GSE, «Tariffe a copertura del servizio,» 24 07 2024. [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato/tariffe-e-copertura-del-servizio>.
- [8] GME, «GESTORE MERCATI ENERGETICI,» 09 08 2024. [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/it/>.
- [9] ISTAT, «ISTAT- Istituto nazionale di statistica,» 09 08 2024. [Online]. Available: <https://www.istat.it/comunicato-stampa/censimento-permanente-2021-caratteristiche-delle-abitazioni/>.
- [10] M. d. i. e. d. trasporti, «Ministero delle infrastrutture e dei trasporti,» 09 08 2024. [Online]. Available: https://mit.gov.it/sites/default/files/media/notizia/2017-07/Linee%20Guida%20Val%20OO%20PP_01%2006%202017.pdf.
- [11] Interreg, «Interreg France - Italia ALCOTRA,» 11 08 2024. [Online]. Available: <https://www.interreg-alcotra.eu/it/recrosses-comunita-transnazionali-lenergia-rinnovabile-verso-servizi-energetici-one-stop-shop>.

- A. p. l. c. Territoriale, «Agenzia per la coesione territoriale,» 12 8 2024. [Online]. Available:
 [12] <https://www.agenziacoesione.gov.it/wp-content/uploads/2020/04/agenda-2030-card-17-goals.pdf>.
- G. G. 8. R. Manual, «Geographic Resources Analysis Support System,» 19 08 2024. [Online]. Available: <https://grass.osgeo.org/grass84/manuals/r.sun.html>.
 [13]
- G. Piemonte, «GEO PIEMONTE,» 20 08 2024. [Online]. Available: <https://www.geoportale.piemonte.it/visregpigo/>.
 [14]
- G. PIEMONTE, «GEOPORTALE PIEMONTE,» 20 08 024. [Online]. Available: <https://www.geoportale.piemonte.it/visregpigo/>.
 [15]
- ISPRA, «ISPRA, "Rapporto ISPRA 2020- Fattori di emissione atmosferica di gas effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali paesi Europei",» 28 08 2024. [Online]. Available:
 [16] https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317_2020.pdf
 ..
- «. C. e. A. c. a. s. n. a. l. d. n. RSE, «CER e Autoconsumo collettivo: alcune simulazioni numeriche alla luce della nuova regolazione,» 28 08 2024. [Online]. Available: <https://dossierse.it/19-2023-cer-e-autoconsumo-collettivo-alcune-simulazioni-numeriche-alla-luce-della-nuova-regolazione/>.
 [17]
- U. N.-. D. o. E. a. S. Affairs, «Department of Economic and Social Affairs,» 28 08 2024. [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/goals>.
 [18]
- Terna, «Terna Driving Energy,» 28 08 2024. [Online]. Available: <https://www.terna.it/en/electric-system/terna-role/how-electricity-system-works>.
 [19]
- I.-. I. E. Agency, «IEA-International Energy Agency,» 29 08 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/electricity>.
 [20]
- E. Commission, «European Commission,» 29 08 2024. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/index_en.
 [21]
- I. -. I. R. E. Agency, «Irena - International Renewable Energy Agency,» 29 08 2024. [Online]. Available: <https://www.irena.org/>.
 [22]
- D. S. Jochen Linssen, «Integration of Renewable energy with grid and storage implementation,» 29 08 2024. [Online]. Available: <https://publications.rwth-aachen.de/record/796332/files/796332.pdf>.
 [23]
- E. P. spa, «Studio di fattibilità tecnico economica C.E.R. "Dora 5 laghi",» Torino, 2023.
 [24]
- E. Park, «Studio di fattibilità tecnico economica C.E.R. "Dora 5 Laghi",» Torino, 2023.
 [25]

- [26] I.-. F.-I. ALCOTRA, «RECROSSES, Comunità transnazionali per l'energia rinnovabile verso servizi energetici One-Stop-Shop,» 30 08 2024. [Online]. Available: <https://www.interreg-alcotra.eu/it/recrosses-comunita-transnazionali-lenergia-rinnovabile-verso-servizi-energetici-one-stop-shop>.
- [27] G.-. G. E. COMunity, «Le comunità energetiche in Italia- una guida per orientare i cittadini nel nuovo mercato dell'energia,» Torino, 2023.
- [28] S. G. A. InfinityHub, «Comunità energetiche e smart grid,» I libri di Ca' Foscari, 30 09 2023. [Online]. Available: <https://edizionicafoscari.unive.it/media/pdf/books/978-88-6969-700-5/978-88-6969-700-5-ch-08.pdf>.
- [29] E. energia, «Enel X,» Enel X, 02 09 2024. [Online]. Available: <https://www.enelx.com/it/it/istituzioni/citta-digitale/comunita-energetiche>.
- [30] Z. CO2, «Zero CO2,» Zero CO2, 01 09 2024. [Online]. Available: <https://zeroco2.eco/it/magazine/sostenibilita-aziendale/co2-equivalente-co2e/>.
- [31] GSE, «GSE- Gruppi di autoconsumatori e gruppi di autoconsumatori, profili di prelievo ed immissione 2024,» GSE, 03 09 2024. [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/comunita-di-energia-rinnovabile-e-gruppi-di-autoconsumatori-pubblicati-i-profil-standard-per-prelievo-e-immissione-2024>.
- [32] A. S. D. e. i. M. Cornaglia, «Comunità energetiche rinnovabili webinar Unioncamere Piemonte,» in *Comunità Energetiche Rinnovabili: contesto normativo*, Torino, 2024.
- [33] A. S. D. e. i. M. Cornaglia, «Comunità energetiche rinnovabili webinar Unioncamere Piemonte,» in *Comunità energetiche rinnovabili: incentivi e contesto normativo*, Torino, 2024.
- [34] B. Cecilia, «Studio di fattibilità tecnico economica "C.E.R. Dora 5laghi",» Torino, 2022.
- [35] NT24.it, «nt24.it- novità tecniche per il settore elettrico,» nt24.it- novità tecniche per il settore elettrico, 04 09 24. [Online]. Available: <https://nt24.it/2023/02/comunita-energetiche/#:~:text=Da%20un%20punto%20di%20vista%20pratico,%20ogni%20membro%20della%20comunit%C3%A0>.
- [36] G. u. d. r. italiana, «Gazzetta ufficiale della repubblica italiana,» Gazzetta ufficiale della repubblica italiana, 04 09 2024. [Online]. Available: https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaArticolo?art.versione=1.
- [37] Unioncamere, «Piccole e medie imprese, grandi energie, guida alle comunità energetiche rinnovabili,» Consorzio per l'innovazione tecnologica, 05 09 2024. [Online]. Available: https://www.mn.camcom.gov.it/files/PromozioneFinanziamenti/GUIDA_CER_2023.pdf.

- Enebrain, «Principali novità sulle comunità energetiche: recepimento RED II e IEM,»
- [38] Enebrain, 05 09 2024. [Online]. Available: <https://www.enerbrain.com/recepimento-red-ii-iem/>.
- R. Piemonte, «Regione Piemonte,» Regione Piemonte, 10 09 2024. [Online]. Available:
- [39] <https://www.regione.piemonte.it/web/temi/ambiente-territorio/paesaggio/piano-paesaggistico-regionale-ppr>.
- R. Piemonte, «Piano Paesaggistico Regionale,» Regione Piemonte, 10 09 2024. [Online].
- [40] Available: https://webgis.arpa.piemonte.it/ppr_storymap_webapp/.
- ISPRA, «Geocorsi-Dataset ISPRA,» Geocorsi-Dataset ISPRA, 10 09 2024. [Online]. Available:
- [41] <https://www.geocorsi.it/N1153/dataset-ispra-mosaicature-nazionali-di-pericolosita-in-open-data.html>.