

POLITECNICO DI TORINO

**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare
Dipartimento Energia (DENERG)**

Tesi di Laurea Magistrale

**Studio di fattibilità della comunità energetica
di Pinerolo**



Relatore

Prof.ssa Guglielmina Mutani

Correlatore

Prof. Angelo Tartaglia

Candidato

Gaetano Scardino

A.A. 2017/18

Ringraziamenti

Il primo ringraziamento va sicuramente rivolto alla mia famiglia, che mi ha aiutato in tutte le fasi della mia vita da studente, a raggiungere questo obiettivo così prestigioso, dandomi sempre tutto il supporto di cui ho avuto bisogno.

Ringrazio moltissimo la mia ragazza Fabiola, ormai presente da tanti anni nella mia vita e che mi ha sempre sostenuto in tutte le mie scelte, anche quella difficile e impegnativa di continuare gli studi in una nuova ed inedita città come Torino, lontano da tutti gli affetti di cui una persona necessita.

Ringrazio mia nonna per tutto quello che ha fatto e che continua a fare nonostante la sua non più tanto giovane età.

Ringrazio gli amici di sempre, che ormai posso definire parte integrante della mia famiglia e che si sono sempre fatti trovare pronti ad ogni richiesta di aiuto anche dal punto di vista universitario, ma anche e soprattutto di gioia e spensieratezza.

Ringrazio i miei coinquilini che hanno condiviso con me questa esperienza lontano da casa e che mi hanno permesso di ambientarmi in così poco tempo in una realtà completamente diversa, facendomi sentire veramente a casa e sono convinto che l'amicizia qui creata possa continuare anche alla fine di questo percorso.

Ringrazio infine la professoressa Mutani e tutto il team di ricerca per avermi permesso di far parte di questo progetto.

Abstract (Eng)

This thesis work describes and analyzes the main energy communities that have been created in the other countries of the European Union and the historical communities present in Italy. Then, we present the case study of Pinerolo, paying attention to the morphology of the territory and the geo-location of future members of the communities, which are divided into consumers, producers and prosumers (producer/consumer). The current legislative framework is described, briefly discussing the recently approved regional law in Piedmont, and explains the methodology developed to carry out the preliminary study for the realization of new communities. The energy community in Pinerolo area was evaluated in detail with its electricity and heat demand and the power production with the available renewable energy sources; annual, monthly and hourly data about energy consumption have been collected to evaluate also the load curves and power peaks. Finally, global and specific indicators of an economic, environmental and energy nature have been evaluated in order to make short and long-term forecasts.

Abstract (Ita)

In questo lavoro di tesi vengono descritte e analizzate le principali Comunità Energetiche che sono state realizzate negli altri paesi dell'Unione Europea e vengono poi citate le comunità storiche presenti in Italia. Si presenta poi il caso studio di Pinerolo, prestando attenzione alla morfologia del territorio e alla geo-localizzazione dei futuri soci delle comunità, che si dividono in consumatori, produttori e prosumers (produttore/consumatore). Si descrive il quadro legislativo vigente, discutendo brevemente la legge regionale di recente approvazione in Piemonte, e si espone la metodologia elaborata per effettuare lo studio preliminare atto alla realizzazione delle suddette comunità. Si analizzano dettagliatamente i fabbisogni di energia elettrica e termica e la produzione localizzata nell'area del Pinerolese, entrando nel dettaglio di alcune curve di carico per quantificare i picchi di potenza elettrica attuali. Si identificano, infine, degli indicatori globali e specifici di natura economica, ambientale ed energetica per poter effettuare previsioni sul breve e lungo periodo.

Indice

Introduzione	5
1. Le comunità energetiche	7
1.1 Definizione e caratteristiche principali.....	7
1.2 Le comunità energetiche rinnovabili	9
1.3 Come creare una comunità energetica: pianificazione energetica comunitaria	11
1.4 Le comunità energetiche nel mondo.....	13
1.4.1 Middlegrunden Wind Farm	17
1.4.2 Hvide Sande Wind Farm	18
1.4.3 Bionergy Village Juhnde	19
1.5 Le comunità energetiche in Italia	20
1.5.1 La cooperativa energetica dei comuni della Carnia.....	20
1.5.2 La cooperativa E-Werk PRAD nel Comune di Prato allo Stelvio.....	21
1.5.3 La cooperativa energetica di Melpignano	22
2. Il contesto legislativo europeo ed italiano in materia di Energia e Ambiente	24
2.1 Legge Regionale e le Oil Free Zone	27
2.2 Perché realizzare una comunità energetica in Piemonte: i benefici	29
2.2.1 Benefici per il sistema nazionale	30
2.2.2 Benefici per il territorio	31
2.2.3 Benefici per gli utenti	31
3. Studio di fattibilità della comunità energetica di Pinerolo	33
3.1 Caso studio	33
3.2 Metodologia di analisi	39
3.3 Analisi dei consumi elettrici e termici attuali	45
3.3.1 Elaborazione dei dati di fabbisogno di energia elettrica mensile	51
3.3.2 Elaborazione dei dati di fabbisogno di energia termica mensile	55

3.4 Analisi della produzione di energia locale	61
3.5 Confronto tra produzione e fabbisogno	67
3.5.1 Valutazioni sulla potenza elettrica installata nel Pinerolese.....	71
3.6 Curve di carico.....	78
4 Indicatori di prestazione	89
4.1 Indicatori di prestazione energetica.....	93
4.1.1 Autoconsumo.....	96
4.1.2 Autonomia Energetica	103
4.1.3 Penetrazione delle fonti di energia rinnovabile	107
4.2 Indicatori di prestazione economica.....	113
Conclusioni	115
Bibliografia e sitografia.....	118

Introduzione

Il consumo eccessivo di combustibili fossili tradizionali quali carbone, petrolio e gas naturale che da decenni si protrae su larga scala, si trova ormai di fronte ad un'imminente ed inevitabile diminuzione. I motivi che conducono ad una parziale sostituzione di tali fonti energetiche stanno innanzitutto nella necessità di ridurre le emissioni di CO₂, SO_x, NO_x e PM10 in atmosfera, responsabili dei cambiamenti climatici e degli eventi meteorologici estremi che siamo sempre più abituati a vedere in tutto il pianeta, oltre che in ovvi fattori quali l'esaurimento di molti giacimenti naturali che hanno permesso finora un'estrazione economicamente competitiva. Da un'indagine dell'IEA, si calcola che attualmente il fabbisogno annuo globale ammonta a circa di 150·10³ TWh, ovvero quasi 13 Gtep, dei quali circa il 77% viene soddisfatto mediante produzione da fonti fossili. Tali combustibili sono responsabili dell'immissione in atmosfera di circa 25 Gton di CO₂/anno, causa a sua volta dell'effetto serra.

In aggiunta si evidenzia che la richiesta mondiale di energia si è mostrata in continuo aumento a causa della costante crescita della popolazione globale e dell'industrializzazione che si sta particolarmente intensificando nei paesi emergenti (Cina, India, Sudafrica e Brasile) e di recente industrializzazione (Messico, Turchia, paesi del Sud-est asiatico e dell'Africa mediterranea).

In questo quadro globale, la diffusione delle fonti di energia rinnovabile e della generazione distribuita, associata alla nascita del “*prosumer*” (produttore e consumatore), richiede un'evoluzione nel modo in cui produciamo, condividiamo e consumiamo energia. Questo “nuovo” approccio si basa sulla creazione di piani energetici comunitari, dando quindi la possibilità alle comunità locali di prendere decisioni e intraprendere azioni che normalmente vengono prese da agenzie regionali o nazionali in modo più consapevole e rispettando maggiormente il territorio.

La produzione di energia sta diventando bi-direzionale, non più centralizzata e in questo nuovo rapporto tra *prosumer* e l'ente distributore di energia, le Comunità Energetiche assumono un ruolo chiave, incrementando l'autosufficienza energetica e contribuendo a ridurre i costi unitari dell'energia.

Nella prima parte del lavoro verrà presentata una panoramica generale sulle comunità energetiche e i processi che portano alla loro realizzazione concreta; verranno descritti alcuni esempi di comunità esistenti in Europa ed in Italia, con particolare attenzione agli impianti e

alle tecnologie utilizzate e ai benefici di carattere economico, sociale ed ambientale a cui esse hanno portato.

Nella seconda parte verrà analizzato il quadro legislativo e normativo europeo ed italiano in cui le comunità si inseriscono, con particolare attenzione alla Legge della regione Piemonte di recente approvazione e alla legge nazionale che fa riferimento alle *Oil Free Zone*, per comprendere il percorso giuridico da intraprendere nelle fasi preliminari della realizzazione di una nuova comunità in Piemonte; verranno inoltre descritti i benefici che il territorio potrà ottenere a seguito della operatività della stessa.

Nella terza parte, si descriverà il caso studio di Pinerolo e le 11 aziende coinvolte, caratterizzandole dal punto di vista economico ed energetico; verranno effettuati dei bilanci energetici per calcolare il fabbisogno complessivo di energia termica ed elettrica della comunità confrontandolo con la potenza elettrica attualmente prodotta tra i membri per calcolare l'attuale autosufficienza energetica; si analizzeranno le curve di carico elettrico al fine di quantificare il carico di picco e le fluttuazioni del fabbisogno settimanali e stagionali.

Nella quarta parte verranno identificati e calcolati degli indicatori di prestazione energetica ed economica, utili a confrontare le aziende attualmente coinvolte e quelle che si uniranno al progetto nelle sue fasi future, in modo tale da identificare i soggetti più virtuosi e quelli che necessitano di interventi di ottimizzazione; tra tali indicatori si identifica l'autoconsumo globale della comunità che viene esplicitamente citato nel testo di legge regionale.

L'obiettivo finale di questo lavoro è di creare un modello di analisi dei dati di tutti i soggetti che faranno parte della Comunità Energetica di Pinerolo e di porre le basi tecniche per la definitiva realizzazione della comunità.

1. Le comunità energetiche

1.1 Definizione e caratteristiche principali

Il concetto di *Energy Community* fa riferimento ad un insieme di utenze energetiche di qualsivoglia natura (elettriche, termiche o entrambe), che decidono di effettuare scelte comuni dal punto di vista del soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, al fine di ottenere dei benefici che possono essere di natura economica, ambientale e sociale, tramite una gestione più efficiente delle proprie risorse. Tali benefici vengono raggiunti passando da una gestione dell'energia da "individuale" a "collegiale".

Le categorie di utenze energetiche potenzialmente interessate a costituirsi parte di una Energy Community sono classificabili in:

- Utenze in ambito residenziale (condomini e complessi residenziali);
- Utenze in ambito industriale (aree industriali o distretti industriali);
- Utenze in ambito terziario (centri commerciali, ospedali, aeroporti).
- Utenze in ambito pubblico (comuni, uffici della pubblica amministrazione, regioni)

Le Energy Community possono quindi essere *omogenee*, nel caso in cui tutte le utenze che ne fanno parte sono della medesima categoria, oppure *miste*, quando appartengono a categorie differenti.

Da queste categorie di utenze si evince che una comunità comprende soggetti pubblici e privati che si uniscono formando dei consorzi o delle cooperative atti a gestire collettivamente le proprie risorse energetiche, acquisendo una parziale o totale autosufficienza dal punto di vista energetico.

I principali benefici, che traggono gli utenti facenti parte delle comunità, sono legati all'utilizzo dell'energia; questo tipo di gestione comunitaria permette un miglioramento del servizio con una riduzione delle interruzioni indesiderate, un miglioramento della gestione della rete, il dispacciamento in tempo reale delle risorse locali massimizzando l'autoconsumo, e un evidente riduzione del costo unitario dell'energia legato al trasporto della stessa.

Oltre ai sopracitati benefici per gli utenti che aderiscono alla comunità, esistono evidenti vantaggi anche per il sistema in generale, rendendo questo approccio collegiale ancora più vantaggioso. Si fa riferimento in primo luogo ai benefici per il sistema elettrico nazionale, in quanto si riescono a diminuire le grosse perdite legate al trasporto di energia da una regione ad

un'altra, riducendo così i carichi sempre più frequenti negli ultimi anni. Un altro vantaggio è il miglior utilizzo e gestione delle infrastrutture di trasmissione, distribuzione e benefici per il sistema Paese, contribuendo alla riduzione della dipendenza energetica da altri paesi esteri [1].

Oltre al concetto di Energy Community, risulta interessante trattare quello di *Integrated community energy systems* (ICES), che Mendes [2] definisce come un approccio innovativo e poliedrico per sopperire al fabbisogno energetico di una comunità locale attraverso mezzi come la co-generazione ad alta efficienza, la tri-generazione e l'utilizzo di tecnologie rinnovabili accoppiate con sistemi di accumulo.

Attualmente le comunità locali vengono rifornite da sistemi energetici centralizzati, generalmente di grossa taglia come grandi centrali termoelettriche e nucleari. Questa architettura dall'alto verso il basso (top-down) è causata dalla presenza di economie di scala ben sviluppate legate all'utilizzo di combustibili tradizionali come il carbone e il gas naturale.

Il progresso tecnologico ha tuttavia spostato la produzione e il consumo di energia verso il concetto di *smart grid*, che assume un'importanza sempre maggiore considerando inoltre, la mitigazione dei cambiamenti climatici a cui esso può portare.

I sistemi energetici si stanno quindi evolvendo in sistemi ibridi, non più unidirezionali dalla centrale all'utente (top-down), ma anche in senso opposto (bottom-up), permettendo lo sviluppo delle EC e delle ICES [3]. Questo nuovo assetto multidirezionale dell'energia, soprattutto con l'avvento delle tecnologie rinnovabili, come i pannelli fotovoltaici che permettono la micro generazione, apre nuove problematiche nella gestione della rete di trasmissione; questi problemi possono essere risolti attraverso massicci investimenti nel potenziamento della stessa, con ulteriori aumenti nel costo dell'energia, oppure, attraverso lo sviluppo di comunità energetiche locali che limitano al minimo l'utilizzo della rete nazionale. In questo contesto socio-politico lo studio e la creazione di queste comunità ricoprono un ruolo chiave [4].

Tali sistemi innovativi possono essere classificati in gruppi differenti in base alle loro attività, dimensione, tipo di connessione con la rete ed ente promotore, come si evince dalla tabella 1. Per quanto riguarda le attività, esse possono essere divise in generazione locale, accumulo e copertura della domanda e gestione e scambio dell'energia collettivi. Idealmente i sistemi ICES dovrebbero comprendere tutte queste attività ma le comunità possono anche sceglierne soltanto alcune. In termini di scala, esistono ICES di diversa grandezza, comprendenti intere regioni, città, quartieri o singoli edifici. Un'ulteriore distinzione può essere basata sul collegamento alla rete [5]. Queste comunità vengono anche classificate in base

all'ente promotore che può essere il governo (nazionale o locale), una co-operativa di cittadini o un'azienda privata [6].

Tabella 1 - Classificazione ICES [4]

Prospettiva	Categorie	Riferimenti bibliografici
Attività	Generazione locale, accumulo e copertura della domanda	[6]
	Gestione energetica collettiva (acquisto e/o vendita)	
Scala	Grande: città, regione	[7] [8] [9]
	Media: quartieri	
	Piccola: edifici	
Collegamento con la rete	Off-grid (indipendente)	[5]
	On grid (collegata)	
Promotore	Governo	[6]
	Cittadini	
	Azienda privata	

1.2 Le comunità energetiche rinnovabili

Tra tutte le comunità energetiche, il sottoinsieme delle comunità energetiche rinnovabili (*Community Renewable Energy*), ha ricoperto e continua a ricoprire un ruolo fondamentale. Globalmente, ne esistono migliaia in tutto il mondo e il numero è in continua crescita; esempi ben sviluppati sono presenti in Scozia, Australia, USA, Germania, Danimarca e Regno Unito e, anche se posseggono caratteristiche differenti l'un'altra, tutte contribuiscono ad un miglioramento dell'economia dell'area interessata [10].

Walker e Devine-Wright hanno effettuato numerose ricerche che riguardano queste comunità, e hanno sottolineato due aspetti fondamentali che rendono distintive le comunità energetiche rinnovabili: processi e benefici (processes and outcomes) [11]. I due studiosi hanno messo in risalto che il termine comunità non riguarda solamente uno spazio fisico o la scelta di una particolare tecnologia, ma principalmente l'approccio da adottare fin dalle prime fasi di progettazione.

Per processi si intende chi ha voluto sviluppare il progetto, chi possiede il potere decisionale e come le persone vengono coinvolte durante tutta la vita del progetto, per benefici invece, si

fa riferimento a chi è rivolto il progetto, cioè chi trarrà un guadagno dalla realizzazione e in quale misura.

Queste comunità oltre ai sopracitati vantaggi che caratterizzano le comunità energetiche, posseggono ulteriori benefici legati all'utilizzo di tecnologie rinnovabili, quali la possibilità di attingere ai sussidi statali e/o regionali, o alla drastica riduzione delle emissioni inquinanti legate all'utilizzo di combustibili fossili. Anche in questo caso, le comunità differiscono per dimensioni, tecnologie utilizzate e per tipo di collegamento alla rete.

Sono stati effettuati numerosi studi riguardanti le motivazioni principali che possono portare alla realizzazione di un progetto simile; di questi, uno ne identifica 22 di carattere sociale, economico, politico, ambientale e tecnologico [10], come si può vedere nello schema seguente:

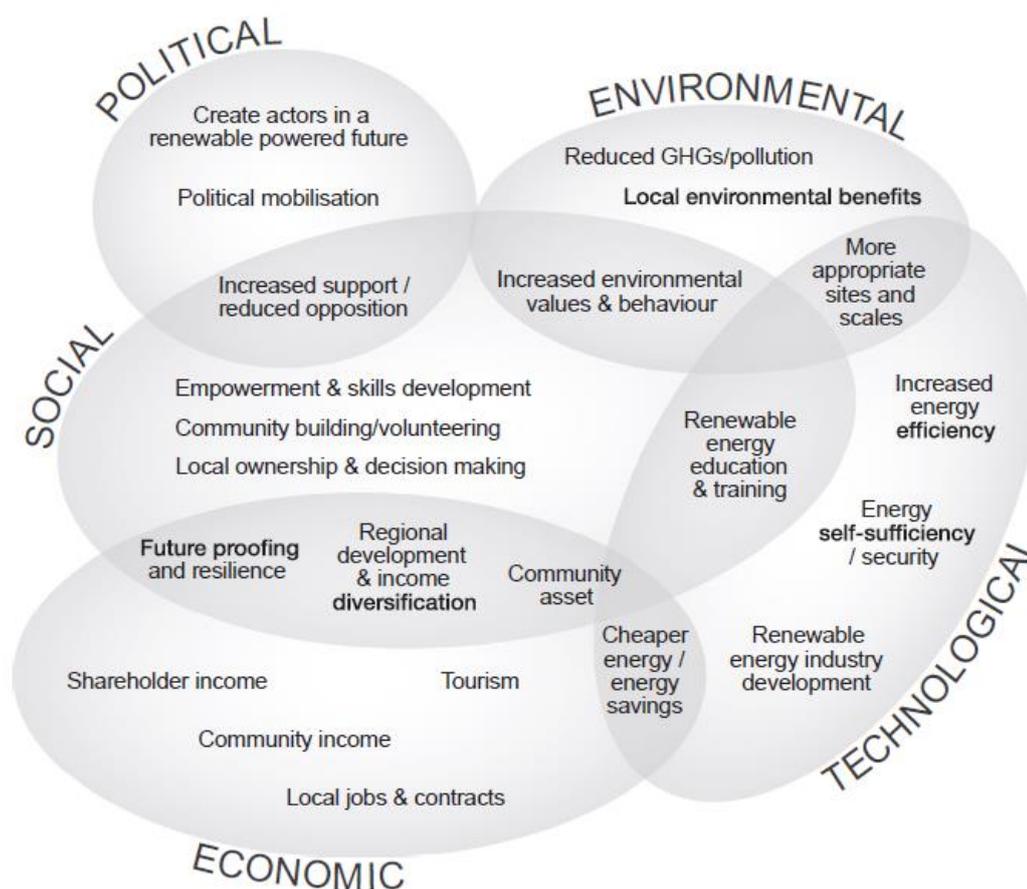


Figura 1 - Motivazioni principali per la realizzazione di una CRE [10]

Come si evince dallo schema, esistono alcuni aspetti chiave che rientrano in due o più macro-sezioni: il risparmio energetico, un minor costo dell'energia, la scelta di un sito specifico o la scala del progetto. L'analisi dettagliata di tutti questi aspetti porta alla realizzazione di un progetto completo ed efficace.

Durante la fase di progetto si hanno a disposizione svariate possibilità legate alla taglia complessiva della comunità, e alle scelte tecnologiche da adottare. Esse dipendono principalmente dalle caratteristiche del sito scelto per la realizzazione, ovvero dalle tipologie di risorse presenti (eolica, solare, idroelettrica o bioenergetica) e in che misura.

Dopo questa prima fase si effettuano analisi economiche legate alla tecnologia scelta per verificare la competitività del progetto. Come si può immaginare, questa è una fase molto importante e giustifica la scelta, soprattutto nelle prime comunità, di utilizzare come risorsa energetica quella eolica che presentava un minor costo per kWh prodotto. Recentemente, con la diminuzione dei costi, si è passati ad uno sviluppo massiccio del solare fotovoltaico, che permette una maggiore modularità ed è utilizzabile in molte regioni del mondo. Ultimo, ma non per importanza, è l'aspetto legato alle istituzioni, cioè alla possibilità di incentivazione economica e/o fiscale che permette di scegliere un sito rispetto ad un altro [10].

1.3 Come creare una comunità energetica: pianificazione energetica comunitaria

Quando si vuole creare una comunità energetica si deve iniziare una fase preliminare di studio che comprende la pianificazione energetica comunitaria (*PEC community energy planning*), e consiste essenzialmente nel miglioramento dei sistemi energetici esistenti e nell'ottimizzazione dei loro consumi, raggiungendo elevate efficienze globali. Il PEC gioca quindi un ruolo chiave anche per aumentare la diffusione di energia da fonte rinnovabile e sostenibile, e per la costruzione di città green con minor emissione di gas serra [12].

Il PEC include non soltanto la progettazione del sistema energetico della comunità e le infrastrutture coinvolte, ma anche tutte le questioni legate all'energia all'interno delle comunità, come la creazione di un target di consumo per tutti i membri, la scelta delle risorse e le tecnologie energetiche da adottare. A questo punto è importante notare che una pianificazione energetica tradizionale (*primary energy planning*) è sempre utile nelle prime fasi della progettazione, seguita appunto dal PEC; la pianificazione energetica tradizionale è di tipo "lato offerta", mentre il PEC "lato domanda". Le principali differenze tra i due sono visibili nella seguente figura [12].

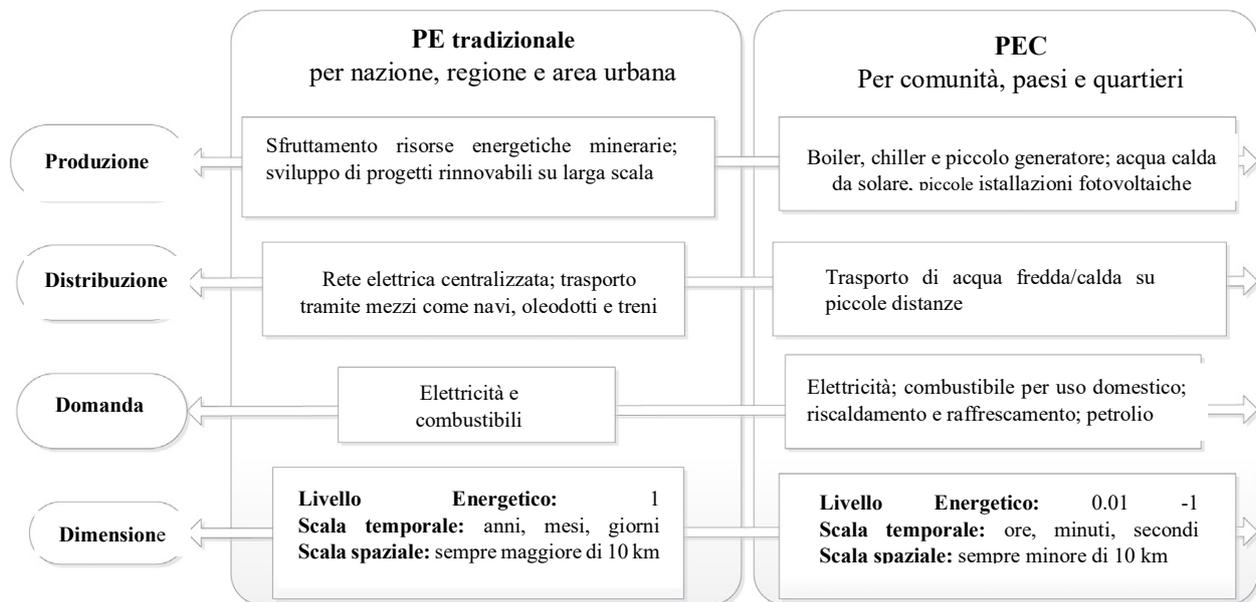


Figura 2 - Differenze tra PEC e PE tradizionale [12]

La stesura di un PEC è formata da vari step: piano generale della comunità (*Community Master Plan*), piano dettagliato della comunità (*Community Detailed Plan*) e infine la progettazione architettonica (*Architectural Design*).

- Step 1-Community Master Plan: si stabiliscono gli obiettivi comunitari per futuri sviluppi [13,14]. Gli scopi principali di questo step sono la definizione della domanda di energia, la pianificazione degli impianti energetici e la realizzazione di una stima dei costi d'investimento e di gestione degli stessi [12].
- Step 2-Community Detailed Plan: si creano disposizioni specifiche per la progettazione e la costruzione delle strutture scelte nello step precedente.
- Step 3-Architectural Design: dopo aver costruito le opere ci si occupa degli aspetti finali come la realizzazione di impianti di ventilazione, di raffrescamento o del riscaldamento.

1.4 Le comunità energetiche nel mondo

Come già detto nei precedenti paragrafi, nel mondo esistono svariati esempi di comunità energetiche in opera, che hanno riscontrato diversi vantaggi e che vengono considerati degli esempi virtuosi per quei paesi, come l'Italia, che si stanno adoperando alla realizzazione di queste innovative comunità.

I principali paesi coinvolti sono Germania, Danimarca, Regno Unito e Australia, tra questi esistono molti punti comuni, anche se differiscono per dimensioni, tecnologie scelte e governance.

Di seguito si riporta una tabella dove si evidenziano alcune caratteristiche principali di 25 comunità:

- taglia;
- tecnologia;
- struttura legale;
- principali motivi legati alla realizzazione.

Tabella 2 - Esempi di comunità energetiche esistenti [10,15]

<i>Caso Studio</i>	<i>Paese</i>	<i>Tecnologia</i>	<i>Taglia</i>	<i>Struttura Legale</i>	<i>Motivazioni principali</i>
<i>Torr's Hydro</i>	UK	Idroelettrico	63 kW	Società creata per gestire i benefici della comunità	Riduzione Gas Serra, ubicazione appropriata delle Rinnovabili, creazione della comunità
<i>Baywind</i>	UK	Eolico	2.5 MW	Cooperativa	Sviluppo dell'industria Rinnovabile, proprietà locale, riduzione delle attività che causano emissioni di gas serra, indipendenza energetica e riduzione dei gas serra
<i>Halton Lune Hydro</i>	UK	Idroelettrico	160 kW	Società creata per gestire i benefici della comunità	Educazione e sviluppo delle Rinnovabili, proprietà locale e riduzione inquinanti
<i>Bro Dyfi</i>	UK	Eolico	500 kW e 75 kW	Cooperativa	Costruzione della comunità, diversificazione dei guadagni e riduzione gas serra
<i>Findhorn</i>	UK	Eolico	750 kW	Cooperativa	Minor costo energia
<i>Eigg Electric</i>	UK	Idroelettrico, Eolico e Solare	99 kW, 24 kW e 30 kW	Società con responsabilità limitata	Ambiente e vantaggi per la comunità
<i>Rousay Wind</i>	UK	Eolico	900 kW	Società con responsabilità limitata	Vantaggi per la comunità, proprietà locale, sviluppo regionale
<i>Westray</i>	UK	Eolico	900 kW	Società con responsabilità limitata	Sviluppo tecnologie rinnovabili, riduzione emissioni e proprietà locale
<i>Middlegrunden</i>	Danimarca	Eolico	20 MW	50 % cooperativa e 50 % società pubblica	Costruzione della comunità, sviluppo dell'industria rinnovabile, educazione energetica e riduzione emissioni
<i>Samsø</i>	Danimarca	Eolico e biogas	34 MW e 7 MW	Cooperativa e società pubblica	Sviluppo regionale e diversificazione dei guadagni, sviluppo industria rinnovabile e benefici per gli azionisti
<i>Hvide Sande</i>	Danimarca	Eolico	9 MW	80 % fondazione 20 % cooperativa	Sviluppo territoriale, risparmio energetico e guadagni per la comunità
<i>Burgerwind park Reusenkoege</i>	Germania	Eolico	140 MW	Società	Sviluppo regionale, diversificazione dei benefici, sviluppo industria rinnovabile

<i>Dardesheim</i>	Germania	Eolico e solare	62 MW e 380 kW	Società pubblica	Sviluppo rinnovabili, aumento tasso di occupazione locale, e vantaggi per la comunità
<i>Juhnde</i>	Germania	Biogas	700 kW e 700 kW	Cooperativa	Costruzione della comunità, proprietà locale, indipendenza energetica e sviluppo industria rinnovabili
<i>Wildpoldsreid</i>	Germania	Eolico, Solare e Biogas	12 MW e 5 MW	Cooperativa e società private	Sviluppo regionale, aumento tasso di occupazione locale
<i>Bioenergy Mureck</i>	Austria	Biogas	144 kW e 2 MW	Cooperativa	Minor costo energia, diversificazione dei guadagni, e sviluppo industria rinnovabile
<i>Windshare Coop</i>	Canada	Eolico	750 kW	Cooperativa	Maggior utilizzo tecnologie rinnovabili, sviluppo industria rinnovabile, riduzione inquinanti e proprietà locale
<i>Toronto Solar Share</i>	Canada	Solare	880 kW	Cooperativa no profit	Sviluppo industria rinnovabili e riduzione emissioni
<i>MinWind</i>	USA	Eolico	16 MW	Società privata	Diversificazione guadagni, guadagni per gli azionisti, proprietà locale, riduzione emissioni inquinanti
<i>Hepburn Wind</i>	Australia	Eolico	4.1 MW	Cooperativa	Maggior supporto alle rinnovabili, occupazione locale, riduzione emissioni inquinanti
<i>Denmark Wind</i>	Australia	Eolico	1.6 MW	Società pubblica	Sicurezza energetica, riduzione inquinanti, maggior supporto alle rinnovabili
<i>Repower Shoalhaven</i>	Australia	Solare	99 kW	Società privata	Sviluppo industria rinnovabili, costruzione della comunità, guadagni per gli azionisti e riduzione gas effetto serra
<i>Clearsky Solar Investments</i>	Australia	Solare	390 kW	Trust	Riduzione emissione gas serra e sviluppo industria rinnovabile
<i>CORENA</i>	Australia	Solare	73 kW	Associazione no profit	Riduzione inquinanti, vantaggi di carattere ambientale e minor costo energia

Come si evince dalla tabella, le varie comunità analizzate differiscono per taglia (si va da decine di kW a decine di MW), governance e scopo della realizzazione; si notano però delle caratteristiche peculiari, per esempio, in molti casi, sono state create delle cooperative o delle società pubbliche che si occupano della gestione delle comunità, in altri sono state adottate delle soluzioni ibride (pubbliche e private) ed in altri ancora solamente pubbliche.

Dal punto di vista delle tecnologie adottate, si può notare che tutte le comunità analizzate, utilizzano fonti di tipo rinnovabile e rientrano quindi nella categoria di comunità energetiche rinnovabili (CRE):

- idroelettrica
- solare
- eolica
- cogenerazione tramite l'utilizzo di biogas.

In alcuni casi si è utilizzato un mix di queste tecnologie, incrementando la diversificazione energetica cercando di limitare la necessità di attingere alla rete di distribuzione nazionale.

Per quanto riguarda le motivazioni per la realizzazione, le più comuni sono legate ad aspetti ambientali, come la riduzione dei gas inquinanti responsabili dell'effetto serra (principalmente CO₂), lo sviluppo dell'industria rinnovabile e la riduzione dei costi energetici per i membri delle comunità.

Quando si pensa di realizzare progetti di questo tipo limitare i benefici ottenibili al minor costo unitario dell'energia, risulta essere riduttivo, perché una comunità energetica permette di raggiungere obiettivi di diversa natura, soprattutto quello sociale, che non è quantificabile come quello puramente economico, legato al legame tra popolazione e territorio che viene indubbiamente migliorato, rendendo i cittadini parte integrante della gestione energetica locale.

Risulta interessante a questo punto descrivere più dettagliatamente alcuni esempi virtuosi di comunità già in opera, risaltandone le caratteristiche principali. Verranno trattate le seguenti comunità: Middelgrunden Wind Farm e Hvide Sande Wind Farm in Danimarca, Bionergy Village Juhnde in Germania.

1.4.1 Middelgrunden Wind Farm

La cooperativa di Middelgrunden è stata fondata nell'ottobre 1996. Un gruppo di appassionati di turbine eoliche si è riunito per creare una nuova cooperativa, e insieme all'Ufficio per l'ambiente e l'energia di Copenhagen, il quale aveva notato che l'ubicazione di Middelgrunden era stata identificata come potenziale sito per l'energia eolica nel piano d'azione danese per l'offshore eolico, hanno costituito la cooperativa eolica e una partnership con l'utility locale, la Copenhagen Energy. Il 50% del progetto è di proprietà di questa utility locale (che a sua volta fa parte del comune di Copenhagen), mentre il restante 50% è di proprietà dei membri della cooperativa [15].



Figura 3 - Parco eolico di Middelgrunden [15]

Middelgrunden fornisce un caso di studio interessante, perché è il più grande progetto eolico di proprietà della comunità al mondo, a dimostrazione di come i cittadini possono partecipare e assumere la proprietà di progetti grandi e complessi. Il progetto ha anche ricevuto ampio sostegno pubblico durante la pianificazione, in contrasto con molti schemi di energia eolica in cui solo i critici di un progetto scrivono al consiglio locale, mentre i sostenitori rimangono in silenzio [15]. La sua governance, una combinazione di partecipazione civica attraverso una cooperativa e direzione strategica da parte del governo locale attraverso la sua società di energia di proprietà pubblica, è rara e potrebbe rivelarsi un modello interessante per futuri progetti, anche in Italia.

Durante la fase di progetto, a seguito di input locali, la struttura del parco eolico è stata modificata. La proposta iniziale era di 27 turbine in una forma rettangolare con 3 file di 9 turbine, ed è stata modificata in 20 turbine di dimensioni leggermente crescenti, in modo da generare la stessa quantità di elettricità. La forma del parco adottata è stata anch'essa cambiata da rettangolare a semicerchio, per "adattarsi" alla storia e all'identità del luogo, sulla falsariga delle difese storiche della città, ed è stata presentata come tale alla popolazione locale, con il design elegante che aiuta il parco eolico a diventare un'attrazione turistica a Copenaghen [15]. Anche questi interventi della popolazione nella scelta del numero di turbine e nella loro orientazione, dimostra come in questo progetto si sia riusciti a coinvolgere attivamente la popolazione, con indubbi vantaggi per tutte le parti coinvolte.

1.4.2 Hvide Sande Wind Farm

Nel gennaio 2012 sono entrate in funzione tre turbine eoliche da 3 MW, installate sulla spiaggia di Hvide Sande, molto vicino al villaggio (3000 abitanti). Da quel momento, queste turbine hanno superato le aspettative generando energia con la stessa efficienza dei parchi eolici offshore [15].



Figura 4 - Parco eolico di Hvide Sande [15]

Il progetto è stato guidato dalla Hvide Sande Community Foundation (HSCF), che ne detiene l'80%, mentre l'altro 20% è detenuto da 400 investitori che hanno creato una co-operativa locale, come richiesto dalla legge danese. Il progetto è costato 12,2 milioni di euro, la maggior

parte dei quali proviene da un prestito di due banche locali. Con un rendimento annuo del 9% - 11%, i prestiti dovrebbero essere rimborsati in 7-10 anni, lasciando la fondazione con circa 1,2 milioni di euro all'anno da spendere per lo sviluppo locale. L'elettricità generata viene venduta nella rete nazionale della Danimarca. Eventuali profitti in eccesso, a seguito del rimborso di prestiti bancari sono investiti nell'area locale su progetti collettivi, decisi da un consiglio democratico eletto dai residenti. Questo investimento di profitti nel bene collettivo, piuttosto che in interessi privati, ha portato a un ampio sostegno locale per il progetto che ha vinto il premio europeo 2013 per il solare [15]. È importante notare infine che la popolazione di Hyde Sande, possedeva un sistema di teleriscaldamento con una propria centrale termica. Con la realizzazione del parco eolico, il villaggio è diventato quindi autosufficiente sia dal punto di vista termico che elettrico.

1.4.3 Bionergy Village Juhnde

Il sistema contiene un co-generatore CHP (*Combined Heat and Power*) da 700 kW alimentato da biogas per produrre elettricità da fornire alla rete pubblica. Una caldaia da 550 kW viene utilizzata in inverno per produrre il calore usato nella rete distrettuale locale di teleriscaldamento. Durante l'estate, il calore in eccesso dell'impianto CHP viene utilizzato per l'essiccazione di trucioli e legna usati come combustibili dalla caldaia per l'inverno. L'obiettivo originario del progetto era che il villaggio fosse autosufficiente dal punto di vista energetico, e ad oggi gli impianti producono il 70% del fabbisogno di energia termica e il doppio di quella elettrica [15].



Figura 5 - Impianto CHP di Juhnde [15]

L'impianto di bioenergia è di proprietà collettiva della popolazione di Jühnde. I residenti possono acquistare azioni della società cooperativa proprietaria della struttura: attualmente quasi il 75% degli abitanti di Jühnde è membro di questa società. Una volta acquistate le quote e diventati membri, possono attingere alla rete di teleriscaldamento e all'elettricità prodotta localmente dalla società, il che significa che i consumatori di energia sono anche i produttori di tale energia.

La realizzazione del progetto è costata 5,2 milioni di euro, di cui 0,5 milioni provenivano dai cittadini investitori, 1,3 milioni da una sovvenzione e i restanti 3,4 milioni da un prestito bancario. Lo sviluppo ha comportato una riduzione del 60% delle emissioni di CO₂ per il passaggio dal riscaldamento a olio tradizionale al teleriscaldamento. Un altro dato interessante è che la maggior parte delle colture per la caldaia sono raccolte localmente, con un piccolo deficit del 25% acquistato dalle regioni adiacenti al villaggio [15].

1.5 Le comunità energetiche in Italia

In Italia la situazione è profondamente diversa dal punto di vista delle normative rispetto al resto d'Europa, ma questo è un problema che affronteremo in seguito. Esistono ugualmente alcuni esempi di comunità cosiddette "storiche", ovvero cooperative di persone formate molto tempo fa, in alcuni casi la fine dell'Ottocento, che hanno resistito alla nazionalizzazione dell'energia da parte dello stato, avvenuta negli anni Settanta del secolo scorso. Queste realtà, anche se su scala molto ridotta, possono essere considerate delle comunità a tutti gli effetti. Di seguito se ne analizzano alcune, considerate le più interessanti per diversificazione delle fonti energetiche utilizzate e per efficacia del progetto in termini di risultati economici ed ambientali raggiunti, risaltandone principalmente gli aspetti positivi che possono essere presi come riferimento per lo studio.

1.5.1 La cooperativa energetica dei comuni della Carnia

La cooperativa nasce nel 1911, e riesce a sopravvivere alla nazionalizzazione sopracitata. La società che si occupa della produzione e del dispacciamento dell'energia è SECAB, che la distribuisce a svariati comuni dell'area, alle attività agricole, artigianali e industriali del territorio. Ad oggi comprende 2630 soci e produce più di 49 GWh annui [16].

Gli impianti di produzione sono formati da 5 centrali idroelettriche con una potenza installata di 10,6 MW e un impianto di cogenerazione (CHP) da 570 kWe e 1448 kWt. La rete di distribuzione realizzata è lunga 73 km e alimenta circa 5000 utenti in un'area complessiva di 168 km² [17]. La ragione per cui questa comunità fu fondata, era principalmente sociale, ma ad oggi si è evoluta contemplando benefici di carattere ambientale, visto che la produzione interna è totalmente rinnovabile, e di carattere economico, infatti, il prezzo medio di vendita unitario dell'energia è circa il 50% inferiore rispetto al resto del Paese.



Figura 6 - Centrale idroelettrica di Museis [16]

1.5.2 La cooperativa E-Werk PRAD nel Comune di Prato allo Stelvio

Anche questa cooperativa fa parte delle comunità storiche, fu infatti fondata nel 1927 nel comune di Prato allo Stelvio, nella Provincia Autonoma di Bolzano. La caratteristica principale di questa comunità è che riesce a coprire totalmente il fabbisogno energetico, sia elettrico che termico dei suoi membri attraverso l'utilizzo di fonti energetiche differenti. In questo contesto si segnala infatti che durante il blackout avvenuto in Italia nel 2003, il Comune fu immune dall'accaduto grazie alla presenza di una rete di distribuzione indipendente.

Il mix energetico che è stato creato in questa cooperativa comprende pannelli fotovoltaici con una potenza nominale di 6.87 MW, mini idroelettrico (4.08 MW), Geotermico (380 kW), eolico (2.55 MW) un impianto per il trattamento delle biomasse (1.98 MWe) e un impianto a biogas (380 kW), è inoltre presente un sistema di teleriscaldamento per i residenti da 7.4 MW. Dal punto di vista economico, si nota un risparmio nel costo dell'energia pari al 30% [17].

Ma, citando questa comunità, è inoltre importante mettere in luce un altro aspetto, quello della sicurezza energetica, definita come la capacità che il sistema possiede di sopperire ai fabbisogni degli utenti; in Italia questa ricopre un ruolo molto importante considerando il fatto che si tratta di un Paese che importa da altri stati molta energia per coprire la propria richiesta interna. Questa piccola realtà consente di comprendere quindi che oltre agli aspetti economici, la realizzazione di progetti come questo, permette di conseguire importanti risultati dal punto di vista della sicurezza energetica.



Figura 7- Impianto fotovoltaico Prato allo Stelvio [18]

1.5.3 La cooperativa energetica di Melpignano

Melpignano è un borgo in provincia di Lecce, dove nel 2011 è nata la prima esperienza in Italia di “cooperativa di comunità” tramite la realizzazione di una cooperativa di servizi. Il comune conta circa 2300 abitanti e le istituzioni locali collaborano con parte dei residenti per il bene del territorio.

Nel luglio del 2011 i primi 71 soci fondatori, adesso diventati 138, hanno sottoscritto l’atto costitutivo e lo statuto della Cooperativa di comunità; caratteristica principale di questo esempio di cooperazione è la stretta collaborazione tra pubblico e privato, il primo atto a seguito dello statuto, è stato quello di realizzare i primi 33 impianti fotovoltaici sui tetti delle abitazioni dei soci, con una potenza totale installata di 179,67 kW, per un costo complessivo di 400 mila euro.

Da quel momento i cooperatori-cittadini godono gratuitamente di energia elettrica, e gli utili dell'intera operazione sono stati di 21 mila euro; il GSE ha riconosciuto alla comunità un incentivo che permette di coprire il prestito erogato per la realizzazione degli impianti, e di investire parte degli utili nel territorio creando un'economia virtuosa, permettendo l'assunzione di 5 ingegneri per i progetti e la direzione dei lavori, 2 fabbri per la realizzazione dei telai e 7 elettricisti per il montaggio degli impianti [19].

In questo primo capito sono state descritte alcune delle comunità energetiche esistenti, gli approcci sistematici da seguire in fase di progettazione, come il PEC e il necessario sviluppo di reti intelligenti come le smart grid, per gestire in maniera ottimale i flussi energetici.

Si evince che per realizzare un progetto efficace e che produca dei vantaggi per la collettività, è necessario conoscere dettagliatamente i profili di consumo e le tecnologie utilizzate localmente per la produzione di energia; è emerso inoltre che è essenziale la partecipazione di tutti gli utilizzatori energetici, dai cittadini, alle imprese fino agli amministratori locali, per ottimizzare la domanda di energia e la produzione, per realizzare quegli interventi strutturali come la creazione di nuova potenza sul territorio e opere di efficientamento energetico, atti ad incrementare l'autosufficienza e a migliorare la situazione socio-economica del territorio, tramite investimenti che possono appunto pervenire da privati o dal governo locale. Creando un percorso virtuoso e sostenibile dal punto di vista economico, ambientale e sociale.

2. Il contesto legislativo europeo ed italiano in materia di Energia e Ambiente

Dal 2010, con la strategia “*Europa 2020*” [20], la Commissione Europea si esprime con grande preoccupazione sul tema del cambiamento climatico, e ribadisce con fermezza l’esigenza di un impegno collettivo sull’utilizzo delle energie, tale da renderne l’utilizzo sostenibile nel tempo. I paesi membri hanno quindi elaborato un “piano d’Azione per il Clima”, previsto in parte per il 2020 e in parte per il 2030, che fissa i limiti di emissione per la CO₂, gli obiettivi minimi sulla penetrazione delle energie rinnovabili, nonché il miglioramento dell’efficienza di ogni Stato membro. Il fine è quello di raggiungere, entro il 2050, un’economia competitiva a basse emissioni di carbonio.

L’Accordo di Parigi sul Cambiamento Climatico [21], stipulato il 12 dicembre 2015 tra ben 195 paesi, è il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sul clima mondiale, e dimostra che il tema è più sentito che mai da parte di tutte le nazioni. Tuttavia, oggi la previsione dell’aumento di temperatura globale prevista nel 2050 continua a peggiorare, arrivando a valori probabilmente superiori di 2°C, rispetto al periodo preindustriale. Tale accordo si fonda sull’impegno a non superare tale limite, condizione che porterebbe a conseguenze irreversibili sull’ambiente, come gli esperti affermano unanimemente. Questa questione è stata ampiamente trattata durante i dibattiti che hanno preceduto l’accordo, ma su questi temi non sono ancora state supportate, fino ad oggi, politiche tanto efficaci da rispettare l’impegno preso.

Il 30 novembre 2016 la Commissione Europea presenta, col nome di “*Clean Energy for all Europeans*” [22], un pacchetto di misure volte a portare l’Europa al raggiungimento degli obiettivi posti dall’Accordo di Parigi, volendo fornire una struttura legislativa necessaria alla transizione e fare così un ulteriore passo verso “l’Unione Energetica”. Si vuole aiutare il settore energetico a divenire più stabile, competitivo e sostenibile, per affrontare le sfide di questo secolo. Gli obiettivi principali sono:

- anteporre l’efficienza energetica
- raggiungere la leadership a livello globale nel settore delle energie rinnovabili
- creare un libero scambio per i soggetti consumatori.

Nel mese di giugno 2018, il Consiglio ed il Parlamento UE hanno raggiunto un accordo sugli obiettivi legati all’utilizzo delle risorse rinnovabili, inserendoli nella Direttiva per il prossimo

decennio, che entrerà in vigore nel 2019. Si rivedono così i minimi fattori di utilizzazione delle FER (fonti energetiche rinnovabili), da conseguire per il 2030, tra cui il vincolo del raggiungimento di almeno il 32% di energia rinnovabile nel mix nazionale. Contemporaneamente si riconoscono per gli individui e le comunità i diritti all'autoproduzione di energia, all'autoconsumo, allo stoccaggio e alla vendita al prezzo di mercato, riconoscendo a questi un ruolo fondamentale nel futuro sistema energetico europeo. La Direttiva suggerisce inoltre che le varie forme di integrazione siano considerate come sostegno a tali obiettivi energetici in ottica nazionale, favorendo la collaborazione con le amministrazioni locali e il sostegno ai consumatori vulnerabili.

Il contesto legislativo italiano applica gli accordi internazionali. Il Piano Energetico Nazionale [23], redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero per l'Ambiente e la tutela del territorio e del mare, è l'ultima strategia energetica attuata dal governo nel 2017.

Esso analizza varie tematiche:

- per un'*energia più competitiva*, si propone di allineare i prezzi agli standard europei, di attrarre compagnie innovative e di creare posti di lavoro, puntando sul settore della ricerca e dello sviluppo;
- per un'*energia più sostenibile*, punta ad una maggiore efficienza, a mitigare gli impatti, con la riduzione degli sprechi, e a diffondere stili di vita consapevoli;
- per un'*energia più sicura*, intende dare maggiore flessibilità al sistema ed assicurare un miglior approvvigionamento, verso l'indipendenza energetica italiana.

Nel piano viene posto come obiettivo prioritario, entro il 2030, l'uso di fonti rinnovabili di energia suddiviso, secondo gli accordi presi in sede europea, nel seguente modo:

- il 55% per il consumo elettrico;
- il 30% per il riscaldamento;
- il 21% per i trasporti.

Si vuole favorire l'autoconsumo, puntare sull'eolico e sulla fonte idroelettrica, sfruttare le pompe di calore, la distribuzione del teleriscaldamento e promuovere la transizione verso carburanti a bassa emissione di gas serra, oltre a sostenere il trasporto pubblico e la mobilità intelligente (sharing, pooling, parking). Nello stesso tempo, si cerca di aumentare la qualità del

parco edilizio, con detrazione fiscale alle opere di efficientamento e riqualificazione energetica, sulle quali viene chiesto un minimo standard di prestazione da conseguire.

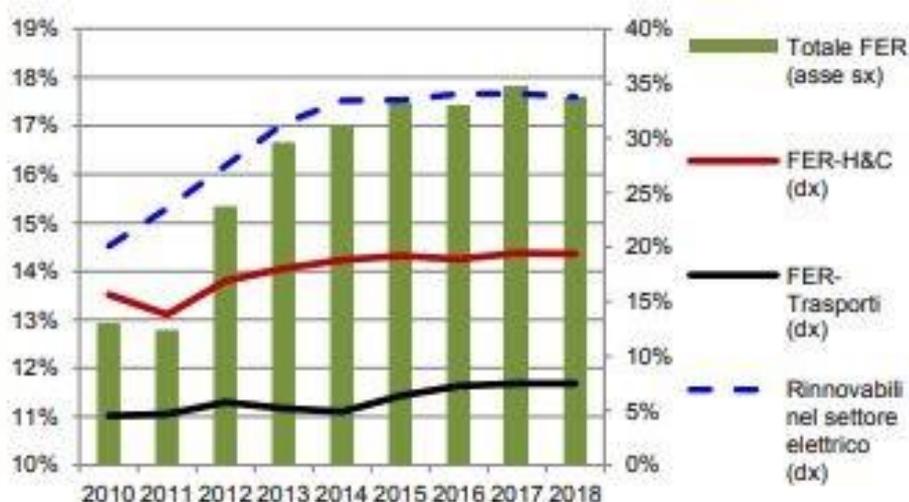


Figura 8 - Consumi finali di FER in Italia [23].

Come si può vedere dalla figura 8, l'Italia negli ultimi 8 anni, ha incrementato l'utilizzo di fonti rinnovabili globalmente (istogramma in verde), raggiungendo un valore complessivo pari al 17,5%, ma diversificando tale utilizzo in settori elettrico, riscaldamento e trasporti, si nota che l'aumento non è omogeneo. Il comparto elettrico è quello che si è sviluppato maggiormente, con un valore del 34%, quello del riscaldamento e dei trasporti invece, sono rimasti quasi invariati dal 2012 ad oggi; per il riscaldamento il valore è del 20%, mentre per i trasporti 7,5%.

Al fine di raggiungere gli obiettivi per il 2030, l'Italia dovrà sicuramente incrementare la propria potenza installata ma dovrà soprattutto concentrarsi sull'energia termica, ancora troppo legata ai combustibili fossili; in questo contesto le reti di teleriscaldamento ricoprono un ruolo chiave che andrà affrontato durante la realizzazione della Comunità Energetica oggetto di studio.

Per quanto riguarda l'autoconsumo, definito come il rapporto tra l'energia elettrica consumata e l'energia elettrica totale prodotta, il testo mette in risalto la necessità dell'inserimento delle tecnologie rinnovabili in configurazioni di questo tipo, anche complesse, come i sistemi di distribuzione chiusi e le comunità energetiche, specificando che dovranno essere agevolate attraverso incentivi impliciti o espliciti in modo tale da ampliarne la diffusione.

In quest'ottica, di forte crescita dell'autoconsumo al 2030, si rende necessario ridefinire le modalità di partecipazione ai costi del sistema di dispacciamento, considerando che, grazie al continuo calo dei costi delle tecnologie, gli impianti dovrebbero necessitare di minori interventi di sostegno, anche e soprattutto quando realizzati all'interno di comunità di prosumers (produttori/consumatori) [22,23].

Un altro aspetto, molto legato al concetto di comunità, è il ruolo dell'utente finale, che sta cambiando da soggetto passivo ad oggetto attivo della rete in grado di modificare il proprio profilo di carico in risposta ai cambiamenti di prezzo sul mercato e /o per offrire servizi alla rete. Tale processo, di fatto basato su un nuovo rapporto consumatore-venditore, è legato all'evoluzione in atto dell'intero sistema energetico, interessato da una serie di fattori quali l'integrazione in rete delle FER e dei sistemi di accumulo diffusi, l'elettrificazione dei consumi, e la modalità di accesso ai dati e alle informazioni mediante le nuove tecnologie di ICT (Information and Communications Technology) e la digitalizzazione [24].

2.1 Legge Regionale e le Oil Free Zone

La Regione Piemonte, in linea con le direttive europee e nazionali in materia di politiche energetiche, ha recentemente approvato la prima Legge Regionale in Italia che costituisce le "Comunità Energetiche".

Queste sono definite come aree territoriali in cui differenti soggetti, quali municipalità, utenti privati, aziende pubbliche e private, producono energia da fonti rinnovabili e la scambiano attraverso una rete locale, allo scopo di ottimizzare la gestione, ridurre i consumi e i costi, assicurare l'indipendenza energetica, superando l'uso di combustibili fossili.

Per raggiungere questi obiettivi si dotano di un Piano energetico per l'autosufficienza, basato sui bilanci energetici del territorio, che indichi le azioni necessarie alla riduzione dei consumi e all'incremento dell'efficienza energetica.

La legge in questione è la "*Legge regionale 3 agosto 2018, n. 12. Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche*", tale legge è composta da 8 articoli in cui si analizzano fra gli altri, le finalità, le competenze e i finanziamenti da destinare alle comunità che verranno create.

Più nel dettaglio, nell'articolo 2 "Comunità energetiche", si traggono due importanti informazioni:

- 1) Alle comunità energetiche, possono partecipare soggetti pubblici e privati;
- 2) Le comunità energetiche acquisiscono e mantengono la qualifica di soggetti produttori di energia, se annualmente la quota dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo da parte dei membri non è inferiore al 70 per cento del totale.

Facendo quindi riferimento al testo regionale appena approvato, si evince che le comunità che saranno create in Piemonte potranno comprendere sia enti pubblici (comuni, società municipalizzate ecc.), che privati (residenti, industrie, commercianti ecc.); l'altro dato che emerge è che tali comunità, fin dalle prime fasi di progettazione e fattibilità, dovranno puntare al target del 70% di autoconsumo, percentuale molto ambiziosa, che sarà raggiungibile attraverso uno studio accurato dei carichi termici ed elettrici attuali, ma soprattutto tramite provvedimenti di efficientamento energetico che permettano reali e consistenti diminuzioni del consumo attuale [25].

In questo contesto si inserisce un'altra legge italiana molto importante, la legge nazionale riguardante le *Oil Free Zone*, che viene brevemente discussa di seguito.

La norma è la legge 221/2015 "*Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento e l'uso eccessivo di risorse naturali*", in cui, nell'articolo 71, viene dato il via all'istituzione delle "Oil free zone".

Si intende per "Oil free zone" un'area territoriale nella quale, entro un determinato periodo di tempo e sulla base di specifico atto di indirizzo adottato dai comuni del territorio di riferimento, si prevede la progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati con energie prodotte da fonti rinnovabili.

Nelle "Oil free zone" sono avviate sperimentazioni concernenti la realizzazione di prototipi e l'applicazione sul piano industriale di nuove ipotesi di utilizzo dei beni comuni, con particolare riguardo a quelli provenienti dalle zone montane, attraverso prospetti di valutazione del valore delle risorse presenti sul territorio.

Le regioni disciplinano le modalità di organizzazione delle Oil free zone, con particolare riguardo agli aspetti connessi con l'innovazione tecnologica applicata alla produzione di energie rinnovabili a basso impatto ambientale, alla ricerca di soluzioni eco-compatibili e alla costruzione di sistemi sostenibili di produzione energetica e di uso dell'energia, quali la produzione di bio-metano per usi termici e per autotrazione.

Dal testo si evincono molti spunti interessanti, per esempio si fa esplicitamente riferimento ai comuni che devono considerarsi come promotori di tali iniziative, e si mette in luce la

possibilità di sperimentazione per la realizzazione di nuove centrali energetiche innovative che possano sostituirsi ai combustibili fossili tradizionali; non ultimo in termini d'importanza è l'articolo 5 in cui si identificano nelle regioni, gli enti che disciplinano e organizzano le OFZ tramite legislazione locale.

Riassumendo e sintetizzando le informazioni ricavate dal quadro legislativo regionale, nazionale ed europeo, si comprende che in questa fase storica, in cui il cambiamento climatico e il comparto energetico ricoprono un ruolo chiave per le strategie di pianificazione e di sviluppo territoriale, vi sono alcuni aspetti strettamente collegati con la realizzazione di una comunità energetica che devono svilupparsi nel medio e lungo termine.

Tali aspetti sono essenzialmente, lo sviluppo di fonti energetiche rinnovabili, l'incremento dell'autoconsumo energetico locale e la consapevolezza che gli utenti energetici non possono più considerarsi dei semplici consumatori passivi, ma diventano parte integrante del sistema di produzione nazionale, e vanno rivalutati dal punto di vista regolamentare attraverso la negoziazione di incentivi diversi da quelli attualmente presenti e la revisione delle tariffe energetiche vigenti.

2.2 Perché realizzare una comunità energetica in Piemonte: i benefici

La creazione di una comunità energetica, per quanto diversa essa possa essere rispetto alle altre già esistenti, comporta sicuramente numerosi vantaggi di diversa natura. Questi variano ovviamente con il contesto e la forma di ciascun progetto e vanno oltre i benefici principali che riguardano la riduzione delle emissioni di gas inquinanti, l'utilizzazione locale dell'energia generata e l'indipendenza dai combustibili fossili [26].

Per esempio, basti pensare ad un sistema energetico ristretto su scala comunitaria che può incrementare la sicurezza degli utenti attraverso l'utilizzo di un maggior numero di sistemi ridondanti, rispetto ad un unico punto di scambio che, in caso di fallimento e/o rottura può causare numerosi disservizi per la popolazione coinvolta [27].

Di seguito vengono definiti i principali benefici più dettagliatamente, su scale che vanno dall'intero sistema nazionale agli utenti finali.

2.2.1 Benefici per il sistema nazionale

La generazione di energia decentrata comporta diversi cambiamenti per il sistema, che sono già in atto da diverso tempo. Basti pensare alle ormai molto comuni micro-produzioni da fonti rinnovabili come il fotovoltaico residenziale, questa nuova generazione implica delle difficoltà riguardo la gestione di tutti questi flussi energetici, ma anche molti aspetti positivi quali una riduzione delle perdite di trasmissione, infatti una produzione molto vicina agli utenti riduce la distanza che gli elettroni devono percorrere. Nello stesso contesto, in una realtà come quella delle comunità, uno studio preciso del carico complessivo nella zona, permette di quantificare l'esatta nuova potenza da installare per coprire il più possibile il fabbisogno, riducendo la pressione sulla rete di distribuzione, e limitando quindi dei costosi interventi di potenziamento della stessa [11]. Esistono sicuramente dei vantaggi economici, dovuti alla realizzazione di una smart grid, come la riduzione del rischio, una previsione precisa delle spese generali di gestione e una proiezione al ribasso dei costi di manutenzione. Come conseguenza, l'efficienza complessiva del sistema viene migliorata attraverso la creazione combinata di generazione distribuita e accumulo in loco, questi due aspetti andando di pari passo, permettono di ridurre drasticamente i picchi sia elettrici che termici, problema che risulta molto attuale e determinante nel sistema di distribuzione italiano che vede dei picchi di potenza sempre più spinti negli ultimi anni. Man mano che tale efficienza migliora, e l'utilizzo di sistemi integrati aumenta, le sovraccapacità di distribuzione e di trasmissione vengono alleggerite, con conseguente minor generazione di potenza richiesta [28]. Migliora inoltre la stabilità, che riduce gli interventi degli operatori di rete, quindi i costi di manutenzione [29]. L'approccio comunitario, inoltre, permette di ridurre drasticamente i problemi di gestione del carico associati alla produzione centralizzata in poche grosse centrali di grossa taglia (nell'ordine di MW di potenza) aumentando così la stabilità della tensione di rete [11]. Ultimo, ma non per importanza, è l'aspetto ambientale, che attraverso la realizzazione di una Comunità viene inevitabilmente migliorato, perché attraverso l'utilizzo di questi sistemi intelligenti e al continuo sviluppo di tecnologie rinnovabili, si riescono ad ottimizzare i consumi, come detto in precedenza, riducendo l'emissione di sostanze inquinanti quali gas serra, NOx, SOx che in questi anni stanno portando a cambiamenti climatici, ormai sempre più visibili e frequenti.

2.2.2 Benefici per il territorio

Esistono una serie di effetti moltiplicatori dello sviluppo economico del territorio interessato, i quali si creano e si sviluppano con il concetto di Comunità e con la generazione di potenza in loco, e che derivano principalmente dal fatto che in questa nuova realtà, la maggior parte del denaro speso per soddisfare il proprio fabbisogno energetico rimane nella comunità stessa. In questo contesto risulta interessante citare il *Rocky Mountain Institute* e la *Federation of Canadian Municipalities*, i quali ritengono che circa il 75% del denaro speso per l'energia nei sistemi tradizionali, sistemi cioè con pochi centri di produzione, lascia l'economia locale [26]. Oltre a questo aspetto, bisogna tener presente il fatto che a seguito della realizzazione definitiva, il costo medio dell'energia sarà sicuramente minore a quello attuale, comportando un ulteriore risparmio per i soci. Ma la comunità, porta ad una serie di benefici che vanno oltre il costo unitario dell'energia, se per esempio, come già del resto avviene in giro per l'Europa, si decide che i risparmi ricavati dal minor costo vengano reinvestiti nel territorio, attraverso la realizzazione di nuovi impianti a emissioni zero, questi possono portare ad un aumento ulteriore di energia prodotta localmente e nuovi posti di lavoro nel settore, innescando così un circolo virtuoso, con conseguente beneficio per tutta la comunità. Facendo un esempio più specifico, se si sceglie di investire su fonti energetiche locali quali legno, rifiuti agricoli e colture energetiche, si crea una maggior domanda di tali beni, aumentando quindi il numero di occupati nel settore, in questo caso agricolo, oltre a quelli del sopracitato comparto energetico [11].

2.2.3 Benefici per gli utenti

Gli utenti finali, che in questo caso sono i principali promotori del progetto, acquisiscono notevoli vantaggi dalla realizzazione dello stesso, soprattutto riguardanti la sicurezza energetica. Con una rete elettrica intelligente e con una distribuzione di energia termica comunitaria, infatti, diminuisce il numero di passaggi intermedi tra il produttore e il consumatore, con un miglioramento del servizio e una diminuzione dei disservizi, che, nel caso di aziende produttrici, possono portare ad una minore produttività con conseguenze economiche anche molto rilevanti [30]. La stabilità di servizio, conseguenza di una maggiore sicurezza energetica, comporta altri vantaggi per la società pubblica, basti pensare ad utilizzatori quali ospedali, dighe, pompaggi che richiedono un'elevatissima disponibilità. Vi è infine un altro aspetto da considerare per le comunità, questa nuova distribuzione di energia che aumenta

l'affidabilità del sistema potrebbe essere più costosa dal punto di vista del capitale da investire per la realizzazione iniziale (CAPEX), ma vista la gestione comunitaria del suddetto sistema, i costi per la manutenzione ordinaria e straordinaria e quelli operativi generici (OPEX), sono sicuramente molto minori per i singoli utenti, poiché vanno condivisi con gli altri soci.

3. Studio di fattibilità della comunità energetica di Pinerolo

3.1 Caso studio

La zona territoriale in cui si è scelto di realizzare la comunità energetica è quella del Pinerolese, situata in provincia di Torino, un'area che risulta molto attiva dal punto di vista antropologico comprendente 47 comuni, più di 50 aziende di diversi settori, e 150 mila abitanti, con una superficie territoriale di 1348 km².

Nel territorio opera il consorzio denominato CPE (Consorzio Pinerolese Energia), che comprende più di 100 soci, fra cui i 47 comuni dell'area, le aziende presenti e il Politecnico di Torino.

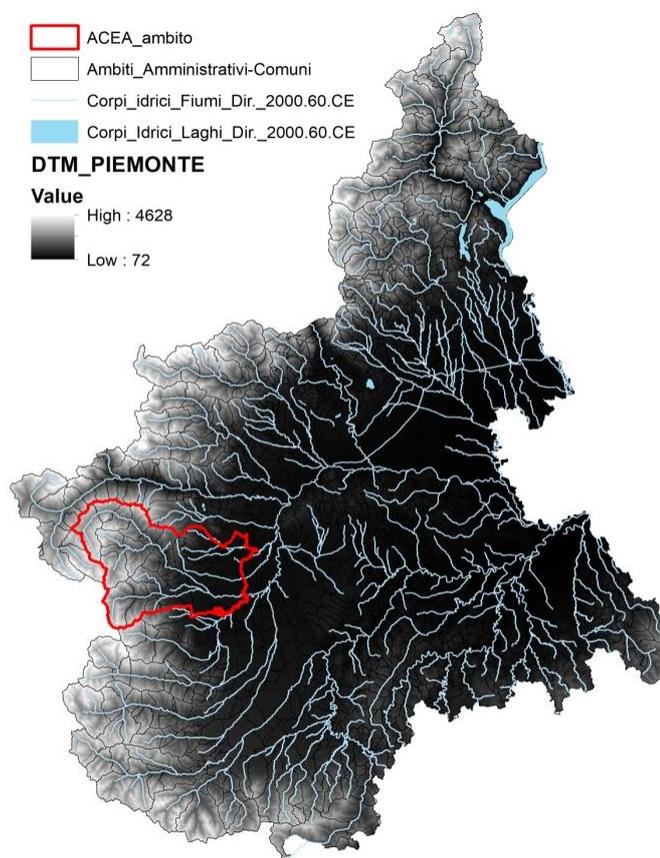


Figura 9 - Pinerolese in Piemonte

Dal punto di vista socio-economico, risulta interessante confrontare l'area oggetto di studio con il Piemonte, utilizzando i dati messi a disposizione dall' ISTAT [31].

- *Età media* (sommatoria per ogni età, dell'età media per il numero di residenti con quell'età, diviso il totale di residenti)
 - Piemonte: 48 anni
 - ACEA Pinerolese: 48 anni.
- *Indice di dipendenza strutturale* [(persone da 65 anni o più + persone da 0 a 14 anni) / (persone tra i 14 e i 64 anni)] *100
 - Piemonte: 65%
 - ACEA Pinerolese: 66%.
- *Tasso di Occupazione* (occupati/popolazione) *100
 - Piemonte: 42.6%
 - ACEA Pinerolese: 41.4%.
- *Tasso di Disoccupazione* (persone in cerca di lavoro/forza lavoro totale) *100
 - Piemonte: 6.1%
 - ACEA Pinerolese: 5.7%.

Ai fini della realizzazione della comunità energetica, è opportuno occuparsi più dettagliatamente di alcuni aspetti prettamente energetici, come la caratterizzazione degli edifici esistenti.

- *Numero di edifici totali*
 - Piemonte: 1,135,209
 - ACEA Pinerolese: 47,395 (4,1%).
- *Numero di edifici (utilizzati) residenziali*
 - Piemonte: 944,690
 - ACEA Pinerolese: 41,296 (4,37 %).
- *Numero di edifici (utilizzati) ad uso produttivo, commerciale, direzionale/terziario, turistico/ricettivo, servizi, altro*
 - Piemonte: 138,400
 - ACEA Pinerolese: 4,319 (3.12 %).

Come si può evincere dal confronto, nell'area coinvolta la percentuale di abitazioni ad uso residenziale rispetto al totale della regione Piemonte è maggiore rispetto al numero di edifici adibiti ad uso industriale o commerciale, 4.37% contro il 3.12%.

47 Comuni
Più di 50 Aziende
150 mila Abitanti
1348kmq Superficie territoriale

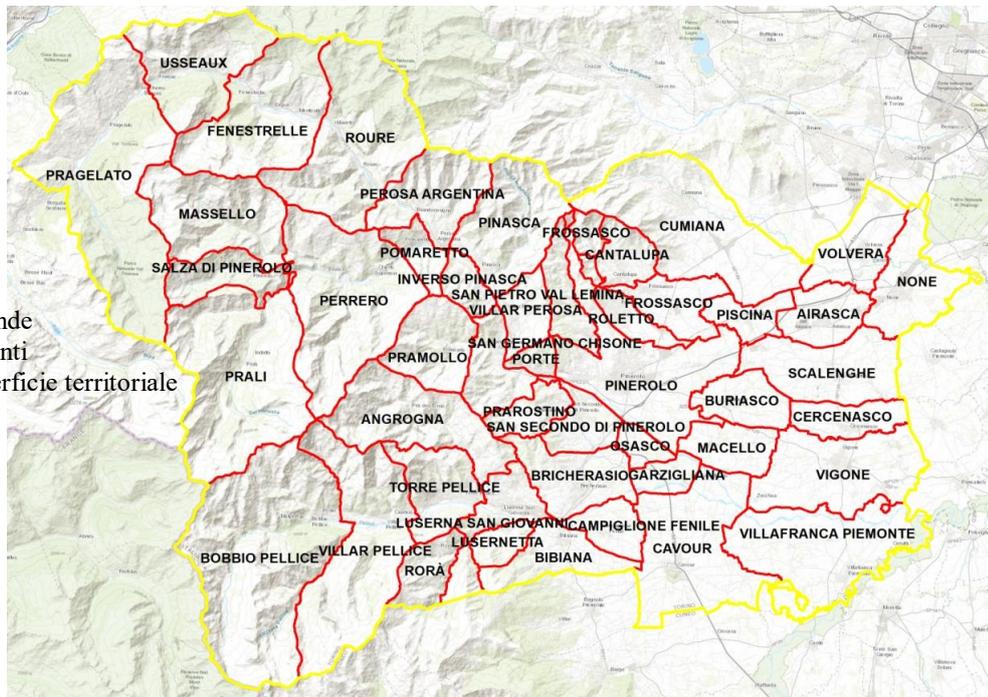


Figura 10 - Area Comunità Energetica Pinerolo

Attraverso il GIS è stata eseguita un'analisi preliminare finalizzata allo studio dettagliato dell'area, soffermando l'attenzione su alcuni aspetti fondamentali che influenzano in maniera diversa lo sviluppo e la realizzazione della comunità energetica:

- Altimetria della zona;
- Densità abitativa;
- Localizzazione dei siti produttivi.

Le caratteristiche fisiche del territorio infatti influiscono sulla densità abitativa della zona ed influenzano in egual misura la distribuzione delle attività produttive.

I vincoli fisici presenti nella zona del Pinerolo si riflettono di conseguenza sulla distribuzione dei carichi elettrici e termici e sulla realizzazione della rete di distribuzione.

Di seguito si riportano in maniera dettagliata i risultati delle analisi.

Nella figura 11 è rappresentata l'altimetria del territorio del Pinerolese, il quale risulta molto eterogeneo.

La zona è caratterizzata da una vasta superficie montana nella parte occidentale, con un'altitudine media superiore ai 1200 m s.l.m.; vi è poi una regione collinare nella zona centrale ed una prevalentemente pianeggiante ad est, con una altitudine media di 250 m s.l.m. Globalmente l'altitudine media è di 581 m slm.

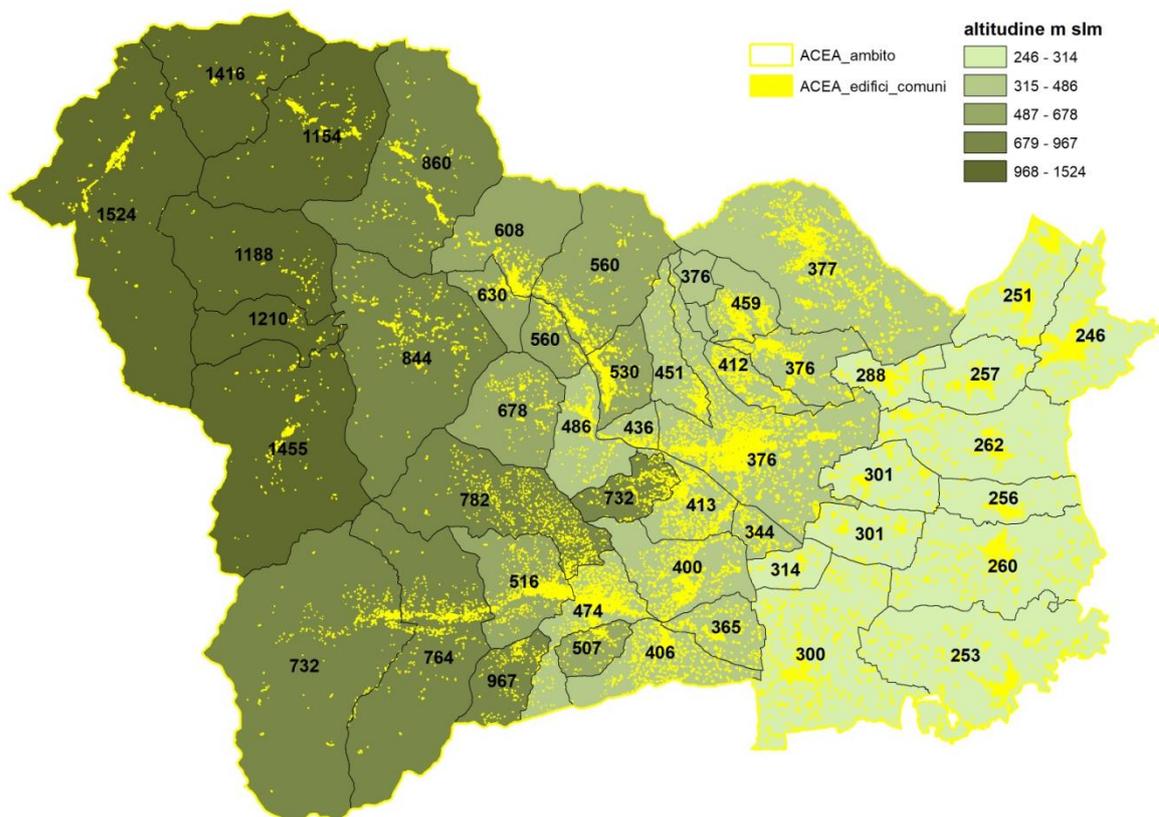


Figura 11 - Altitudine media Pinerolese

Il Pinerolese è un territorio poco omogeneo anche dal punto di vista abitativo infatti, a causa dell'altimetria della zona, la parte più pianeggiante ad est è caratterizzata da una densità abitativa molto più elevata rispetto a quella montuosa ad ovest.

Globalmente, la densità abitativa media è di 111 ab/km², rispetto ad un valore medio per il Piemonte di 172 ab/km².

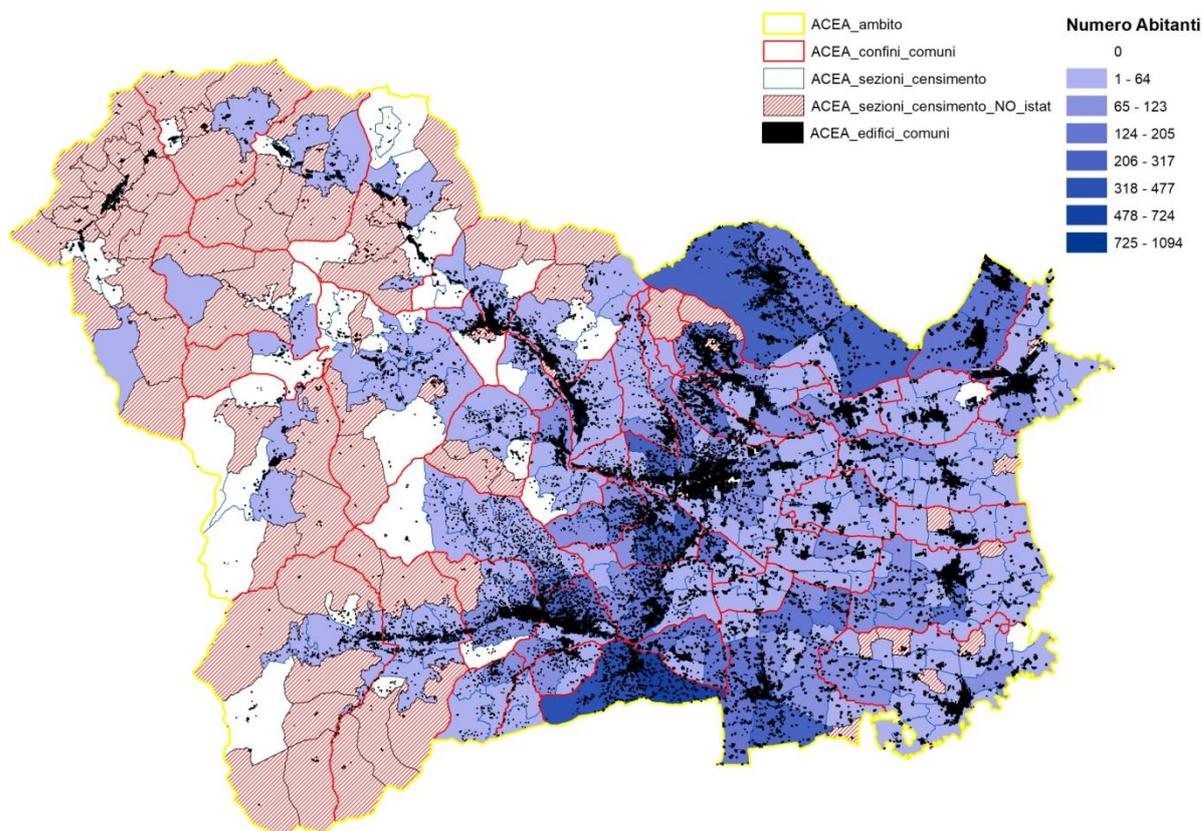


Figura 12 - densità abitativa del Pinerolese

Questa disomogeneità dal punto di vista abitativo e altimetrico si riflettono anche nella disposizione delle aziende presenti (come detto precedentemente più di 50), infatti, come si può vedere nella figura successiva, la maggior parte degli insediamenti produttivi si trovano anch'essi nella zona pianeggiante ad est.

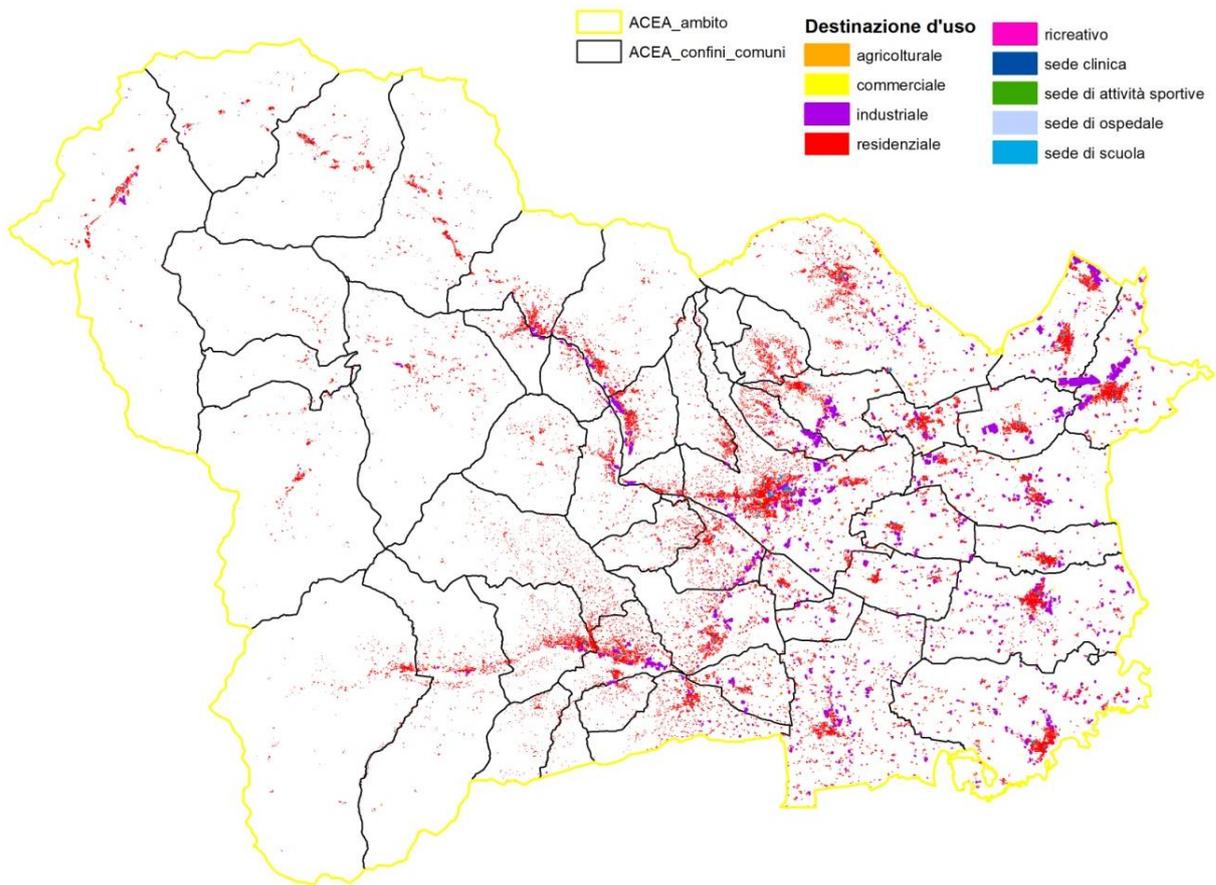


Figura 13 - Localizzazione dei siti produttivi del Pinerolese

Tali informazioni sono molto importanti, perché queste differenze influiscono naturalmente anche nella distribuzione dei carichi elettrici e termici che, saranno molto più pronunciati nelle zone pianeggianti essendo caratterizzate da elevata densità abitativa e massiccia concentrazione di attività produttive; tale ripartizione disomogenea dei carichi influenza anche la realizzazione della rete di distribuzione che sarà molto più fitta e complessa nella zona orientale rispetto a quella occidentale della zona territoriale analizzata.

3.2 Metodologia di analisi

Dopo aver presentato brevemente l'area geografica coinvolta, si passa all'analisi tecnico-scientifica che comprende varie fasi di progetto, per analizzare le reali potenzialità e le criticità della stessa.

Un progetto così complesso necessita di una metodologia univoca da poter riutilizzare su altri eventuali casi studio simili. Essa comprende principalmente le seguenti fasi:

1. Studio del territorio e delle risorse naturali per fini energetici presenti;
2. Analisi dettagliata dei consumi elettrici e termici attuali;
3. Analisi dettagliata dei siti produttori di energia attuali;
4. Creazione di alcuni indicatori per qualificare i dati raccolti;
5. Stima della riduzione di consumi tramite la realizzazione di misure di efficientamento energetico;
6. Analisi economica a seguito della realizzazione della comunità.

Tutte queste fasi richiedono un coinvolgimento diretto degli enti pubblici e dei privati, in modo tale da poter stimare tutti i benefici ricavabili da un progetto come questo.

Come si può immaginare, la partecipazione di tutte queste figure (comuni, aziende, produttori), comporta la necessità di svolgere numerosi incontri, conferenze e consulti tecnico-legali, per divulgare nel modo più trasparente e semplice possibile, il concetto di Comunità Energetica.

La prima fase del lavoro, tra le più importanti dell'intero progetto è quella di reperire il maggior numero di dati possibili dai principali consumatori che faranno parte della comunità, cioè le aziende. Per reperire tali dati si utilizza un questionario google che è stato poi inviato a tutti i referenti di ogni azienda coinvolta e spiegato in ogni sua parte in numerose occasioni. Tale questionario, più dettagliatamente, è composto dalle seguenti parti:

- 1) Dati generali;
- 2) Fabbisogno energetico;
- 3) Produzione di energia;
- 4) Trasporti.

Tali questionari posseggono una funzione molto utile, quella di generare automaticamente un file excel con tutte le risposte che sono state ricevute.

Nel primo modulo, come si evince dal nome, sono state reperite le informazioni generali delle aziende coinvolte, tra le quali, le più importanti sono nome, indirizzo della sede, numero di dipendenti, fatturato annuo e molte altre.

Nel secondo, fabbisogno energetico, si analizzano i consumi elettrici e termici dello stabilimento, o anche degli altri, nel caso in cui ne fossero presenti più di uno, considerando le caratteristiche degli edifici, i macchinari utilizzati nella produzione, le ore lavorative annuali, i giorni di chiusura e altri dati che hanno permesso di comprendere bene le strutture coinvolte.

Nel terzo modulo, si inseriscono i dati riguardanti la eventuale produzione di energia interna all'azienda, generalmente elettrica, attraverso impianti di tipo rinnovabile come pannelli fotovoltaici, impianti di cogenerazione, digestori per la produzione di biogas o altre tipologie.

Nel quarto, trasporti, infine, si analizzano i mezzi di trasporto presenti e i tipi di carburanti utilizzati per quantificare il bilancio energetico globale.

L'utilizzo di tale questionario ha quindi permesso di raccogliere una buona mole di dati da utilizzare nelle fasi successive del progetto.

La seconda fase, molto legata alla prima, consiste nell'utilizzo dei dati riguardanti i produttori di energia elettrica nel territorio della comunità energetica, in modo tale da poter effettuare un bilancio globale su differenti scale temporali (anno, mesi, e nell'ultima fase giorno/ore) tra l'energia consumata e l'energia prodotta localmente e verificare la reale possibilità di auto-consumare in loco tutta l'energia prodotta senza utilizzare il servizio di distribuzione esterno alla comunità.

La terza fase del progetto comprende lo studio di alcuni indicatori che permettono di effettuare un'analisi non solo quantitativa dei fabbisogni e della potenza prodotta localmente, ma anche qualitativa delle aziende analizzate, per comprendere eventuali criticità e mettere in risalto gli aspetti positivi caso per caso.

La quarta fase del progetto, poi comprende l'analisi dettagliata di tutti i possibili interventi che si possono realizzare per mitigare i carichi di picco, utilizzando le tecnologie esistenti per l'efficientamento energetico atte a diminuire il consumo a parità di ore di funzionamento e di produttività per tutte le attività imprenditoriali coinvolte, oppure spostando semplicemente la produzione di un determinato bene in altre fasce orarie in cui la produzione risulta maggiore.

A seguito di tutte queste fasi, sarà possibile poi realizzare la comunità vera e propria, cercando quindi di soddisfare la domanda interna attraverso le proprie fonti di energia, e

limitando il più possibile il coinvolgimento dell'ente responsabile della distribuzione esterno alla comunità.

Per questo studio di fattibilità sono state selezionate alcune aziende molto eterogenee dal punto di vista produttivo, di taglia e di fatturato, per poter avere un campione che rispecchi nel miglior modo possibile la comunità nella sua interezza.

Entrando nel merito dello studio, sono state analizzate 11 aziende. Di seguito si evidenziano alcuni dati utili a caratterizzare le suddette aziende, ai fini dell'analisi, che sono essenzialmente il settore di appartenenza, il fatturato annuo, il numero di dipendenti e i giorni lavorativi.

Si precisa inoltre che tutti i dati raccolti sono riferiti al 2017, l'anno utilizzato nell'intero studio di fattibilità.

Tabella 3 - Dati generali aziende [32]

Azienda	Settore di appartenenza	Numero di dipendenti	Fatturato annuo [€]	Giorni lavorativi a settimana
A	Gestione dei rifiuti	380	€ 107.685.397,00	7
B	Industria cartaria	20	€ 3.500.000,00	5
C	Industria alimentare	360	€ 64.286.718,00	5
D	Industria metalmeccanica	782	€ 131.208.409,00	6
E	Settore terziario	32	€ 2.582.452,00	5
F	Produzione tecnologica	1069	€ 28.239.778,00	6
G	Industria alimentare	110	€ 25.852.749,00	5
H	Produzione materiali plastici	240	€ 43.257.478,00	6
I	Settore terziario	10	n/d	5
L	Settore turistico-alberghiero	13	n/d	7
M	Settore terziario	40	n/d	7

Si precisa che i nomi reali delle aziende coinvolte sono stati sostituiti da lettere, per preservarne l'anonimato nel rispetto della normativa sulla privacy. In alcuni casi, tali aziende posseggono più di un sito produttivo, e in tal caso, si associa, oltre alla lettera di riferimento, un numero.

Come si può vedere dalla tabella 3, le aziende sono molto diverse per numero di dipendenti, si va da 10 a 1069; per il fatturato annuo da 2.582.452 € a 131.208.409 € e per orario di lavoro,

alcune aziende lavorano infatti tutta la settimana incessantemente 24 ore al giorno, altre dal lunedì al venerdì e altre ancora chiudono la domenica.

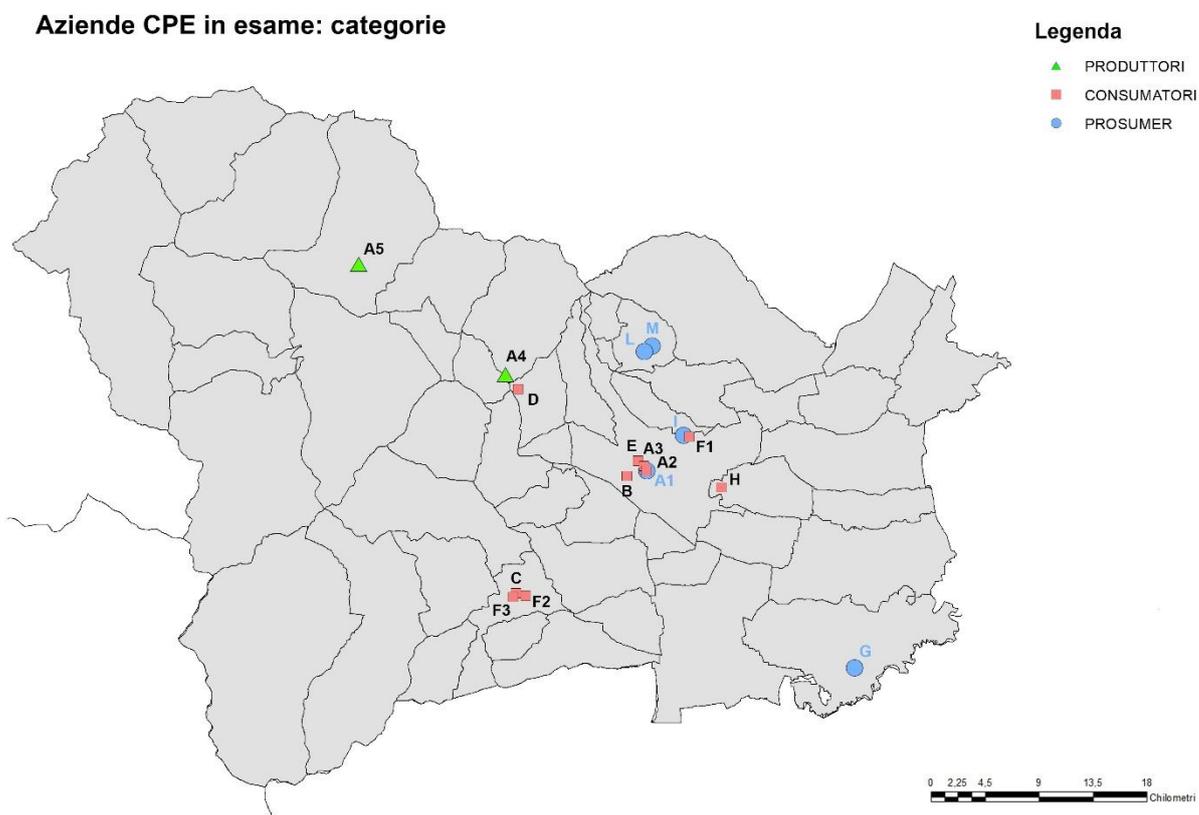


Figura 14 - Geolocalizzazione delle aziende coinvolte

Nella figura 14, vengono geolocalizzate le aziende oggetto di indagine, diversificandole in tre categorie:

- Consumatori, quelle aziende che non hanno alcun impianto per la generazione di energia elettrica;
- Produttori, quelle aziende, o quegli stabilimenti che immettono energia nel sistema senza prelevarne;
- Prosumers, quelle aziende o quegli stabilimenti, che posseggono impianti per la produzione locale e scambiano energia con il sistema nazionale.

Le informazioni vengono riassunte nella tabella successiva:

Tabella 4 - Categorie delle sedi delle aziende analizzate

Azienda	Località	Categoria
A1	Pinerolo	Prosumer
A2	Pinerolo	Consumatore
A3	Pinerolo	Consumatore
A4	Pinasca	Produttore
A5	Balma	Produttore
B	Pinerolo	Consumatore
C	Luserna San Giovanni	Consumatore
D	Villar Perosa	Consumatore
E	Pinerolo	Consumatore
F1	Pinerolo	Consumatore
F2	Luserna San Giovanni	Consumatore
F3	Luserna San Giovanni	Consumatore
G	Villafranca	Prosumer
H	Buriasco	Consumatore
I	Pinerolo	Prosumer
L	Cantalupa	Prosumer
M	Cantalupa	Prosumer

Dai dati presenti nella tabella 4, si evince che il campione analizzato è composto di un buon mix di utenti diversi, vi sono infatti 2 produttori, 10 consumatori e 5 prosumers. Questa varietà permette al campione di assumere maggior rilevanza ai fini della realizzazione della comunità, anche se dal punto di vista puramente numerico non permette di effettuare stime complessive.

Nei grafici seguenti vengono evidenziati i settori di appartenenza, e i giorni lavorativi a settimana dei soggetti coinvolti:



Figura 15 - Giorni lavorativi a settimana

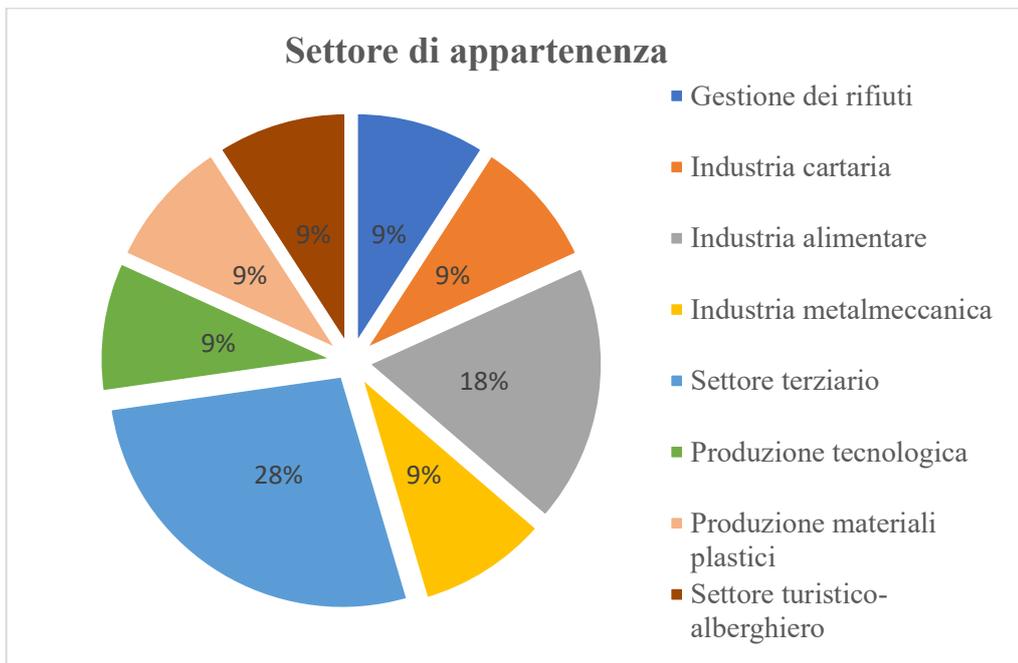


Figura 16 - Settori di appartenenza

Riassumendo, nell'indagine sono state selezionate 11 aziende, con un numero complessivo di sedi pari a 17; di queste il 28% ricade nel settore terziario, il 9% nel settore turistico-alberghiero, il 18% nell'industria alimentare mentre la restante parte in altri settori industriali.

3.3 Analisi dei consumi elettrici e termici attuali

Questa fase ricopre un ruolo molto importante nel progetto e comprende lo studio dei fabbisogni elettrici e termici di tutti gli utilizzatori di energia dell'area coinvolta, quali enti pubblici e aziende. Nella prima fase dell'analisi ci si sofferma sulle utenze più energivore, cioè le aziende che in molti casi producono incessantemente anche di notte e che hanno fattori di utilizzazione generalmente molto elevati.

I dati richiesti e ottenuti tramite il questionario sono essenzialmente:

1. Consumi elettrici e di gas naturale annuali e mensili per l'anno 2017;
2. Curve di carico elettrico in quattro giorni dell'anno come riferimento, un giorno feriale e uno festivo invernale, e un giorno feriale e uno festivo estivo.

La scelta di selezionare questi quattro giorni, risiede nel fatto che permette di quantificare precisamente le differenze stagionali, e tra un giorno lavorativo e non, che un particolare consumatore può avere nel proprio impianto, considerando per esempio l'apporto del riscaldamento dell'edificio invernale e la climatizzazione estiva, nel carico elettrico complessivo; questo approccio evidenzia in modo chiaro i carichi di picco annuali nella comunità energetica.

Prima di procedere con l'analisi dei dati di cui sopra, risulta importante puntualizzare alcuni concetti che verranno utilizzati nel resto della trattazione, quali produzione di energia e fabbisogno energetico.

La produzione rappresenta la prima delle numerose fasi che permettono l'utilizzo finale di energia elettrica da parte della società. Tale aspetto risulta fondamentale per lo sviluppo economico della civiltà umana, sotto diversi aspetti:

- Necessità di energia per uso residenziale;
- Necessità di energia nel settore dei trasporti;
- Necessità di energia nel settore industriale.

È quindi indispensabile, per un'equa distribuzione, conoscere la domanda dei diversi utenti, ovvero il fabbisogno energetico, valutato in base alla necessità di energia richiesta per far fronte ai consumi finali.

Qualunque politica volta a limitare o razionalizzare i consumi energetici quindi deve occuparsi in primo luogo del settore civile, seguito dal sistema dei trasporti ed infine di quello industriale. L'analisi di quest'ultimo settore risulta quella più complessa, a causa della difficoltà di ridurre anche parzialmente il fabbisogno energetico tramite opere di efficientamento, in quanto direttamente legato alle diverse fasi di lavorazione.

Di seguito si riporta il fabbisogno elettrico annuale del 2017 stimato tramite i dati pervenuti ricordando che è composto essenzialmente da due contributi, l'energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione e l'energia elettrica autoconsumata, legata quindi alla produzione di energia elettrica locale.

Tabella 5 – Fabbisogno elettrico annuale

Fabbisogno Elettrico [kWh/anno]			
Azienda	Località	Consumo	Percentuale %
A1	Pinerolo	18.263.797,52	13,14%
A2	Pinerolo	361.781,00	0,26%
A3	Pinerolo	14.898.362,00	10,72%
B	Pinerolo	4.127.883,00	2,97%
C	Luserna San. Giovanni	4.733.504,00	3,41%
D	Villar Perosa	55.834.588,00	40,18%
E	Pinerolo	57.576,00	0,04%
F1	Pinerolo	7.772.310,00	5,59%
F2	Luserna San. Giovanni	12.406.283,00	8,93%
F3	Luserna San. Giovanni	1.881.259,00	1,35%
G	Villafranca	3.281.171,00	2,36%
H	Buriasco	14.886.114,00	10,71%
I	Pinerolo	122.727,16	0,09%
L	Cantalupa	197.325,00	0,14%
M	Cantalupa	127.289,10	0,09%
Totale	/	138.951.969,78	100

Come si può vedere dalla tabella, considerando un campione così eterogeneo, si nota che alcuni utenti selezionati consumano meno dell'1% dell'energia totale richiesta, mentre altri più del 10% e in un caso anche il 40,18%. Ma questa situazione è molto utile per comprendere che l'energia richiesta non ha una distribuzione omogenea nel territorio, ma anzi esistono delle regioni dello spazio in cui si richiede una gran quantità di energia, mentre ne esistono altre in cui la richiesta è molto minore.

Aziende CPE - Consumo elettrico annuo [kWh / anno]

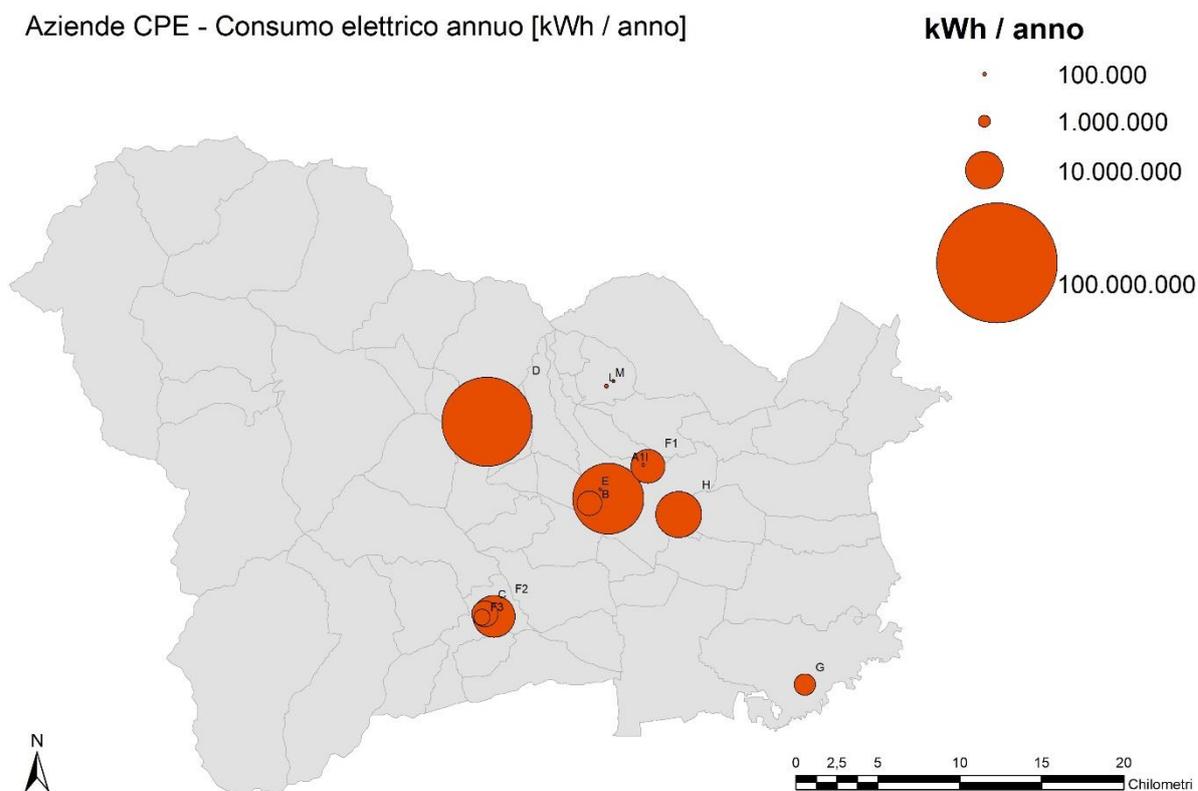


Figura 17 - Geolocalizzazione fabbisogno elettrico annuale

La stessa tabella è stata poi creata per il consumo di gas naturale espresso in standard metri cubi (smc) e per la richiesta di energia termica espressa in kWh_t, ricavabile, solo per gli utilizzatori di gas naturale, attraverso il potere calorifico superiore comunicato dal distributore di gas naturale locale in bolletta.

Il valore presente nelle bollette visionate varia, anche se di poco nelle varie zone, come dichiarato dall'ente che si occupa del dispacciamento del gas naturale in Italia [33].

Si procede quindi calcolandone il valor medio, pari a 39,151 MJ/smc, a cui corrispondono 10,58 kWh/smc. Tenendo conto del calore di vaporizzazione dell'acqua si può infine ricavare il potere calorifico inferiore pari a 9,779 kWh/smc, utile per quantificare l'energia termica richiesta delle varie aziende che utilizzano come combustibile il gas naturale fornito dalla rete.

Va precisato però che l'azienda A, nel suo sito produttivo A1, produce energia elettrica e calore tramite un impianto CHP, utilizzando come combustibile il biogas prodotto dai rifiuti e che possiede anche delle caldaie tradizionali per il calore necessario durante la stagione invernale; per questo specifico utente quindi risulta necessario un procedimento diverso al fine di calcolare l'energia termica richiesta; essa è infatti parzialmente coperta dall'utilizzo del

biogas e parzialmente dal gas naturale; l'azienda A nella sede 1 ha fornito i dati relativi all'energia termica prodotta dal loro impianto di cogenerazione direttamente dalla lettura di un contatore interno che è stata poi sommata al contributo della caldaia tradizionale alimentata dal gas naturale.

Per quanto riguarda l'azienda C, essa è alimentata da un sistema di teleriscaldamento dal febbraio 2017; per questo utente quindi è necessario sommare l'energia termica prodotta dalla propria caldaia e l'energia invece ottenuta dal teleriscaldamento.

Di seguito si riportano i dati calcolati sempre riferiti al 2017.

Tabella 6 - Fabbisogno termico annuale

Fabbisogno Termico [kWh/anno]				
Azienda	Località	Consumo di gas naturale [smc]	Energia termica [kWh_t]	Percentuale %
A1	Pinerolo	1.102.748,01	7.636.151	10,39%
A2	Pinerolo	n/d	n/d	n/d
A3	Pinerolo	n/d	n/d	n/d
B	Pinerolo	1.048.021	10.248.597	13,94%
C	Luserna San. Giovanni	203.622	5.545.984	7,54%
D	Villar Perosa	3.465.717	33.891.247	46,10%
E	Pinerolo	13.869	135.622	0,18%
F1	Pinerolo	153.241	1.498.544	2,04%
F2	Luserna San. Giovanni	525.181	5.135.745	6,99%
F3	Luserna San. Giovanni	101.602	993.566	1,35%
G	Villafranca	583.902	5.709.978	7,77%
H	Buriasco	155.412	1.519.774	2,07%
I	Pinerolo	14.017	137.072	0,19%
L	Cantalupa	46.618	455.875	0,62%
M	Cantalupa	61.440	600.822	0,82%
Totale	/	7.475.389	73.508.976	100

Aziende CPE - Consumo termico annuo [kWh / anno]

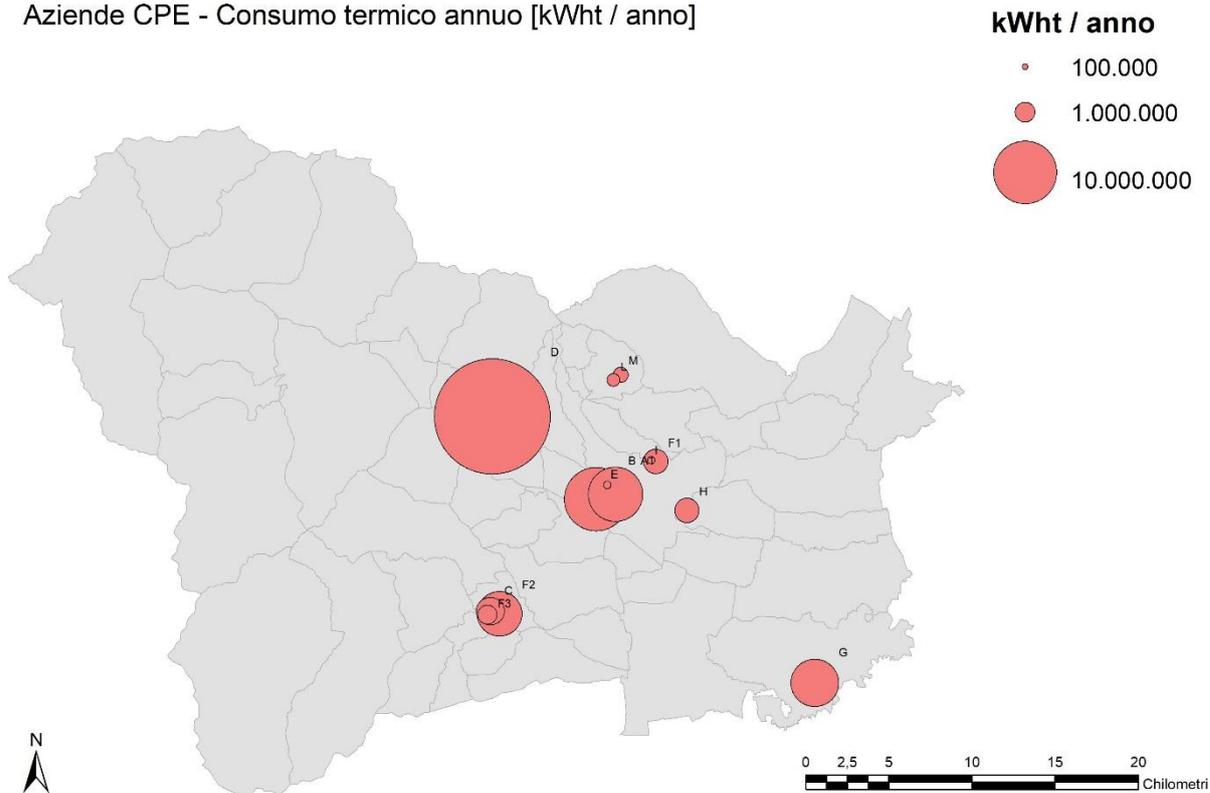


Figura 18 - Geolocalizzazione fabbisogno energia termica annuale

Questi primi dati annuali permettono di calcolare il fabbisogno energetico globale, riferito a questa porzione di comunità per l'anno 2017.

Tabella 7 - Fabbisogno energetico complessivo

Fabbisogno energetico	kWh	MWh
Energia Elettrica	138.951.969,78	138.951,97
Energia termica	73.508.976	73.508,98
Totale	212.460.945,78	212.460,95

È facile intuire che i dati di consumo annuali permettono soltanto di avere una visione globale del problema, ma che risultano anche poco esaustivi quando si deve provare a coprire tale fabbisogno con delle risorse energetiche rinnovabili interne alla comunità, basti pensare alle variazioni molto marcate che tali risorse hanno durante le stagioni.

In questo contesto è stato opportuno reperire dei dati più precisi, che si riferissero quindi al consumo energetico mensile.

Tabella 8 - Carico elettrico mensile

FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA MENSILE (KWH/MESE)

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
A1	1.520.259,50	1.475.485,64	1.430.746,02	1.509.787,40	1.547.153,88	1.402.132,13	1.507.359,87	1.607.837,64	1.572.085,17	1.547.814,77	1.553.238,83	1.589.896,67
A2	37.010,00	31.188,00	29.474,00	24.838,00	27.299,00	30.483,00	32.545,00	31.184,00	27.998,00	26.976,00	30.020,00	32.766,00
A3	1.353.290,00	1.252.887,00	1.329.960,00	1.035.535,00	1.127.068,00	1.191.794,00	1.272.999,00	1.336.296,00	1.214.783,00	1.231.268,00	1.176.436,00	1.376.046,00
B	360.670,00	316.021,00	423.231,00	293.001,00	372.299,00	373.088,00	378.311,00	130.482,00	392.475,00	414.505,00	393.505,00	280.295,00
C	340.812,00	303.328,00	370.263,00	229.633,00	447.582,00	472.386,00	511.221,00	403.653,00	456.027,00	431.376,00	412.860,00	354.363,00
D	4.917.274,00	4.860.654,00	5.286.272,00	4.337.409,00	5.315.296,00	4.757.155,00	4.904.100,00	2.351.429,00	5.039.836,00	5.346.216,00	4.689.983,00	4.028.964,00
E	4.798,00	4.798,00	4.798,00	4.798,00	4.798,00	4.798,00	4.798,00	4.798,00	4.798,00	4.798,00	4.798,00	4.798,00
F1	522.463,00	503.157,00	571.964,00	520.477,00	644.397,00	711.836,00	771.079,00	617.062,00	766.741,00	763.781,00	728.386,00	650.967,00
F2	1.069.793,00	1.017.263,00	1.128.350,00	985.494,00	1.110.053,00	1.062.491,00	1.111.738,00	810.100,00	1.045.175,00	1.059.681,00	1.052.604,00	953.541,00
F3	151.541,00	155.229,00	173.117,00	142.821,00	180.063,00	173.257,00	162.994,00	91.726,00	151.559,00	178.365,00	177.375,00	143.212,00
G	268.958,00	245.971,00	302.716,00	266.429,00	311.208,00	291.766,00	295.549,00	252.222,00	272.884,00	288.872,00	260.420,00	224.176,00
H	1.331.136,00	1.155.809,00	1.365.247,00	1.229.032,00	1.399.989,00	1.289.651,00	1.561.059,00	808.482,00	1.453.122,00	1.381.680,00	1.146.129,00	764.778,00
I	8.165,25	7.294,57	8.681,24	8.146,63	10.681,15	15.094,12	16.401,99	12.360,89	10.853,79	8.292,64	8.707,54	8.047,36
L	17.646,00	16.446,00	18.776,00	15.527,00	14.178,00	16.213,00	20.678,00	11.512,00	15.959,00	14.208,00	16.902,00	19.280,00
M	11.568,31	10.161,71	10.976,50	10.638,78	10.815,91	9.999,40	10.501,08	10.329,33	9.622,53	10.548,76	10.767,60	11.359,20

3.3.1 Elaborazione dei dati di fabbisogno di energia elettrica mensile

Elaborando i dati mensili, si può effettuare un'analisi più precisa della situazione attuale, calcolando la distribuzione energetica durante il corso dell'anno, ed evidenziando i periodi in cui si ha il picco della richiesta e quelli, invece, in cui si ha il minimo consumo.

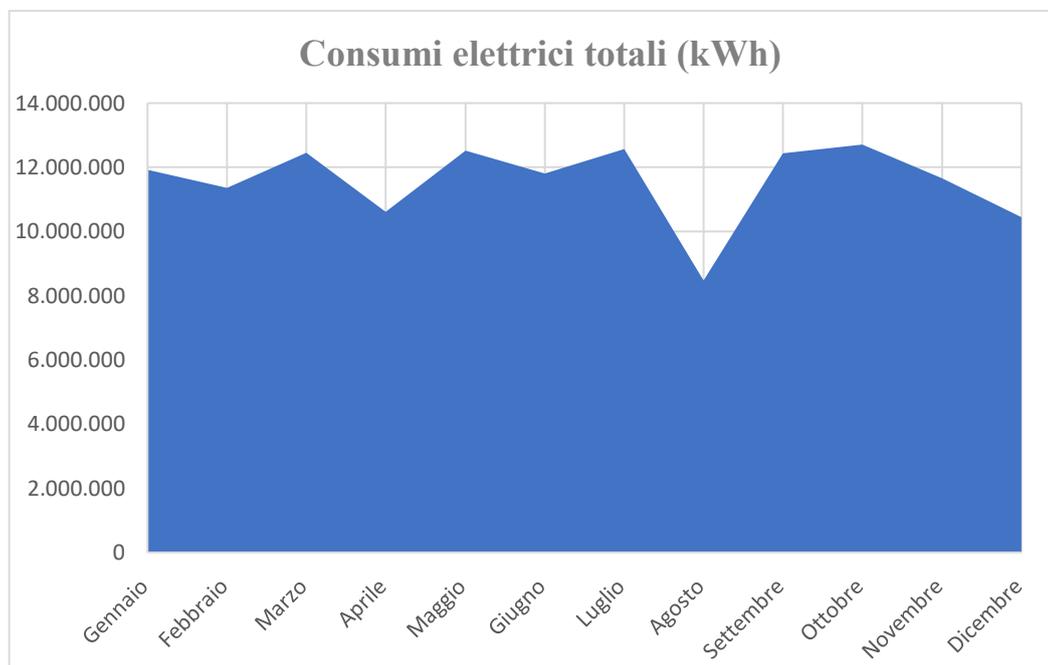


Figura 19 - Consumi elettrici mensili 2017

Come si può vedere nel mese di agosto è presente una evidente anomalia, che non viene utilizzata per il calcolo del fabbisogno medio mensile, pari a 11,861 GWh/mese. Il fabbisogno per il mese di agosto è invece pari a 8,479 GWh, con una riduzione quindi del 29%.

Tale diminuzione nel mese di agosto è giustificabile con le chiusure aziendali che avvengono molto spesso in quel periodo dell'anno.

Di seguito si riporta, infine, il grafico che contiene il contributo di ogni azienda al consumo di energia elettrica mensile.

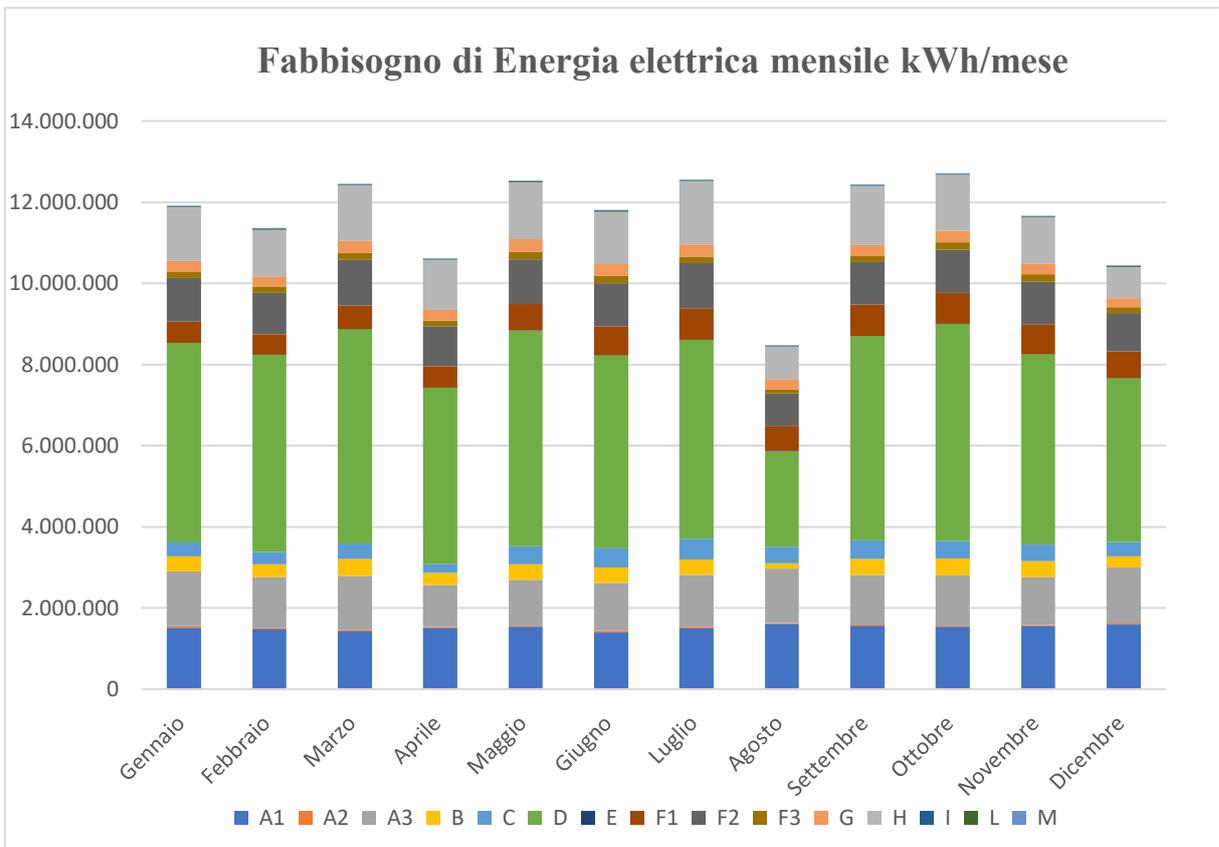


Figura 20 - Consumi elettrici per singola azienda

Per far emergere il legame tra il fabbisogno di energia elettrica e i giorni lavorativi si utilizzano i dati della tabella 3, dividendo il consumo di energia elettrica per i giorni in cui le aziende hanno effettivamente lavorato ogni mese.

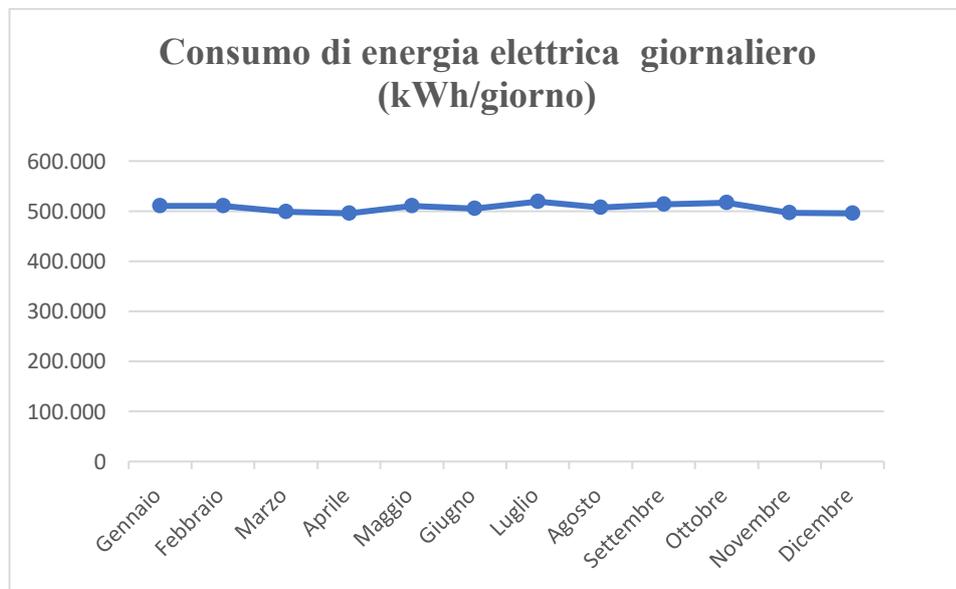


Figura 21 - Consumo di energia elettrica giornaliero

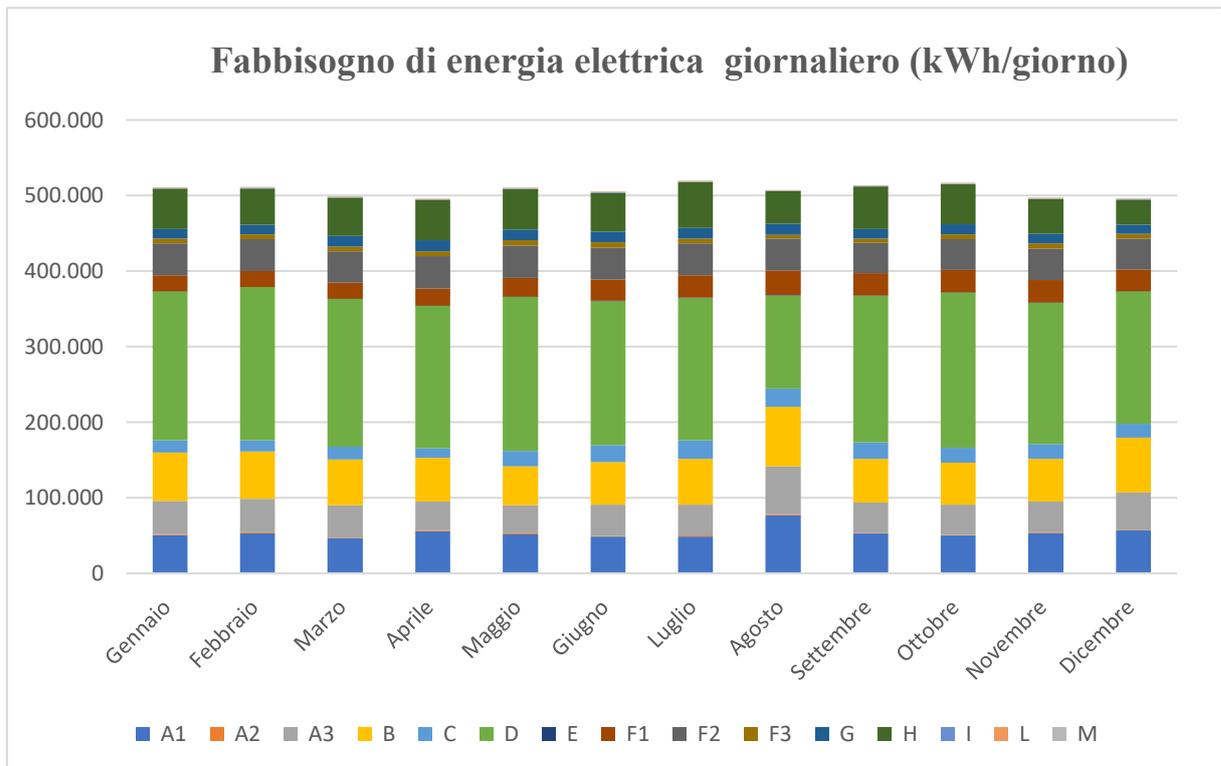


Figura 22 - Fabbisogno di energia elettrica giornaliero per singola azienda

Dalle figure 21 e 22, si evince che effettivamente il consumo di energia elettrica è strettamente legato alle chiusure aziendali, si vede infatti che il fabbisogno medio giornaliero per tutti i mesi dell'anno risulta molto stabile ed indipendente dalle stagioni, con un valore di 506,53 MWh/giorno.

Una procedura analoga è stata eseguita per processare e quantificare il fabbisogno di energia termica, che nell'area è quasi totalmente soddisfatta tramite caldaie tradizionali alimentate da gas naturale, dal calore prodotto dai due impianti CHP nell'azienda A e dal teleriscaldamento per l'azienda C, il cui fabbisogno infatti è diviso in teleriscaldamento (C-DH) e da gas naturale (C-GAS N).

Tabella 9 - Carico termico mensile

FABBISOGNO DI ENERGIA TERMICA MENSILE (KWH/MESE)

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
A1	913.235	732.162	756.959	628.913	566.419	407.801	448.789	472.981	481.486	486.375	712.970	1.028.061
A2	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
A3	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
B	689.644	775.504	1.075.240	747.018	948.993	926.599	957.354	312.948	948.309	1.075.426	1.062.576	728.985
C-DH	0	386.764	396.400	184.800	325.400	199.800	266.800	175.800	311.100	339.200	413.600	555.100
C-GAS N	733.317	223.215	168.600	104.381	101.506	140.475	88.177	66.615	77.939	101.369	100.049	85.576
D	5.682.851	4.270.020	3.030.874	1.764.689	1.739.929	1.740.369	1.756.651	483.102	2.043.752	2.110.279	3.888.023	5.380.709
E	16.953	16.953	16.953	16.953	0	0	0	0	16.953	16.953	16.953	16.953
F1	292.871	192.324	117.788	53.022	38.969	0	0	0	0	16.419	307.667	407.598
F2	839.429	640.358	537.532	395.267	298.709	250.919	222.277	190.260	29.073	295.336	610.728	825.856
F3	252.171	121.279	112.938	30.305	16.898	1.926	1.301	0	587	75.406	188.089	192.666
G	670.673	548.612	564.415	417.466	455.164	332.466	338.764	241.346	373.294	491.629	577.264	698.886
H	404.010	282.095	185.957	205	59	0	0	0	0	1.291	251.868	394.289
I	34.627	24.086	16.967	6.845	1.897	0	0	0	0	6.307	19.431	26.941
L	57.920	59.997	63.579	39.535	26.429	19.693	18.527	8.361	19.098	27.078	50.391	65.265
M	106.366	73.499	54.195	26.550	32.515	10.405	10.121	10.004	18.473	49.902	61.422	98.064

3.3.2 Elaborazione dei dati di fabbisogno di energia termica mensile

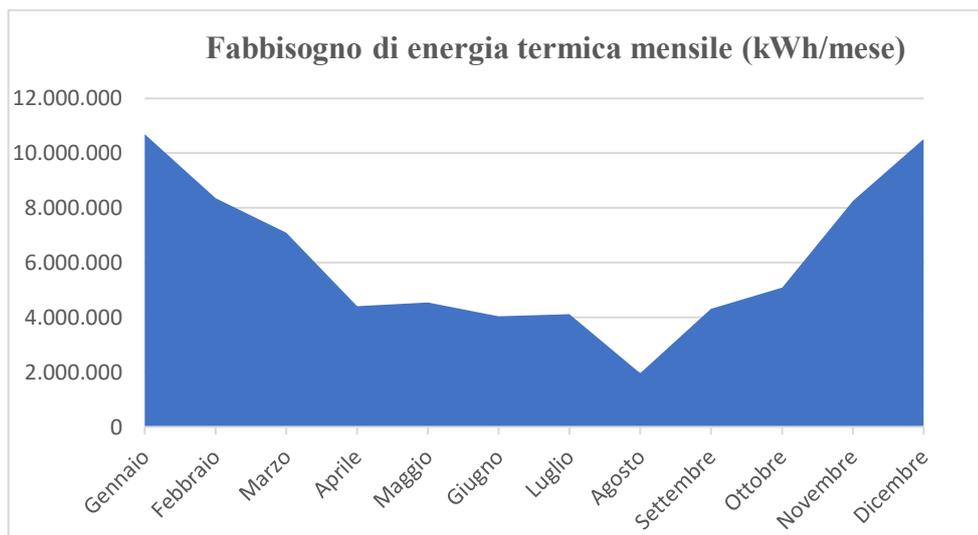


Figura 23 - Consumi energia termica mensili 2017

Da questa panoramica globale, si evince, come era lecito aspettarsi, che il fabbisogno termico, a differenza di quello elettrico, risente molto delle variazioni stagionali, visto che in molti casi l'energia termica è utilizzata per l'acqua calda sanitaria e per il riscaldamento degli edifici.

Il picco si ha nel mese di gennaio, con una richiesta di 10,694 GWh_t, mentre il valore minimo ad agosto con una richiesta pari a 1,961 GWh_t.

È inoltre importante notare che da un punto di vista economico, un dato interessante è quello del gas naturale consumato, rispetto all'energia termica richiesta.

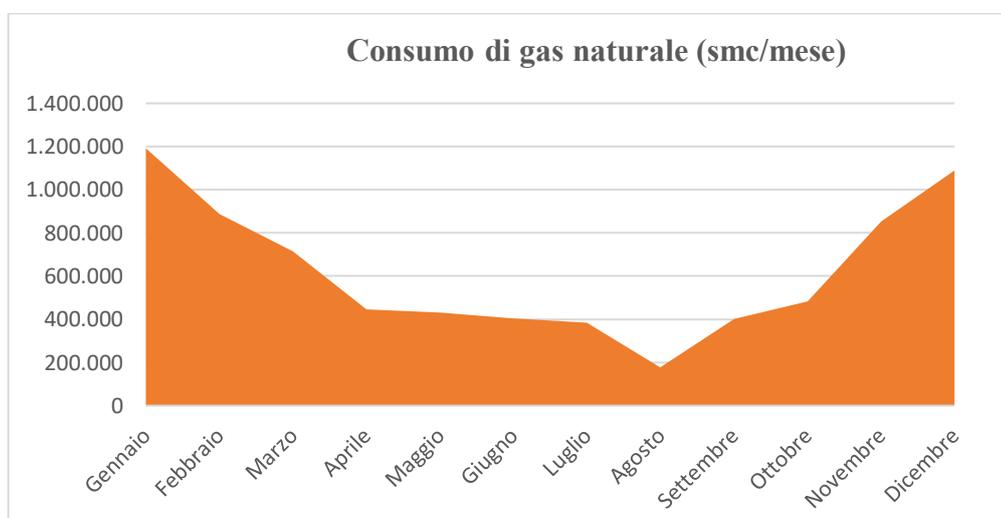


Figura 24 - Consumo di gas naturale 2017

Visto che la produzione di energia termica nel territorio è quasi totalmente dovuta all'utilizzo del gas naturale, si vede che il grafico riguardante gli standard metri cubi consumati, ha un andamento molto simile a quello dell'energia termica richiesta, anche se vi è un utilizzatore di energia termica da teleriscaldamento, e l'azienda A che produce calore attraverso i cogeneratori alimentati da biogas. Più dettagliatamente il picco si ha nel mese di gennaio con un consumo di 1.192.016 smc, mentre il minimo si ha durante la stagione estiva e precisamente nel mese di agosto, quando alcune aziende chiudono per festività, con un consumo di 176.752 smc.

Infine, si diversifica il consumo di gas naturale per ogni azienda, come precedentemente fatto per il carico elettrico mensile.

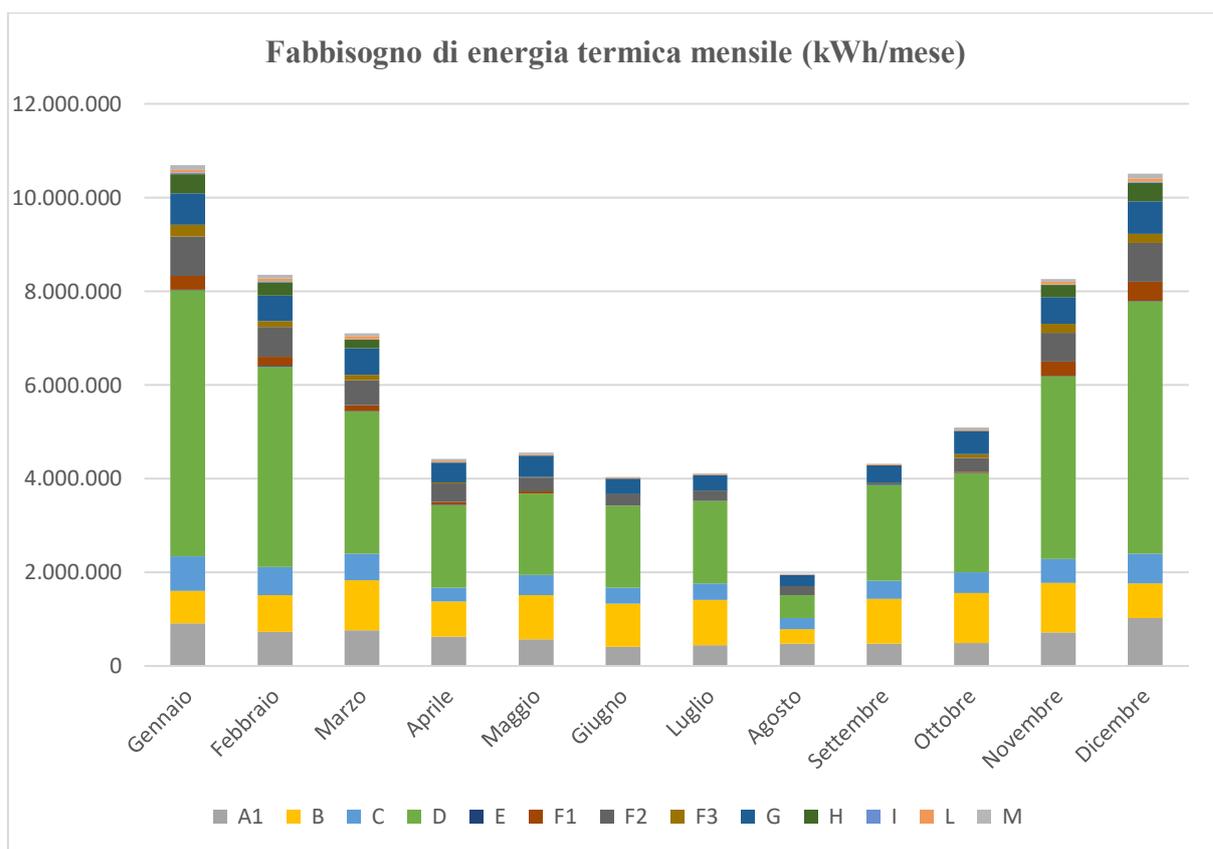


Figura 25 - Consumo di gas naturale per singola azienda

Come fatto in precedenza per il fabbisogno di energia elettrica, è opportuno effettuare un'analisi più approfondita del carico termico mensile, in modo da poter quantificare anche con qualche imprecisione, la quantità di energia effettivamente utilizzata per la produzione e la parte invece utilizzata per gli impianti di riscaldamento e di produzione di acqua calda sanitaria.

A tale scopo, è opportuno conoscere la zona climatica dei comuni in cui sono presenti le aziende coinvolte attraverso lo studio di un parametro molto importante, il grado-giorno (GG).

Il grado-giorno di una località è l'unità di misura che stima il fabbisogno energetico necessario per mantenere un clima confortevole nelle abitazioni.

Rappresenta la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, degli incrementi medi giornalieri di temperatura necessari a raggiungere la soglia di 20 °C [34].

La legislazione italiana sul risparmio energetico utilizza tale parametro come elemento fondamentale per tre scopi [35]:

- 1) Classificare il territorio in zone climatiche (A-F);
- 2) Determinare il periodo convenzionale di accensione degli impianti di riscaldamento centralizzati;
- 3) Definire i requisiti di efficienza energetica necessari per nuove costruzioni e/o ristrutturazioni.

Per calcolarlo si segue una specifica procedura:

- 1) Si misura il valore di temperatura media giornaliera della località d'interesse per un adeguato numero di anni;
- 2) Partendo dalla stagione autunnale, si identifica con l'indice $j=1$ il primo giorno in cui la temperatura media giornaliera risulti minore a 12°C;
- 3) Si registra questo valore di temperatura come t_{e1} ;
- 4) Si identifica con il valore $j=N$ il primo giorno primaverile in cui la temperatura media giornaliera risulta ancora inferiore a 12°C.

$$GG = \sum_{j=1}^N (20 - t_{ej})$$

In funzione del valore di GG, il territorio italiano viene quindi suddiviso in 6 zone climatiche, a cui corrisponde un periodo di accensione dell'impianto termico centralizzato stabilito per legge come si può vedere nella tabella successiva.

Tabella 10 - Zone climatiche e Gradi-Giorno

Zona climatica	Gradi-giorno	Periodo	Numero di ore
A	comuni con GG \leq 600	1° dicembre - 15 marzo	6 ore giornaliere
B	600 < comuni con GG \leq 900	1° dicembre - 31 marzo	8 ore giornaliere
C	900 < comuni con GG \leq 1.400	15 novembre - 31 marzo	10 ore giornaliere
D	1.400 < comuni con GG \leq 2.100	1° novembre - 15 aprile	12 ore giornaliere
E	2.100 < comuni con GG \leq 3.000	15 ottobre - 15 aprile	14 ore giornaliere
F	comuni con GG > 3.000	tutto l'anno	nessuna limitazione

Come si può vedere nella figura successiva, si è mappato tramite il GIS, il valore di GG nell'area del Pinerolese; si ha un valore minimo di 2620 GG nel comune di Villafranca Piemonte, mentre il valore massimo di 4640 GG, nel comune montano di Pragelato.

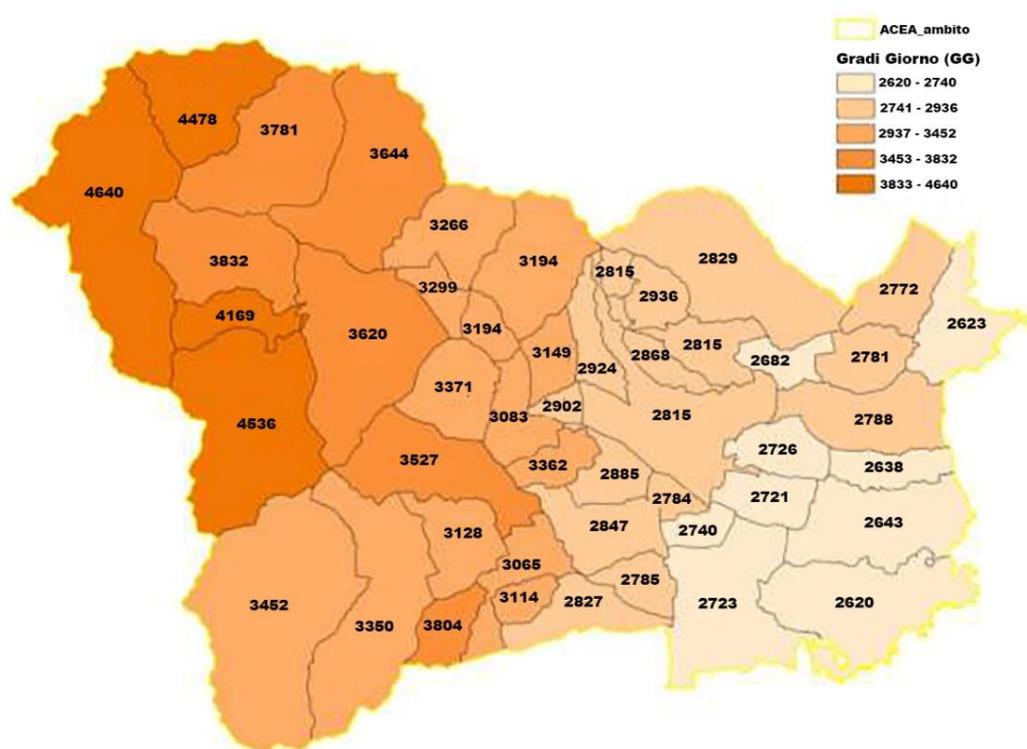


Figura 26 - Gradi-Giorno area Pinerolese

Ai fini dell'analisi, si identifica il valore di gradi-giorno e la rispettiva zona climatica, per i comuni in cui sono localizzate le aziende oggetto d'indagine, prendendo sempre come riferimento l'anno 2017.

Tabella 11 - Gradi-Giorno per le aziende coinvolte [36]

Azienda	Località	Gradi-Giorno	Zona Climatica
A1 – B – E – F1 - I	Pinerolo	2748	E
C – F2 – F3	Luserna San. Giovanni	3092	F
D	Villar Perosa	2868	E
G	Villafranca Piemonte	2620	E
H	Buriasco	2726	E
L - M	Cantalupa	2936	E

Come si può vedere, le aziende C ed F nelle sedi 2 e 3, si trovano nella zona climatica F, mentre tutte le altre nella zona climatica E.

Un'altra informazione molto importante per lo studio, riguarda il valore di temperatura media misurata nelle stazioni meteo più prossime alle aziende in modo da poter calcolare, mese per mese, la variazione di temperatura per il riscaldamento degli edifici rispetto al valore di 20 °C, considerato, come per il calcolo dei GG, il valore di riferimento.

Come è lecito aspettarsi, le stazioni meteo non sono localizzate in ogni comune, si procede quindi a rintracciare quelle più prossime e si calcola il ΔT come segue:

$$\Delta T = 20 \text{ }^\circ\text{C} - T_{\text{stazione meteo}}$$

Va inoltre ricordato che tale calcolo va effettuato soltanto per i mesi in cui è necessario riscaldare gli edifici, facendo quindi riferimento alle zone climatiche dei comuni.

Per le aziende C, F2 e F3, che ricadono nella zona climatica F, il calcolo va invece effettuato per tutti i mesi dell'anno.

Tabella 12 - Variazione di Temperatura mensile [36]

Stazione Meteo	Aziende	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Sett	Ott	Nov	Dic
Pinerolo	A1 – B – D - E – F1- G - H - I	18,80	14,60	8,60	6,20	0,00	0,00	5,30	13,10	18,70
Luserna San Giovanni	C – F2 – F3	19,6	15,3	9,8	8,0	3,7	3,9	6,9	14,3	19,5
Cumiana	L - M	18,60	14,40	8,40	6,20	0,00	0,00	5,70	13,20	18,90

Come si può vedere nella tabella 12, non sono presenti i valori di ΔT per i mesi di giugno, luglio ed agosto; mesi in cui la temperatura media misurata nella stazione meteorologica di Luserna San Giovanni, è superiore ai 20 °C di riferimento e per cui non è necessario utilizzare gli impianti termici per il riscaldamento.

Questi valori vengono infine utilizzati per confrontarli con i consumi termici mensile delle aziende, ed evidenziare il legame tra il fabbisogno termico e l'esigenza di riscaldare gli edifici.

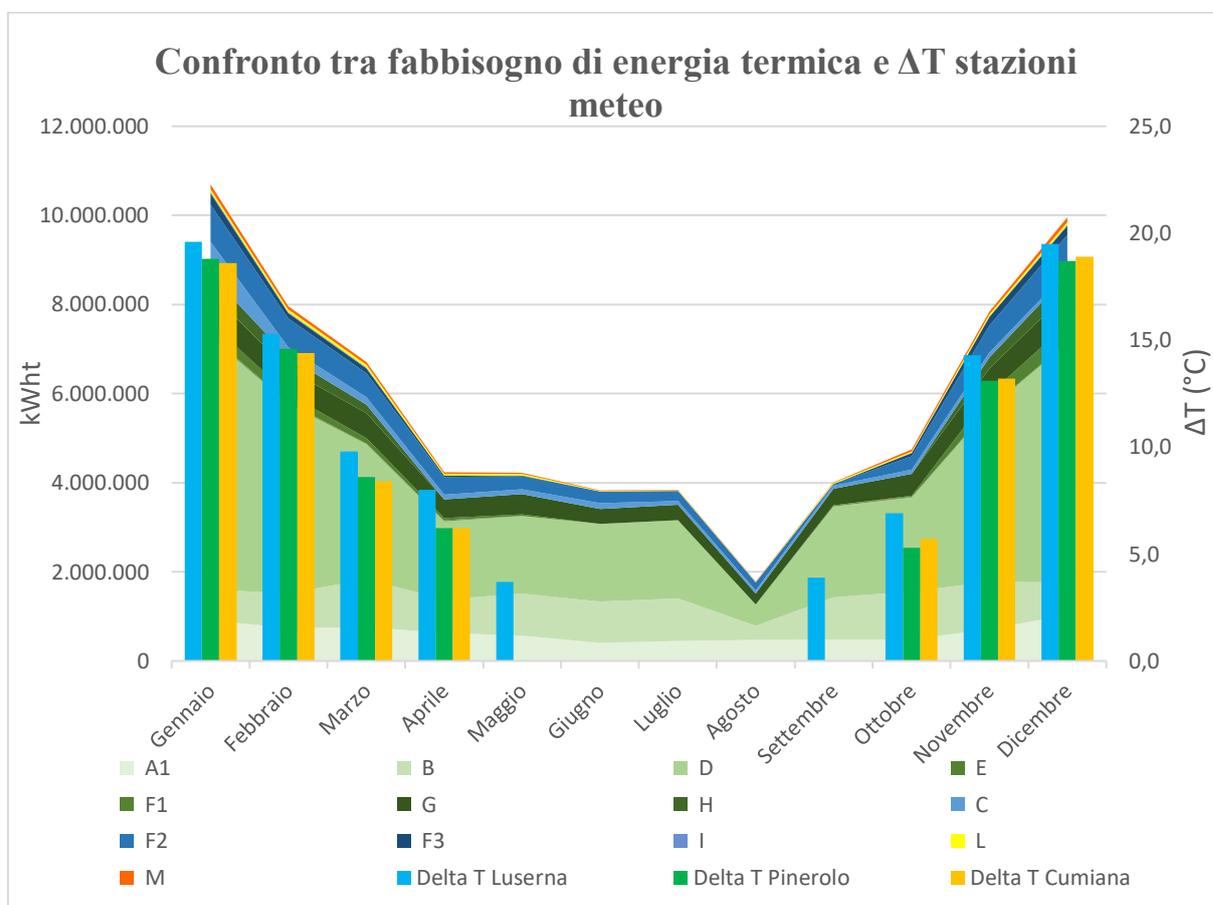


Figura 27 - Confronto consumo variazione di temperatura

Come si può vedere nella figura 27, il fabbisogno di energia termica ha un andamento molto simile al ΔT calcolato nelle tre stazioni meteo, ciò ci permette di valutare la quantità di energia termica necessaria al riscaldamento e la frazione invece necessaria ai processi produttivi delle varie aziende.

Per quantificare il fabbisogno termico per i processi produttivi si calcola l'energia necessaria nei mesi da maggio a settembre e se ne ricava il valor medio, trascurando il mese di agosto visto che vi è una diminuzione anomala legata alle chiusure aziendali.

Il valor medio è pari a 4.253 GWh/mese, ipotizzando che tale valore rimanga costante nel resto dell'anno, si può diversificare il fabbisogno termico complessivo in due contributi principali:

- 1) Consumo legato ai processi produttivi;
- 2) Consumo legato al riscaldamento degli edifici.

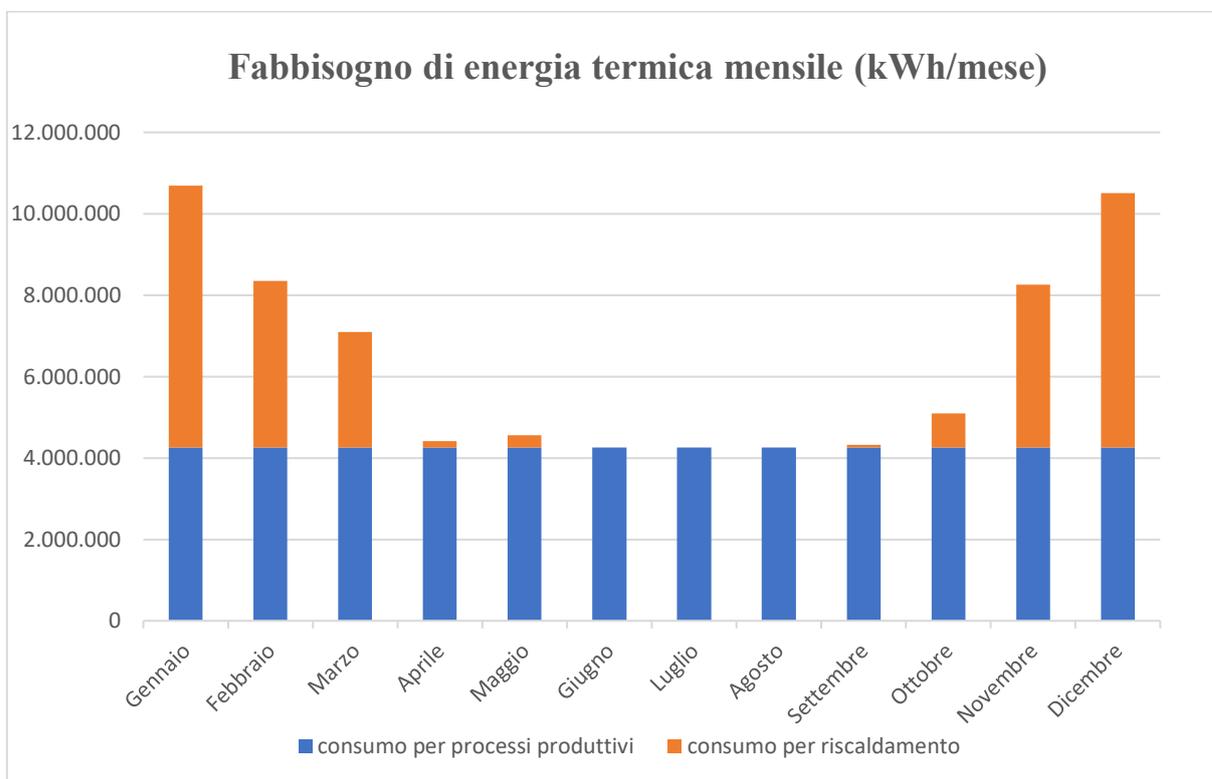


Figura 28 - Fabbisogno di energia termica per produzione e riscaldamento degli edifici

3.4 Analisi della produzione di energia locale

Dopo aver descritto i fabbisogni elettrici e termici, si analizza la quantità di energia prodotta localmente, in modo tale da poter confrontare fabbisogno e la produzione globale all'interno della comunità.

Anche in questo caso, si diversifica l'analisi su scala temporale, si ha infatti la produzione annuale per l'anno 2017, e la produzione diversificata per mese. Tale diversificazione risulta essere molto importante soprattutto per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, visto che essa, in molti casi, è di tipo rinnovabile ed è molto soggetta a variazioni significative stagionali.

Produzione di energia elettrica per tecnologia

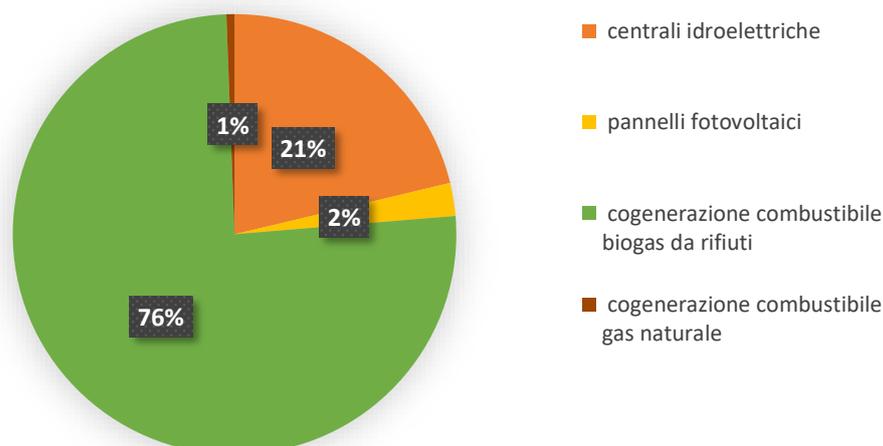


Figura 29 - Tecnologie utilizzate per la produzione elettrica

Come si vede nella figura 29, nel campione analizzato l'energia elettrica viene prodotta principalmente tramite cogenerazione utilizzando come combustibile il biogas (76%), ma vi è una buona parte di idroelettrico, pari al 21%, una parte di produzione da fotovoltaico (2%) e vi è l'azienda L che produce energia tramite un cogeneratore alimentato da gas naturale, che quindi rappresenta l'unica fonte di energia di tipo non rinnovabile (no FER).

Di seguito si riportano le informazioni principali riguardanti gli impianti di produzione in formato tabellare.

Tabella 13 - Produzione di energia elettrica annuale [37]

Azienda	Località	Risorsa energetica	Impianto	Potenza installata (kW)	Produzione annuale (kWh)
A4	Pinasca	idroelettrica	Turbina Pelton	500	2.685.093
A5	Balma	idroelettrica	Turbina Pelton	200	1.036.166
A1	Pinerolo	biogas	3 Motori a combustione interna, con recupero termico dai gas di scarico	3 * 1000	13.264.512
A1	Pinerolo	Solare	Pannelli fotovoltaici	112	127.581
G	Villafranca	solare	Pannelli fotovoltaici	199,5	199.178
I	Pinerolo	solare	Pannelli fotovoltaici	40,42	46.166
L	Cantalupa	gas naturale	Motore a combustione interna, con recupero termico dai gas di scarico	100	102.806
M	Cantalupa	solare	Pannelli fotovoltaici	62	50.911
TOTALE				4213,92	17.512.413

Aziende CPE - Produzione elettrica annuale [kWh / anno]

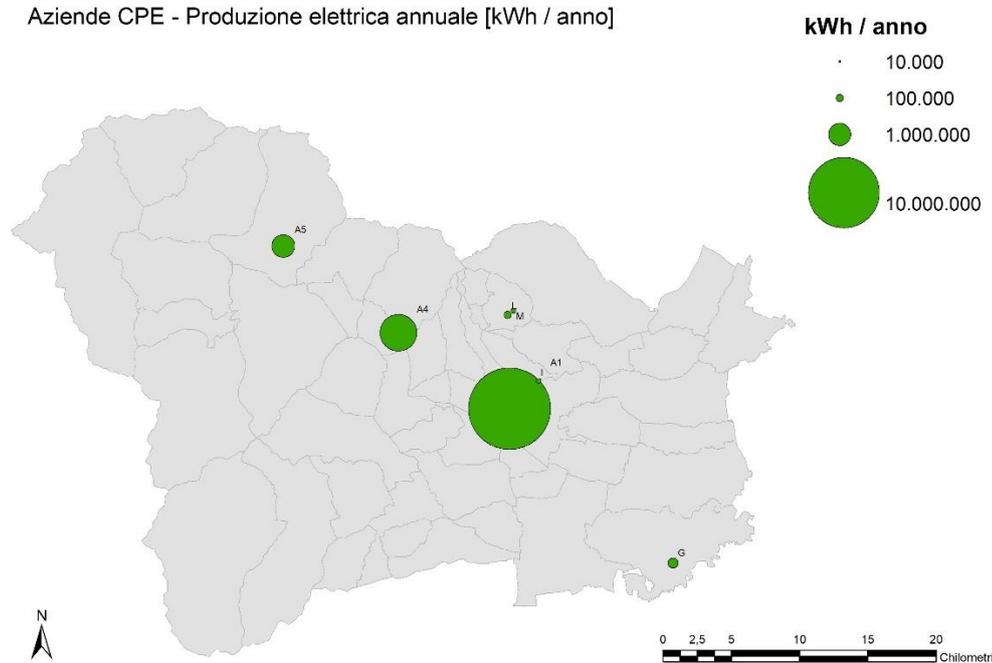


Figura 30 - Geolocalizzazione produzione energia elettrica annuale

Si passa, come fatto in precedenza per i fabbisogni, ad una distribuzione della produzione elettrica mensile per ogni produttore nell'area d'indagine, ricordando nuovamente che tale dato è calcolato per l'anno 2017.

Tabella 14 - Produzione di energia elettrica mensile

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MENSILE (KWH/MESE)

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
A4	241.155	223.011	245.308	216.876	238.836	222.813	238.545	222.255	218.583	199.662	205.584	212.465
A5	96.185	84.795	92.060	88.259	99.184	89.282	93.029	87.479	84.206	78.528	78.602	64.557
A1-BIOGAS	1.189.069	967.974	1.286.563	1.183.399	1.165.116	1.068.416	1.023.976	1.110.940	1.156.249	982.376	1.053.094	1.077.341
A1-PV	4.685	5.231	10.761	13.763	15.930	16.904	17.899	14.389	11.362	7.354	5.266	4.036
G	6.351	8.909	16.944	22.144	27.321	28.181	28.132	23.988	18.088	12.045	6.597	478
I	1.576	1.775	3.592	4.757	5.962	6.324	6.539	5.346	4.143	2.852	1.793	1.506
L	13.558	11.709	13.733	8.379	6.958	5.100	4.682	1.293	4.873	7.217	11.266	14.038
M	2.421	2.294	4.283	5.394	5.910	6.065	6.351	5.508	4.537	3.498	2.589	2.061

Elaborando i dati mensili, si può effettuare un'analisi più precisa della situazione attuale, calcolando la distribuzione energetica durante il corso dell'anno, ed evidenziando i periodi in cui si ha il picco e il minimo di produzione.

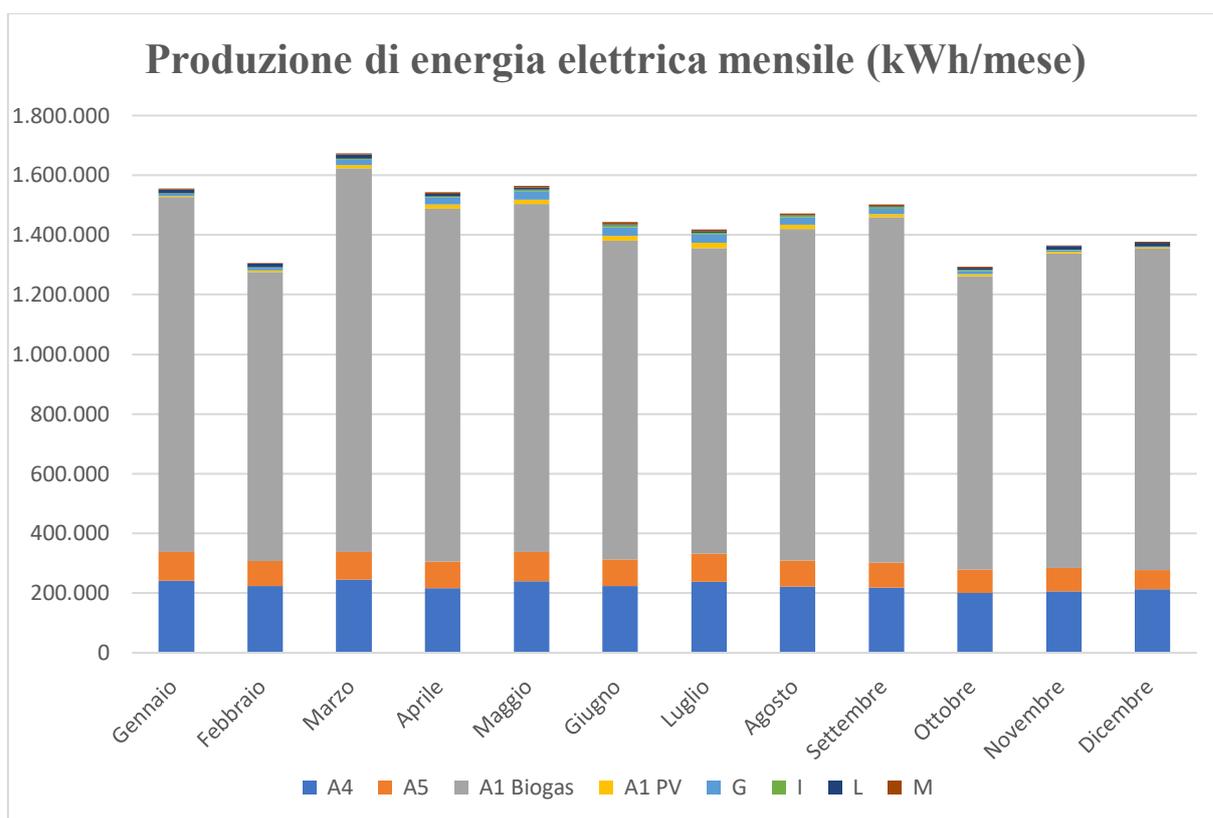


Figura 31 - Produzione di energia elettrica mensile

Guardando la figura 31, si evince che contrariamente a ciò che si ci può aspettare, la produzione di energia elettrica nel campione analizzato, non subisce variazioni troppo marcate con le stagioni; la motivazione principale di tale andamento sta nel fatto che una produzione effettuata tramite tecnologie come la cogenerazione non viene influenzata dal clima del luogo, ma soltanto da logiche di produzione.

Entrando nel dettaglio della figura, il picco di produzione si ha nel mese di marzo con 1,673 GWh, mentre il minimo nel mese di ottobre con 1,293 GWh prodotti.

Bisogna ricordare inoltre, che la produzione analizzata, costituisce un campione rappresentativo, non comprendente di tutti i produttori del Pinerolese, ma di una piccola percentuale, per poter effettuare un'analisi preliminare per la realizzazione della comunità.

Dopo aver analizzato la produzione di energia elettrica, si evidenzia che per l'energia termica non si può parlare di veri e propri produttori o di consumatori, visto che nella maggior parte dei casi l'energia termica viene prodotta localmente, tramite delle caldaie a condensazione per

l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento degli edifici e per tutti i processi che richiedono del calore all'interno delle aziende. Tuttavia, si può associare la voce produzione con il concetto di teleriscaldamento, tale tecnologia infatti, permette agli utenti di accedere al calore prodotto dalla centrale, per il proprio fabbisogno termico.

Nel Pinerolese vi è una situazione di questo tipo, con l'azienda A nella sede 1 che rifornisce 20 utenti nell'area adiacente allo stabilimento, che viene brevemente presentata di seguito, considerando quindi il teleriscaldamento come una produzione di energia termica della comunità.

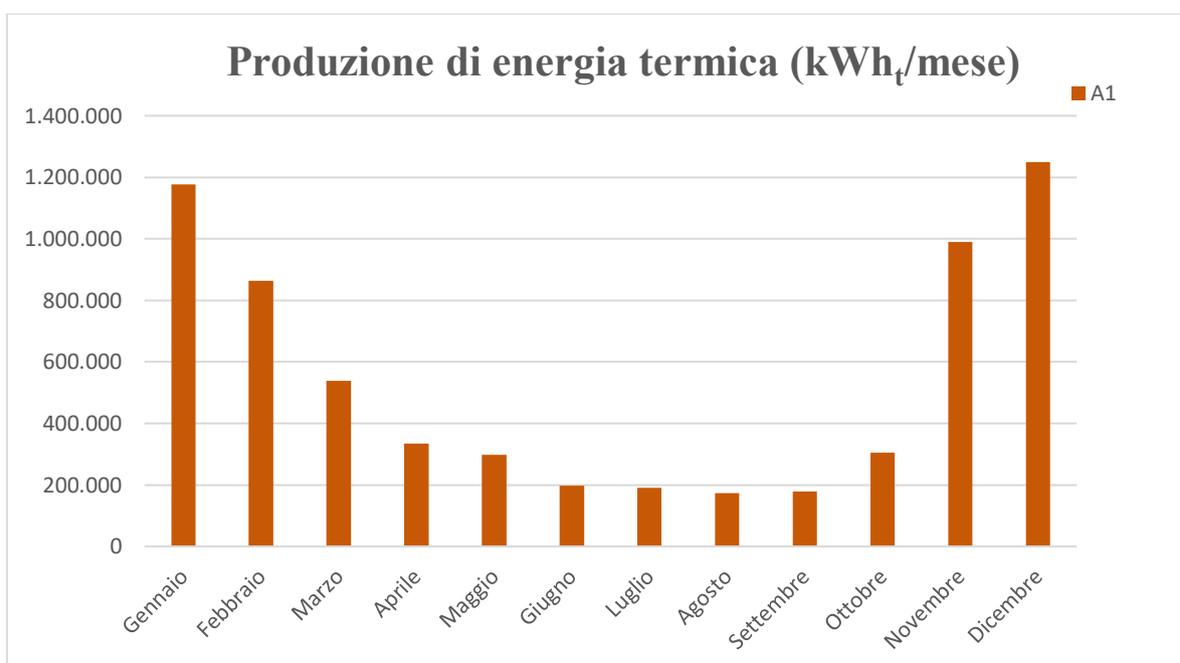


Figura 32 - Produzione di energia termica per teleriscaldamento

Dal grafico si vede che la produzione segue un andamento molto simile al fabbisogno, molto pronunciata nei mesi invernali, e minore nei mesi estivi. Precisamente si ha una disponibilità di energia termica massima nel mese di dicembre con 1,25 GWh_t prodotti, e la minima disponibilità ad agosto con un valore di 173 MWh_t.

3.5 Confronto tra produzione e fabbisogno

Dopo aver analizzato singolarmente, il fabbisogno energetico e la produzione nel territorio, risulta interessante effettuare un bilancio complessivo delle due quantità, in modo tale da poter avere una visione globale delle grandezze in gioco.

Prima di presentare i dati raccolti bisogna ricordare che in questo bilancio non sono compresi tutti gli utenti dell'area di Pinerolo, ma soltanto le aziende analizzate, senza considerare quindi tutti i cittadini, i comuni, le altre aziende sul territorio e altre realtà di piccole dimensioni come l'artigianato. Utenti come i cittadini, nell'attuale situazione energetica italiana, non devono più essere considerati come dei semplici consumatori di piccola taglia (quasi sempre entro i 3kW), ma come veri e propri prosumers (consumatori e produttori) figure quindi, che partecipano attivamente alla produzione di energia elettrica, soprattutto di tipo rinnovabile. Il bilancio tra produzione e fabbisogno che ne consegue quindi, può essere visto come una stima al ribasso, quasi come il peggior scenario possibile, per la realizzazione della comunità energetica.

A seguito di questa premesse, vengono rapportati i dati di fabbisogno e di produzione di energia elettrica, nuovamente su varie scale temporali per poter qualificare nel modo più dettagliato possibile le grandezze in gioco.

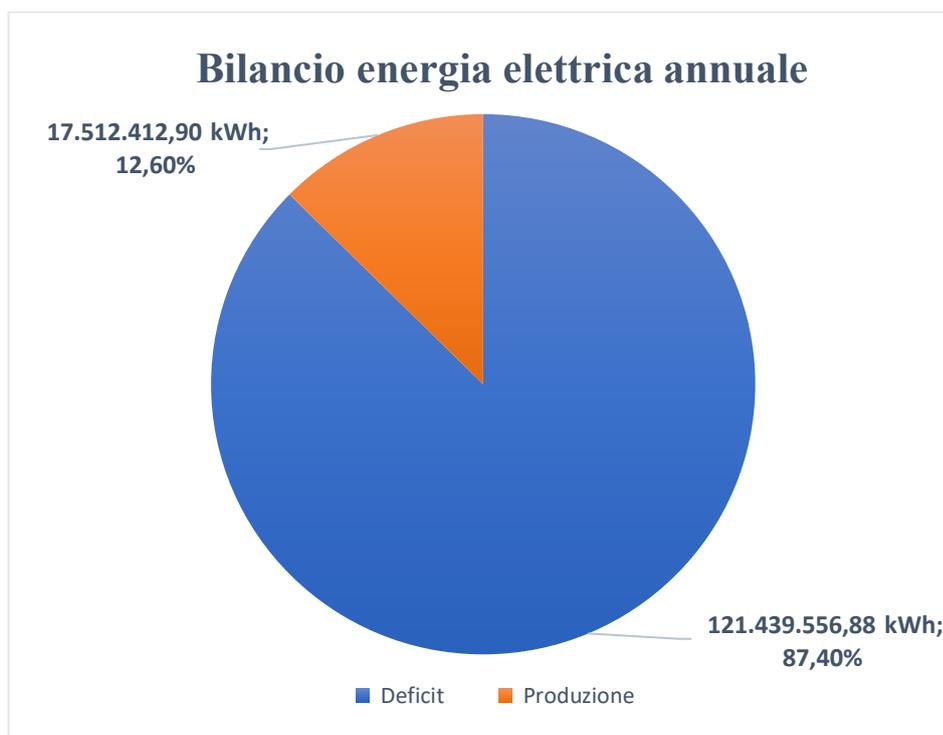


Figura 33 - Bilancio di energia elettrica annuale

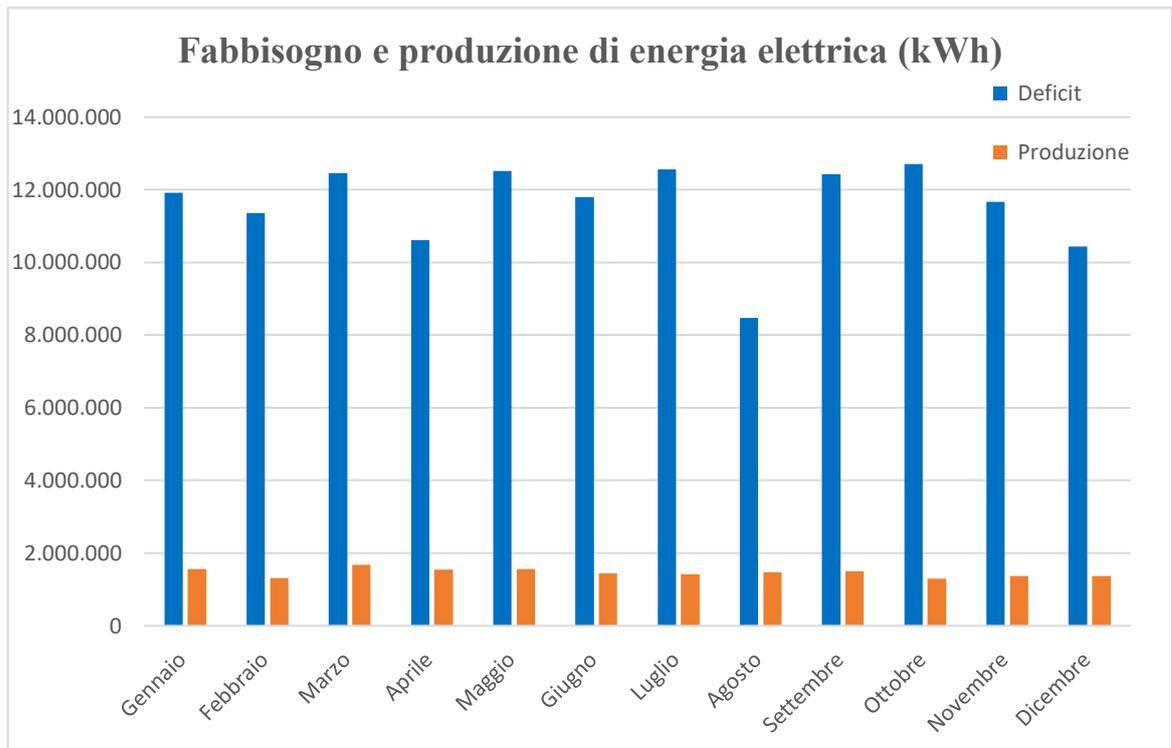


Figura 34 - Fabbisogno e produzione di energia elettrica mensile anno 2017

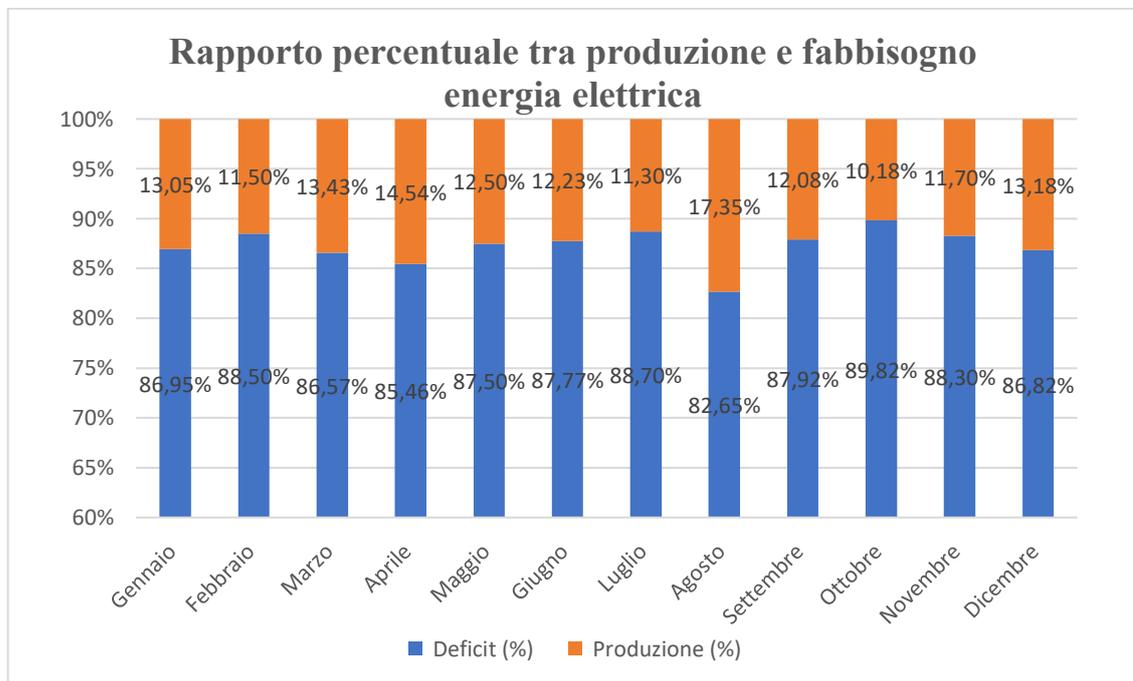


Figura 35 - Rapporto tra produzione e fabbisogno di energia elettrica anno 2017

Dai dati visibili nelle figure 33, 34 e 35, si evince che la produzione di energia elettrica nelle aziende considerate, se fosse interamente condivisa tra i membri della comunità, riuscirebbe a coprire mediamente il 12,60% del fabbisogno totale. Mentre analizzando il valore su scala mensile, si ha uno scostamento dal valore medio annuale in alcuni casi anche molto rilevante.

Precisamente, nel mese di ottobre si ha la situazione meno favorevole, con una copertura del 10,18%, mentre nel mese di agosto quella più favorevole, con una copertura del 17,35%.

Da questa panoramica, si comprende che i soggetti analizzati non riescono a raggiungere un'autosufficienza per quanto riguarda l'energia elettrica, ma ricordando quanto detto sopra, questo è un dato ampiamente comprensibile e prevedibile, considerando che il campione analizzato è ancora una piccola porzione del totale.

Per quanto riguarda l'energia termica, si evidenzia che tra i soggetti analizzati soltanto A1 rientra nella categoria dei prosumers, nel grafico seguente si rapporta la quantità di energia termica che esso rende disponibile alla comunità, con il fabbisogno di energia termica mensile di tutte le aziende.

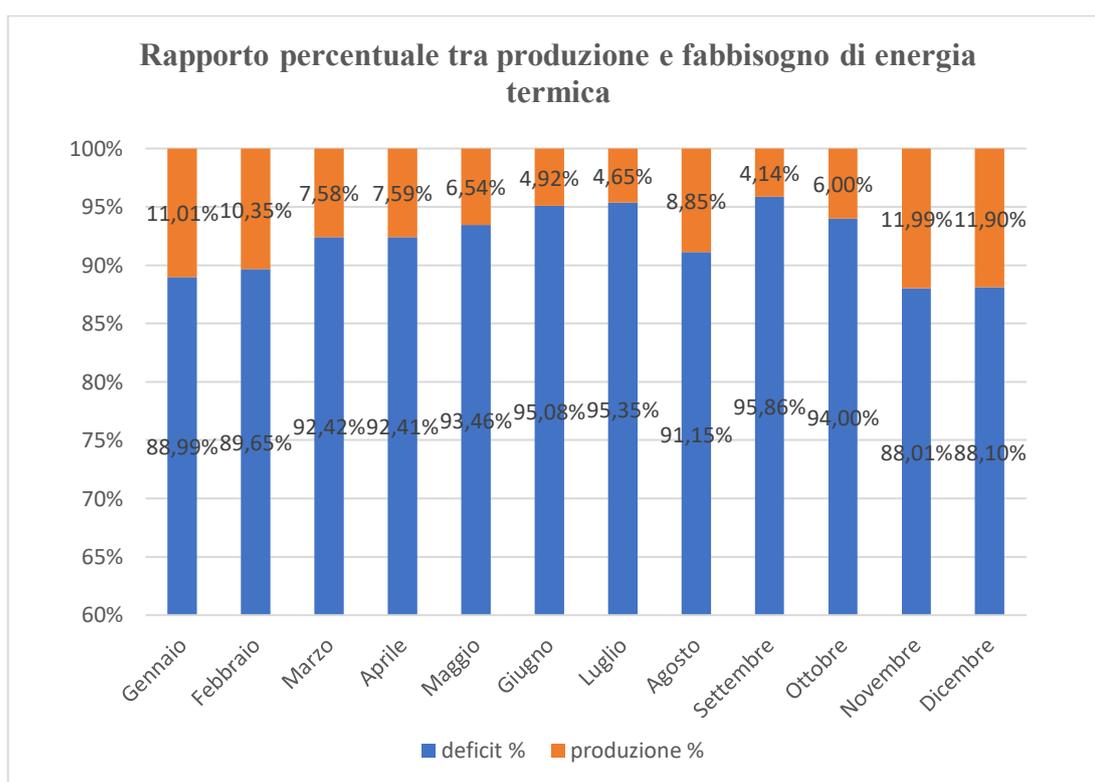


Figura 36 - Rapporto percentuale tra produzione di energia termica e fabbisogno

Come si vede dalla figura 36, la disponibilità di energia è massima nel mese di novembre con una copertura del 11,99%, mentre diminuisce drasticamente nei mesi estivi, con un valore minore al 5% nei mesi di giugno, luglio e settembre.

Da questa parte dell'elaborato, in cui si sono analizzati i fabbisogni elettrici e termici, e la produzione di energia all'interno della Comunità, si evince che la situazione attuale, necessita di numerosi interventi, in modo tale da rendere efficace e competitiva anche dal punto di vista economico la Comunità stessa.

Dal punto di vista dei consumi, risulta necessario intervenire attraverso opere di efficientamento energetico, in modo tale da diminuire i carichi elettrici mensili e quelli termici, che come si è visto nel paragrafo dedicato, sono influenzati in maniera consistente dalla necessità di riscaldare gli edifici; in questa situazione, interventi di questo tipo possono portare ad una drastica diminuzione del fabbisogno, che si ripercuote in vantaggi economici e permettono di incrementare l'autosufficienza, aspetto chiave per una comunità energetica che punta ad agire come un unico utilizzatore di energia in fasi di contrattazione con gli enti distributori delle risorse energetiche primarie in Italia.

Dal punto di vista della produzione invece, si evidenzia che per l'energia elettrica, si riesce a raggiungere un'autosufficienza media annuale del 12,60%, valore ancora troppo basso a cui corrisponderanno inevitabilmente minori vantaggi economici, sia per i produttori che per i consumatori, ipotizzando che l'energia venga venduta e acquistata all'interno della Comunità a prezzi più vantaggiosi rispetto alle tariffe vigenti oggi in Italia.

Dal punto di vista dell'energia termica, lo spazio di manovra risulta ancora maggiore, visto che la produzione da gas naturale, è ancora la più utilizzata; utilizzando soluzioni di tipo rinnovabile come il solare termico con opportuni sistemi di accumulo, e implementando maggiormente la rete di teleriscaldamento, la situazione potrebbe cambiare radicalmente con vantaggi indubbiamente economici ma anche e soprattutto ambientali.

3.5.1 Valutazioni sulla potenza elettrica installata nel Pinerolese

Una possibile soluzione per poter coprire maggiormente il fabbisogno totale di energia elettrica è di includere nel bilancio alcuni degli impianti attualmente in esercizio nell'area del Pinerolese.

In questo contesto risulta importante confrontare la potenza attualmente installata nelle 11 aziende considerate con tutta la potenza attualmente incentivata nei 47 comuni oggetto d'indagine; per far ciò si utilizza il sito atla-gse [37], che permette di rintracciare tutti gli impianti presenti nel territorio.

Tabella 15 - Potenza attualmente in esercizio [37]

Potenza incentivata nel Pinerolese (kW)				
Biogas	Biomasse	Idroelettrico	No FER	Solare fotovoltaico
7.565,40	16.248,00	60.438,50	3.399,90	50.988,34

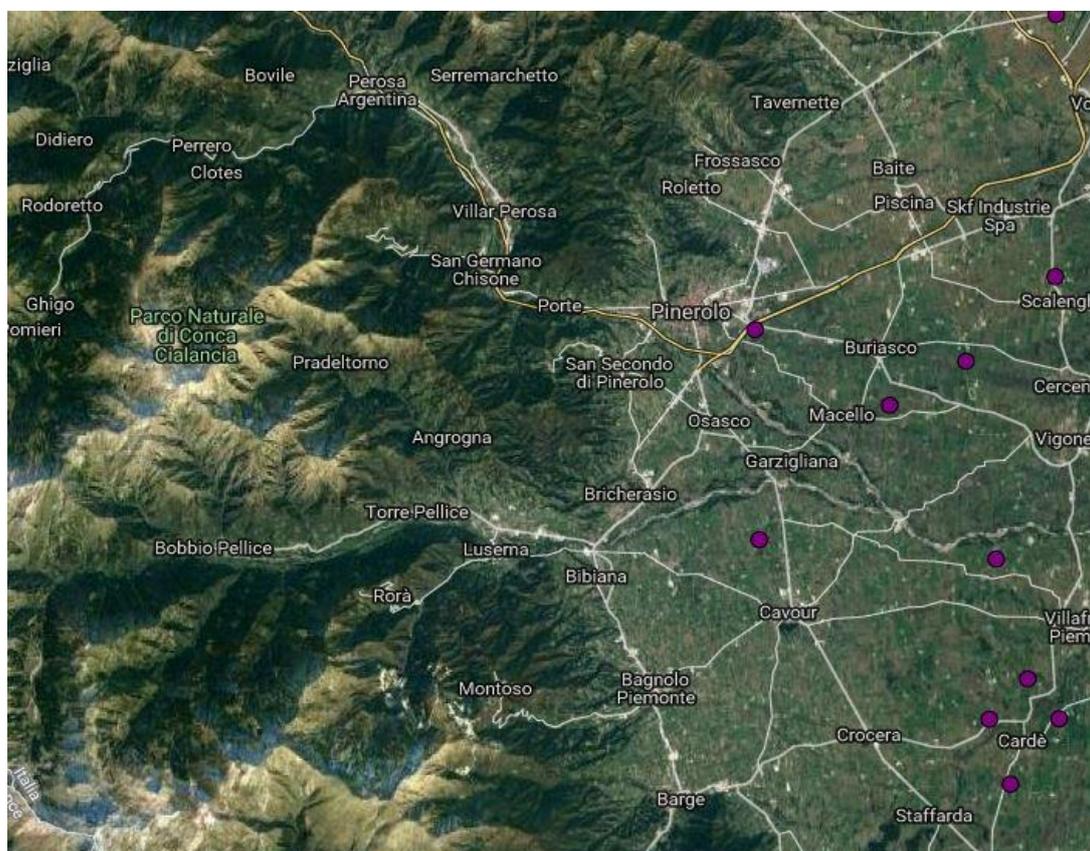


Figura 37 - Impianti a biogas Pinerolese

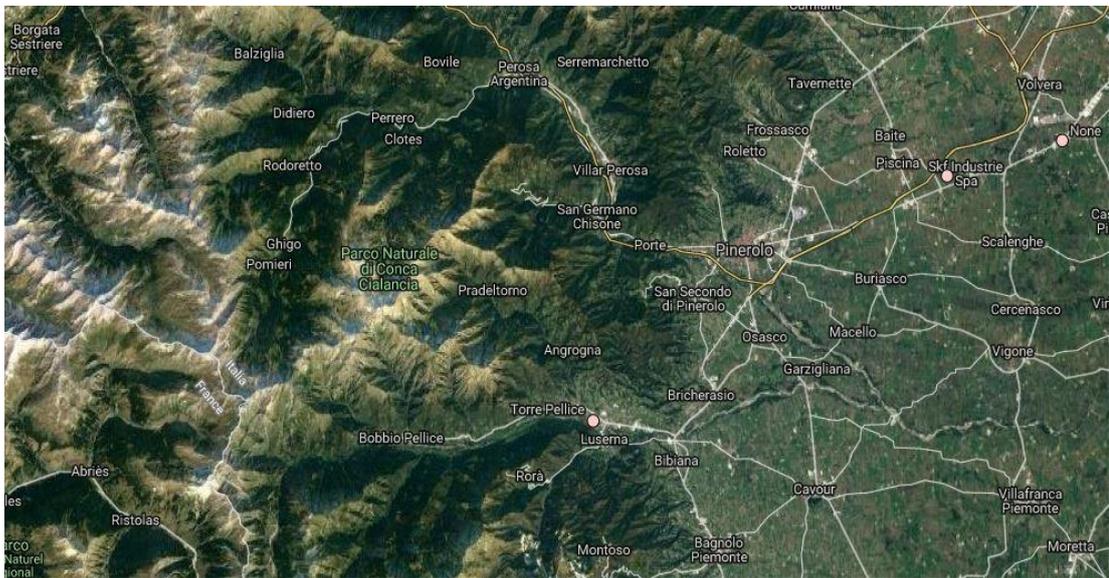


Figura 38 - Impianti a biomasse solide Pinerolese

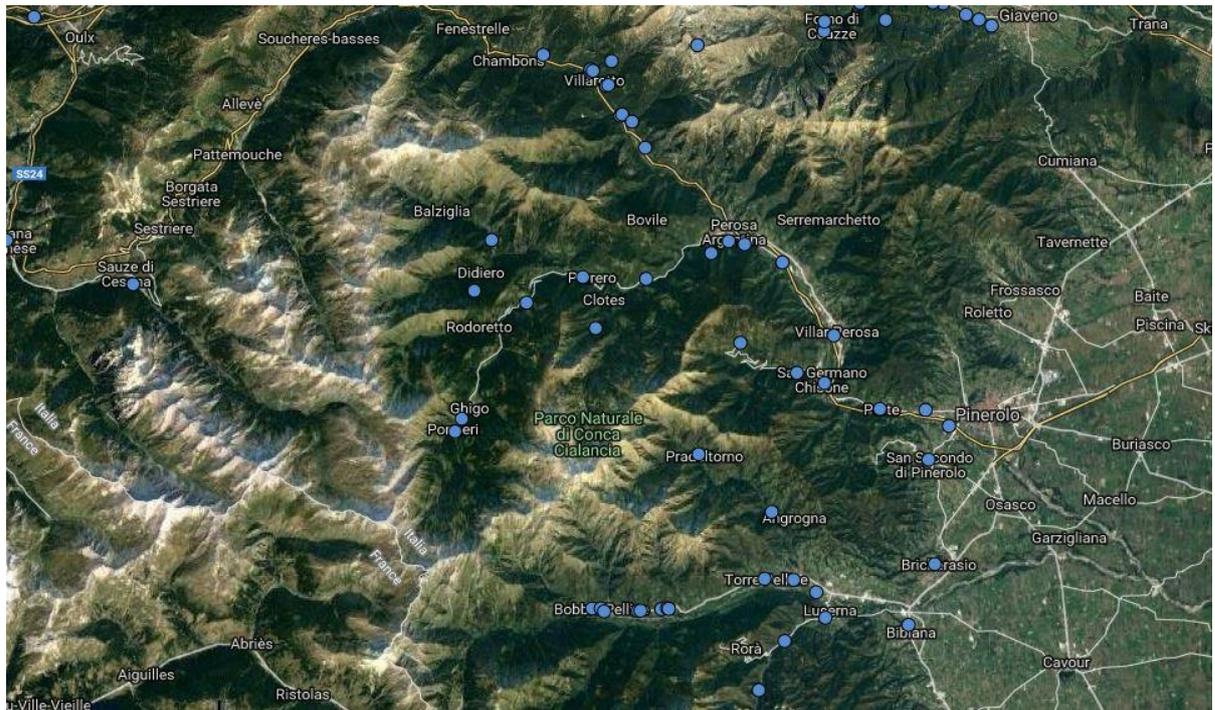


Figura 39 - Impianti idroelettrici Pinerolese

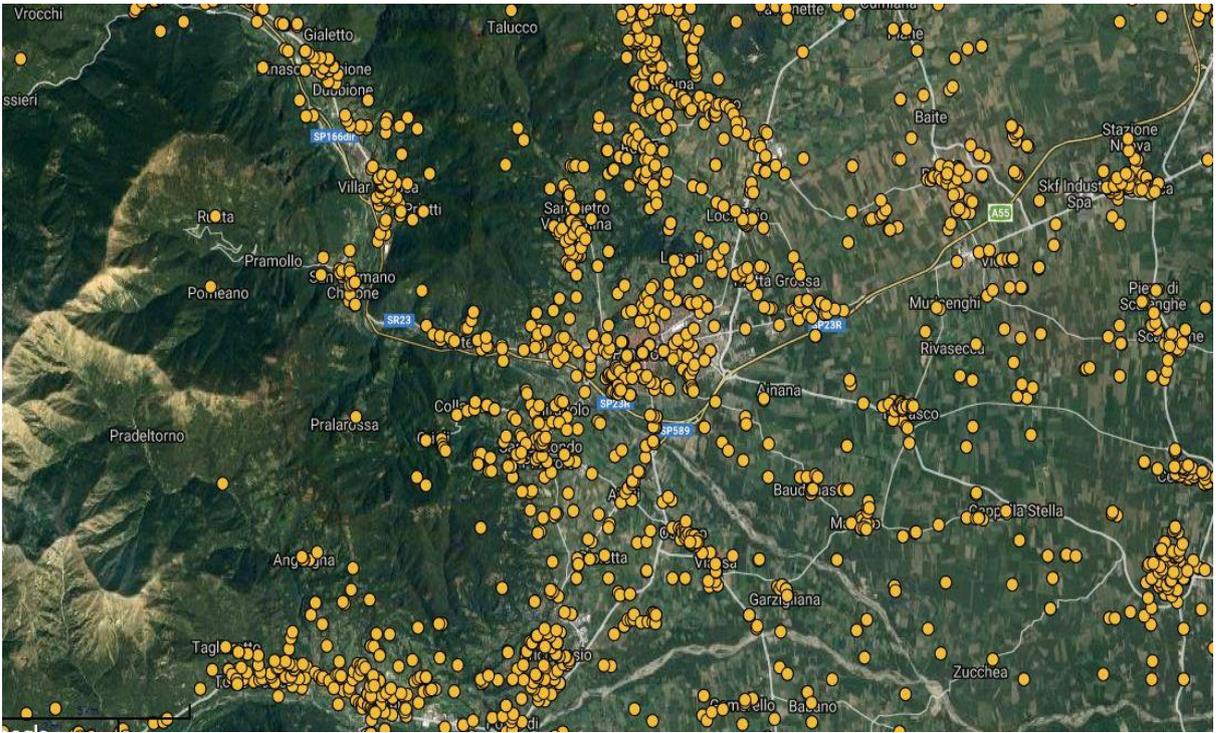


Figura 40 - Impianti fotovoltaici Pinerolese

Confrontando questa potenza con quella attualmente presente nelle 11 aziende, si può ricavare il valore percentuale oggetto d'indagine.

Tabella 16 - Confronto potenze in esercizio

	Biogas	Biomasse	Idroelettrico	No FER	Solare fotovoltaico
Potenza totale Pinerolese	7565,4	16248	60438,5	3399,9	50988,34
Potenza installata nelle 11 aziende	3000	0	700	100	413,92
Percentuale	39,65%	0,00%	1,16%	2,94%	0,81%

Come si può vedere nella tabella 16, la potenza installata nelle 11 aziende è significativa per quanto riguarda il biogas (39,65% del totale), ma per le altre tecnologie è ancora una piccola parte, soprattutto per l'idroelettrico (1,16%) e per il solare fotovoltaico (0,81%).

Questi dati giustificano la possibilità di ampliare il campione analizzato in modo tale da riuscire a coprire maggiormente il fabbisogno elettrico annuale.

Per poter stimare la potenza necessaria a coprire il fabbisogno con i dati attualmente disponibili, si ricavano le ore di funzionamento a pieno carico degli impianti presenti nelle 11

aziende, effettuando il rapporto tra l'energia elettrica prodotta in kWh, e la potenza nominale in kW; i risultati sono visibili nella tabella seguente.

Tabella 17 - ore di funzionamento a pieno carico

Tipologia d'impianto	Potenza (kW)	Produzione annuale (kWh)	ore di funzionamento a pieno carico (h)
Idroelettrico	500,00	2.685.093,00	5.370,19
Idroelettrico	200,00	1.036.166,00	5.180,83
Biogas	3.000,00	13.264.512,00	4.421,50
Fotovoltaico	112,00	127.580,82	1.139,11
Fotovoltaico	199,50	199.178,00	998,39
Fotovoltaico	40,42	46.166,08	1.142,16
Gas Naturale	100,00	102.806,00	1.028,06
Fotovoltaico	62,00	50.911,00	821,15

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici e idroelettrici, si effettua infine una media delle ore appena calcolate, in modo tale da avere un dato più attendibile ottenendo un valore per il fotovoltaico pari a 1025,2 ore, mentre per l'idroelettrico pari a 5275,51 ore.

Conoscendo quindi il deficit di energia elettrica totale è possibile ricavare la potenza necessaria al fine di soddisfarlo totalmente o parzialmente.

Al fine di effettuare una stima più precisa e coerente con il concetto di comunità, il deficit di energia è stato diviso in aree comunali, in modo tale da poter rintracciare gli impianti di produzione idonei più prossimi alle aziende, limitando quindi l'utilizzo della rete.

Tabella 18 - Deficit energia elettrica nei Comuni

Comuni	Deficit annuale (kWh)
Buriasco	14.886.114
Luserna San Giovanni	19.021.046
Pinerolo	36.737.320,18
Villafranca Piemonte	3.081.993
Cantalupa	201.597,10
Villar Perosa	55.834.588

Sono stati infine analizzati tre scenari, nel primo si è cercato di coprire il 60% del deficit attuale, nel secondo e nel terzo il 100%. Nello scenario 1 si è ipotizzato di produrre il 25%

dell'energia necessaria tramite biogas, il 50% da centrali idroelettriche e il restante 25% da impianti fotovoltaici ottenendo i risultati seguenti.

Tabella 19 - Potenza elettrica da includere per lo scenario 1

Comuni	Energia pari al 60% del deficit (kWh)	potenza impianti fotovoltaici (kW)	potenza impianti a biogas (kW)	potenza impianti idroelettrici (kW)
Buriasco	8.931.668,40	2.178,03	505,01	846,52
Luserna San Giovanni	11.412.627,60	2.783,02	645,29	1.081,66
Pinerolo	22.042.392,11	5.375,14	1.246,32	2.089,13
Villafranca Piemonte	1.849.195,80	450,93	104,56	175,26
Cantalupa	120.958,26	29,50	6,84	11,46
Villar Perosa	33.500.752,80	8.169,31	1.894,19	3.175,12
totale scenario 1	77.857.594,97	18.985,93	4.402,21	7.379,16

Dai dati visibili nella tabella 19, si può inoltre ricavare il valore percentuale della potenza installata totale che sarebbe necessario includere nel bilancio globale, al fine di diminuire il deficit di energia elettrica del 60%.

Tabella 20 - Confronto potenze scenario 1

	Biogas	Biomasse	Idroelettrico	No FER	Solare fotovoltaico
Potenza totale Pinerolese	7565,4	16248	60438,5	3399,9	50988,34
Potenza installata scenario 1	7.402,21	-	8.079,16	100,00	19.399,85
Percentuale	97,84%	0,00%	13,37%	2,94%	38,05%

Nello scenario 2 si è ipotizzato di produrre il 15% dell'energia necessaria tramite biogas, il 75% da centrali idroelettriche e il restante 10% da impianti fotovoltaici ottenendo i risultati seguenti.

Tabella 21 - Potenza elettrica da includere per lo scenario 2

Comuni	Deficit totale (kWh)	potenza impianti fotovoltaici (kW)	potenza impianti a biogas (kW)	potenza impianti idroelettrici (kW)
Buriasco	14.886.114,00	1.452,02	505,01	2.116,31
Luserna San Giovanni	19.021.046,00	1.855,35	645,29	2.704,15
Pinerolo	36.737.320,18	3.583,43	1.246,32	5.222,81
Villafranca Piemonte	3.081.993,00	300,62	104,56	438,16
Cantalupa	201.597,10	19,66	6,84	28,66
Villar Perosa	55.834.588,00	5.446,21	1.894,19	7.937,80
totale scenario 2	129.762.658,28	12.657,29	4.402,21	18.447,89

Analogamente a quanto fatto per il primo scenario, si calcola infine il valore percentuale della potenza installata totale che sarebbe necessario includere nel bilancio globale, al fine di rendere autosufficienti le aziende considerate.

Tabella 22 - Confronto potenze scenario 2

	Biogas	Biomasse	Idroelettrico	No FER	Solare fotovoltaico
Potenza totale Pinerolese	7.565,4	16.248	60.438,5	3.399,9	50.988,34
Potenza installata scenario 2	7.402,21	0	19.147,89	100	13.071,21
Percentuale	97,84%	0	31,68%	2,94%	25,64%

Nel terzo ed ultimo scenario, si ipotizza di non utilizzare la potenza fotovoltaica attualmente presente perché in molti casi si tratta di piccoli impianti da 3 kW utilizzati nelle abitazioni civili, che non rendono disponibile tutta l'energia da essi prodotta. Si è ipotizzato quindi di produrre il 15% dell'energia necessaria da biogas e il restante 85% tramite le centrali idroelettriche ricavando i seguenti risultati.

Tabella 23 - Potenza elettrica da includere per lo scenario 3

Comuni	Deficit totale (kWh)	potenza impianti a biogas (kW)	potenza impianti idroelettrici (kW)
Buriasco	14.886.114,00	505,01	2.398,48
Luserna San Giovanni	19.021.046,00	645,29	3.064,71
Pinerolo	36.737.320,18	1.246,32	5.919,19
Villafranca Piemonte	3.081.993,00	104,56	496,58
Cantalupa	201.597,10	6,84	32,48
Villar Perosa	55.834.588,00	1.894,19	8.996,18
totale scenario 3	129.762.658,28	4.402,21	20.907,61

Si calcola infine il valore percentuale della potenza installata totale che sarebbe necessario includere nel bilancio globale, al fine di rendere autosufficienti le aziende considerate.

Tabella 24 - Confronto potenze scenario 3

	Biogas	Biomasse	Idroelettrico	No FER	Solare fotovoltaico
Potenza totale Pinerolese	7.565,4	16.248	60.438,5	3.399,9	50.988,34
Potenza installata scenario 3	7.402,21	0	21.607,61	100	413,92
Percentuale	97,84%	0,00%	35,75%	2,94%	0,81%

Riassumendo quindi i risultati ottenuti, si evince che incrementando il numero di soggetti nel bilancio globale, si riuscirebbe a raggiungere una copertura totale del fabbisogno (scenario 2), utilizzando il 25,64% della potenza elettrica da fotovoltaico, il 31,68% da idroelettrico e il 97,84% da biogas. Un altro modo di coprire il fabbisogno sarebbe lo scenario 3 con il 35,75% di idroelettrico e il 97,84% di biogas.

3.6 Curve di carico

Come detto precedentemente, un altro aspetto molto importante che riguarda lo studio dei consumi e della potenza installata coinvolta nella produzione di energia elettrica locale è l'analisi delle curve di carico.

Una curva di carico, a volte chiamata anche profilo di carico, è un grafico che rappresenta l'energia elettrica prelevata o immessa in rete in funzione di un determinato intervallo temporale, generalmente l'arco di una giornata, una settimana o un mese e può riferirsi all'utenza complessiva o a piccole parti di essa; l'analisi di tali curve permette all'ente responsabile del dispacciamento di dimensionare la rete italiana di distribuzione e di rintracciare eventuali aree del paese in cui è opportuno realizzare opere di potenziamento della stessa, perché la rete va sempre dimensionata sul picco del carico, quel punto in cui la potenza elettrica richiesta assume il valore massimo durante la giornata.

Prima di procedere con la descrizione, è importante precisare che ogni utente o produttore con potenza installata superiore a 55 kW, può autonomamente e gratuitamente scaricare tali curve dal sito per poterne prendere visione; in tali curve, il carico elettrico è suddiviso in fasce orarie di 15 minuti ciascuna.

Nell'ambito dello studio di fattibilità della comunità energetica, il profilo di carico giornaliero ricopre un ruolo chiave, permette infatti di capire se la richiesta di energia è costante o molto variabile all'interno di una giornata e/o durante il susseguirsi delle stagioni; proprio per poter verificare se tali differenze esistono e per poterle quantificare, si è scelto di selezionare 4 giorni specifici per l'analisi dei consumi dell'anno 2017 del campione selezionato:

1. Giorno feriale invernale;
2. Giorno festivo invernale;
3. Giorno feriale estivo;
4. Giorno festivo estivo.

Confrontando poi le curve di consumo e produzione giornaliera, si riesce a quantificare l'entità del picco di richiesta, rintracciando l'ora esatta in cui esso si presenta e si possono effettuare delle previsioni atte a diminuirne il valore, prestando ovviamente attenzione a non intaccare in nessun modo la produttività delle aziende coinvolte, attraverso misure di

efficientamento energetico e/o semplicemente traslando la produzione di un determinato bene in altre ore della giornata più favorevoli.

La distinzione tra giorno feriale e festivo è molto importante, perché utenze come quelle industriali molte volte non producono nel fine settimana e quindi il consumo energetico subisce inevitabilmente delle fluttuazioni periodiche settimanali.

La scelta di diversificare inoltre lo studio in due stagioni opposte, inverno ed estate, serve per far emergere le possibili e a volte inevitabili, differenze di consumo dovute al clima, basti pensare per esempio alla necessità di riscaldare gli ambienti d'inverno e di raffrescarli d'estate; tali differenze non vengono influenzate solo dal clima ma anche dalla tipologie di prodotti che vengono realizzati che magari hanno un picco di richiesta in periodi specifici dell'anno piuttosto che in altri.

Lo studio delle curve di carico nel progetto non riguarda solo il lato domanda di energia ma anche lato offerta, cioè la produzione locale, e la diversificazione in questi 4 giorni permette di mettere in risalto eventuali criticità legate alla produzione da fonti rinnovabili che subiscono numerose fluttuazioni durante l'arco di una giornata e soprattutto durante le stagioni.

Il risultato del confronto tra consumo e produzione di energia, permetterà di capire la situazione attuale e di comprendere quali soluzioni tecnologiche attuare per procedere con la realizzazione della comunità energetica.

Di seguito si riportano i dati analizzati, anche se è necessario precisare che non tutti i soggetti coinvolti hanno potuto rendere disponibili le proprie curve di carico, per motivi di riservatezza e per problemi di taglia, visto che alcuni impegnano una potenza inferiore ai 55 kW.

Un altro aspetto che va precisato, riguarda il produttore A6 che compare nelle curve di carico della produzione di energia; tale produttore ha fornito le 4 curve di carico richieste senza un dato complessivo della produzione mensile ed annuale e per questo motivo non compare nel resto della trattazione.

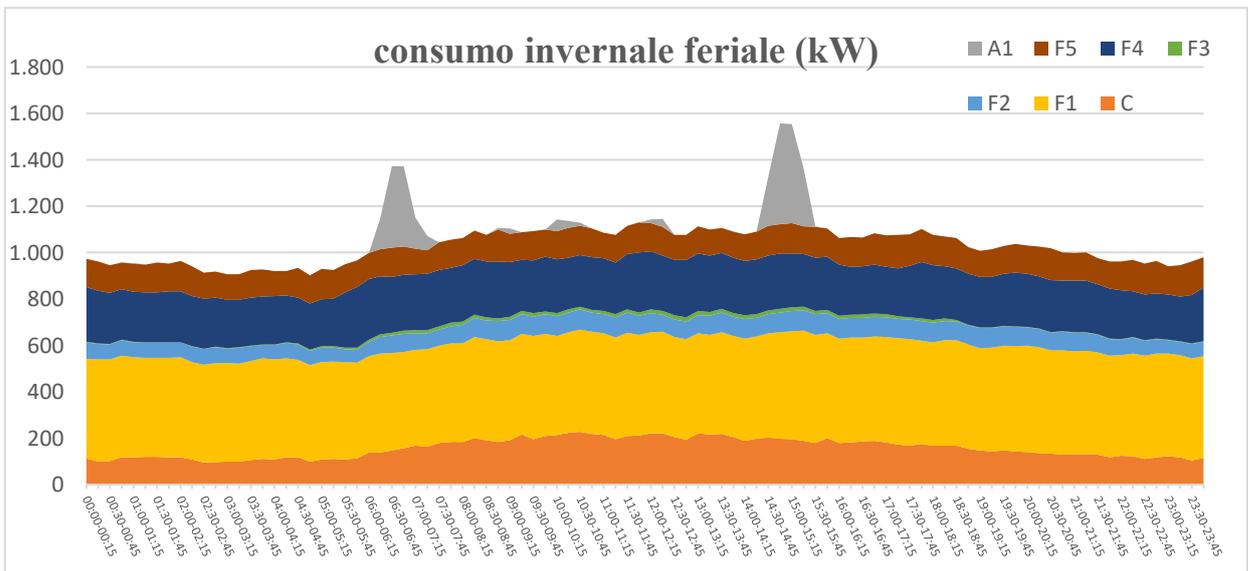


Figura 41 - Fabbisogno di energia elettrica, giorno feriale invernale

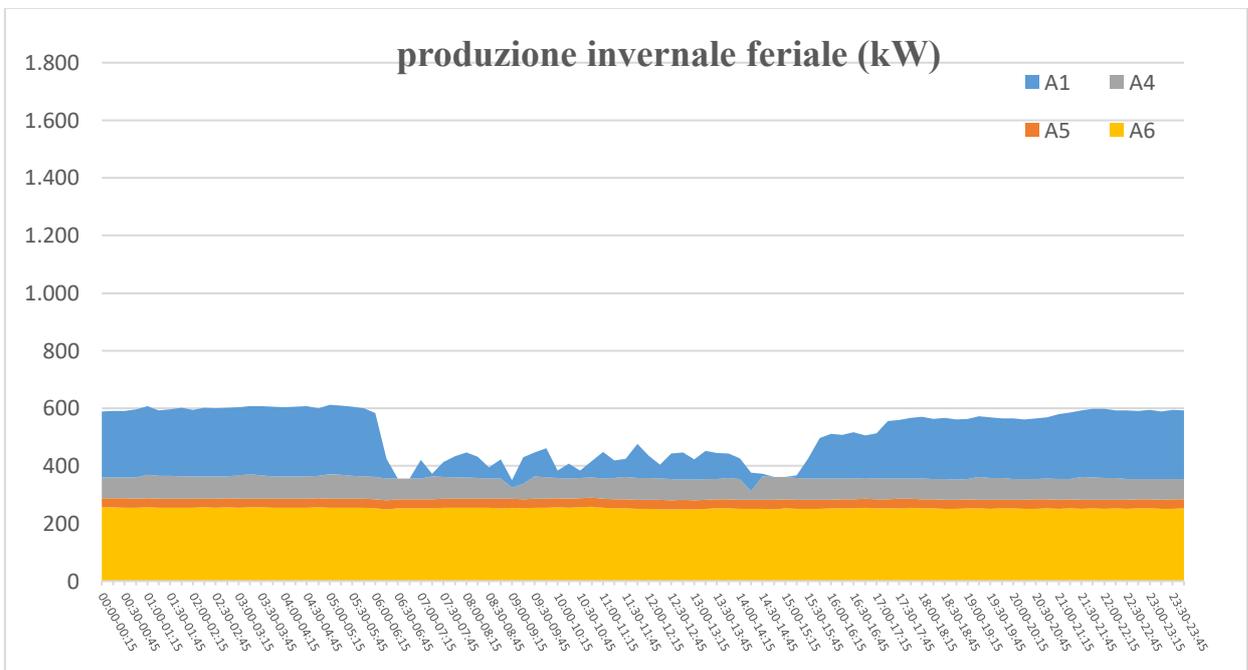


Figura 42 - Produzione di energia elettrica, giorno feriale invernale

In riferimento alla figura 41 sono ricavabili diversi aspetti interessanti, in primo luogo si evince che il fabbisogno di energia elettrica durante una giornata invernale feriale, in quasi tutti gli intervalli temporali, non subisce delle eccessive fluttuazioni con un valore medio di 1,052 MW richiesti, tranne che per l'azienda A1 che contribuisce ad un incremento del fabbisogno soltanto in alcune ore del giorno, intorno alle 6 del mattino e alle 15.

Il carico di picco si ha precisamente nell'intervallo 14:45-15:00, con un valore di 1557 kW prelevati dalla rete.

Facendo riferimento alla figura 42, cioè alla curva di carico dell'energia elettrica immessa nella rete, si nota come l'azienda A1, ricopre un ruolo chiave, come avviene nel consumo; tale utente infatti è generalmente un produttore di energia, ma tale immissione cala drasticamente nelle ore che vanno dalle 6 del mattino e le 15, a causa del proprio autoconsumo in queste fasce orarie; l'energia autoprodotta tuttavia non è sufficiente e viene acquistata nella stessa fascia oraria contribuendo ad aumentare il picco di consumo.

Globalmente si evidenzia che la produzione di potenza media è di 513,92 kW, mentre il picco si ha nella fascia oraria 05:00-05:15 con 611,96 kW prodotti.

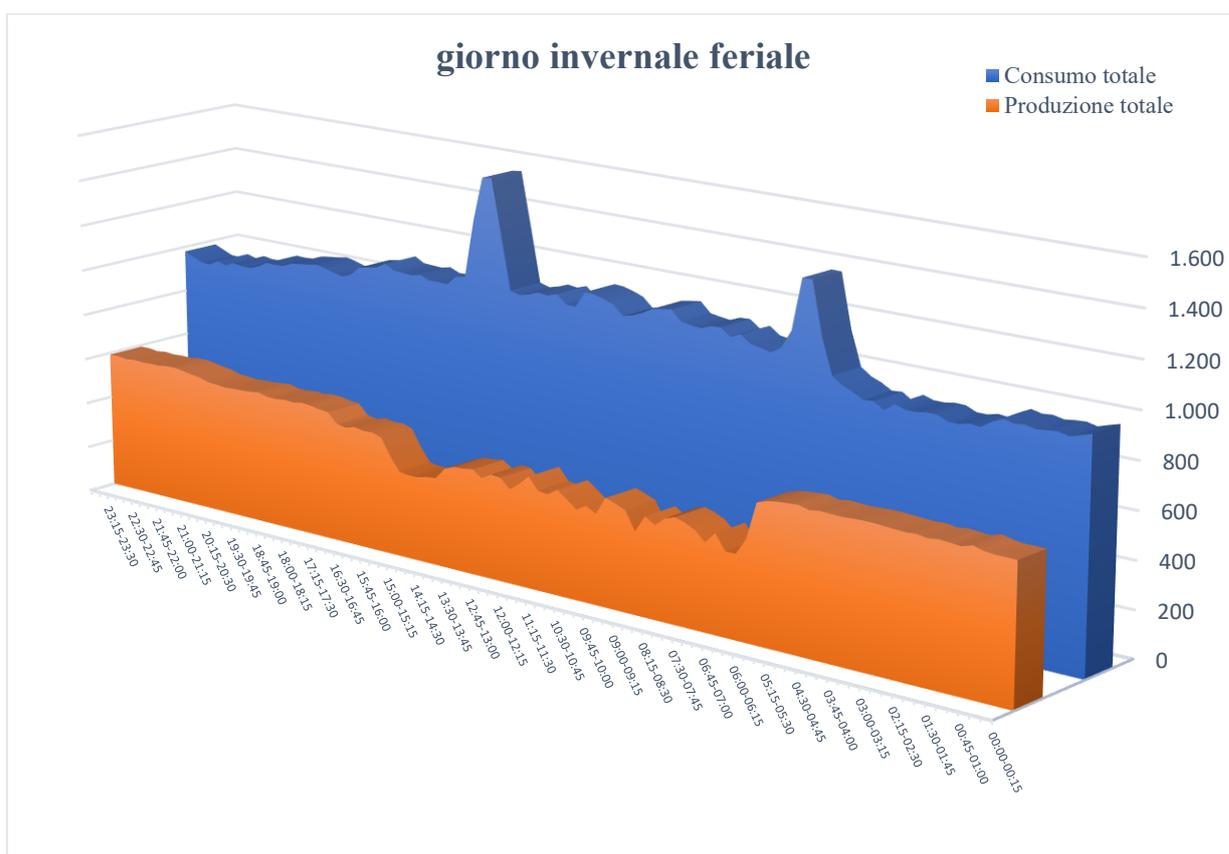


Figura 43 - Confronto tra produzione e consumo, giorno feriale invernale

Nella figura 43 vengono infine comparate le curve di consumo e di produzione per evidenziare che in questo specifico giorno la produzione non riesce a soddisfare la domanda richiesta e che la situazione peggiore, quella in cui la forbice tra produzione e consumo assume il valore massimo, si ha nella fascia 15:00-15:15 con un deficit di 1195,89 kW.

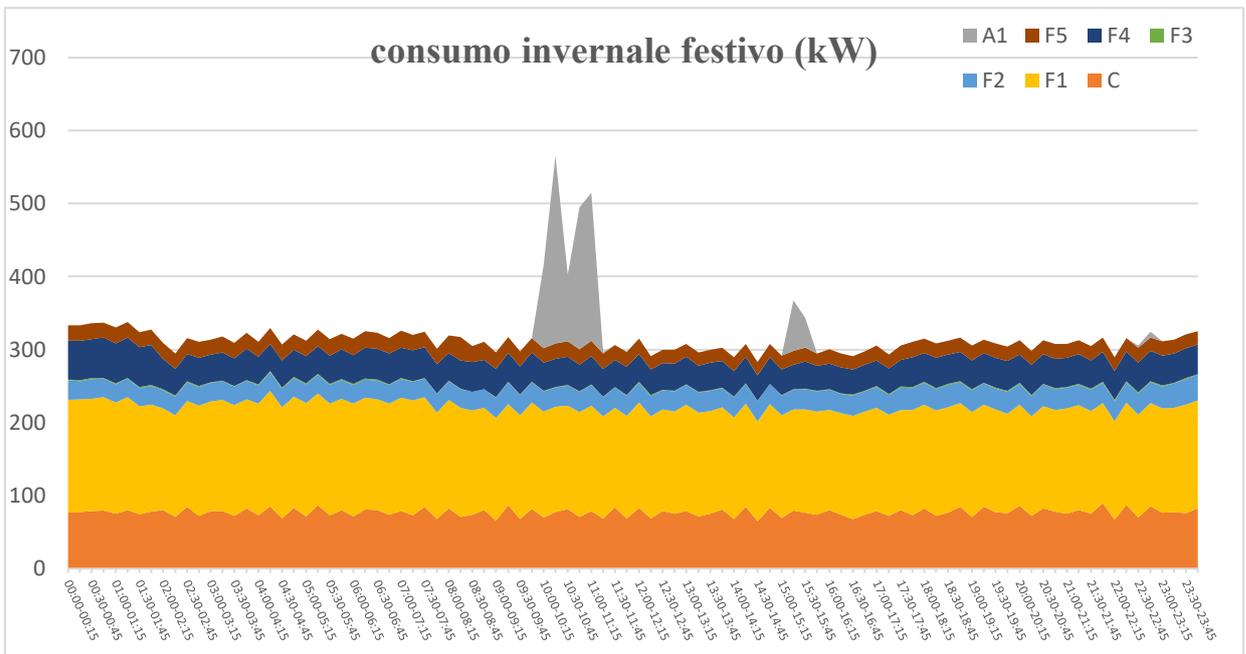


Figura 44 - Fabbisogno di energia elettrica, giorno festivo invernale

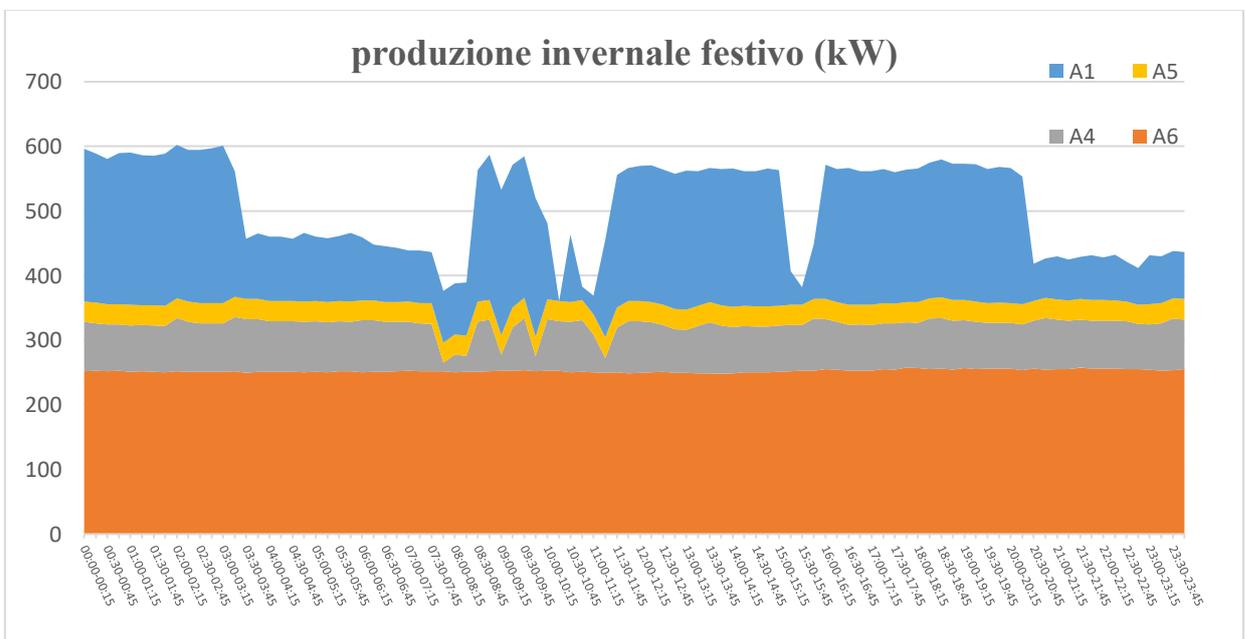


Figura 45 - Produzione di energia elettrica, giorno festivo invernale

Nella figura 44 si evidenzia che il fabbisogno di energia per un giorno festivo invernale risulta molto minore rispetto ad un giorno feriali, con una richiesta media di 320,67 kW, a dispetto di 1052 kW per il giorno feriali, con una diminuzione quasi del 65%; anche in questo

caso il profilo di carico risulta essere poco variabile tranne che nella fascia oraria 09:30-11:30, in cui si presenta il picco di consumo con un valore di 515,05 kW.

Per quanto riguarda il profilo di produzione, nella figura 45, si vede che la situazione è alquanto irregolare, con una distribuzione molto variabile per il produttore A1; la produzione media è di 509,11 kW e il minimo si raggiunge nella fascia oraria 10:15-10:30 con 360,44 kW disponibili.

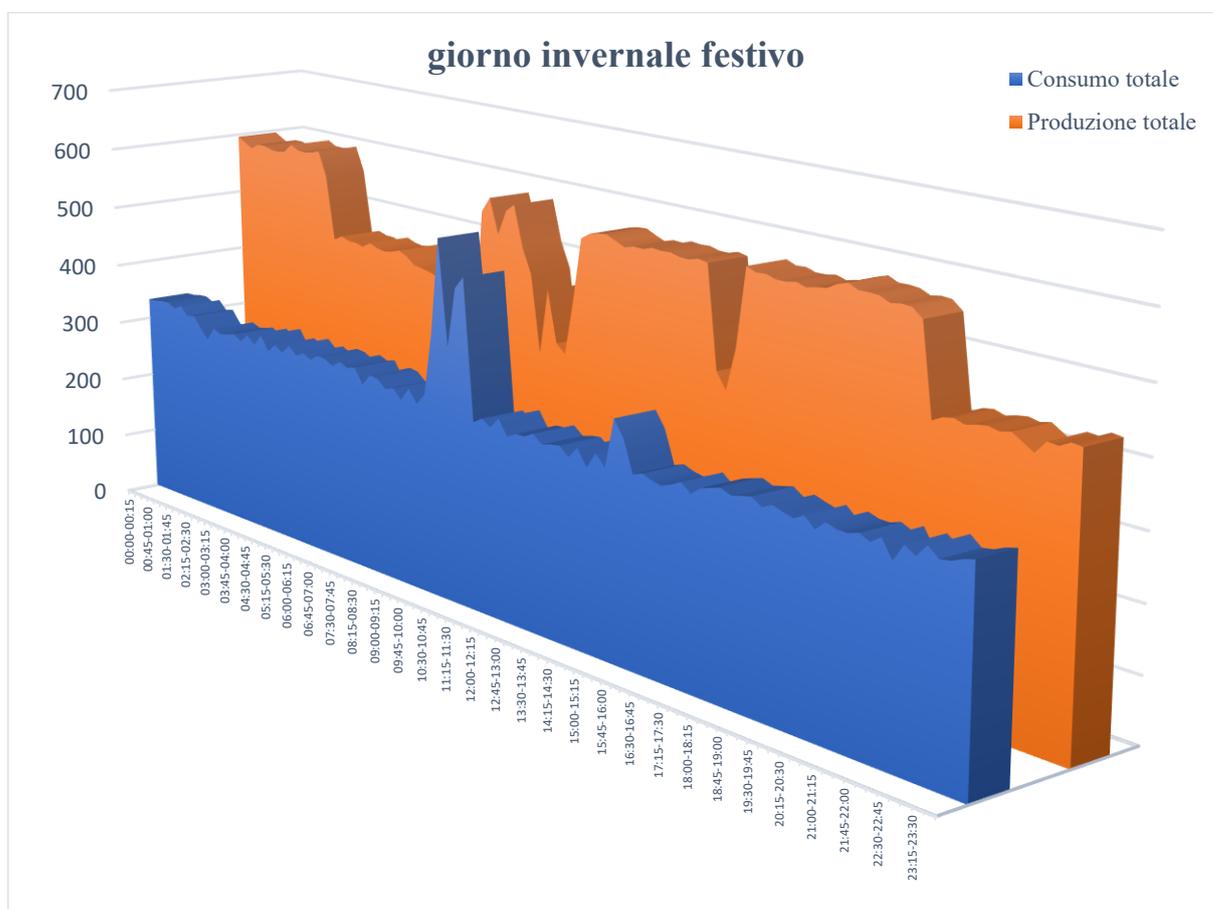


Figura 46 - Confronto tra produzione e consumo, giorno festivo invernale

In riferimento alla figura 46, si evidenzia che la situazione nel giorno invernale festivo selezionato è profondamente diversa; la curva di carico che fa riferimento alla produzione di energia elettrica assume valori quasi sempre maggiori rispetto al fabbisogno e riesce a coprirlo quasi interamente, tranne che nella fascia oraria 10:00-10:15 in cui si ha un deficit di 204,5 kW; la situazione migliore si ha invece nella fascia 09:30-09:45 con un surplus di 290,26 kW.

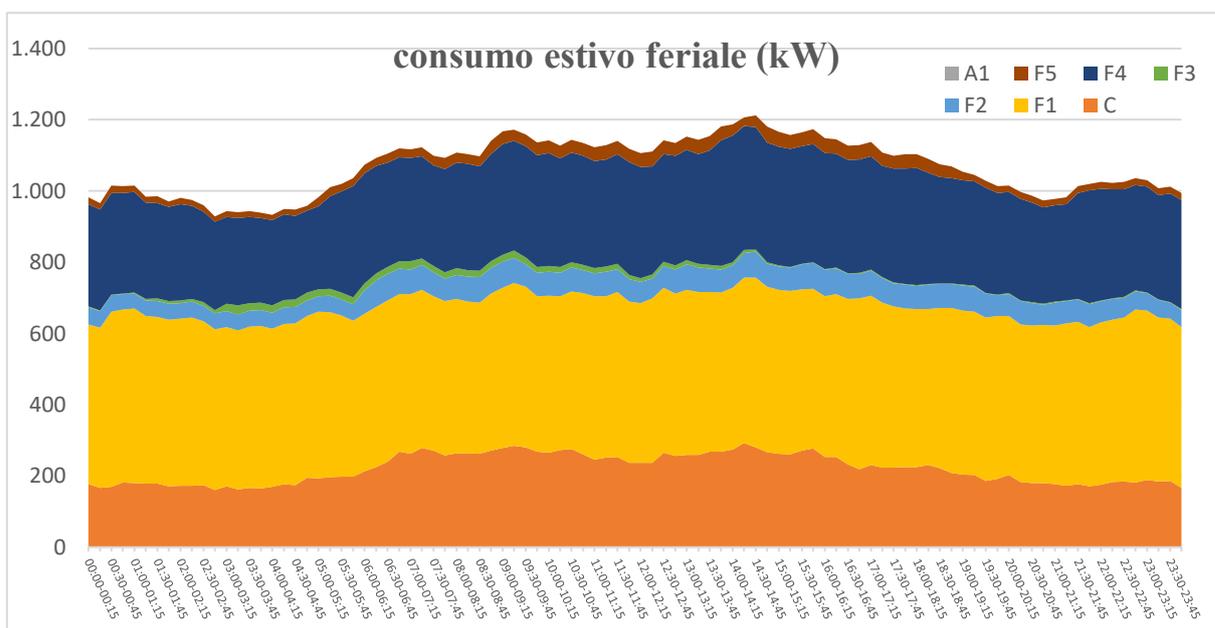


Figura 47 - Fabbisogno di energia elettrica, giorno feriale estivo

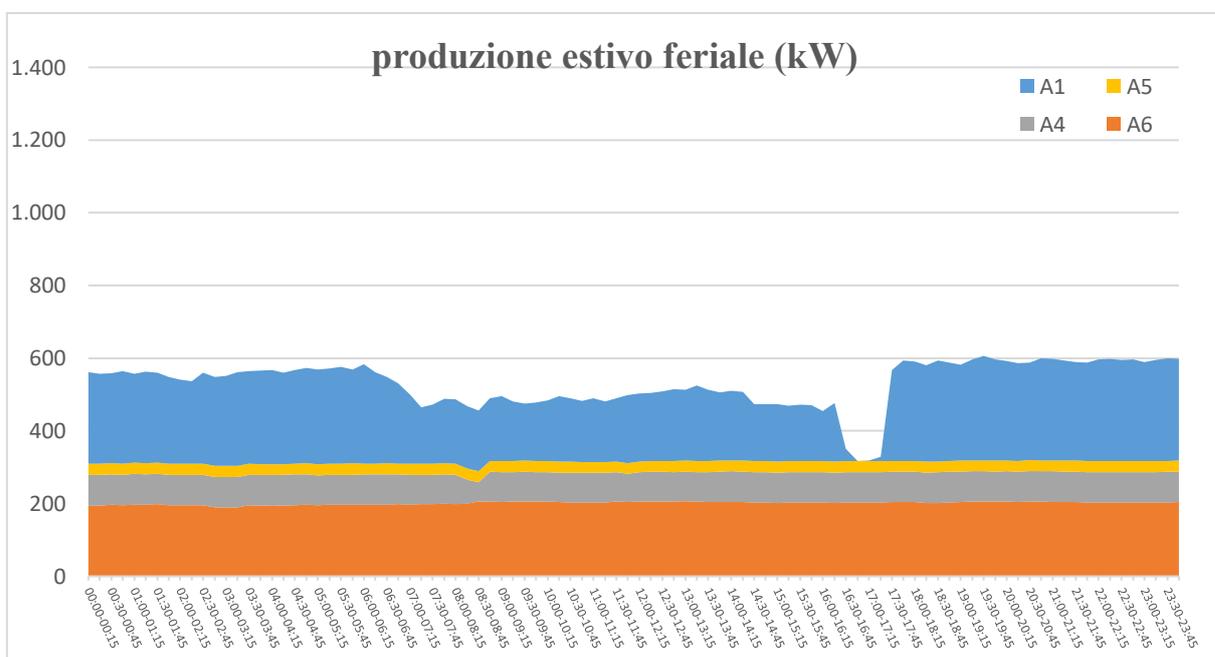


Figura 48 - Produzione di energia elettrica, giorno feriale estivo

Procedendo con l'analisi dei profili di carico estivi, si riscontrano le prime importanti differenze rispetto ai dati invernali. La più evidente, riguarda l'azienda A1, che non contribuisce al carico di picco come avvenuto nel giorno invernale analizzato; l'assenza di tale profilo di consumo ricade nel fatto che A1 possiede un impianto fotovoltaico che le permette di produrre molta più energia nelle stagioni miti e soleggiate, riuscendo a soddisfare completamente il proprio fabbisogno in tutte le fasce orarie.

Per quanto riguarda gli altri utilizzatori di energia, si può notare come il proprio carico non vari molto durante la giornata, con un valore medio di consumo pari a 1100 kW; il carico di picco si presenta nella fascia oraria 14:30-14:45 con un valore di 1212,46 kW.

Per quanto riguarda la produzione di energia, il valore massimo si raggiunge nella fascia 19:30-19:45 e corrisponde a 606,23 kW disponibili, mentre il valore medio è di 530,45 kW.

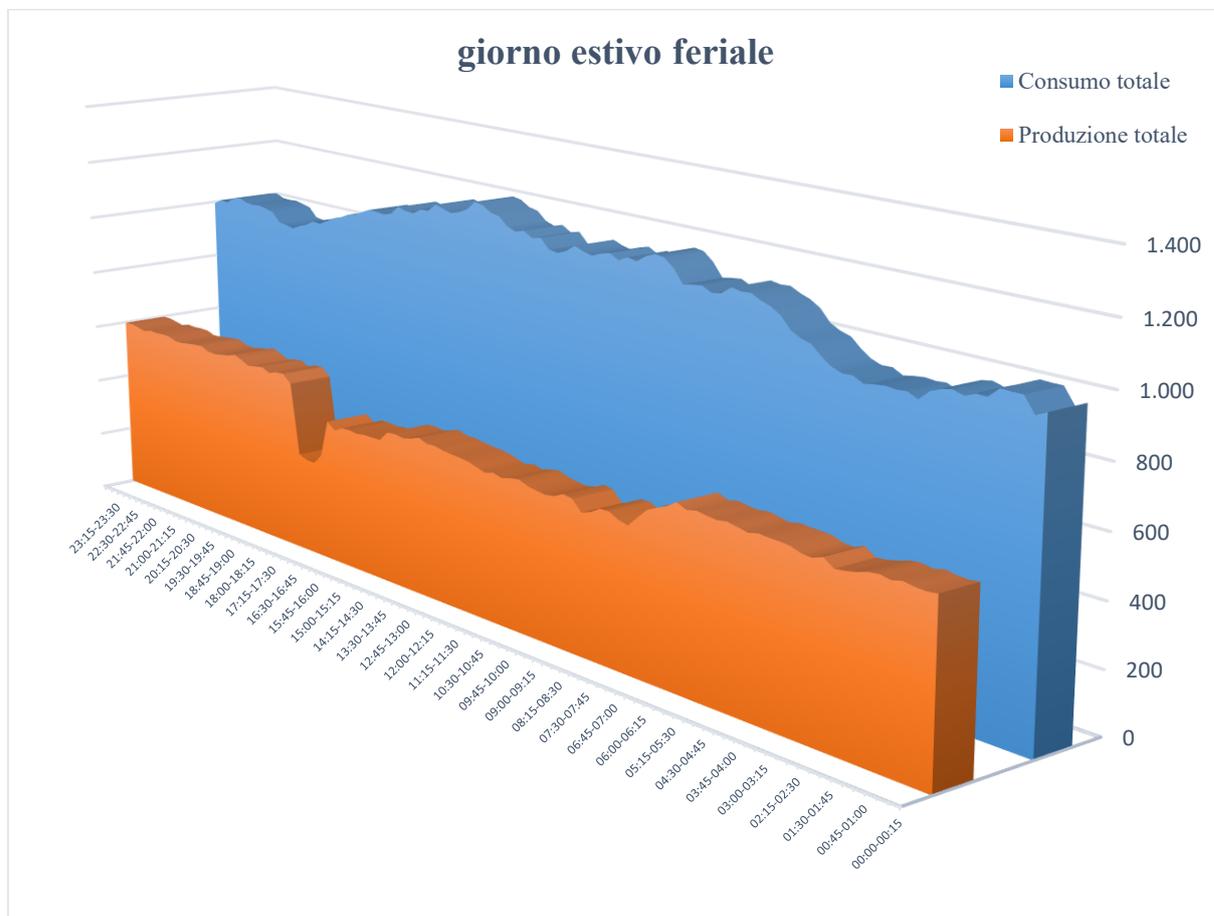


Figura 49 - Confronto tra produzione e consumo, giorno feriale estivo

Attraverso la figura 49, si evidenzia che nel giorno feriale estivo la situazione è molto simile a quella invernale; la produzione locale infatti non riesce a coprire il fabbisogno in nessun intervallo temporale con un disavanzo medio di 537,57 kW, la situazione peggiore si manifesta nella fascia oraria 17:00-17:15, con un deficit di 819,76 kW.

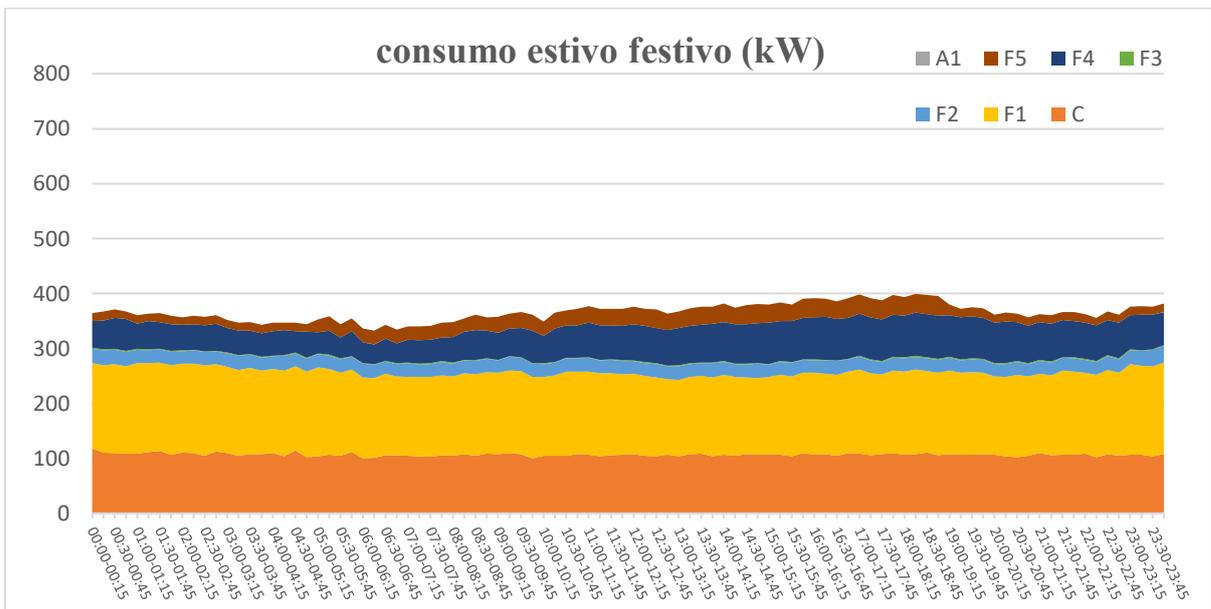


Figura 50- Fabbisogno di energia elettrica, giorno festivo estivo

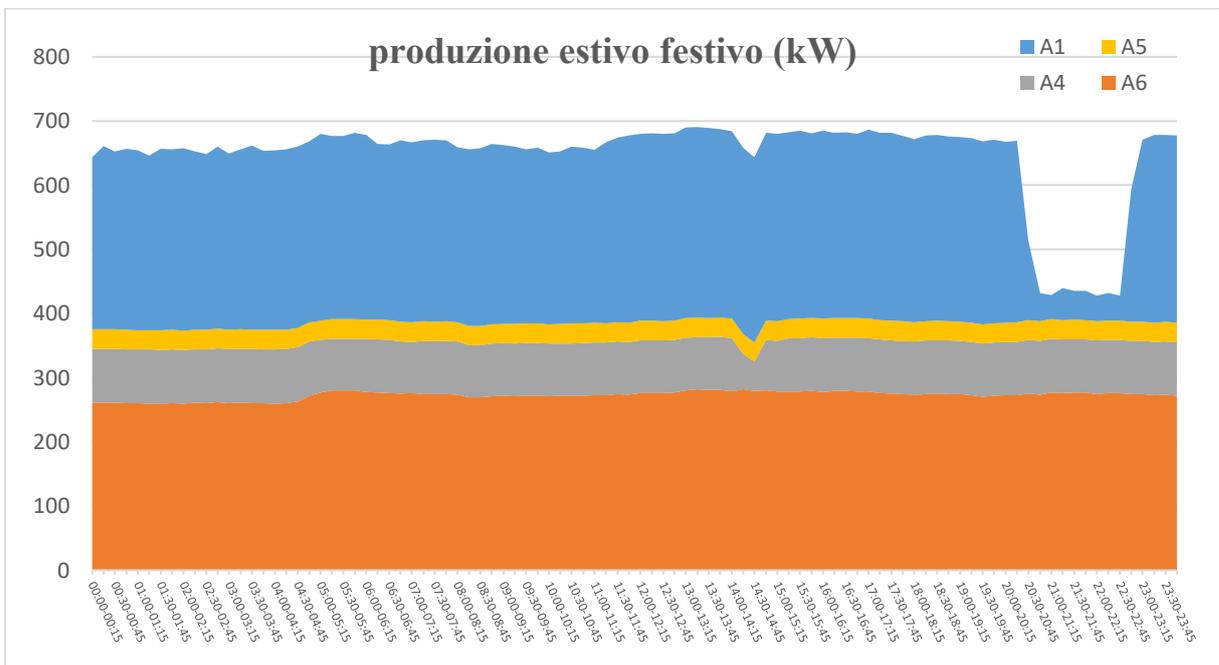


Figura 51 - Produzione di energia elettrica, giorno festivo estivo

L'ultima analisi effettuata riguarda il giorno estivo festivo e come si può vedere nella figura 50, la situazione è analoga a quella invernale, con un fabbisogno di energia molto inferiore rispetto alla giornata feriale, con una riduzione del 70%. La distribuzione dell'energia è molto equilibrata senza alcun picco di rilievo, la potenza media prelevata è di 366,50 kW, per ogni fascia temporale.

Per quanto riguarda la produzione, nella figura 51, si vede che è poco variabile in quasi tutta la giornata, con un valore medio di 646,55 kW disponibili, tranne che nella fascia oraria tra le 20:00 e le 22:30, in cui si raggiunge il minimo valore di immissione, pari a 411,52 kW.

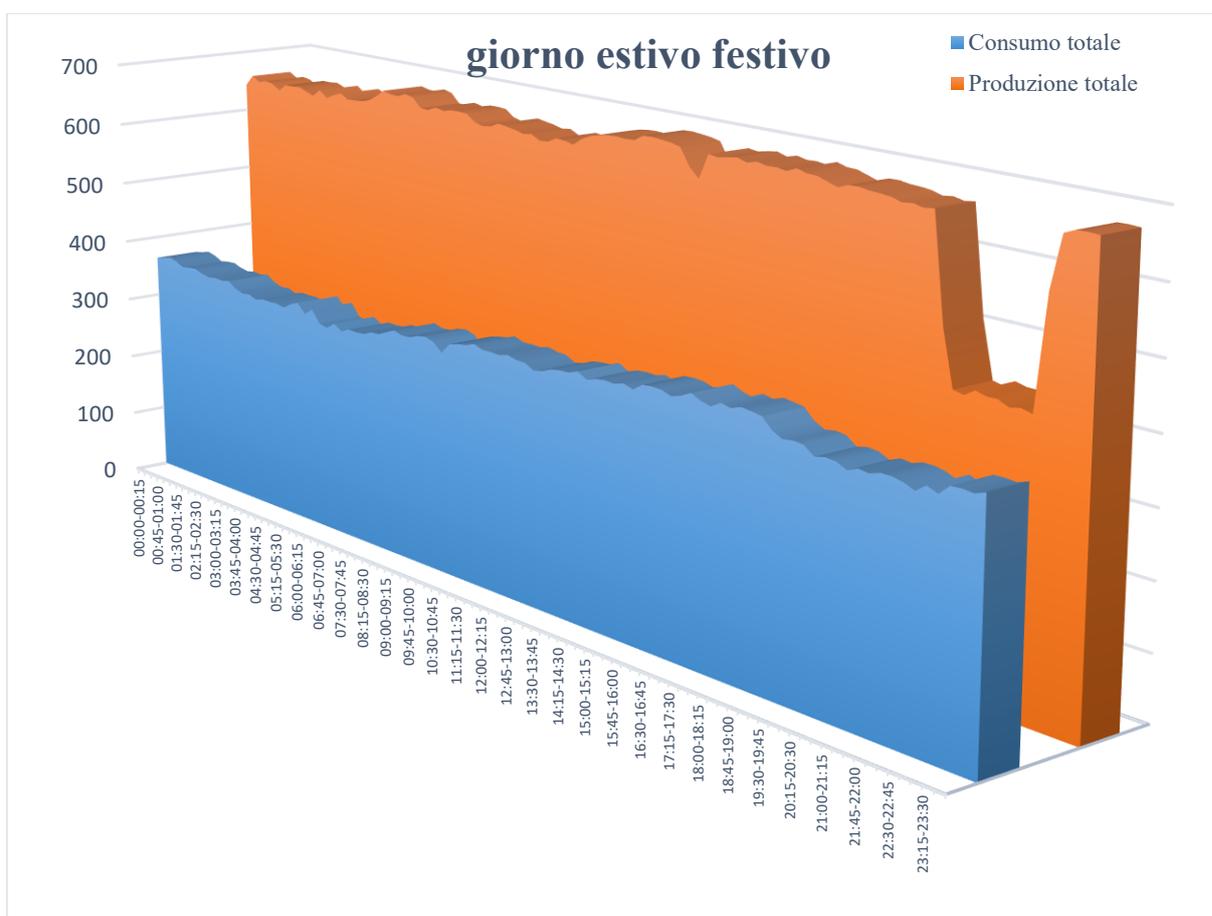


Figura 52 - Confronto tra produzione e consumo, giorno festivo estivo

Nella figura 52, infine, si può notare come la produzione di energia, durante una giornata festiva d'estate, riesce ampiamente a coprire il fabbisogno in tutte le fasce orarie, con un surplus di energia, in alcuni casi molto consistente. Proprio in questo ultimo caso si riesce bene ad individuare l'apporto energetico dei pannelli fotovoltaici delle aziende coinvolte, che permettono infatti di prelevare dalla rete un quantitativo minore di energia.

Più nel dettaglio, la situazione peggiore si ha nell'arco temporale 22:30-22:45 con un saldo produzione/fabbisogno di 59,82 kW disponibili, mentre la situazione migliore si manifesta nella fascia oraria 06:00-06:15 con un surplus di 342,61 kW.

Per completare la trattazione di questa parte dedicata alle curve di carico si presentano nella tabella seguente, i flussi di energia in gioco nelle fasce orarie in cui la differenza tra produzione

e fabbisogno assume il minimo e il massimo valore. La situazione in cui tale differenza risulta minima, è ovviamente la peggiore per la comunità, mentre quando assume il valore massimo, significa che la comunità energetica riesce a soddisfare il proprio fabbisogno e a rendere disponibile dell'energia per altri utenti.

Tabella 25 - Confronto tra i giorni analizzati

stagione	giorno	situazione peggiore	bilancio potenze (kW)	situazione migliore	bilancio potenze (kW)
inverno	feriale	14:45-15:00	-1191,89	04:45-05:00	-300,93
inverno	festivo	10:15-10:30	-204,85	09:30-09:45	290,26
estate	feriale	17:00-17:15	-879,26	04:00-04:15	-365,11
estate	festivo	22:30-22:45	59,82	06:00-06:15	342,61

La situazione più critica si manifesta durante il giorno invernale feriale, con un deficit di 1191,89 kW nella fascia oraria 14:45-15:00, mentre quella più favorevole, durante il giorno estivo feriale, nell'intervallo 22:30-22:45 con un surplus di 342,61 kW.

Da questa prima analisi si evince che nei giorni lavorativi, il consumo medio di energia elettrica è molto più elevato rispetto ai giorni festivi, proprio come ci si poteva aspettare, considerando gli utenti selezionati.

Per ottimizzare il sistema interno alla comunità quindi si potrebbe pensare di utilizzare dei dispositivi di accumulo elettrico a breve tempo, nell'ordine di alcuni giorni, per poter accumulare l'energia elettrica prodotta durante il fine settimana e renderla disponibile nei primi giorni di rientro della settimana seguente.

È inoltre importante notare che le utenze che hanno reso disponibili le proprie curve di carico sono ancora una piccola parte del totale analizzato e che quindi questo bilancio serve a comprendere qualitativamente e non quantitativamente, l'andamento del consumo e della produzione elettrica durante l'arco di una giornata e durante le stagioni.

Per poter effettuare delle previsioni più precise, sarà necessario possedere i dati delle altre aziende, in modo tale da poter avere una visione più completa della situazione attuale. Questo lavoro quindi può essere visto come la creazione di un metodo da seguire ed implementare con il maggior numero possibile di informazioni.

4 Indicatori di prestazione

La conoscenza dei flussi energetici attuali all'interno della Comunità Energetica, permette di poter confrontare tali valori con quelli dell'intera Regione Piemonte, per comprendere come procedere nelle fasi successive e rilevare delle criticità che riguardano l'area coinvolta.

Nella Regione Piemonte la presenza delle fonti di energia tradizionali è ancora preponderante, anche se l'apporto delle fonti di energia alternative è in costante crescita e permette di soddisfare una fetta consistente del fabbisogno.

Di seguito si analizza la situazione relativa al 2017, anno scelto per lo studio di fattibilità (i dati rilevati di consumo delle aziende analizzate sono riferiti al 2017).

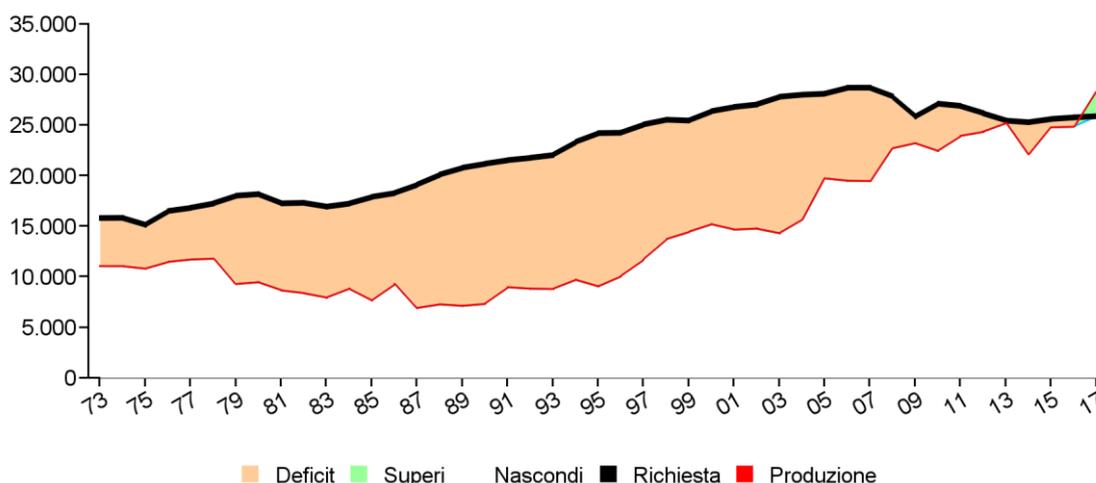


Figura 53 - Energia elettrica richiesta in Piemonte (GWh) [38]

Come si può vedere dalla figura 53, la Regione Piemonte è riuscita per la prima volta a produrre in loco, tutta l'energia elettrica necessaria a coprire il proprio fabbisogno, e ad avere una considerevole quantità di energia disponibile. In generale si evince che il consumo complessivo è aumentato quasi costantemente nell'intervallo temporale 1973-2005, per poi subire una diminuzione nel 2007 a causa della crisi economica; dal quel momento in poi la situazione è rimasta pressappoco invariata.

Il fabbisogno complessivo ammonta a 25,912 TWh e il surplus della produzione rispetto alla richiesta a 2,411 TWh, pari al 9,3% del fabbisogno, mentre il consumo medio per abitante è di 5,606 kWh [38].

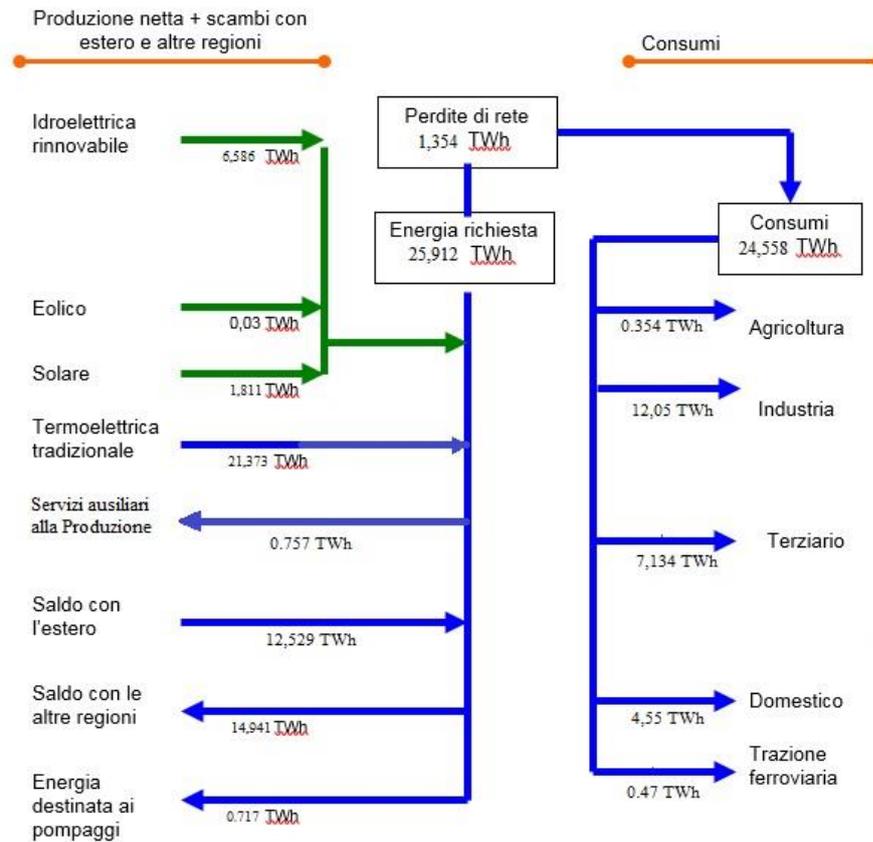


Figura 54 - Bilancio Energia elettrica Piemonte 2017 [36,38]

La figura 54, mette in evidenza le tecnologie utilizzate per la produzione di energia elettrica che possono essere distinte in fonti tradizionali (produzione termoelettrica) e in fonti rinnovabili (eolico, solare e idroelettrico).

Come precedentemente detto, la produzione termoelettrica, causa di problemi ambientali come il global warming e le piogge acide, è ancora la tecnologia maggiormente utilizzata con una produzione di 21,373 TWh; per quanto riguarda le energie rinnovabili, la sorgente principale rimane l'idroelettrico con 6,586 TWh, mentre il solare continua la sua crescita a ritmi sostenuti con una produzione netta di 1,811 TWh.

Un altro dato interessante è quello legato al bilancio con l'estero e le altre regioni italiane, si vede infatti che viene ceduta ad altre regioni una quantità di energia superiore a quella che viene importata; questa situazione molte volte è frutto di semplici analisi economiche, in quanto molto spesso, conviene maggiormente acquistare energia piuttosto che produrla, specialmente in una posizione geografica come quella piemontese, molto vicina alla Francia, che risulta essere il maggior esportatore di energia elettrica in Italia.

Per quanto riguarda il lato consumi, si nota che il comparto industriale è il maggior consumatore con 12,05 TWh su un totale di 24,558 (49 %), seguito da quello terziario e domestico.

Questi dati permettono di ricavare delle grandezze molto utili al fine della realizzazione della comunità; si possono calcolare infatti il rendimento della rete di distribuzione che contribuisce ad una perdita di 1,354 TWh, e l'indice di penetrazione delle fonti di tipo rinnovabile per la produzione di energia elettrica come segue:

$$\eta_{dist} = \frac{Consumi}{Energia Richiesta} = \frac{24,558 \text{ kWh}}{25,912 \text{ kWh}} * 100 = 94,7\%$$

$$Penetrazione FER Piemonte = \frac{Energia prodotta da FER}{Energia Richiesta} * 100 = 28,27 \%$$

A questo punto del progetto, vengono discussi alcuni indicatori che permetteranno di valutare le prestazioni di tutti gli utenti che entreranno a far parte della nuova Comunità Energetica.

In generale, gli indicatori di prestazione (IDP) vengono utilizzati per effettuare dei confronti e/o delle previsioni in svariati ambiti come quello energetico, economico, di impatto ambientale e impatto sociale; in questo elaborato vengono trattati quelli di tipo energetico ed economico a causa della limitata disponibilità di informazioni più dettagliate che permettano di avere una visione complessiva degli aspetti ambientali e sociali della comunità energetica.

Lo scopo di definire degli indicatori di prestazione è di individuare dei valori di riferimento e obiettivo (target) tali da permettere alle aziende coinvolte di pianificare in modo appropriato la propria politica di sviluppo. Dati di questo tipo, saranno molto utili, nelle fasi successive del progetto, per poter comparare realtà produttive dello stesso settore industriale, in modo tale da identificare i soggetti più virtuosi e quelli invece che richiedono degli interventi per colmare il gap con la media all'interno della comunità [39].

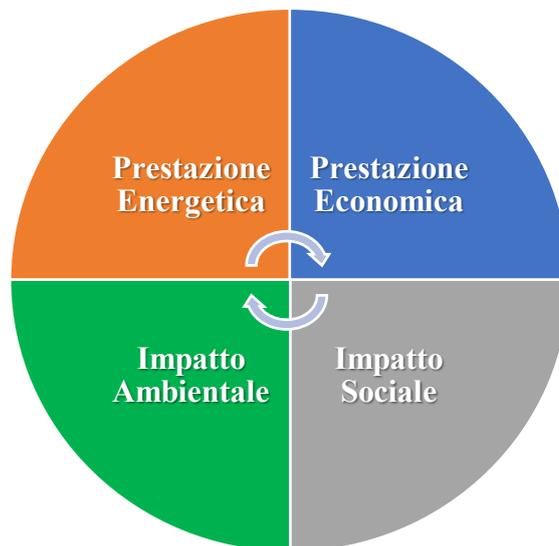


Figura 55 – Indicatori di prestazione IDP.

Come si può vedere nella figura, gli IDP vengono divisi in quattro categorie: prestazione energetica, prestazione economica, impatto ambientale e sociale.

Gli IDP, possono essere calcolati per singola utenza, ma anche per l'intera Comunità, e permettono di avere un valore numerico utile ad evidenziare delle criticità che potranno essere affrontate e risolte per raggiungere gli obiettivi che verranno stabiliti dai membri sul breve e medio termine.

Gli IDP, che verranno analizzati di seguito, possono essere distinti in globali, quelli generali che non necessitano di nessun calcolo e sono considerati dei dati di input, e in specifici che riportano indicatori globali e/o altri specifici e permettono di confrontare utenze diverse per dimensioni e tipologia.

In questo lavoro vengono calcolati gli indicatori di prestazione energetica ed economica.

4.1 Indicatori di prestazione energetica

Gli indicatori di prestazione energetica (IDPE), sono quelli che vengono trattati maggiormente e che ricoprono un ruolo chiave nella realizzazione della Comunità Energetica. Essi permettono di effettuare una diagnosi energetica dei soggetti analizzati e dell'intera comunità.

Una diagnosi energetica completa prevede, come fatto in precedenza, l'analisi dei consumi attuali delle sedi produttive e il confronto di essi con indici di riferimento scelti in modo appropriato dai membri e infine uno studio di possibili interventi che permettano di migliorare la situazione attuale [39].

Attraverso la diagnosi energetica è quindi possibile raggiungere i seguenti obiettivi [39]:

- Diminuire l'incidenza della spesa energetica annuale sul proprio fatturato, individuando azioni con cui ridurre il consumo energetico per unità di output;
- Aumentare l'efficienza energetica del sistema, consumare cioè meno energia a parità di produzione annuale;
- Diminuire di conseguenza le emissioni di gas climalteranti e più in generale l'impatto ambientale per la comunità;
- Aumentare la penetrazione di fonti rinnovabili.

I dati di input, chiamati anche indicatori globali, necessari al calcolo di quelli specifici sono visibili nella figura seguente:

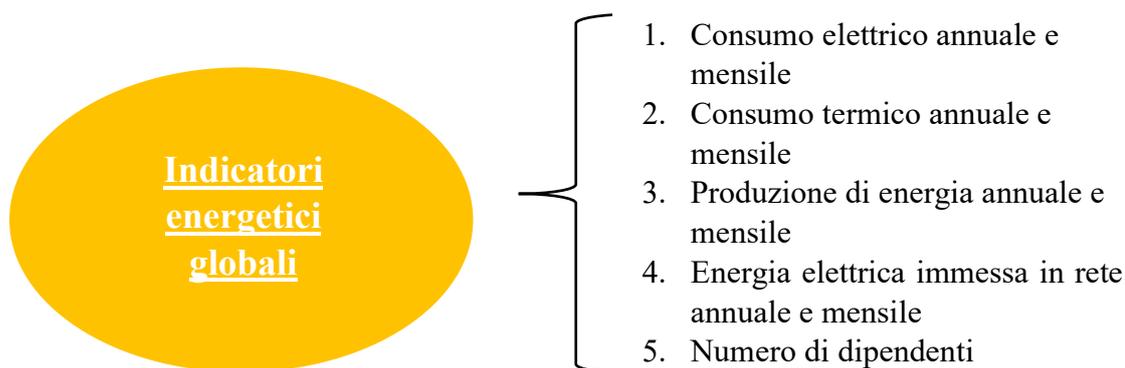


Figura 56 - Dati di input per IDPE

Dalla conoscenza di queste informazioni si possono 6 indicatori specifici che vengono discussi di seguito, con il fine di caratterizzare le singole aziende e l'intera Comunità.



1. Consumo elettrico specifico
2. Consumo termico specifico
3. Produzione di energia elettrica specifica
4. Autoconsumo elettrico %
5. Autonomia elettrica %
6. Penetrazione FER %

Figura 57 - Indicatori Energetici Specifici

Gli indicatori 1 e 2 vengono calcolati effettuando il rapporto tra il fabbisogno energetico (elettrico e termico) annuale e il numero di dipendenti delle singole aziende; mentre l'indicatore 3 effettuando il rapporto tra l'energia elettrica prodotta dai *prosumers* e il numero di dipendenti.

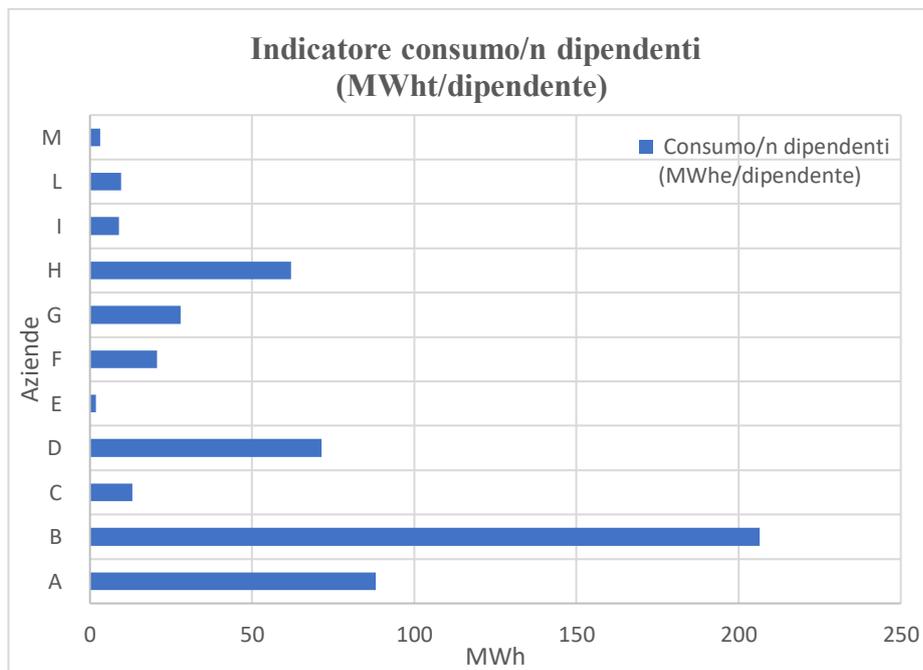


Figura 58 - Indicatore consumo elettrico specifico

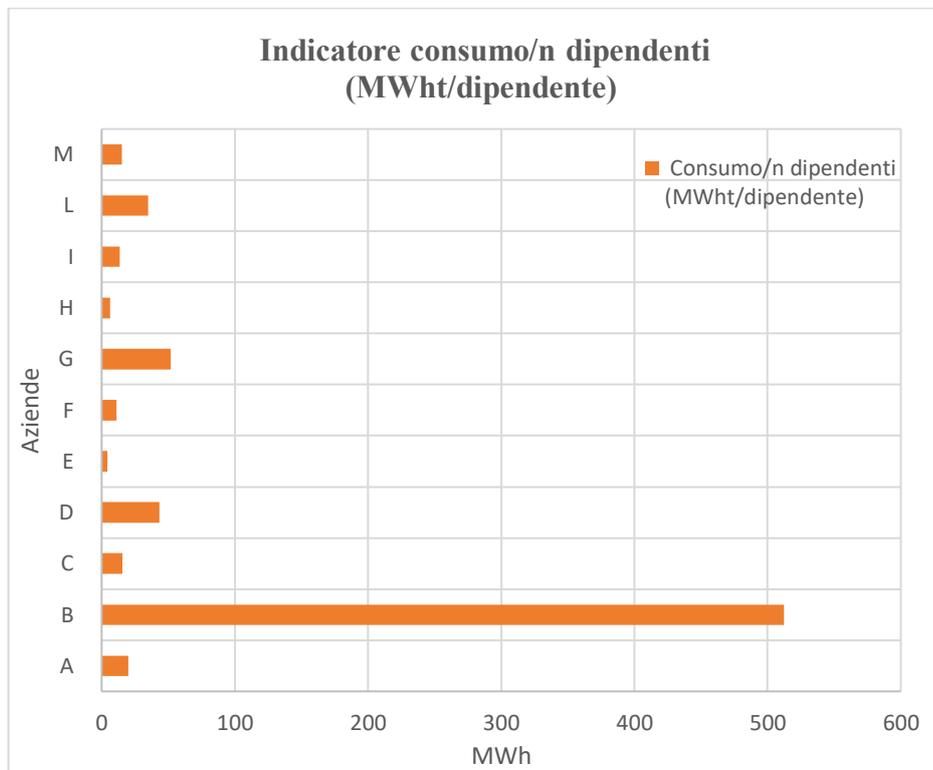


Figura 59 – Indicatore consumo termico specifico

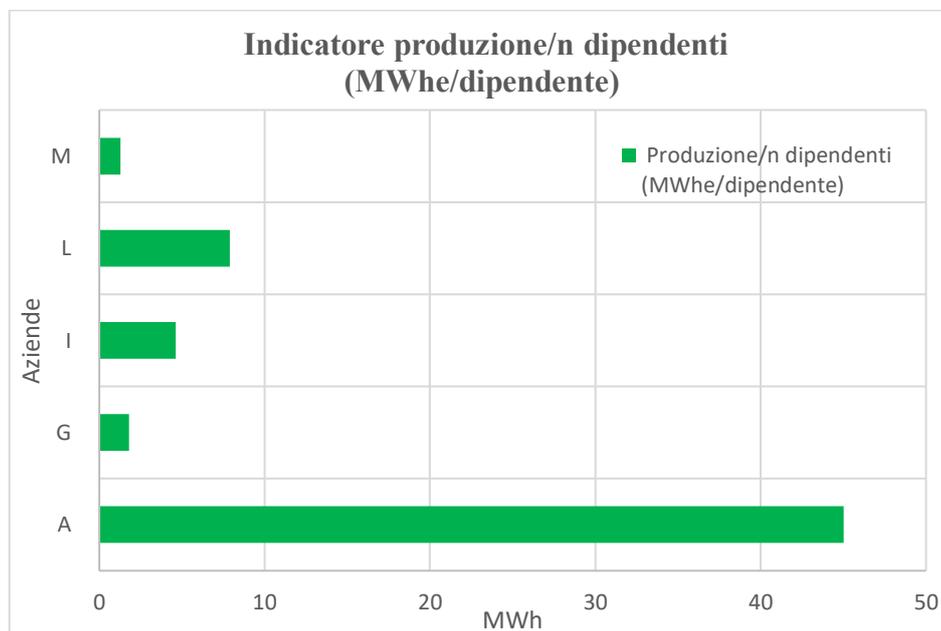


Figura 60 - Indicatore produzione elettrica specifica

Come si può vedere dalle figure 58 e 59, questi indicatori servono a conoscere le grandezze in gioco ma risulta necessario precisare che saranno più utili quando la mappatura del campione di aziende della comunità energetica sarà più completa; si potranno infatti effettuare dei confronti tra aziende dello stesso settore e si potranno fissare gli obiettivi da raggiungere.

Più nel dettaglio, per quanto riguarda gli indicatori 1 e 2 si porrà come obiettivo la loro diminuzione a parità di produttività, cercando quindi di diminuire la quantità di energia necessaria alle aziende. Riguardo l'indicatore 3 invece, che viene calcolato solo per i 5 prosumers analizzati, si dovrà porre come obiettivo un incremento, attraverso l'aumento della potenza installata per la produzione di energia elettrica.

Entrando nel merito dei valori calcolati, si evince che l'azienda B, operante nel settore dell'industria cartaria, è il soggetto con il valore più elevato per gli indicatori 1 e 2 precisamente di 206,39 MWhe/dipendente e di 512,43 MWh/dipendente; questi risultati sono giustificabili tenendo conto del fatto che un'azienda di questo tipo utilizza macchinari che necessitano di elevate quantità di energia rispetto ad altre aziende che operano in settori diversi come quello terziario. L'azienda E, per esempio, non possiede nessun macchinario per la produzione, ma utilizza l'energia termica soltanto per il riscaldamento degli edifici e quella elettrica per gli uffici e l'illuminazione interna, in questo caso gli indicatori assumono dei valori decisamente più bassi, di 4,24 MWh/dipendente e di 1,8 MWhe/dipendente.

4.1.1 Autoconsumo

L'autoconsumo elettrico percentuale viene definito come il rapporto tra l'energia elettrica autoconsumata e l'energia elettrica totale prodotta. Esso è probabilmente l'indicatore più importante, perché è l'unico che viene esplicitamente citato nella Legge Regionale 12/2018 come detto nel capitolo 2. Ricordando il testo di legge, il valore di autoconsumo annuale non deve essere inferiore al 70%; tale valore quindi deve considerarsi il limite minimo da raggiungere dalla Comunità nel suo insieme perché la comunità energetica deve principalmente autoprodursi l'energia che consuma.

Per effettuare una stima più precisa si è scelto di calcolare tale indicatore anche su scala temporale più stringente, cioè quella mensile perché il reale autoconsumo di energia, anche utilizzando sistemi di accumulo, non può prescindere dalle caratteristiche climatiche mensili soprattutto utilizzando le fonti energetiche rinnovabili. Inoltre, l'indicatore è stato calcolato non solo per la Comunità Energetica complessiva ma anche per tutti i prosumers analizzati.

Di seguito si evidenzia la formula utilizzata al fine di ottenere tale indicatore:

$$\text{Autoconsumo (\%)} = \frac{E_{\text{elettrica autoconsumata}}}{E_{\text{elettrica prodotta}}} =$$

$$= \frac{E_{\text{elettrica prodotta}} - E_{\text{elettrica immessa in rete}}}{E_{\text{elettrica prodotta}}}$$

Tra tutti i prosumers, vi è l'azienda M, operante nel settore dei servizi, che non ha fornito dei dati precisi riguardanti la quantità di energia elettrica autoconsumata in azienda e quella invece immessa in rete. Più nel dettaglio essa possiede un impianto fotovoltaico da 62 kW e nel grafico successivo sono rappresentate l'energia elettrica prodotta dall'impianto e l'energia invece prelevata in rete.

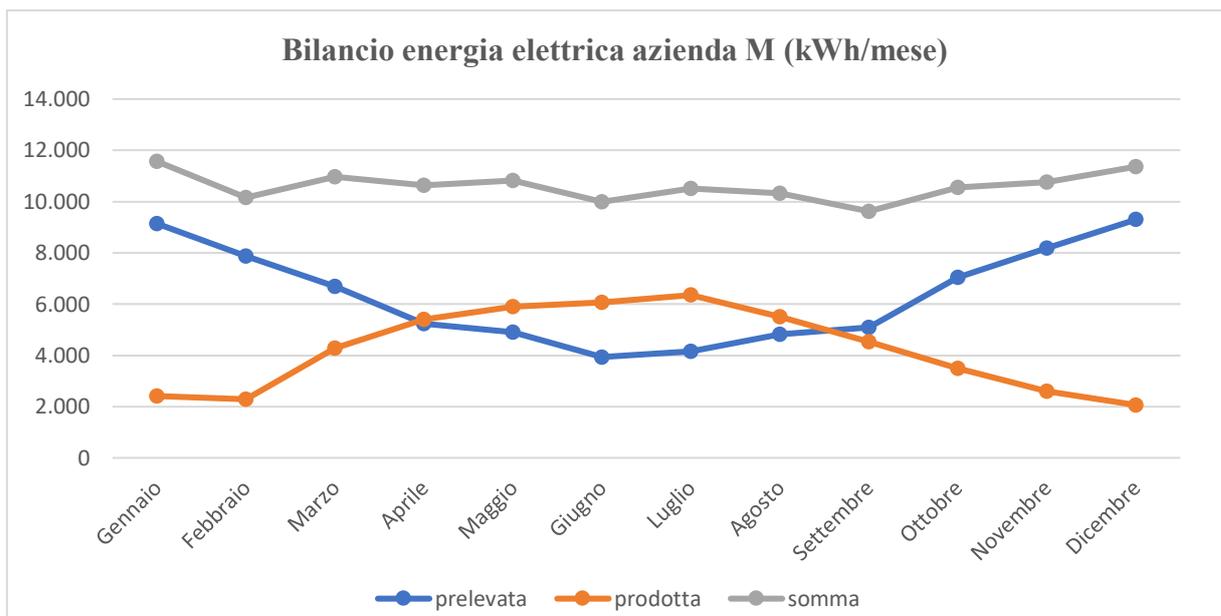


Figura 61 - Bilancio energia elettrica azienda M

Questo specifico utente, una residenza per anziani, ha un profilo di carico molto simile a quello degli ospedali, con una richiesta di energia molto stabile durante tutte le stagioni. Come si può vedere, la somma tra l'energia elettrica prelevata e prodotta segue questo andamento e varia pochissimo durante le stagioni. Ciò ci permette di ipotizzare che la quota di autoconsumo sia pari al 100% rispetto all'energia elettrica che produce tramite l'impianto fotovoltaico.

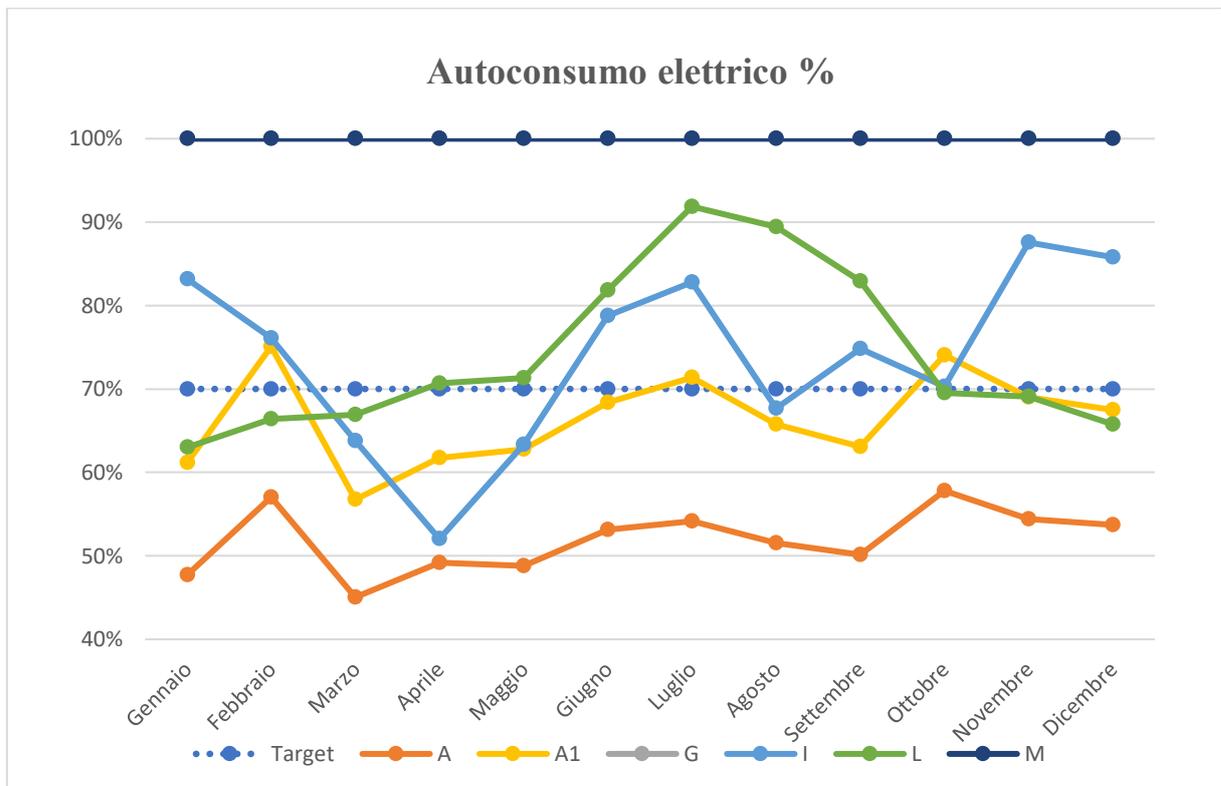


Figura 62 – Autoconsumo elettrico mensile per singola azienda

Nella figura 62, si vede l'autoconsumo percentuale calcolato mensilmente per tutte le aziende che ricoprono il ruolo di prosumer. Come si può notare, l'azienda A è presente due volte, con A si intende l'azienda complessiva, aggregando tutte le sedi in cui si produce energia elettrica con produzione idroelettrica, fotovoltaica e da cogenerazione da biogas; con A1 si intende invece soltanto la sede principale in cui si produce energia elettrica da biogas e fotovoltaico.

Entrando nel dettaglio del grafico, le aziende G ed M, che producono energia elettrica tramite pannelli fotovoltaici, hanno un autoconsumo pari al 100% per tutti i mesi dell'anno; l'azienda L supera il valore del 70% durante la stagione estiva con un valore massimo di 91,86% nel mese di luglio, ciò è giustificabile dal fatto che possiedono una pompa di calore che viene messa in funzione soltanto durante la stagione estiva che comporta un aumento del fabbisogno elettrico e di conseguenza l'autoconsumo; l'azienda I invece ha un andamento molto altalenante con il minimo di 52,03% nel mese di aprile; considerando infine A, che è il prosumer che immette più energia in rete, se lo si considera globalmente (linea arancione), non raggiunge mai il valore del 70%, mentre se si considera la sede A1, lo si raggiunge nei mesi di febbraio, luglio ed ottobre.

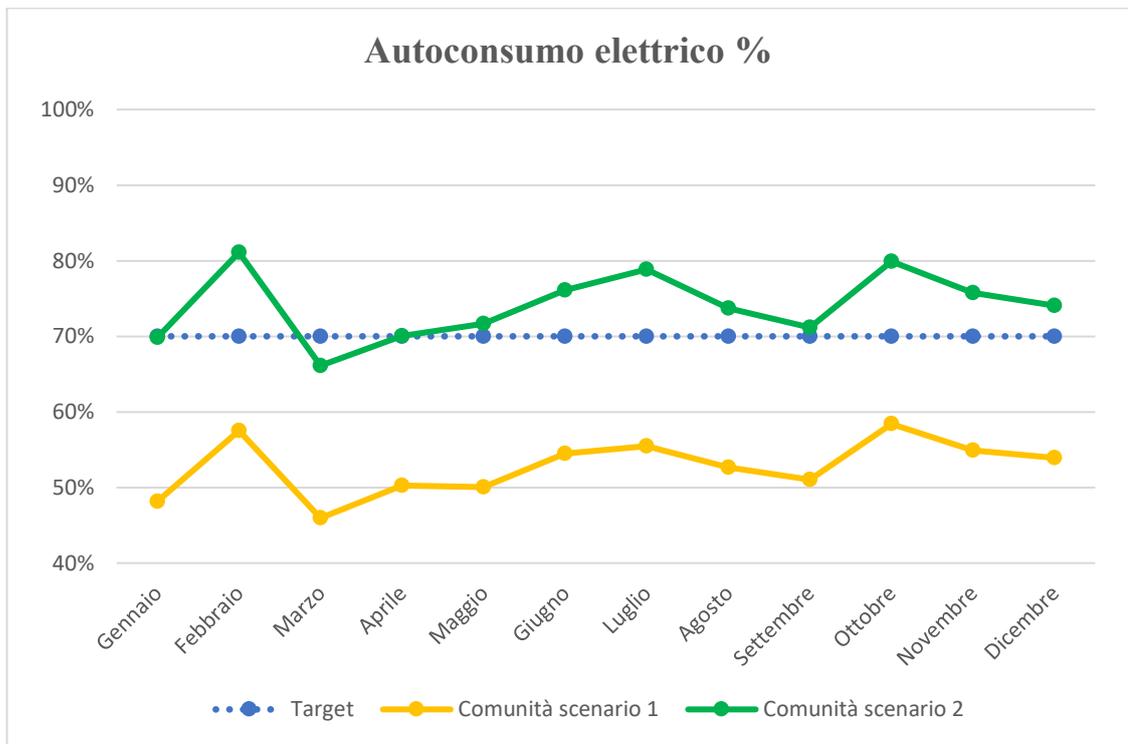


Figura 63 – Autoconsumo elettrico mensile Comunità Energetica

Nella figura 63, si evidenzia invece il valore di autoconsumo calcolato sommando tutti i contributi delle aziende coinvolte; sono presenti due scenari, il primo rappresenta la situazione attuale, nel secondo scenario invece si ipotizza che l'energia elettrica prodotta nelle centrali idroelettriche A4 e A5, venga auto-consumata all'interno della Comunità; questo secondo scenario risulta essere molto probabile visto che, come precedentemente detto nel capitolo 3, la produzione di energia elettrica locale, nell'ipotesi in cui fosse totalmente utilizzata all'interno della comunità senza venderla al gestore di rete, riuscirebbe a coprire il 12,6 % del fabbisogno complessivo.

Nello scenario 1 (linea gialla), il valore soglia del 70% non viene mai raggiunto, con un valore massimo nel mese di ottobre pari al 58,4%; nello scenario 2 invece si riesce a raggiungere e superare il valore obiettivo in tutti i mesi dell'anno tranne che nel mese di marzo con un valore pari al 66,12%, quindi di poco inferiore alla soglia.

Infine, si calcola il valore di autoconsumo annuale per le singole aziende e per la comunità nei due scenari considerati.

Tabella 26 - Autoconsumo annuale

Azienda	Autoconsumo annuale %
A	51,62%
A1	65,96%
G	100%
I	71,89%
L	70,14%
M	100%
Comunità scenario 1	52,47%
Comunità scenario 2	73,72%

Autoconsumo elettrico % [autoconsumo/produzione locale]

Legenda

Autoconsumo %

- 0,52
- 0,52 - 0,66
- 0,66 - 0,70
- 0,70 - 0,72
- 0,72 - 1,00

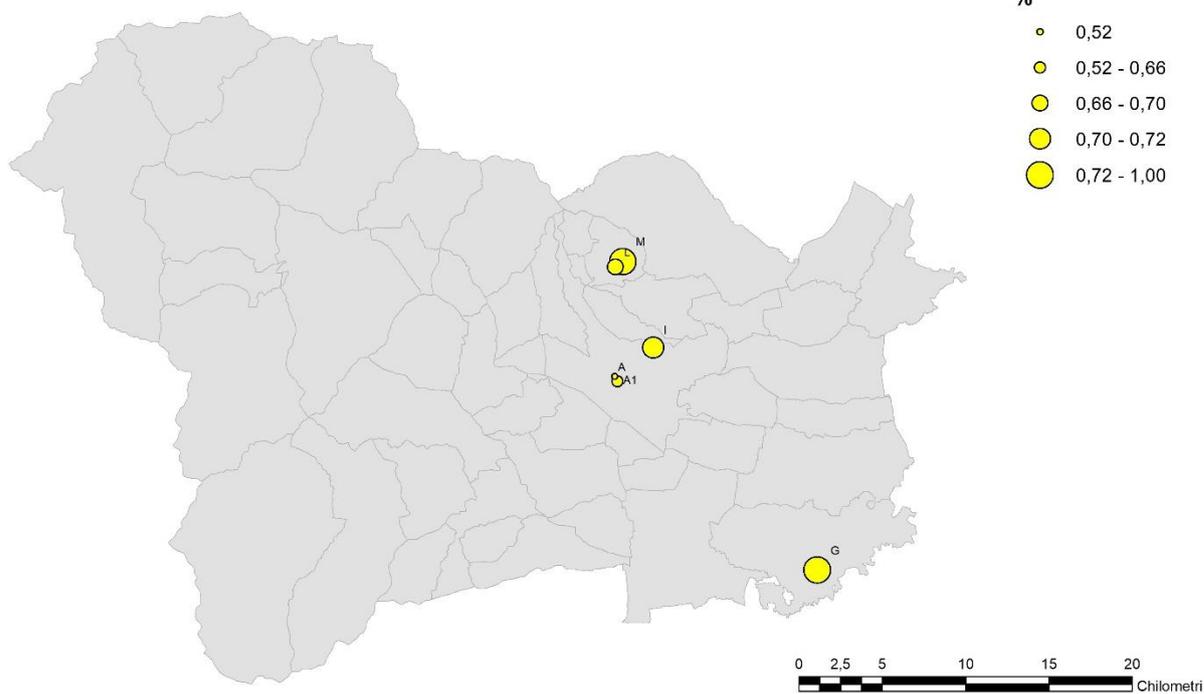


Figura 64 – Geo-localizzazione autoconsumo elettrico annuale

Per quanto riguarda l'energia termica, è possibile calcolare l'autoconsumo soltanto per l'azienda A1, che come detto precedentemente, è l'unico soggetto tra gli analizzati a rendere disponibile del calore per la rete di teleriscaldamento locale.

In modo analogo all'autoconsumo elettrico è calcolato come il rapporto tra l'energia termica utilizzata nello stabilimento e l'energia termica totale prodotta.

Il risultato mensile è visibile nel grafico seguente.

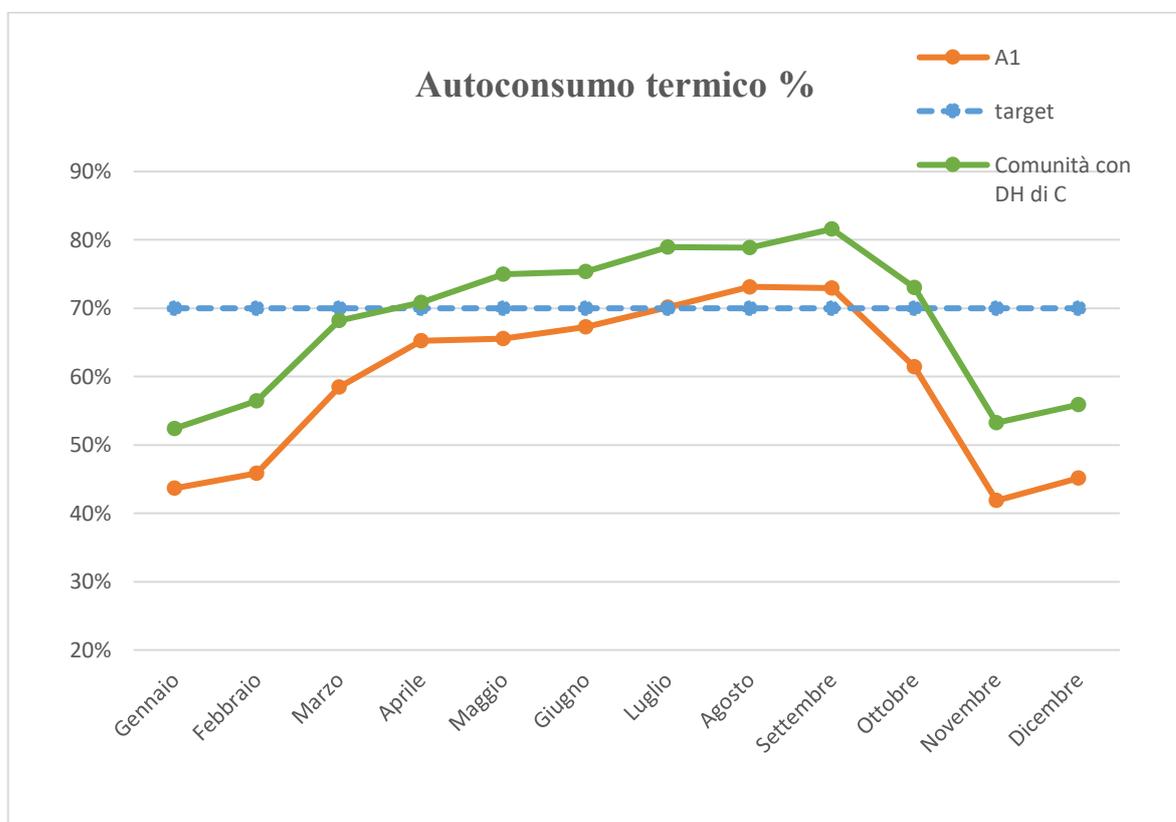


Figura 65 - Autoconsumo termico mensile

Come si può vedere in figura, l'autoconsumo varia molto durante le stagioni. Nella stagione invernale, quando è attivo il servizio del teleriscaldamento, si ha un valore intorno al 45%; durante quella estiva invece si raggiungono valori superiori al 65%, con il picco nel mese di settembre pari al 73%. Globalmente il valore annuale è del 54%, di poco inferiore al target del 70%, richiesto dalla legge regionale. Nella figura è inoltre presente la curva in verde, essa rappresenta l'autoconsumo nella comunità nel caso in cui il servizio di teleriscaldamento che alimenta l'azienda C fosse considerato nel bilancio. Si vede un incremento dell'autoconsumo molto consistente per ogni mese pari al 9,8%. Il valore annuale diventa pari al 64%.

Conoscendo quindi l'autoconsumo elettrico e quello termico, è possibile infine calcolare l'autoconsumo energetico complessivo. Anche in questo caso ricavabile dal rapporto tra l'energia utilizzata localmente e l'energia totale prodotta. Si procede a questo calcolo perché nel testo di legge si fa riferimento a tutta l'energia prodotta e non si menziona nessuna distinzione tra energia elettrica e termica. Nel grafico seguente sono visibili i risultati ottenuti per gli scenari analizzati in precedenza.

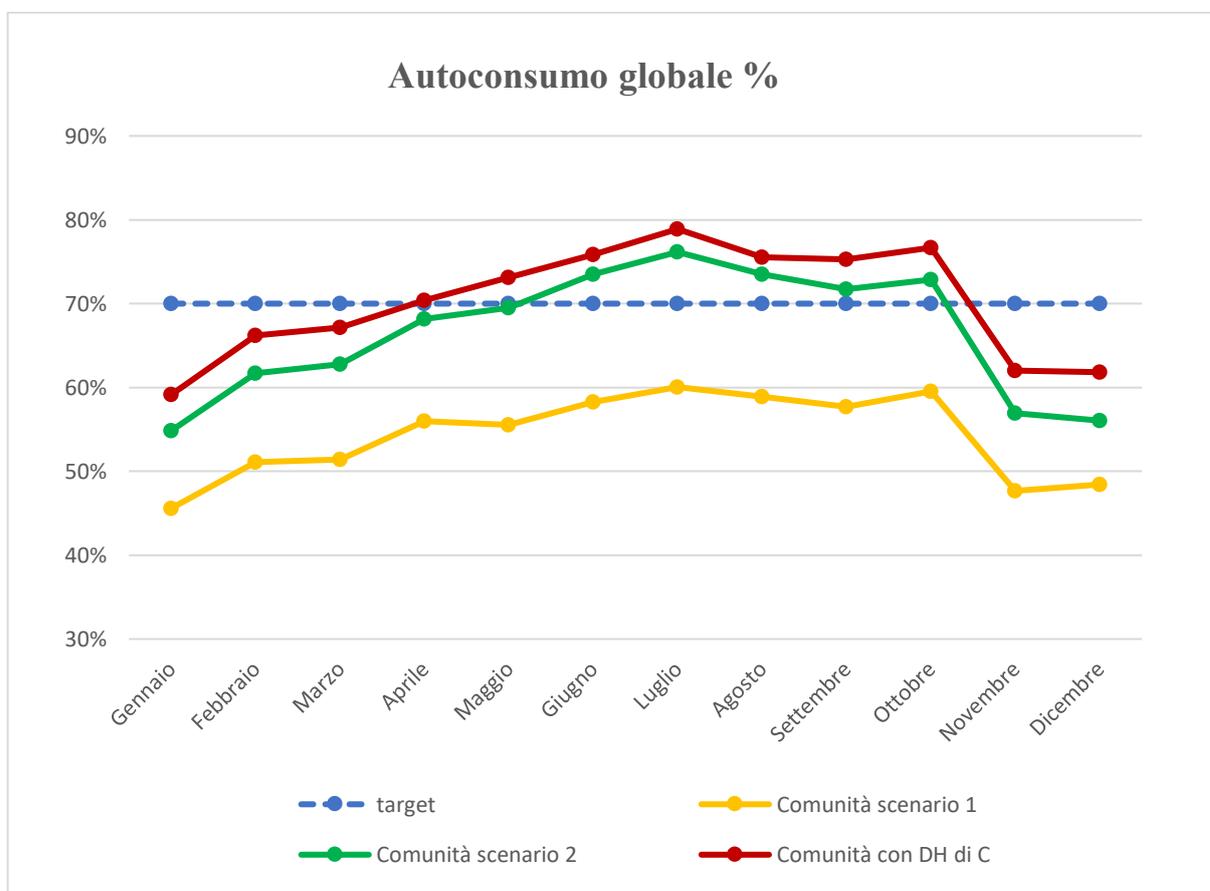


Figura 66 - Autoconsumo complessivo Comunità Energetica di Pinerolo

Come si può vedere in figura, le curve ricavate per l'autoconsumo globale, assumono i valori massimi nei mesi estivi. Dal punto di vista termico, questo andamento può essere giustificato tenendo presente che l'autoconsumo di A1 è massimo nei mesi estivi, quando il servizio di teleriscaldamento necessita di una minor quantità di energia. Dal punto di vista elettrico, una buona parte di *prosumers* utilizza impianti fotovoltaici che permettono di incrementare la produzione nello stesso periodo dell'anno.

Entrando nel dettaglio, si vede che nello scenario 1 (linea gialla), non si raggiunge mai il target del 70%, nello scenario 2 invece lo si raggiunge nell'arco temporale da maggio ad ottobre, quei mesi appunto in cui il l'energia termica per il teleriscaldamento è minima, mentre nello scenario in cui si inserisce il teleriscaldamento (linea rossa) si raggiunge anche ad aprile.

Globalmente il valore calcolato annualmente è del 53,16% per il primo scenario e del 64,92% nel secondo scenario e del 68,8% nel terzo. Quindi ancora di poco inferiore al target.

4.1.2 Autonomia Energetica

L'autonomia energetica percentuale è un indicatore che permette di comprendere il grado di indipendenza dell'azienda rispetto alla rete di distribuzione nazionale. Anche questo indicatore viene calcolato per tutte le aziende e per la comunità energetica nei due scenari sopradescritti.

Per calcolare il grado di autonomia si prende nuovamente come riferimento l'autoconsumo ma in questo caso rapportato al fabbisogno totale di energia elettrica, per ogni soggetto.

$$Autonomia\ Energetica\ (\%) = \frac{E_{elettrica\ autoconsumata}}{Fabbisogno\ elettrico_{tot}}$$

Analogamente a quanto fatto per l'autoconsumo, si effettua il calcolo mensile e poi quello annuale.

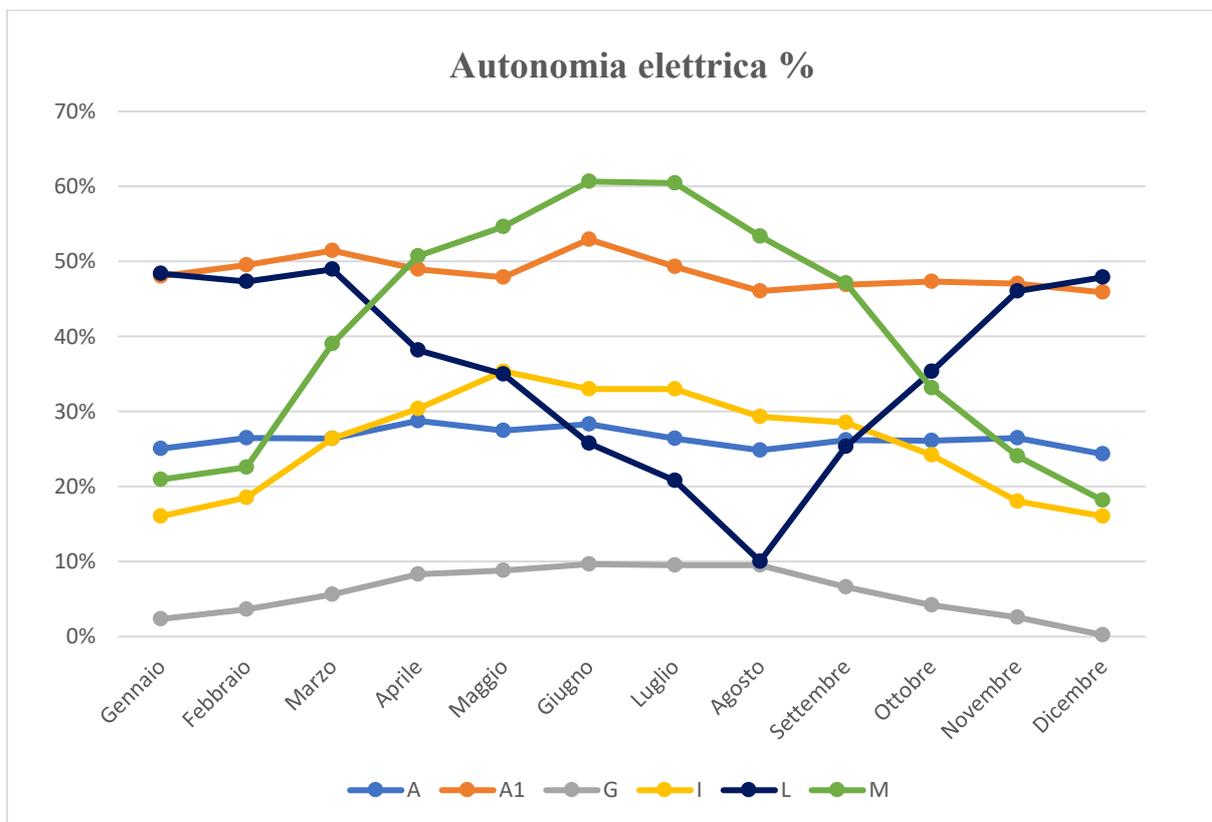


Figura 67 - Autonomia elettrica per singola azienda

Come si può vedere nella figura, la situazione mensile per le aziende è molto varia; l'azienda che riesce a coprire maggiormente il proprio fabbisogno è A1, con un valore massimo di 52,95% di autonomia e un valore per tutto il resto dell'anno superiore al 45%.

Per quanto riguarda le aziende G, I ed M, che producono energia elettrica da pannelli fotovoltaici, si vede che il grado di autonomia cresce nella stagione estiva, come era lecito aspettarsi utilizzando questa fonte energetica; più nel dettaglio G riesce a raggiungere un grado di autonomia pari al 10% del proprio fabbisogno nei mesi di giugno, luglio e agosto; I invece raggiunge il massimo a maggio con un valore di 35,37%, mentre M supera il 60% tra giugno e luglio. È inoltre interessante notare l'andamento del grado di autonomia dell'azienda L nei mesi estivi, ricordando che essa produce energia elettrica tramite un impianto cogenerativo; quando il carico termico diminuisce drasticamente l'impianto produce meno energia elettrica e di conseguenza diminuisce anche il grado di autonomia con il minimo proprio nel mese di agosto con un valore pari al 10%; nei mesi invernali invece il grado di autonomia raggiunge valori superiori al 45%.

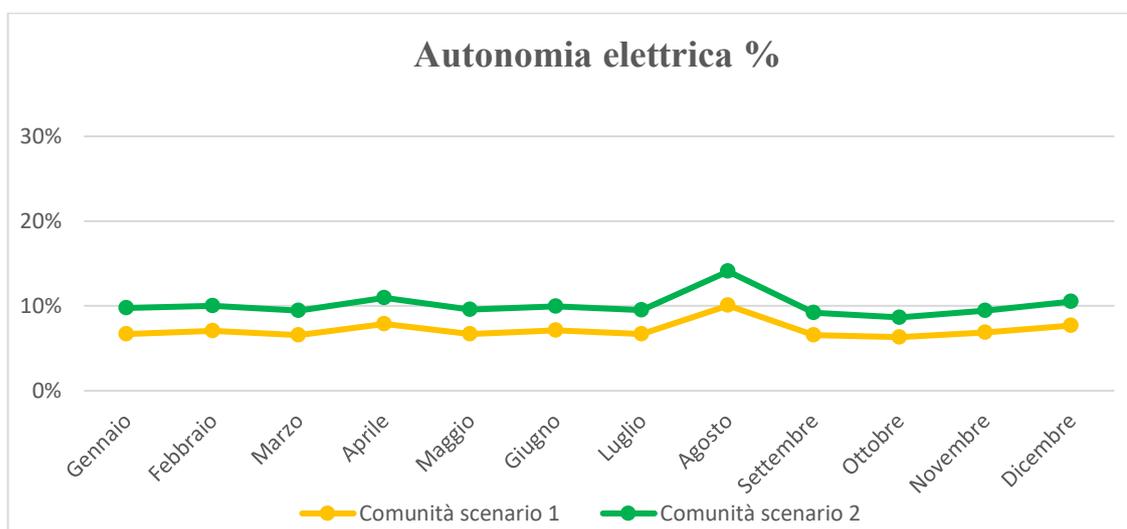


Figura 68 - Autonomia elettrica per la Comunità

Nella figura 68, si evidenzia la situazione della comunità nei due scenari analizzati; anche per l'autoconsumo, si può vedere che si raggiunge il massimo grado di autonomia nel mese di agosto, ciò è semplicemente legato al fatto che in quel mese il fabbisogno complessivo dei soggetti analizzati diminuisce come precedentemente detto nel capitolo 3. Per quanto riguarda gli altri mesi si vede che il grado di autonomia complessivo risulta essere quasi costante con un valore intorno al 7% nello scenario 1 e intorno al 10% per lo scenario 2.

Infine, si calcola il valore di autonomia energetica annuale per le singole aziende e per la comunità nei due scenari.

Tabella 27- Grado di autonomia annuale

Azienda	Grado di autonomia annuale %
A	26,35%
A1	48,37%
G	6,07%
I	27,04%
L	36,54%
M	40,01%
Comunità scenario 1	7,08%
Comunità scenario 2	9,95%

Autonomia % [autoconsumo / fabbisogno di energia elettrica]

Legenda

Autonomia

%

- 0,00 - 0,06
- 0,06 - 0,27
- 0,27 - 0,40
- 0,40 - 0,48

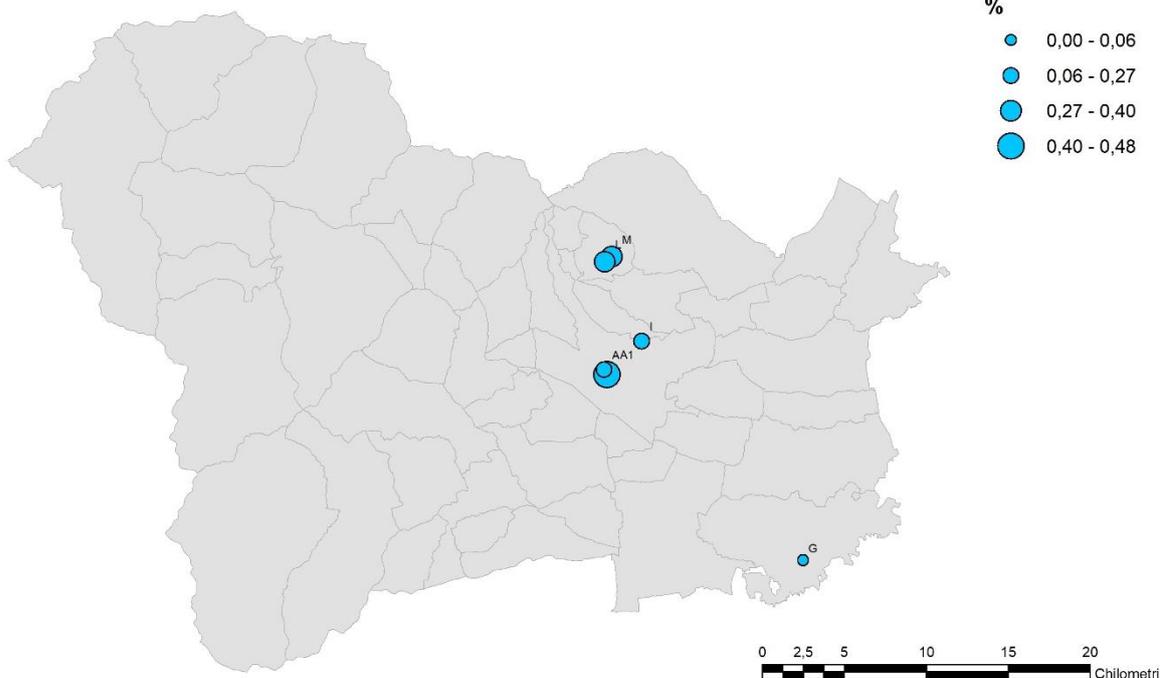


Figura 69 – Geo-localizzazione grado di autonomia annuale

Per l'energia termica questo indicatore non viene riportato perché ovviamente ogni azienda produce localmente tutta l'energia termica di cui ha bisogno e il valore è quindi del 100% per ogni mese dell'anno. Va evidenziato però che in molti casi questa energia viene prodotta con il gas naturale che non è una fonte di energia locale. La produzione termica rinnovabile locale viene presa in considerazione nell'indicatore successivo, penetrazione FER.

Infine, si può calcolare l'autonomia energetica globale considerando l'energia elettrica e quella termica. I risultati sono visibili nel grafico seguente.

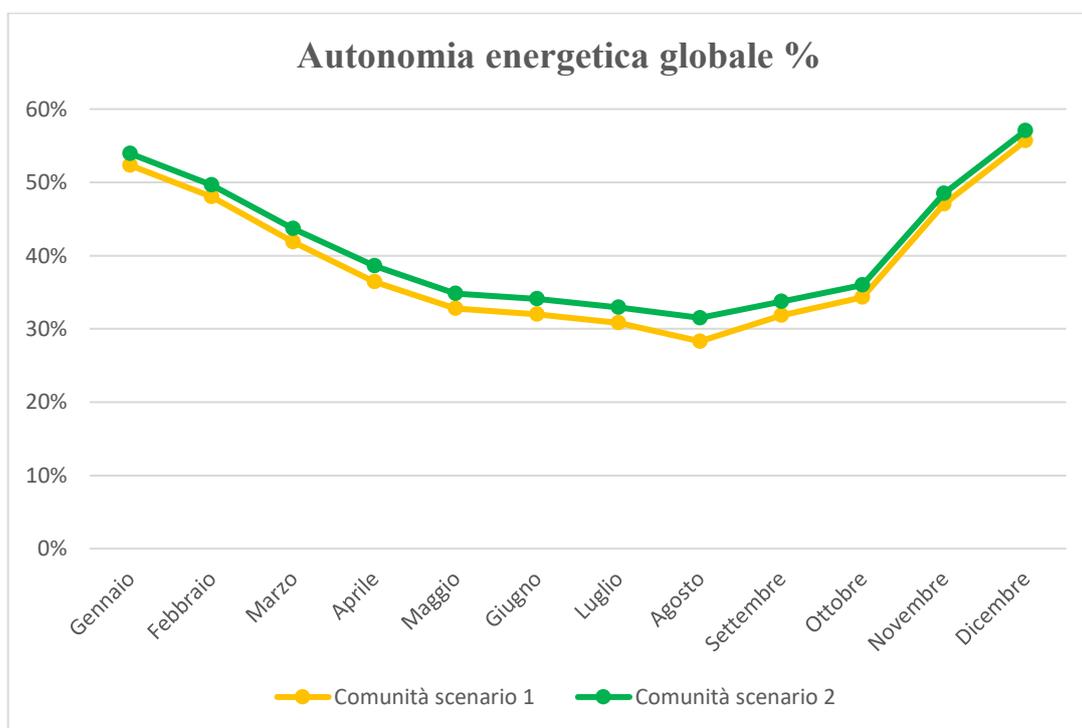


Figura 70 - Autonomia energetica globale

Come si può vedere, in questo caso l'autonomia termica, sempre pari al 100%, permette al dato complessivo di essere maggiore nei mesi invernali, quei mesi infatti dove l'energia termica utilizzata dagli utenti è maggiore a causa del riscaldamento degli edifici.

4.1.3 Penetrazione delle fonti di energia rinnovabile

Il calcolo di questo indicatore, risulta importante non solo dal punto di vista energetico, ma anche ambientale, perché un valore alto significa un'utilizzazione maggiore di fonti di energia rinnovabile (FER) e di conseguenza una minor dipendenza da fonte fossile (No FER), che comporta l'aumento della concentrazione di sostanze inquinanti come PM10, NO_x, SO_x e CO e CO₂. Tuttavia, lo studio d'impatto ambientale vero e proprio della Comunità Energetica sarà effettuato nelle fasi successive del progetto, quando la mappatura energetica del territorio sarà più completa.

Questo indicatore viene calcolato considerando l'apporto delle FER al fabbisogno energetico complessivo, sia per le singole aziende che per la Comunità nei due scenari. È importante notare che l'energia elettrica prelevata dalla rete in Piemonte è già parzialmente coperta da queste fonti energetiche come visto dal bilancio elettrico 2017; dal quel bilancio infatti, si calcola il dato di

28,27% di penetrazione FER per la Regione Piemonte e tale dato viene quindi attribuito a tutti i consumatori e all'azienda L che non produce energia elettrica da fonte rinnovabile.

Per i prosumers, invece, l'indicatore viene calcolato come segue:

$$\text{Penetrazione FER \%} = \frac{E_{\text{prelevata dalla rete}} * \%FER_{\text{Piemonte}} + \text{Autoconsumo}_{\text{FER}}}{\text{Fabbisogno elettrico}_{\text{tot}}}$$

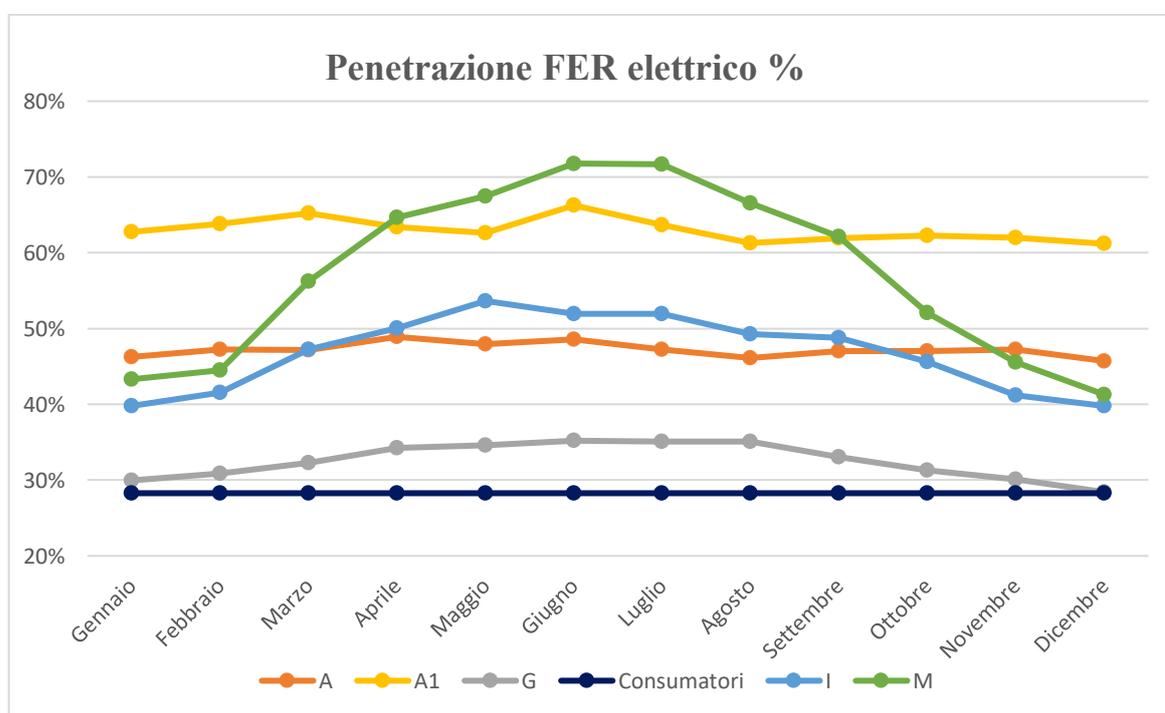


Figura 71 - Penetrazione FER per singola azienda

Per le aziende “consumatori” il valore è pari al 28,27%, mentre per i *prosumers* tale valore è ovviamente più alto; per le aziende G, I ed M, che posseggono impianti fotovoltaici, si ha il valore massimo durante la stagione estiva, mentre per A1 si vede un andamento più stabile. Più precisamente, l'azienda G raggiunge il valore del 36%, I del 52% e M del 72% nel mese di luglio, mentre A1 del 66%.

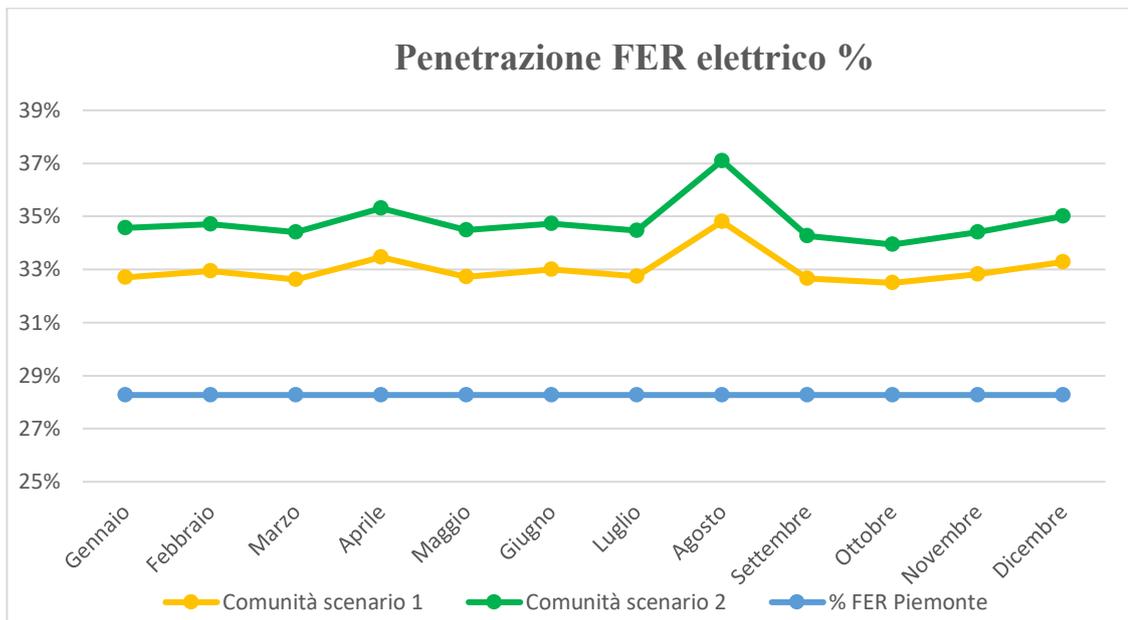


Figura 72 - Penetrazione FER Comunità Energetica

Dalla figura 72 infine si può notare che la Comunità Energetica nei due scenari, raggiunge il valore massimo nel mese di agosto ma con un valore mediamente superiore rispetto alla situazione piemontese del 4% per lo scenario 1 e del 6% nello scenario 2.

Di seguito si evidenzia il valore calcolato per la penetrazione da rinnovabile annuale.

Tabella 28 - penetrazione FER annuale

Azienda	Penetrazione FER annuale %
A	47,17%
A1	62,96%
G	32,62%
I	47,67%
M	56,96%
Comunità scenario 1	32,96%
Comunità scenario 2	34,71%

Penetrazione delle rinnovabili % [produzione FER / fabbisogno di energia elettrica]

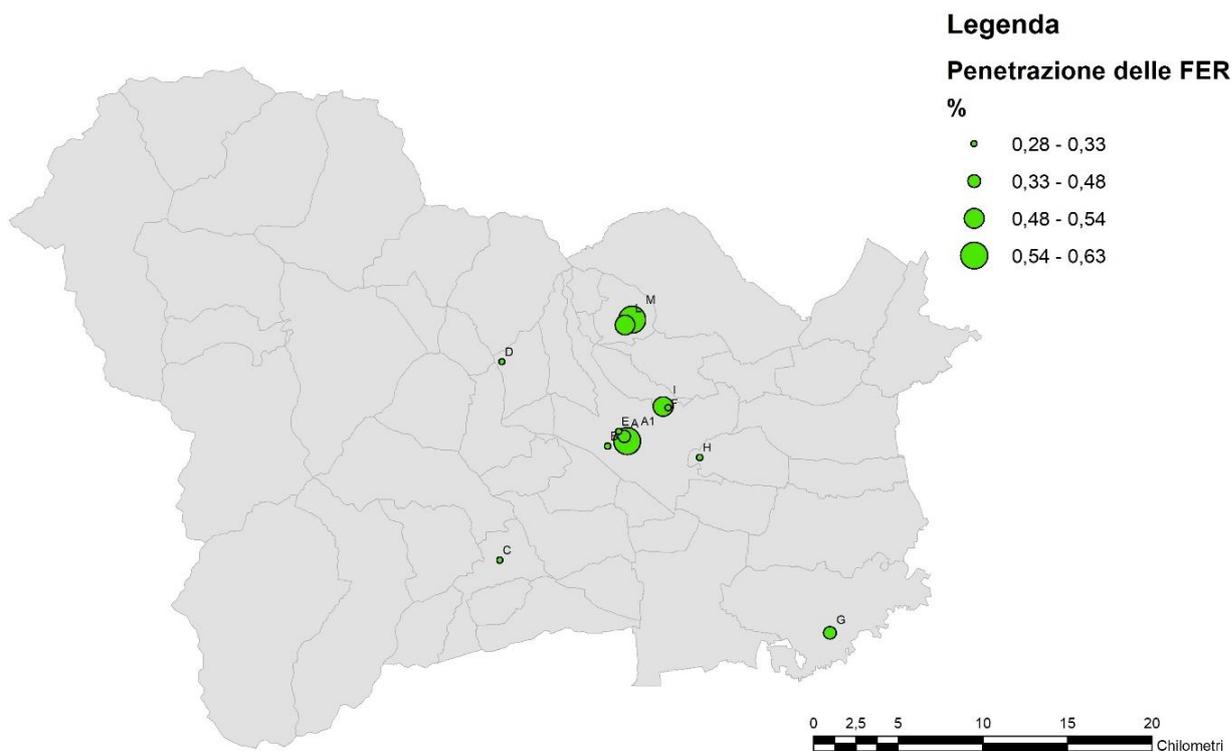


Figura 73 – Geo-localizzazione penetrazione FER elettrica

Per quanto riguarda l'energia termica, il calcolo di questo indicatore può essere effettuato come il rapporto tra l'energia termica autoconsumata proveniente da fonti diverse da quelle tradizionali come il gas naturale o l'olio combustibile e il fabbisogno termico complessivo.

Più dettagliatamente esso è calcolabile per A1, che produce calore dal biogas dei rifiuti e per C, che è alimentata da un servizio di teleriscaldamento.

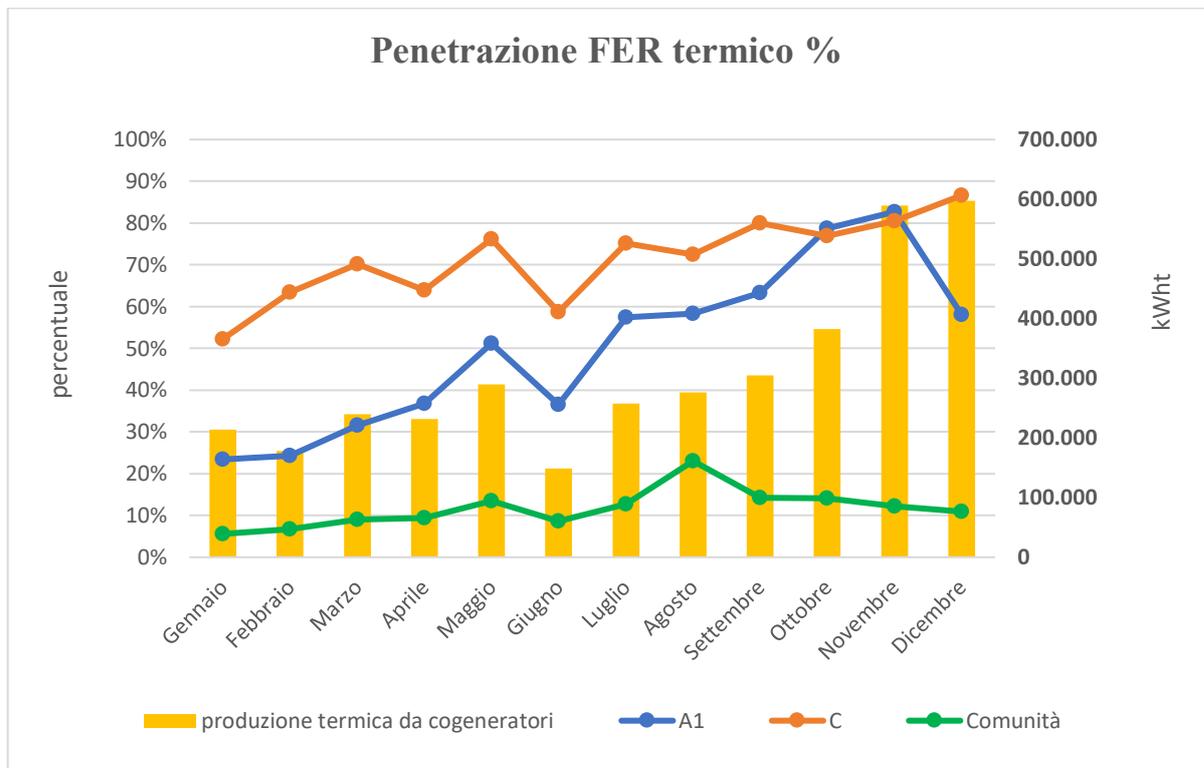


Figura 74 - Penetrazione FER termico

Come si può vedere in figura, per l'azienda C si evince che l'energia termica da teleriscaldamento utilizzata è sempre maggiore del 50% del fabbisogno, con un valore massimo nel mese di dicembre pari a 86,65%. Per quanto riguarda l'azienda A1, la curva ha un andamento crescente durante il corso dell'anno tranne che nei mesi di giugno e dicembre per cui la pendenza è negativa; un andamento di questo tipo può essere spiegato tenendo conto del fatto che questa energia è prodotta dal biogas dei rifiuti, che non viene prodotto in modo costante durante l'anno ed è influenzato dalla quantità di rifiuti trattati in stabilimento. Per evidenziare il legame della curva con la produzione di energia dei tre motori si è inserito nello stesso grafico anche la produzione espressa in kWh; come ci si aspettava i due andamenti sono molto simili.

Per quanto riguarda la comunità nella sua interezza, si ha un valore massimo del 23,04% nel mese di agosto e un minimo del 5,59% a gennaio. Globalmente il valore totale annuale è pari a 9,9%.

Come precedentemente fatto per gli altri indicatori, si può infine effettuare il calcolo globale, considerando l'energia elettrica e quella termica, prodotta localmente da fonti di energia rinnovabili.

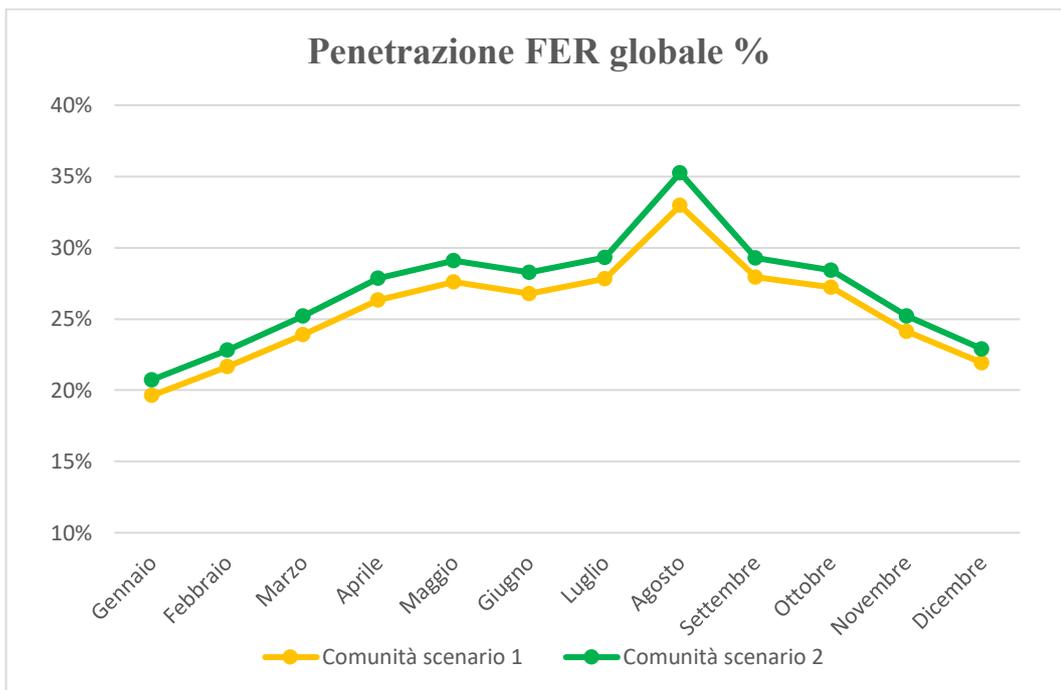


Figura 75 - Penetrazione FER comunità globale

Come si può vedere nel grafico complessivo, nei due scenari analizzati, la percentuale di energia rinnovabile utilizzata dalla comunità è maggiore nei mesi estivi, senza considerare il picco di agosto che è legato alla diminuzione del fabbisogno in quel mese, con valori maggiori del 25% in entrambi gli scenari considerati.

4.2 Indicatori di prestazione economica

Gli indicatori economici che sono stati analizzati, rimangono comunque nell'area dell'analisi delle prestazioni energetiche, visto che si è scelto di riportare il fatturato annuale delle aziende con quantità di energia come il fabbisogno elettrico e termico; questo tipo di analisi sarà sicuramente più efficace quando vi sarà una mappatura completa delle aziende e si potranno confrontare più soggetti operanti nello stesso settore.

Entrando nel merito, si calcolano due indicatori di tipo economico:

- 1) Rendita energia elettrica, rapporto tra fatturato annuo e fabbisogno di energia elettrica;
- 2) Rendita energia termica, rapporto tra il fatturato annuo e il fabbisogno di energia termica.

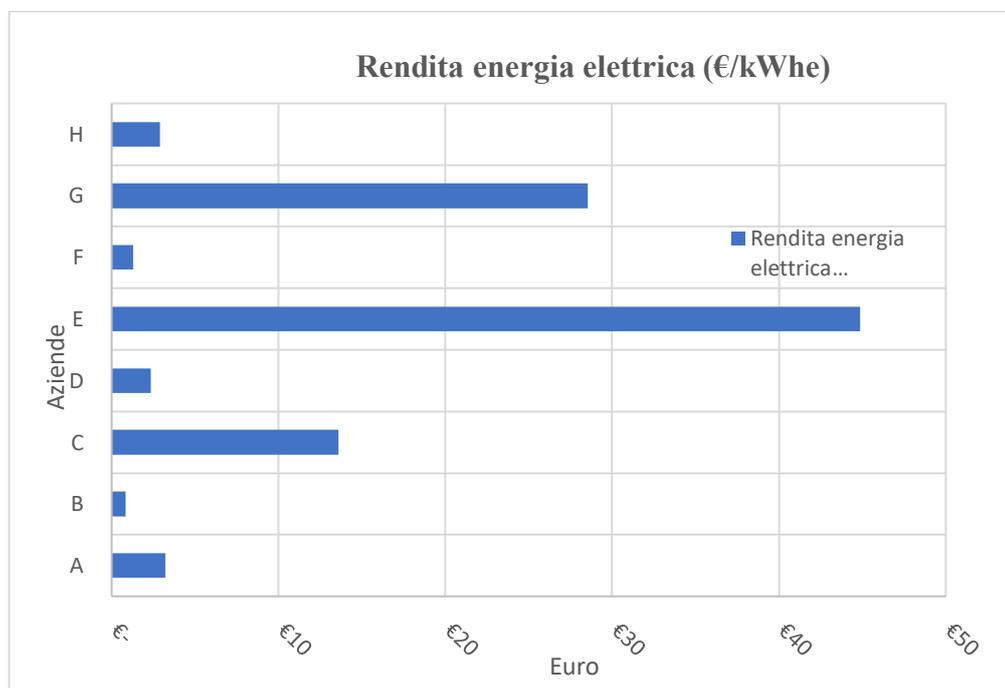


Figura 76 - Rendita energia elettrica annuale

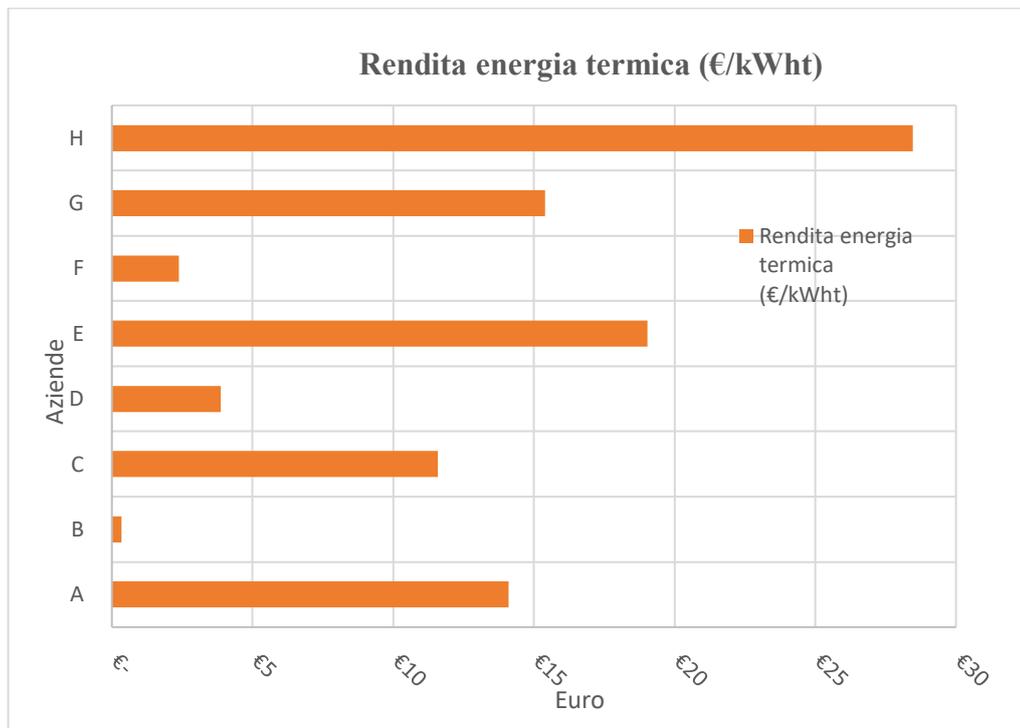


Figura 77 - Rendita energia termica annuale

Dal calcolo di questi due indicatori economici si evince che la situazione tra le aziende selezionate è molto varia; ciò è giustificabile dal fatto che in molti casi si tratta di aziende che operano in settori troppo diversi tra loro; ma come precedentemente detto, questi indicatori serviranno maggiormente nelle fasi successive, per confrontare soggetti simili dal punto di vista produttivo.

Entrando nel merito, si possono trarre delle conclusioni confrontando le aziende C e G, entrambe operanti nel settore alimentare; dal punto di vista della rendita di energia elettrica si vede che G ha un valore di 28,52 €/kWh_e, mentre C di 13,58 €/kWh_e.

In riferimento alla figura 68 invece si vede che l'azienda H ha il valore più elevato di rendita dal punto di vista termico, pari a 28,46 €/kWh_t, ciò è spiegato dal fatto che tutti i macchinari che utilizza sono alimentati dall'energia elettrica e quindi il fabbisogno di energia termica è da attribuire soltanto al riscaldamento degli edifici.

Conclusioni

Il presente elaborato ha permesso di mettere in luce alcuni aspetti indispensabili da prendere in considerazione per la concreta ed efficiente realizzazione della Comunità Energetica di Pinerolo, prevista entro il 2019.

In primo luogo, si evince che il progetto è sicuramente innovativo nel panorama energetico italiano e che confrontando le grandezze in gioco, come potenza installata (4,213 MW tra le aziende analizzate) e numero di utenze servite (47 comuni, circa 70 aziende e 150 mila abitanti), questo progetto si inserisce tra i più difficili e complessi da realizzare nell'insieme di tutte le comunità energetiche europee attualmente in esercizio.

Dal punto di vista dei dati raccolti ed elaborati tuttavia, emergono delle criticità che vengono brevemente discusse di seguito.

Il fabbisogno energetico globale analizzato della Comunità Energetica del Pinerolese, pari a 212,46 GWh annui, suddiviso in 138,952 GWhe e 73,509 GWht, è soltanto parzialmente coperto dalla produzione locale, con il 12,6 % per l'energia elettrica e il 9 % per l'energia termica. Soprattutto dal punto di vista dell'energia elettrica, gli impianti di produzione attualmente in esercizio nel Pinerolese, permettono sicuramente di raggiungere una copertura maggiore del fabbisogno, come descritto del paragrafo 3.5.1, semplicemente aumentando il numero di produttori nel bilancio complessivo, ad oggi fermo a due centrali idroelettriche. Si ricorda infatti che nelle 11 aziende analizzate, la potenza installata è soltanto una piccola parte del totale (0,81 % degli impianti fotovoltaici e l'1,18% delle centrali idroelettriche), e che sfruttando il 31% della potenza idroelettrica e il 25% di quella fotovoltaica, si riuscirebbe a coprire il 100% del fabbisogno elettrico.

Analogamente, dal punto di vista dell'energia termica, una possibile soluzione per incrementare la copertura del fabbisogno sarebbe quella di includere altre centrali che rendono disponibile molto calore, attualmente non inserite nel bilancio, che potrebbero quindi alimentare i consumatori con una rete di teleriscaldamento come succede per l'azienda C.

Nello stesso contesto si inserisce la necessità di diversificare maggiormente le fonti di energia primaria, adesso troppo legata al gas naturale per il termico e al biogas per la produzione elettrica (76% della produzione annuale); in una realtà come questa la diversificazione energetica ricopre un ruolo chiave per incrementare la sicurezza energetica ed evitare possibili

disservizi, visto che dovrebbe parzialmente venir meno l'intervento statale all'interno della comunità.

Un altro aspetto, trattato tramite la realizzazione di numerose mappe con GIS, è la distribuzione spaziale dei carichi termici ed elettrici. Come si è potuto verificare, nelle aree più popolate come il Comune di Pinerolo, la quantità di energia richiesta è molto maggiore rispetto ad altre come Cantalupa, e ciò deve essere tenuto in considerazione per i futuri sviluppi del progetto, quando si affronterà il problema della realizzazione di nuovi impianti di produzione.

Va precisato che i dati elaborati non sono completi, sono state considerate nell'analisi 11 aziende su un totale di circa 70, e questa incompletezza è strettamente legata alla difficoltà riscontrata nel reperimento dei dati richiesti alle aziende in più riprese nel corso di questi mesi di lavoro, per problemi di privacy e di difficoltà nella comunicazione. Risulta necessario quindi continuare nel lavoro di mappatura energetica del territorio in modo tale da avere una visione complessiva del problema e poter procedere con le fasi successive del progetto.

Non appena la mappatura sarà completa, sarà possibile utilizzare nel modo più opportuno gli indicatori di prestazione calcolati in questo elaborato, riuscendo a qualificare i soggetti analizzati per settore di appartenenza ed evidenziando le aziende che necessitano di interventi di efficientamento energetico al fine di migliorarne le prestazioni.

Dal calcolo di questi indicatori è emerso che l'autoconsumo elettrico mensile risulta essere molto variabile a causa delle specifiche esigenze energetiche dei vari prosumers e che globalmente, vista anche la carenza della produzione rispetto al fabbisogno, si riesce a raggiungere l'obiettivo del 70%, esplicitamente citato nella legge regionale emanata in Piemonte, per la comunità nel suo insieme, quindi risulta necessario che esso venga calcolato su scala temporale mensile, cercando di limitarne il più possibile la fluttuazione.

Per quanto riguarda l'autoconsumo termico, calcolato per l'azienda A1 e per la comunità, ipotizzando di inserire anche il teleriscaldamento utilizzato dall'azienda C, risulta necessario incrementare la presenza di altri produttori di grossa taglia, in modo tale da poter effettuare delle stime più precise. Per quanto riguarda il calcolo dell'autoconsumo complessivo, si evince che nella situazione attuale, considerando entrambi i contributi dell'energia elettrica e termica, si raggiunge un valore pari a 68,8%, di poco inferiore al limite di legge.

Dal valore dell'autonomia elettrica (9,95%), si evidenzia, ancora una volta, che la dipendenza dal sistema elettrico nazionale è molto pronunciata e che gli spazi di manovra per la creazioni di nuovi impianti rinnovabili locali sono molto ampi; delle possibili soluzioni in questo senso potrebbero essere l'utilizzo di tecnologie come il solare termico e impianti a

biomasse per coprire maggiormente il fabbisogno termico rinnovabile; l'utilizzo di accumulatori elettrici per sfruttare a pieno le differenze di consumo elettrico tra la settimana lavorativa e i giorni di chiusura aziendale e l'installazione capillare d'impianti di potenza medio piccoli come fotovoltaico sui tetti degli stabilimenti e impianti di micro-cogenerazione.

Quando la situazione sarà ben definita, sarà inoltre necessario implementare la rete di distribuzione di energia elettrica locale, con l'utilizzo di tecnologie elettroniche all'avanguardia e creando quindi una *smart grid*; una rete di questo tipo sarà in grado di gestire istante per istante, tutti i flussi energetici interni alla comunità e quelli con l'ente distributore esterno, garantendo la sicurezza energetica, minimizzando le perdite di trasmissione e riducendo i disservizi.

Un altro aspetto che ricopre un ruolo molto importante per la comunità sarà il coinvolgimento degli enti locali presenti nell'area (47 Comuni), più volte contattati dal team di ricerca per completare la mappatura energetica non solo privata ma anche pubblica e in quasi tutti i casi ancora poco informati sul progetto.

Da un punto di vista non prettamente energetico si è affrontato il tema della forma giuridica più consona da adottare, che possa garantire la migliore organizzazione pur rimanendo all'interno del quadro legislativo attuale. La formula della cooperativa mista (soci pubblici e privati) può rappresentare una via percorribile per la comunità, poiché potrebbe combinare lo spirito tipico di una cooperativa sociale, basata principalmente sulla tutela dei soggetti più vulnerabili e dei beni ambientali, ma allo stesso tempo si avrebbe la possibilità di investire su obiettivi più ampi e creare opportunità diffuse per lo sviluppo della comunità, nello spirito della collaborazione mutualistica, tipica delle società cooperative (organizzazioni regolate dalla volontaria adesione ad un contratto che contiene benefici ed impegni dei soci, i quali mettono a punto le attività dell'impresa stessa secondo le caratteristiche proprie e del territorio in cui si trovano).

Tuttavia, la procedura che deve essere rispettata dai comuni italiani non permette loro di intraprendere rapporti economici con gli enti privati sul proprio territorio, se non passando attraverso l'appalto pubblico, che incrementa di molto i tempi che porteranno alla definitiva realizzazione del progetto. Si auspica quindi, anche grazie a questo progetto pilota, di sollevare l'attenzione statale per attuare procedure veloci e trasparenti che stimolino e incoraggino la realizzazione di nuove realtà come le comunità energetiche rinnovabili.

Bibliografia e sitografia

- [1] E. & S. Group, “Le prospettive di sviluppo delle Energy Community in Italia.” *Smart Grid Report*, 2014.
- [2] Mendes G, Loakimidis C, Ferraro P. “On the planning and analysis of integrated community energy systems: a review and survey of available tools.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011, vol.15, pp. 4836–4854, 2011.
- [3] Bouffard F, Kirschen D.S. “Centralised and distributed electricity systems.” *Energy Policy* 2008, vol. 36 pp. 4504–4508, 2008.
- [4] Binod Prasad Koirala, Elta Koliou, Jonas Friege, Rudi A. Hakvoort, Paulien M. Herder. “Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, vol. 56, pp. 722-744, 2016.
- [5] Bradley F, Rae C. “Energy autonomy in sustainable communities: a review of key issues.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012, vol. 16, pp. 6497–6506, 2012.
- [6] Avelino F, Bosman R, Frantzeskaki N, Akerboom S, Boontje P, Hoffman J, et al. “The (Self-) Governance of community energy: challenges & prospects.” *DRIFT BRIEF nr. PB 2014.01*, 2014.
- [7] Harcourt M, Ogilvie K, Cleland M, Campbell E, Gilmour B, Laszlo R, et al. “Building Smart energy communities: implementing integrated community energy solutions.” *Canada: quality urban energy systems for tomorrow*, 2012.
- [8] Bauwens T. “What roles for energy cooperatives in the diffusion of distributed generation technologies?” *SSRN Electronic Journal*, 2013.
- [9] Kelly, S., & Pollitt, M. “The local dimension of energy.” *The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens and Loads (Department of Applied Economics Occasional Papers)*, pp. 249-279, 2011.

- [10] Hicks J., Ison N. “An exploration of the boundaries of ‘community’ in community renewable energy projects: Navigating between motivations and context.” *Energy Policy*, vol. 113, pp. 523-534, 2018.
- [11] Walker G., Devine-Wright P. “Community renewable energy: What should it mean?”. *Energy Policy*, vol. 36, pp. 497-500, 2008.
- [12] Huang Z., Yu H., Peng Z., Zhao M. “Methods and tools for community energy planning: A review.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015*, vol. 56 pp. 1335-1348, 2015.
- [13] Surhone Lambert M., Timpledon Miriam T., Marseken Susan F. “Urban planning.” *Beau Bassin: Betascript Publishing*, 2010.
- [14] Steiner, Frederick R. *Planning and urban design standards*, 2006.
- [15] Simcock N., Willis R., Capener P. *Cultures of Community Energy – International case studies*, 2016.
- [16] www.secab.it, dati energetici comunità.
- [17] Legambiente. “Comuni Rinnovabili 2013.” *Legambiente*, 2013.
- [18] www.e-werk-prad.it, dati energetici comunità.
- [19] www.coopcomunitàmelpignano.it, dati energetici comunità.
- [20] Commissione europea. “EUROPA 2020 Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva.”, 2010.
- [21] “Accordo di Parigi L 282/4.” *Gazzetta ufficiale dell’Unione europea*, 2016.
- [22] Commissione europea. “Clean Energy for All Europeans.”, 2016.
- [23] Ministero dello Sviluppo Economico e Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. “Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017.”, 2017.
- [24] ENEA. “Sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica alla luce degli obiettivi Europei previsti al 2030 sul tema dell’energia da FER”, 2018.
- [25] Regione Piemonte. “Legge regionale 3 agosto 2018, n. 12. Promozione dell’istituzione delle comunità energetiche.”, 2018.

- [26] Walker G., Simcock N. “Community Energy Systems.” *International Encyclopedia of Housing and Home*, pp. 194-198, 2012.
- [27] Paglia T. K. “Energy improvement districts and local energy.” *Cornel University*, 2011.
- [28] Martin Anda J. T. “Smart metering for residential energy efficiency: The use of community based social marketing for behavioural change and smart grid introduction.” *Renewable Energy*, vol. 67, pp. 119-127, 2014.
- [29] NETL. “Advanced metering infrastructure.” 2008.
- [30] Bottaccioli L. “Feasibility Study of an Energy Community: Energy consumption and renewable potential Evaluation.” *Politecnico di Torino*, 2014.
- [31] www.istat.it, dati statistici area Pinerolo.
- [32] www.reportaziende.it, fatturato aziende.
- [33] SNAM. “POTERE CALORIFICO SUPERIORE CONVENZIONALE PER IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE ai sensi dell’art. 22.4 della deliberazione AEEG 138/04 RIFERITO ALL'ANNO 2017.” 2017.
- [34] www.tuttitalia.it, gradi-giorno.
- [35] Isetti C. “Impianti di riscaldamento: Aspetti climatici ed energetici.” *Università degli studi di Genova*, 2010.
- [36] www.arpa.piemonte.it, dati climatici Pinerolo.
- [37] www.atla.gse.it, potenza installata Pinerolo.
- [38] Terna spa e gruppo Terna. “Analisi dei dati elettrici 2017.” 2018.
- [39] ENEA. “Valutazione di indici di prestazioni energetiche per i settori: fonderie, ceramica e produzione della carta.” 2017.