

# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in  
Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Simulazione e analisi tecnico-economica di Comunità  
Energetiche Rinnovabili: ottimizzazione delle  
performance e sostenibilità economica del modello di  
consumo e condivisione dell'energia elettrica**



**Relatore**

Prof. Marco Badami

**Candidato**

Lorenzo Castello

Novembre 2023



|                                                                                     |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Abstract.....</b>                                                                | <b>IV</b>  |
| <b>Introduzione.....</b>                                                            | <b>2</b>   |
| <b>1. Le Comunità Energetiche Rinnovabili .....</b>                                 | <b>15</b>  |
| <b>1.1 Decentralizzazione del sistema di generazione elettrica.....</b>             | <b>16</b>  |
| 1.1.1 Configurazioni del Sistema energetico.....                                    | 21         |
| 1.1.2 Digitalizzazione del sistema di misura.....                                   | 24         |
| <b>1.2 Sistema regolatorio .....</b>                                                | <b>28</b>  |
| <b>1.3 Forme di utilizzo dell'energia prodotta.....</b>                             | <b>30</b>  |
| <b>1.4 Quadro normativo CER .....</b>                                               | <b>34</b>  |
| <b>1.5 I vantaggi delle CER .....</b>                                               | <b>48</b>  |
| <b>2. Produttori e consumatori di energia elettrica .....</b>                       | <b>57</b>  |
| <b>2.1 Caratteristiche utenti industriali .....</b>                                 | <b>57</b>  |
| 2.1.1 Caratteristiche impianti FER.....                                             | 57         |
| 2.1.2 Software Polysun.....                                                         | 61         |
| 2.1.3 Simulazione degli impianti di produzione FV .....                             | 62         |
| 2.1.4 Profili di consumo prosumer .....                                             | 67         |
| <b>2.2 Utenze di consumo residenziali.....</b>                                      | <b>70</b>  |
| 2.2.1 Load Profile Generator .....                                                  | 71         |
| 2.2.2 Consumi di un profilo tipologico medio residenziale .....                     | 74         |
| 2.2.2.1 Letteratura alla base.....                                                  | 74         |
| 2.2.2.2 Modellazione in LPG .....                                                   | 78         |
| 2.2.3 Analisi dei risultati .....                                                   | 85         |
| 2.2.4 Peak smoothing.....                                                           | 99         |
| <b>3. Analisi di scenario.....</b>                                                  | <b>110</b> |
| <b>3.1 Caso A – CER con consumers residenziali e producer FV.....</b>               | <b>111</b> |
| 3.1.1 Caso A1.....                                                                  | 111        |
| 3.1.2 Caso A2.....                                                                  | 123        |
| 3.1.3 Caso A3.....                                                                  | 130        |
| <b>3.2 Caso B – CER con consumers residenziali ed un prosumer industriale .....</b> | <b>140</b> |

|                                                                            |            |
|----------------------------------------------------------------------------|------------|
| 3.2.1 Caso B1 .....                                                        | 140        |
| 3.2.2 Caso B2 .....                                                        | 151        |
| <b>3.3 Caso C – CER con consumers misti ed un producer FV .....</b>        | <b>158</b> |
| 3.3.1 Caso C1 .....                                                        | 159        |
| 3.3.2 Caso C2 .....                                                        | 169        |
| <b>3.2 Caso D – Analisi di un caso reale .....</b>                         | <b>176</b> |
| <b>4. Conclusioni: ottimizzazione della configurazione della CER .....</b> | <b>188</b> |
| <b>5. Fonti bibliografiche e sitografiche .....</b>                        | <b>193</b> |



## Abstract

*Il lavoro di tesi si propone di indagare le Comunità Energetiche Rinnovabili da un punto di vista tecnico-normativo, economico e gestionale, al fine di ottimizzarne la struttura ed individuare i criteri utili allo studio di fattibilità di nuove configurazioni.*

*A valle di un approfondimento normativo, lo studio propone una metodologia di simulazione delle Comunità Energetiche Rinnovabili strutturata principalmente su tre livelli.*

*Generazione di profili di produzione energetica di impianti fotovoltaici, effettuata con l'utilizzo del software Polysun attraverso il quale sono stati simulati gli impianti di generazione fotovoltaica presenti nei casi studio sviluppati, ottenendo profili di produzione orari;*

*Accurata modellazione dei profili di consumo dei privati cittadini, mediante l'ausilio del software Load Profile Generator sono stati generati i profili di venticinque nuclei familiari, i quali parametri di input sono basati su variabili tecniche ed abitudini riferite alle indagini ISTAT dell'anno 2022 relativi a Biella, località in cui la CER è stata collocata. Successivamente, è stato ricavato il fabbisogno orario annuo di un aggregato di nuclei familiari partendo dai risultati ottenuti con Load Profile Generator e adottando un'opportuna strategia di peak smoothing, adatta all'applicazione specifica.*

*Utilizzo di dati di consumo reali di PMI, in collaborazione con l'area Monitoraggio di Trigenia S.r.l. sono stati individuati i profili di consumo reali di tre utenze industriali; questi, sono stati adoperati all'interno dei casi studio sviluppati considerandoli come membri della configurazione.*

*La metodologia individuata è stata utilizzata per eseguire simulazioni di differenti configurazioni di CER, analizzate secondo differenti criteri, al fine di indagare la performance globale di tale sistema di condivisione dell'energia. I diversi scenari analizzati sono stati ottimizzati variando i parametri tecnico-gestionali - il criterio di ripartizione dell'incentivo erogato dal GSE alla CER, il numero di utenti residenziali coinvolti nell'organizzazione e la potenza fotovoltaica installata - e monitorando i parametri energetici ed economici, quali la percentuale dell'energia condivisa dagli impianti fotovoltaici ed autoconsumata all'interno del perimetro della CER, gli anni di ritorno dell'investimento degli impianti di produzione energetica ed il ritorno economico di un'utenza residenziale, rapportato alla spesa annua sostenuta per*

*l'energia elettrica. Dallo studio, infine, sono stati individuati punti di forza e limitazioni di questa tecnologia in fase di affermazione.*



## Introduzione

Il panorama energetico mondiale è caratterizzato da una crescente dipendenza dall'energia da parte della popolazione mondiale e dalle sfide legate all'esaurimento delle fonti non rinnovabili, come emerso per la prima volta dalla crisi energetica degli anni '70. Questa crisi, scaturita dalla combinazione di fattori come la diminuzione della produzione petrolifera e l'aumento della domanda di petrolio, ha causato instabilità economica e sociale su scala globale. In risposta, molti Paesi occidentali hanno cercato di ridurre la dipendenza dal petrolio sviluppando fonti energetiche alternative come carbone, gas naturale, energia nucleare e, più recentemente, energie rinnovabili. Il seguente studio si propone di approfondire la tematica relativa alla penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico globale, in particolare verrà trattata la tecnologia delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), tra le più recenti e per questo ancora in fase di affermazione.

Nel grafico in Figura 1, si nota come l'incremento della popolazione mondiale ha portato ad un aumento esponenziale della domanda energetica, questi due aspetti sono strettamente correlati in quanto un alto consumo specifico di energia elettrica corrisponde ad un alto Indice di Sviluppo Umano (ISU).

L'aumento dei consumi nel corso degli anni è stato in gran parte soddisfatto dalle fonti fossili, quali carbone, petrolio e gas naturale, nonostante gli sforzi per adottare fonti più sostenibili. Tuttavia, l'uso intensivo di questi combustibili fossili ha portato a gravi problemi ambientali, tra questi la produzione di anidride carbonica, ovvero la principale causa dell'aumento dell'effetto serra e del riscaldamento globale [ 1 ].

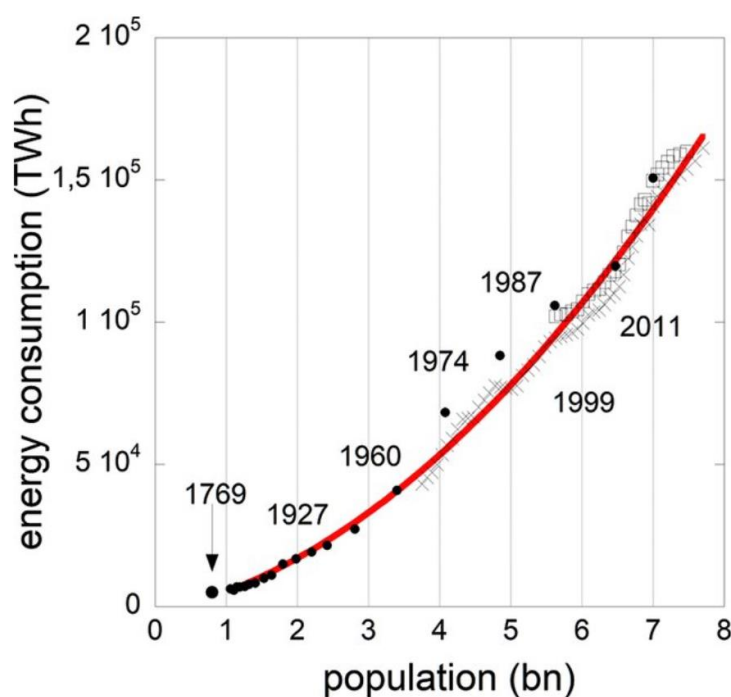


Figura 1: Crescita del consumo energetico globale confrontata con la crescita demografica [ 1 ]

Nel tentativo di risolvere le problematiche scaturite dall'utilizzo delle fonti non rinnovabili, si è cercato di aumentare l'adozione di energie rinnovabili come quella solare, eolica, idroelettrica, geotermica e delle biomasse. Nonostante i vari progressi, la domanda globale di energia continua a superare l'offerta di fonti rinnovabili, ciò a causa della difficoltà tecnologica e sociale di affrontare una transizione verso un sistema decarbonizzato. La Figura 2 mostra infatti che, nonostante l'andamento del consumo energetico pro capite sia calato nel corso dei decenni, in seguito alle politiche adottate dopo la prima crisi energetica globale, le fonti fossili siano ancora predominanti nella produzione mondiale di energia.

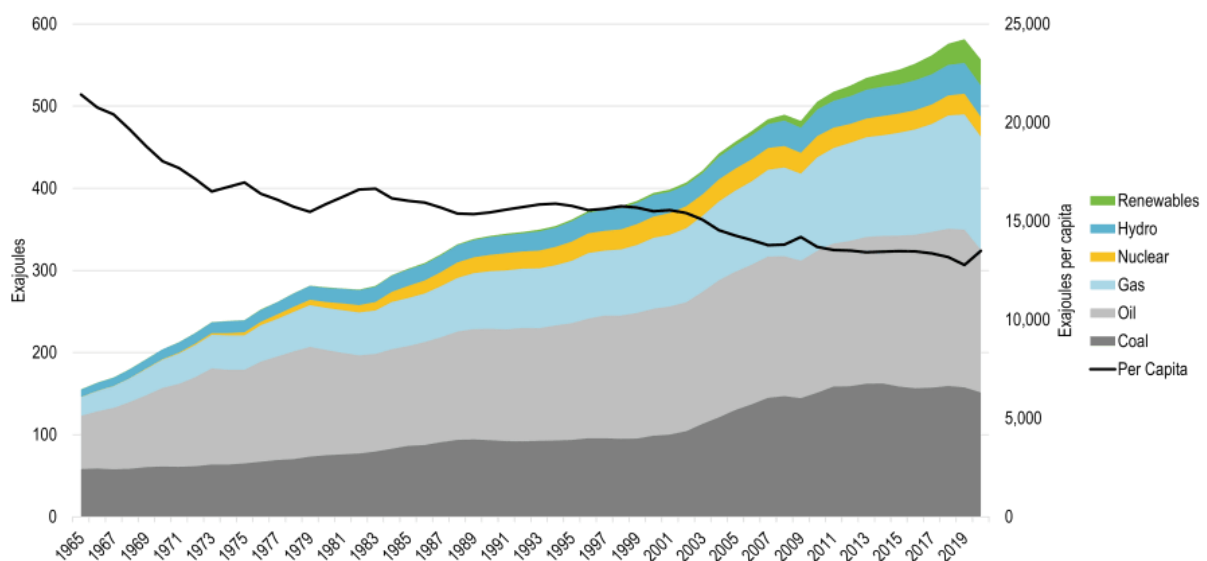


Figura 2: Consumo energetico globale[ 2 ]

Nel corso degli anni, il mix energetico globale ha subito significative trasformazioni. Il carbone, una volta dominante, ha visto una diminuzione del suo utilizzo nei Paesi sviluppati, principalmente a causa della concorrenza delle energie rinnovabili e di una maggiore sensibilizzazione ambientale. Anche il petrolio ha visto una riduzione del suo utilizzo, mentre il gas naturale sta guadagnando importanza come fonte energetica transitoria nel processo di decarbonizzazione. Le energie rinnovabili, in particolare quella solare ed eolica, stanno crescendo rapidamente, supportate dalla diminuzione dei costi tecnologici.

Il settore energetico mondiale ha subito una significativa interruzione nel 2020 a causa della pandemia da COVID-19, Figura 3. La produzione industriale ridotta e la diminuzione degli spostamenti hanno portato a una drastica riduzione della domanda energetica, evidenziando la flessibilità del consumo energetico in risposta a cambiamenti nelle abitudini e nell'attività economica degli abitanti. Nonostante la temporanea riduzione delle emissioni di gas serra nel

2020, nel 2021 si è registrato un aumento dei consumi rispetto alle condizioni pre-pandemiche.

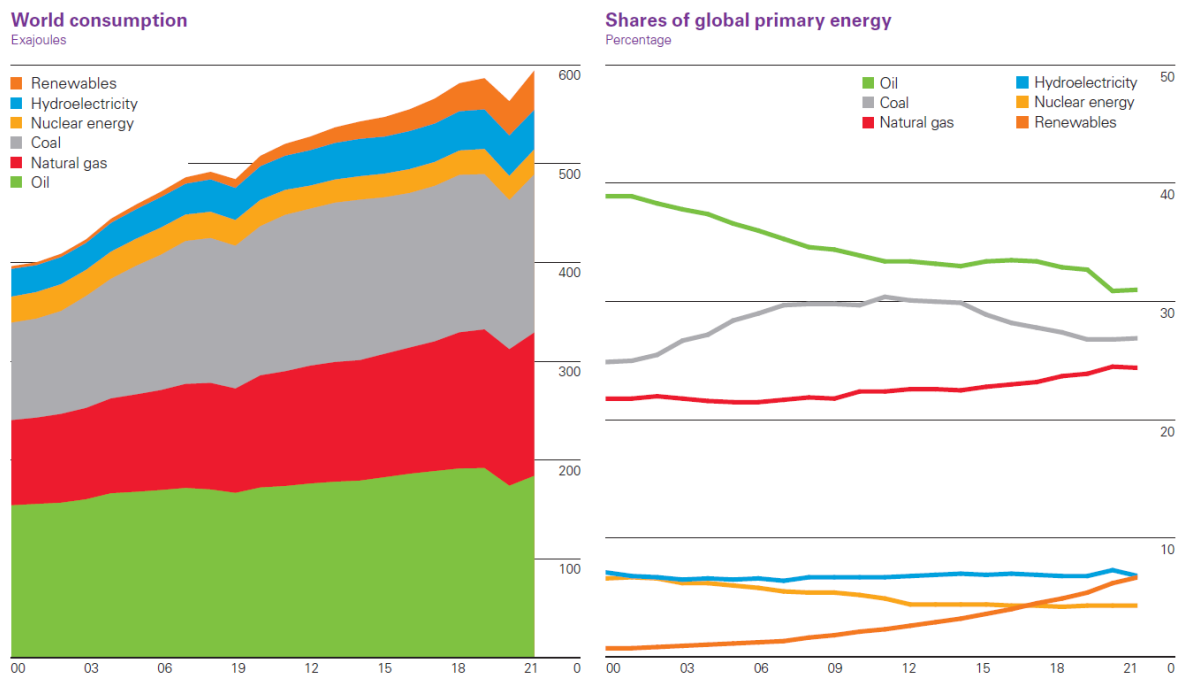


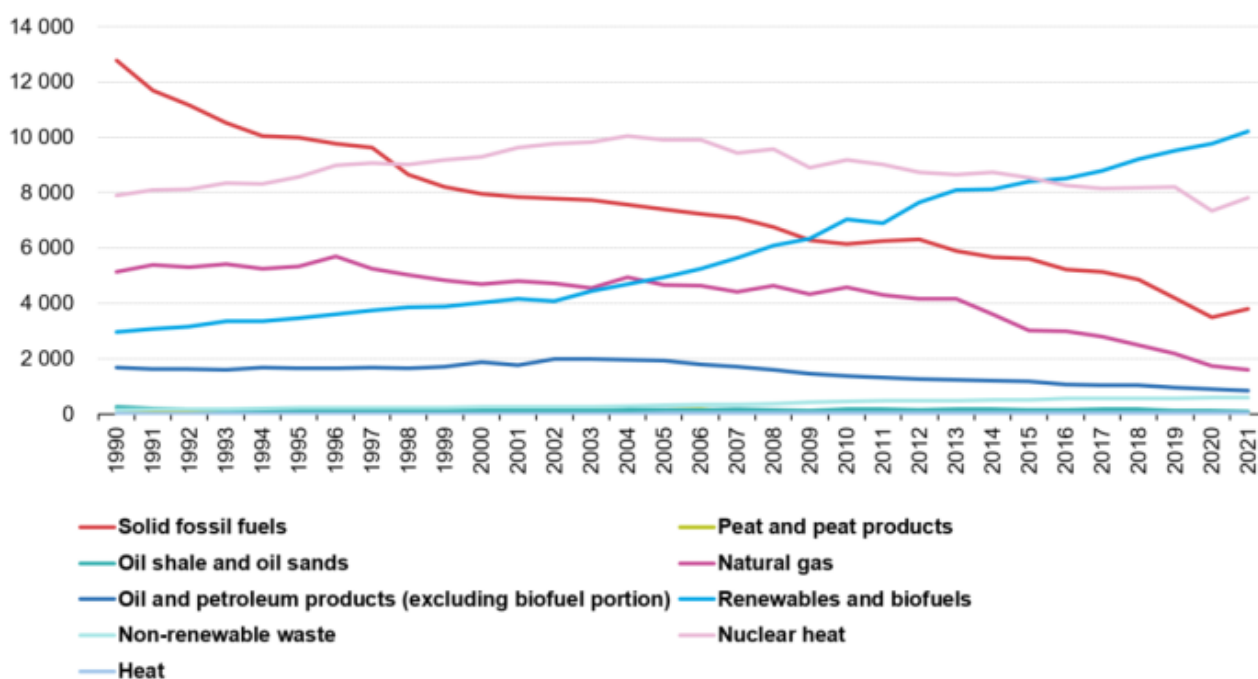
Figura 3: Consumi energetici mondiali (focus su fonte di produzione dell'energia)[ 3 ]

La nuova ottica di progresso è basata sul principio di sviluppo sostenibile, il quale, propone di soddisfare le esigenze delle generazioni presenti senza compromettere le possibilità delle generazioni future di soddisfare le proprie; afferma il diritto di ogni persona ad un ambiente sano e sicuro, rendendo noto come l'umanità avrebbe in breve tempo raggiunto i limiti naturali dello sviluppo in relazione agli andamenti di crescita della popolazione, di livello di industrializzazione, d'inquinamento, di produzione di alimenti e di consumo delle risorse naturali. L'adozione diffusa delle energie rinnovabili è fondamentale per affrontare le sfide energetiche e ambientali globali e la diminuzione dei costi di tale soluzione rappresenta un segnale positivo, ma ulteriori sforzi sono necessari per accelerare la transizione verso un sistema energetico più sostenibile. Politiche pubbliche, investimenti nella ricerca e nello sviluppo tecnologico e la consapevolezza dell'importanza della sostenibilità energetica sono essenziali per creare un futuro energetico più sicuro ed ecologicamente sostenibile per il nostro pianeta. La consapevolezza dell'importanza del tema energetico è cresciuta significativamente dagli anni '70 in poi, portando ad una maggiore attenzione ed azione globale per affrontare le sfide energetiche del nostro tempo. L'emergenza climatica che caratterizza i nostri giorni suggerisce che il processo di transizione deve ancora essere messo in atto e, per tale ragione, oltre a campagne di informazione e sensibilizzazione, le autorità

governative - soprattutto quelle dei Paesi sviluppati – devono mettere in atto diverse strategie a supporto dei cittadini. Tra queste iniziative promosse dall'Unione Europea ci sono anche le CER.

In Europa, i consumi energetici sono notevolmente aumentati negli ultimi cinquant'anni a causa della crescita economica, dell'espansione del settore dei trasporti e dell'aumento della popolazione. Tuttavia, come mostra la Figura 4, l'Europa ha ridotto la dipendenza dai combustibili fossili, puntando sempre di più sulle energie rinnovabili. Negli anni '70 e '80, la maggior parte dell'energia proveniva da fonti fossili; a partire dagli anni '90, invece, l'Europa ha investito nell'efficienza energetica e sulla promozione delle fonti rinnovabili, divenendone una leader globale.

#### Primary energy production by fuel, EU, in selected years, 1990-2021 Petajoule (PJ)



Source: Eurostat (online data code: nrg\_bal\_c)

eurostat

Figura 4 - Produzione di energia primaria in Europa per fonte [ 4 ]

Nel 2020, il 40,8% dell'energia primaria in Europa proveniva da fonti rinnovabili, seguito dal nucleare al 30,5% [ 4 ]. Questa evoluzione dei dati è un chiaro indice che le politiche europee si concentrano sulla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, promuovendo l'efficienza energetica negli edifici, nei trasporti e nelle industrie e incoraggiando l'adozione di tecnologie a basso consumo energetico.

L'Enciclopedia Treccani definisce la transizione energetica come “un processo di trasformazione del quadro di soddisfacimento dei fabbisogni energetici verso soluzioni caratterizzate da un ridotto impatto ambientale (con particolare riferimento alle emissioni di gas climalteranti, *greenhouse gases*, GHG) e, più in generale, da una maggiore sostenibilità. Caratteristiche fondamentali di questo processo sono la transizione verso un portfolio di fonti energetiche prevalentemente basate sull'utilizzo di risorse rinnovabili, la diffusione di soluzioni di efficienza in tutti gli utilizzi dell'energia e, infine, la disponibilità di soluzioni di cattura e sequestro dell'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) che rendano possibile l'utilizzo sostenibile delle fonti fossili” [ 5 ].

Come mostra la Figura 5, ai tassi di consumo attuali, i combustibili fossili sui quali il sistema energetico è basato, ovvero gas e petrolio saranno disponibili ancora per poche decine di anni, L'esaurimento dei giacimenti di tali risorse è una delle problematiche principali, poiché potrebbe rendere queste risorse sempre più costose e difficili da estrarre, causando problemi di sicurezza energetica ed instabilità politica.

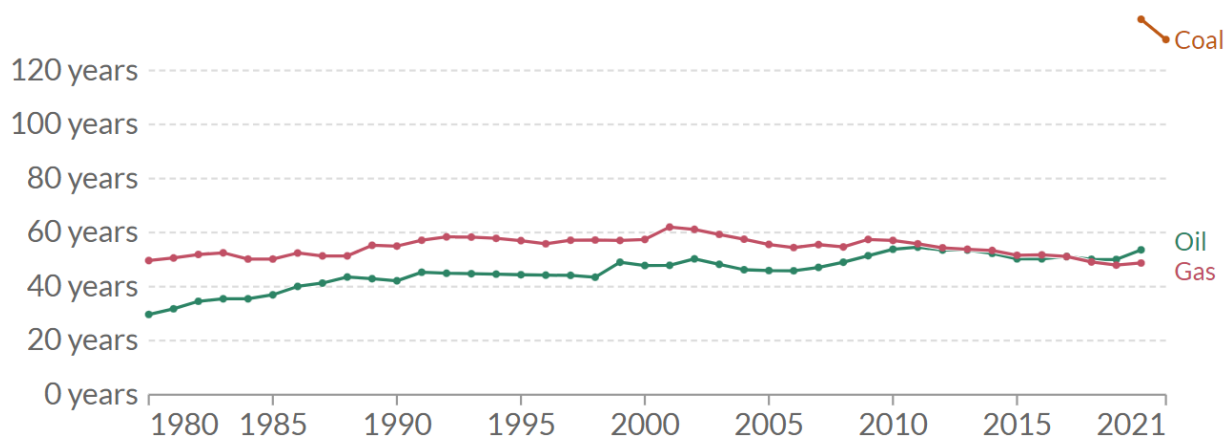


Figura 5: Anni a disposizione di combustibili fossili [ 6 ]

La transizione energetica è anche una risposta a questa sfida, cercando di adottare di conseguenza fonti di energia alternative e sostenibili come energia solare, eolica, idroelettrica e geotermica. Ciò richiede cambiamenti radicali nel sistema energetico globale, cambiamenti che abbiano a che fare con la produzione, la sua distribuzione, il suo utilizzo e le politiche governative. La transizione energetica è anche una risposta all'emergenza climatica, una delle sfide più gravi del nostro tempo. Il cambiamento climatico è attribuito principalmente all'attività umana, in particolare all'uso di combustibili fossili, che ha portato ad un aumento significativo delle emissioni di gas serra. Il livello di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera ha raggiunto livelli



senza precedenti, contribuendo al riscaldamento globale, all'innalzamento dei mari, agli uragani e ad altri eventi climatici estremi.



*Figura 6: Climate Clock*

Attualmente, il mondo intero è quindi costretto a tenere testa ad un nuovo aspetto della transizione energetica, la necessità di affrontare l'emergenza climatica. Secondo il IPCC ed il Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change, sono necessari interventi drastici entro sei anni per contrastare efficacemente l'attuale crisi climatica[ 7 ]. Per sensibilizzare aziende, cittadini e istituzioni riguardo questa sfida, sono stati installati grandi orologi in diverse città del mondo - incluso Roma - che segnano il "punto di non ritorno". Questi orologi mostrano il countdown verso la data critica e riportano anche la quota attuale di energia rinnovabile nel mix energetico, attualmente al 13,53%. L'obiettivo è quello di ridurre le emissioni di gas serra attraverso una rapida transizione verso l'adozione del 100% di energie rinnovabili. Questa iniziativa simbolica è stata condivisa dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (allora Ministero della Transizione Ecologica) il quale ha installato un Climate Clock sulla facciata della propria sede a Roma, come simbolo di volontà nel voler affrontare in modo tempestivo e significativo la transizione energetica[ 8 ].

Poiché tale processo richiede azioni immediate e globali, molti Paesi stanno investendo in tecnologie energetiche rinnovabili, migliorando l'efficienza energetica e adottando veicoli elettrici. Nonostante ci siano ancora riserve di combustibili fossili disponibili per diverse decenni, è essenziale agire gradualmente per ridurre la dipendenza da essi e mitigare gli impatti ambientali e climatici. La comunità scientifica, i governi e le organizzazioni

ambientaliste stanno sottolineando l'importanza di questa transizione per garantire un futuro sostenibile per il nostro pianeta.

Il panorama energetico ha fatto dei passi avanti dalla prima crisi del petrolio ad oggi; infatti, nel corso dei decenni sono nate importanti organizzazioni mondiali, gruppi di scienziati e studiosi del clima e degli effetti antropici su di esso; perciò, ogni anno sono tenute delle importanti conferenze e summit. Una tra queste, la Conferenza delle Parti (COP), analizza problematiche globali legate al clima e promuove linee guida orientate a perseguire il principio di sviluppo sostenibile[ 9 ]. Di seguito sono riportati i principali step che hanno segnato la storia dello sviluppo degli ultimi decenni, a partire dagli anni Settanta (nei quali la società era ignara rispetto ad eventuali problematiche legate all'impatto del settore energetico sul pianeta) sino ai giorni nostri (nel quale le autorità accompagnano i cittadini a superare un processo difficile come quello dell'abbandono dell'utilizzo dei combustibili fossili, sul quale la nostra società è radicata).

Nel 1972, la Conferenza di Stoccolma rappresentò un momento cruciale nella consapevolezza dei problemi ambientali, portando così alla creazione dell'UNEP, il primo organo internazionale dedicato all'ambiente. Nel 1985, la Conferenza di Villach stabilì una correlazione tra gas serra e cambiamenti climatici, spingendo i Paesi ad azioni politiche specifiche. Nel 1992, la Conferenza di Rio de Janeiro ha visto la creazione di diversi accordi e convenzioni, tra cui la Convenzione quadro sui cambiamenti climatici, basata sul principio delle responsabilità comuni ma differenziate tra Paesi industrializzati e quelli in via di sviluppo[ 10 ].

Nel 1997, il Protocollo di Kyoto ha introdotto obiettivi vincolanti per la riduzione delle emissioni di gas serra per i Paesi sviluppati. Tuttavia, non è stato universalmente adottato, a causa degli Stati Uniti che si sono ritirati nel 2001. Nel 2002, il Vertice mondiale sullo sviluppo sostenibile, a Johannesburg, ha rinnovato l'impegno per l'agenda ambientale globale, anche se alcuni critici hanno ritenuto i risultati non abbastanza ambiziosi[ 11 ].

Nel 2015, in occasione del COP 21, l'Accordo di Parigi ha rappresentato un punto di svolta per la limitazione dell'inquinamento terrestre dovuto ad azioni antropiche, con l'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2 °C sopra i livelli preindustriali, con sforzi per limitare l'aumento a 1,5 °C. Gli Stati si sono impegnati a ridurre le emissioni e a rivedere periodicamente i propri piani nazionali[ 12 ].

Inoltre, riconosce la necessità di massima cooperazione tra tutti i Paesi e richiede il coinvolgimento attivo delle nazioni nel raggiungimento degli obiettivi. L'Unione Europea si è impegnata a ridurre le emissioni del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 ed a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Gli Stati Uniti si sono impegnati a ridurre le emissioni del 50% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2005.

L'Accordo di Parigi, entrato in vigore il 4 novembre 2016, rappresenta un passo significativo verso un futuro sostenibile, richiedendo un impegno continuo e globale per essere pienamente realizzato. Ciò implica una trasformazione su vasta scala nei settori dell'energia, dell'industria, dei trasporti e dell'agricoltura, oltre a politiche ed incentivi mirati per guidare il cambiamento. Solo con azioni decisive e collaborative a livello internazionale possiamo affrontare con successo la sfida dei cambiamenti climatici ed impegnarci su un futuro più sicuro e sostenibile per tutti.

Nello stesso mese in cui è entrato in vigore l'Accordo di Parigi, la commissione europea ha promulgato una proposta legislativa per la revisione della direttiva RED sulle energie rinnovabili, in vigore dall'aprile del 2009, sulla base delle nuove linee guida e dei nuovi target prefissati in occasione del COP 21. Successivamente, a dicembre 2018, è entrata in vigore la direttiva 2018/2001/UE - conosciuta come RED II - facente parte del pacchetto "Clean Energy for all Europeans", che mira a mantenere l'UE come leader mondiale nelle energie rinnovabili e, più in generale, ad aiutare l'UE a rispettare gli impegni di riduzione delle emissioni stabiliti dall'Accordo di Parigi [ 13 ]. Come descritto nel capitolo successivo (cfr. Capitolo 2.3), la RED II è la normativa a livello europeo nella quale sono introdotte le Comunità Energetiche Rinnovabili come uno strumento da adottare per riuscire a adempiere gli obiettivi da raggiungere in futuro in ambito energetico.

### Stato dell'arte e scenario futuro [ 15 ]

Nel precedente capitolo, illustrando i principali step che la società globale ha compiuto nel corso dei decenni, si è compreso come il pianeta stia risentendo in maniera negativa dell'attività umana. Dal punto di vista energetico, il danno che si sta compiendo è imputabile all'utilizzo di fonti fossili di energia, il quale utilizzo comporta l'emissione di gas climalteranti responsabili dell'inquinamento atmosferico. Tra questi è contenuta l'anidride carbonica, emessa in maggiore quantità poiché utilizzata come quantità di riferimento per classificare

qualsiasi tecnologia in base alla misura di CO<sub>2</sub> prodotta, evitata o anche catturata. Nelle Direttive e nei report allegati alle Conferenze per il clima, infatti, si fa principalmente riferimento a tale gas e la comunità scientifica incentra gli studi (simulando scenari di comportamento futuri) con lo scopo di ridurre sino ad azzerare la quantità CO<sub>2</sub> prodotta dal settore energetico.

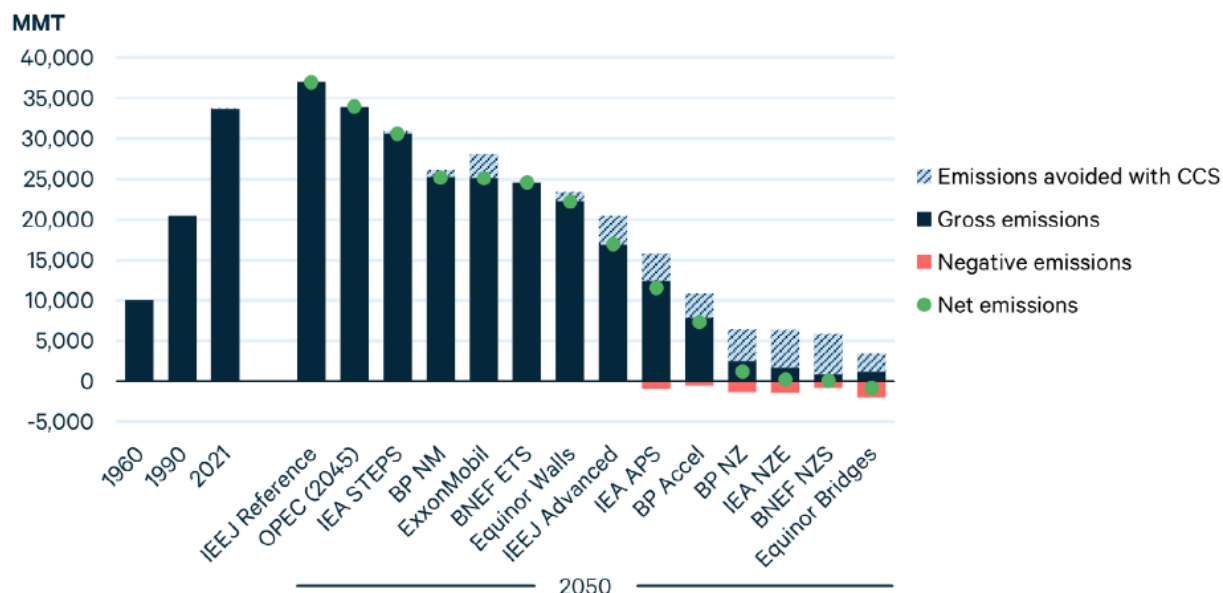


Figura 7- Emissioni di CO<sub>2</sub> relative al settore energetico nel 2021 e previsioni per il 2050

In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono riportate le emissioni di CO<sub>2</sub> relative al settore energetico, a sinistra vi è la crescita esponenziale dal 1960 ai giorni nostri: negli ultimi trent'anni si è registrato un aumento dei due terzi, mentre il resto del grafico riporta l'aspettativa di emissione che i diversi scenari effettuati dalla comunità scientifica si aspetta di avere nel 2050, ognuno dei quali è accompagnato da una roadmap pensata per raggiungere tale obiettivo. In quelli più ambiziosi, come Equinor Bridges, ci si aspetta una riduzione delle emissioni pari al 100% per poter raggiungere il medesimo target; giocano un ruolo fondamentale le tecnologie di cattura ed accumulo del carbonio (CCS). Il grafico in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** mostra una panoramica del Primary Energy Demand in Europa a partire dal 1970 sino ad oggi.

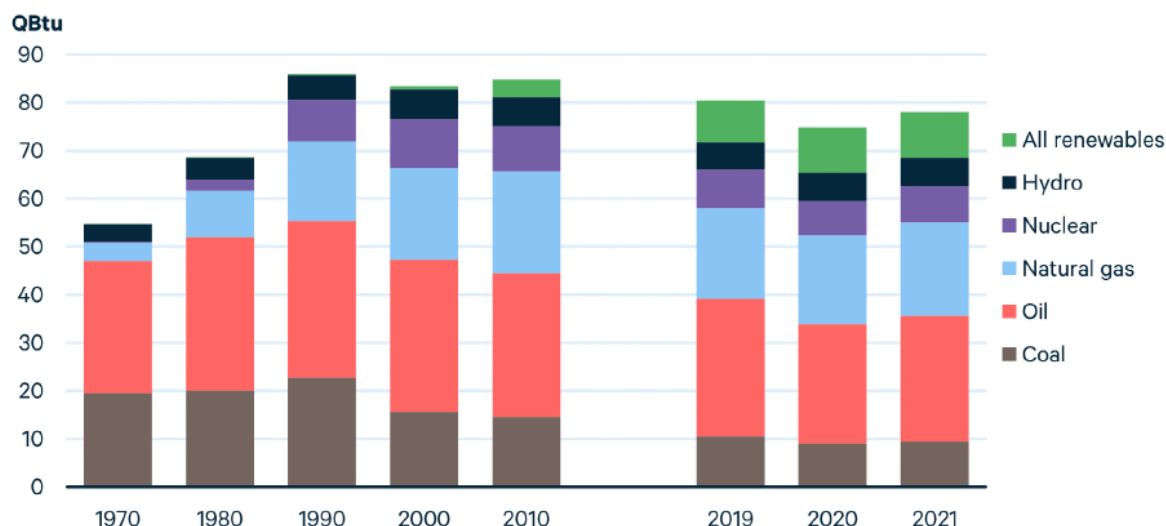


Figura 8 - Primary Energy Demand in Europa

Si nota, in accordo con quanto descritto nei sotto capitoli precedenti, che la domanda di energia sia in crescita, anche se si è registrato un forte calo negli ultimi anni, calo dovuto principalmente alla pandemia da COVID-19, che ha colpito pesantemente il settore economico globale, coinvolgendo particolarmente quello energetico. Inoltre, si nota che inizialmente il settore energetico in Europa era basato per la quasi totalità su fonti fossili che, con il passare degli anni, hanno fatto spazio a fonti di energia rinnovabile, in accordo con quanto decretato dai Summit tenuti nel corso dei decenni.

Nella Figura 9 è riportato il mix energetico globale in termini di energia primaria e si nota come, rispetto allo stato attuale, la tipologia di fonti presenti nel mix dovrà variare drasticamente, effettuando una transizione verso fonti che abbiano minore impatto a livello di emissione di CO<sub>2</sub>.

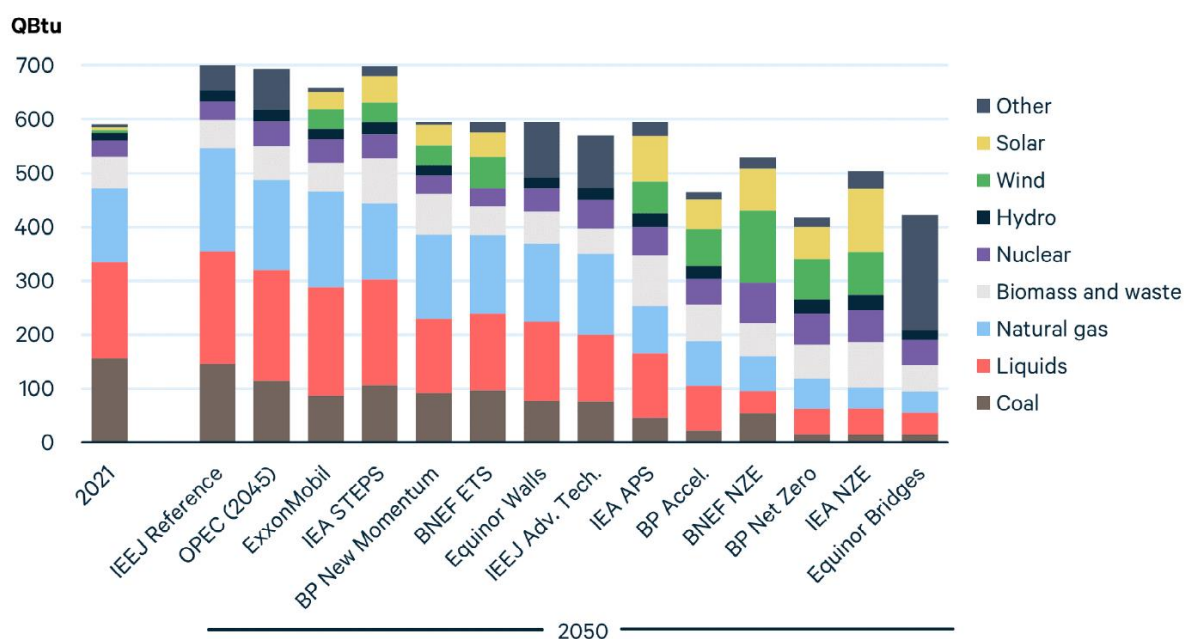


Figura 9 - Primary Energy Mix a livello globale nel 2021 e proiezioni per il 2050

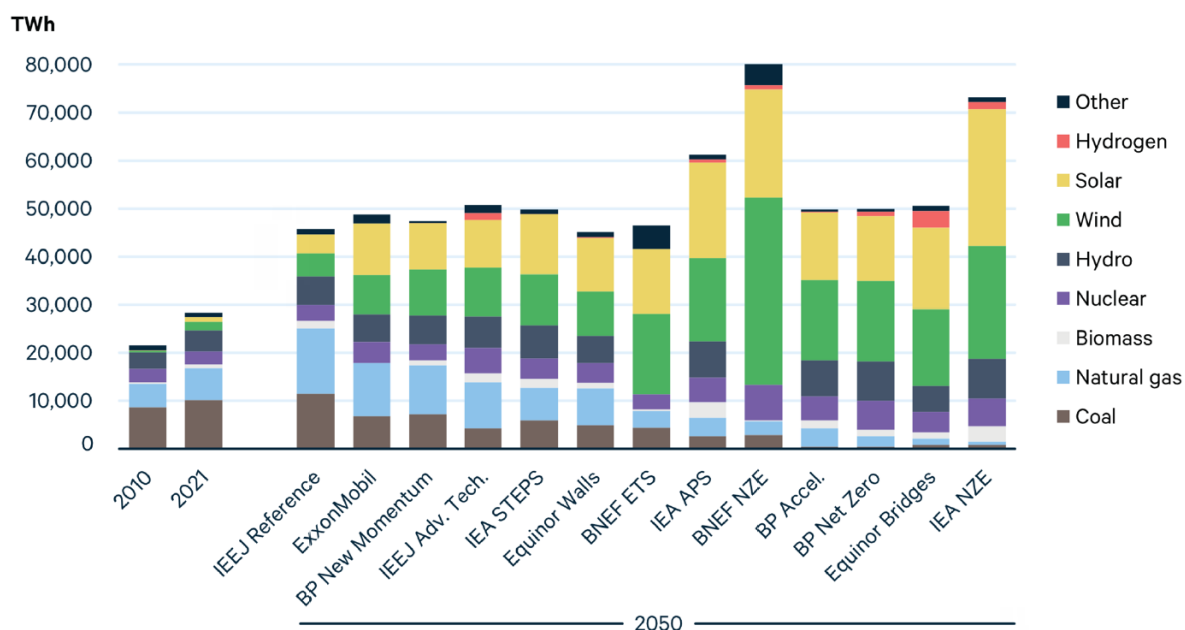


Figura 10 - Primary Energy Mix a livello globale per la produzione di energia elettrica nel 2021 e proiezioni per il 2050

In **Errore**. L'origine riferimento non è stata trovata., è riportato un focus sul settore elettrico, più semplice da decarbonizzare rispetto ad altri settori nel campo energetico, come ad esempio quello dei trasporti. Anche in questo caso si prevede un aumento della domanda di energia elettrica. Si nota che in alcuni scenari la somma delle quote relative al solare ed all'eolico superino il totale di energia prodotta nel 2021 e che negli scenari seguiti dall'acronimo NZE (Emissioni Nette Nulle), nei quali ci si aspetta che il netto delle emissioni nel 2050 sia nullo, indice di forte importanza delle fonti rinnovabili per riuscire a decarbonizzare il settore.

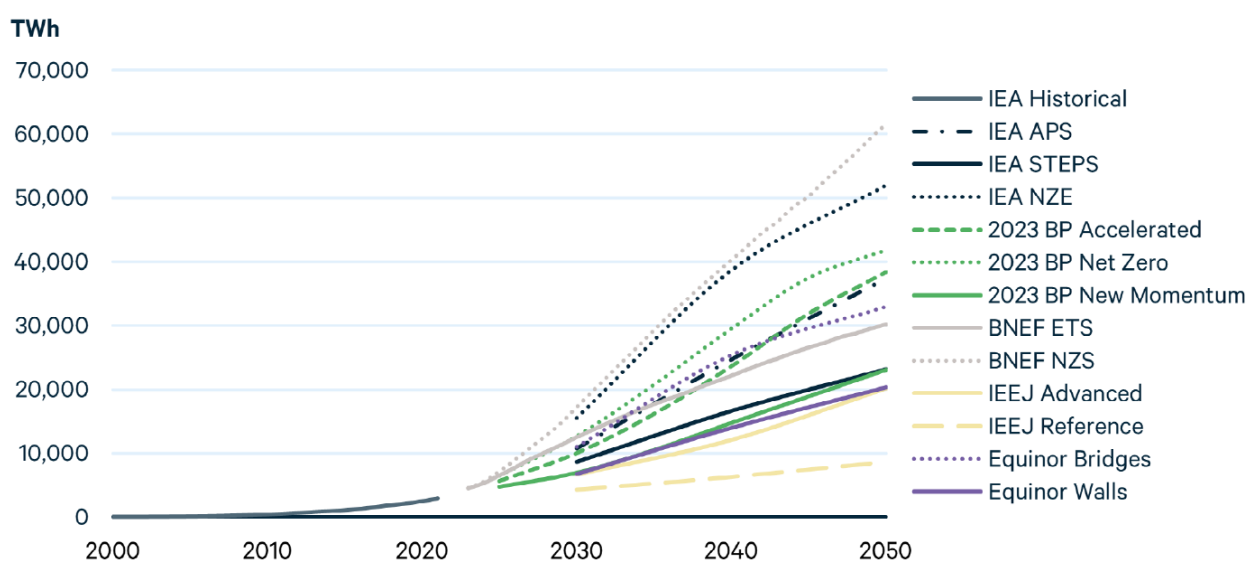
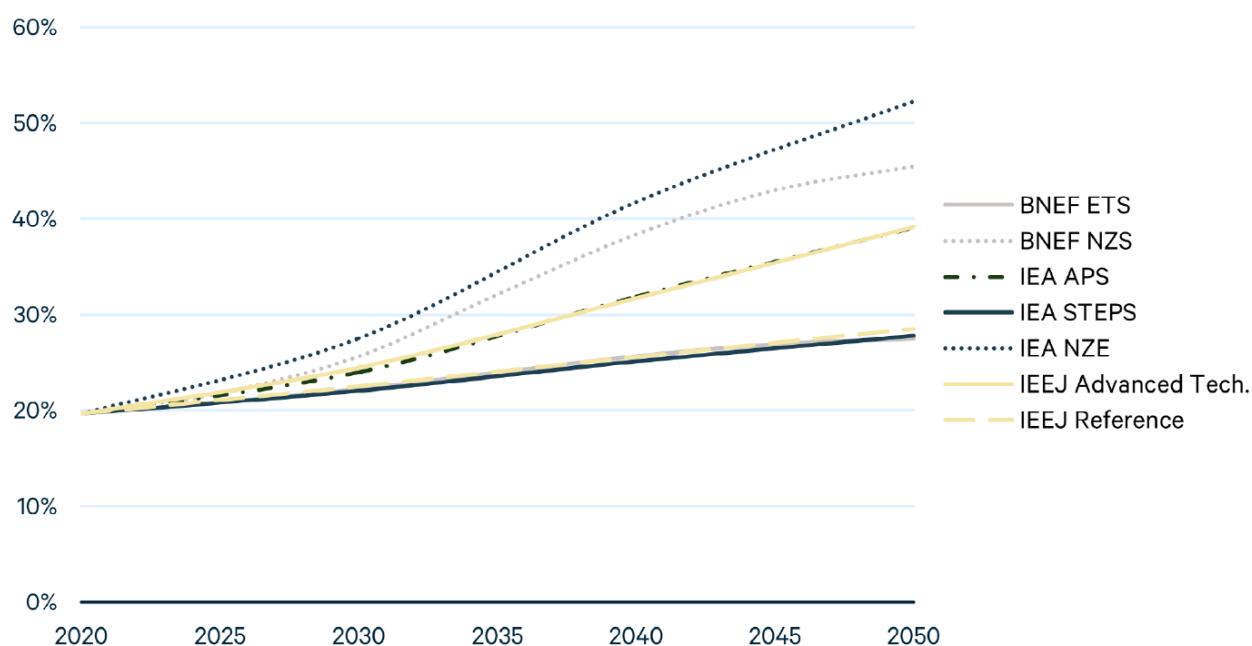


Figura 11 - Generazione da solare ed eolico storica e prevista fino al 2050

Il grafico in Figura 11 riporta la quantità di energia generata dalla combinazione tra eolico e solare, si nota come nell'ultimo ventennio si sia registrato un aumento, anche se minimo, a causa della non maturità delle tecnologie, che è inversamente proporzionale ai costi delle stesse. Attualmente, i costi sono drasticamente calati rendendo accessibili le fonti di generazione rinnovabile, soprattutto il solare. Lo scenario meno ambizioso prevede la triplicazione della generazione da queste due tecnologie, mentre quello più ambizioso prevede un aumento di un fattore 21 rispetto ai giorni nostri. Oltre alla diminuzione dei costi, questo aumento è incentivato da politiche di supporto in regioni critiche del mondo, in modo che venga garantito uno sviluppo sostenibile. Non ci si aspetta che Paesi in via di sviluppo o con criticità energetiche abbiano un aumento imminente in termini di generazione da eolico o fotovoltaico, bensì, ciò è atteso da altri Paesi come l'Europa, attualmente in forte crisi in termini di sicurezza energetica a causa dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia. Ciò sta portando l'Europa ad accelerare il processo di transizione verso fonti di generazione rinnovabili per far fronte alla carenza di combustibili fossili. Infatti, a maggio del 2022, la Commissione Europea ha presentato il REPowerEU, un piano che prevede un aumento dello share di fonti rinnovabili dal 40% al 45% al 2030. Anche in altri Paesi come Stati Uniti e Cina vi sono politiche di incentivazione ambiziose come quella in Europa.

Nei prossimi decenni, è previsto un aumento della domanda di energia elettrica, il cui valore è variabile tra i diversi scenari. Nella Figura 12 è riportata la quota di energia elettrica dai giorni nostri al 2050 e si nota come in tutti gli scenari sia previsto un aumento dello share elettrico.



*Figura 12 - Share di energia elettrica nel Total Energy Consumption globale fino al 2050*

Il trend crescente è dovuto al processo di elettrificazione degli usi finali di energia, che consiste nell'utilizzare l'energia elettrica come fonte primaria per le attività quotidiane che richiedono energia, quali il riscaldamento, la refrigerazione, l'illuminazione, l'elettronica di consumo, il trasporto ed altro ancora. Questo processo può avvenire tramite la sostituzione di fonti di energia tradizionali (es. combustibile fossile) con l'utilizzo dell'energia elettrica, o tramite l'integrazione di tecnologie elettriche all'interno di processi elettromeccanici. L'elettrificazione degli usi finali di energia ha numerosi vantaggi, tra cui la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, la flessibilità nell'uso di fonti di energia rinnovabile, la maggiore efficienza energetica, la riduzione dell'inquinamento e la diminuzione della dipendenza dai combustibili fossili; pertanto, è uno dei tasselli fondamentali per il processo di transizione energetica in tutti i campi del settore, anche quelli fortemente dipendenti dai fossili, come ad esempio quelli della produzione di calore o dei trasporti.



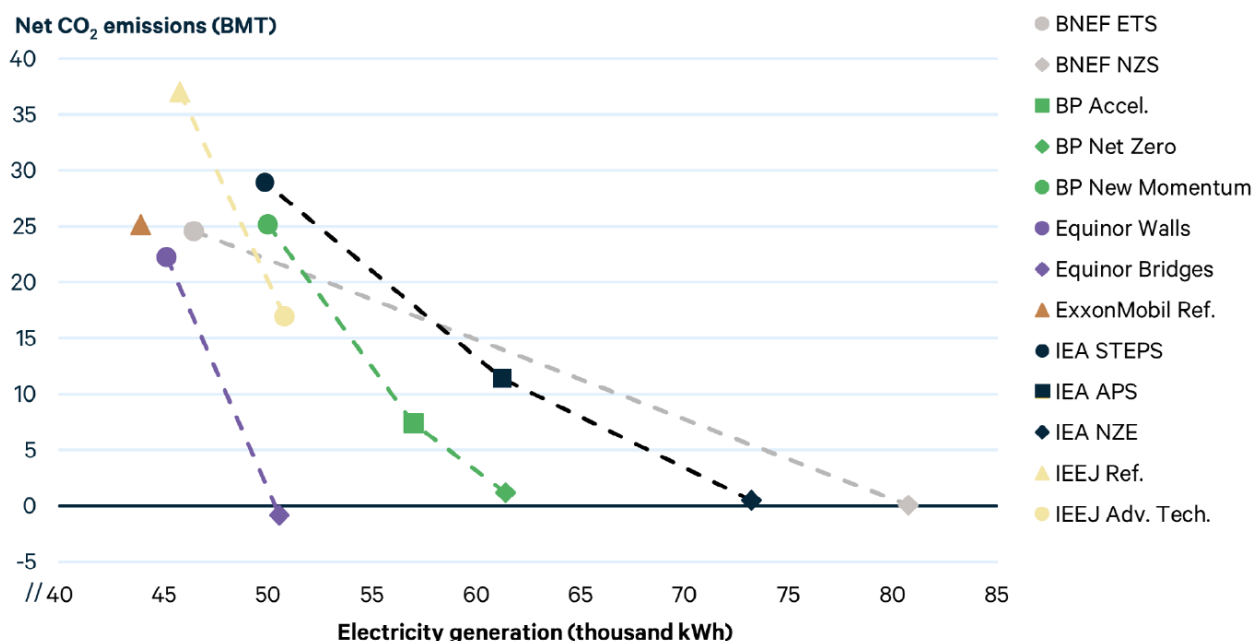


Figura 13 - Generazione elettrica mondiale ed emissione nette di CO<sub>2</sub>

Nel grafico in Figura 13, per ogni scenario presentato, è rappresentata la corrispondenza tra emissioni nette di diossido di carbonio e generazione di energia elettrica. Gli scenari resi più ambiziosi nel corso degli anni, o con diverso target temporale, sono stati collegati tra loro e rappresentati nello stesso colore. Dal grafico si nota una corrispondenza tra riduzione di emissioni di anidride carbonica e l'aumento di generazione elettrica, che si può tradurre in elettrificazione degli usi finali di energia.

## 1. Le Comunità Energetiche Rinnovabili

I tassi di urbanizzazione a livello globale continuano ad aumentare, si prevede che il 64-69% della popolazione mondiale risiederà nelle città, le quali sono attualmente ritenute responsabili di circa il 44% delle emissioni di gas serra (in Europa superano il 75%) [ 16 ]. Una soluzione sia allo sviluppo della comunità mondiale sempre più orientato verso l'urbanizzazione sia agli obiettivi di sviluppo sostenibile (cfr. Capitolo 1) e che prevedono un ruolo centrale per la generazione da fonti rinnovabili con una conseguente riduzione dell'impronta di carbonio sono le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).

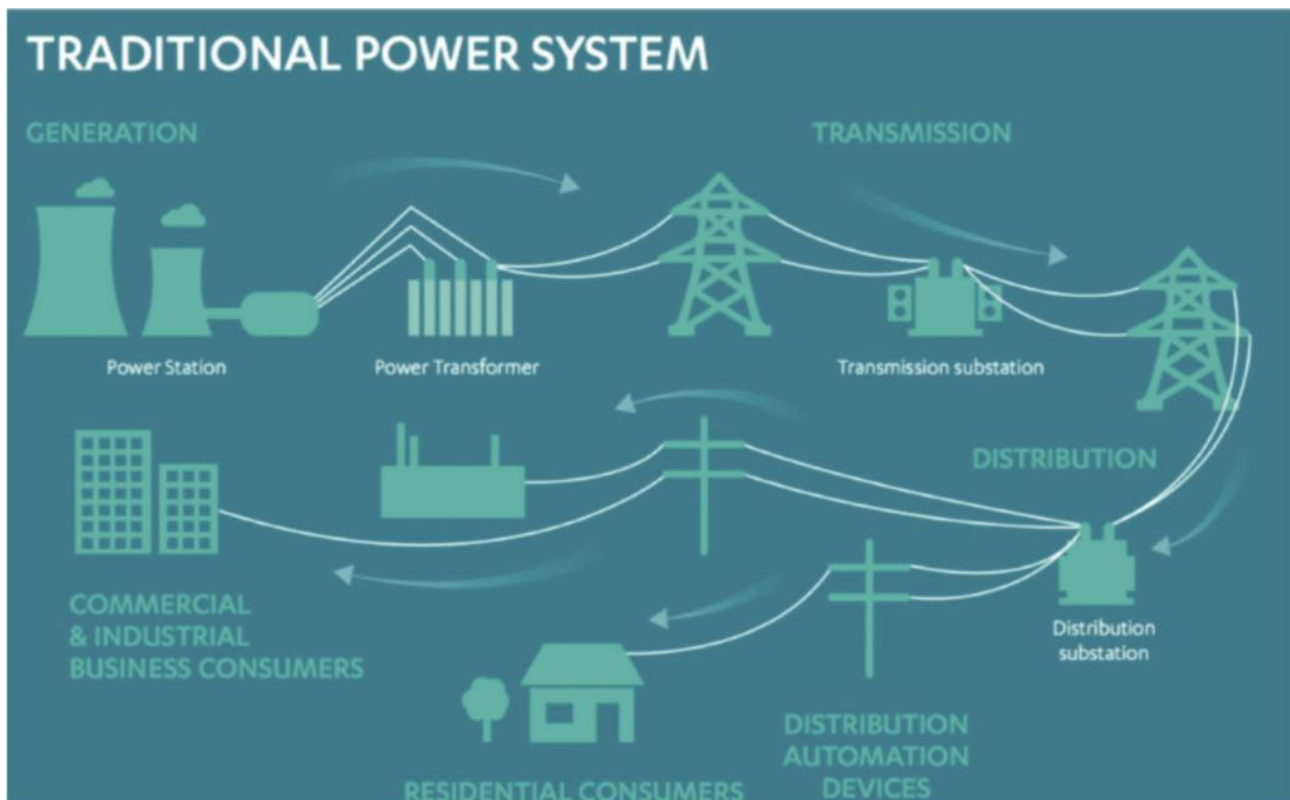
Le comunità energetiche rinnovabili sono una forma di partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica. Grazie a queste comunità, i cittadini possono collaborare per produrre

energia da fonti rinnovabili e gestire in modo condiviso e sostenibile la produzione e la distribuzione dell'energia elettrica su piccola scala. Ciò significa che questa tecnologia può svolgere un ruolo importante nell'accelerare la transizione energetica verso un futuro a basse emissioni di carbonio, in quanto queste comunità possono ridurre l'utilizzo di combustibili fossili e promuovere l'efficienza energetica intesa come la capacità di un sistema di svolgere delle azioni utilizzando meno energia ed aumentando il rendimento generale. Inoltre, l'adozione di tecnologie di generazione energetica decentralizzate e rinnovabili con il coinvolgimento della comunità può anche aumentare la resilienza del sistema energetico locale, in particolare in caso di eventi climatici estremi o interruzioni della rete.

Trattandosi di una collettività di cittadini si pone particolare attenzione alla coesione sociale tra gli stessi. L'aspetto sociale delle comunità energetiche rinnovabili è legato alla condivisione e alla partecipazione degli individui e delle comunità locali nelle decisioni e nella gestione dell'energia rinnovabile. Le comunità energetiche rinnovabili sono costituite da gruppi di persone, imprese o organizzazioni che si uniscono per gestire l'energia rinnovabile in una determinata area geografica. In questo modo, si promuove la partecipazione attiva della comunità nell'uso di fonti energetiche sostenibili. Questo può includere l'impegno dei cittadini nella produzione, distribuzione, consumo e conservazione dell'energia rinnovabile. Inoltre, le comunità energetiche rinnovabili possono creare benefici sociali locali, come la creazione di posti di lavoro, l'aumento della sicurezza energetica ed il raggiungimento di importanti risultati energetici a livello locale. Dal momento che la comunità è basata su una partecipazione attiva e voluta dai cittadini, induce negli stessi una serie di cambiamenti nel modo di interfacciarsi con l'energia in termini di utilizzo della stessa e nel miglioramento delle tecnologie energetiche utilizzate.

## 1.1 Decentralizzazione del sistema di generazione elettrica

Il sistema energetico è stato pensato e sviluppato in maniera centralizzata nel corso dei decenni. Si tratta di un sistema che vede il vettore energetico a senso unico dal produttore al consumatore, nel quale la produzione è realizzata da grandi centrali elettriche nelle quali le fonti di energia utilizzate solitamente sono combustibili fossili come petrolio, carbone o gas naturale e la distribuzione di energia è gestita da grandi imprese distributrici con le quali i clienti finali stipulano dei contratti. In questo sistema i consumatori dipendono dalla società fornitore dell'energia e spesso hanno poca scelta in termini di tariffe. Il sistema

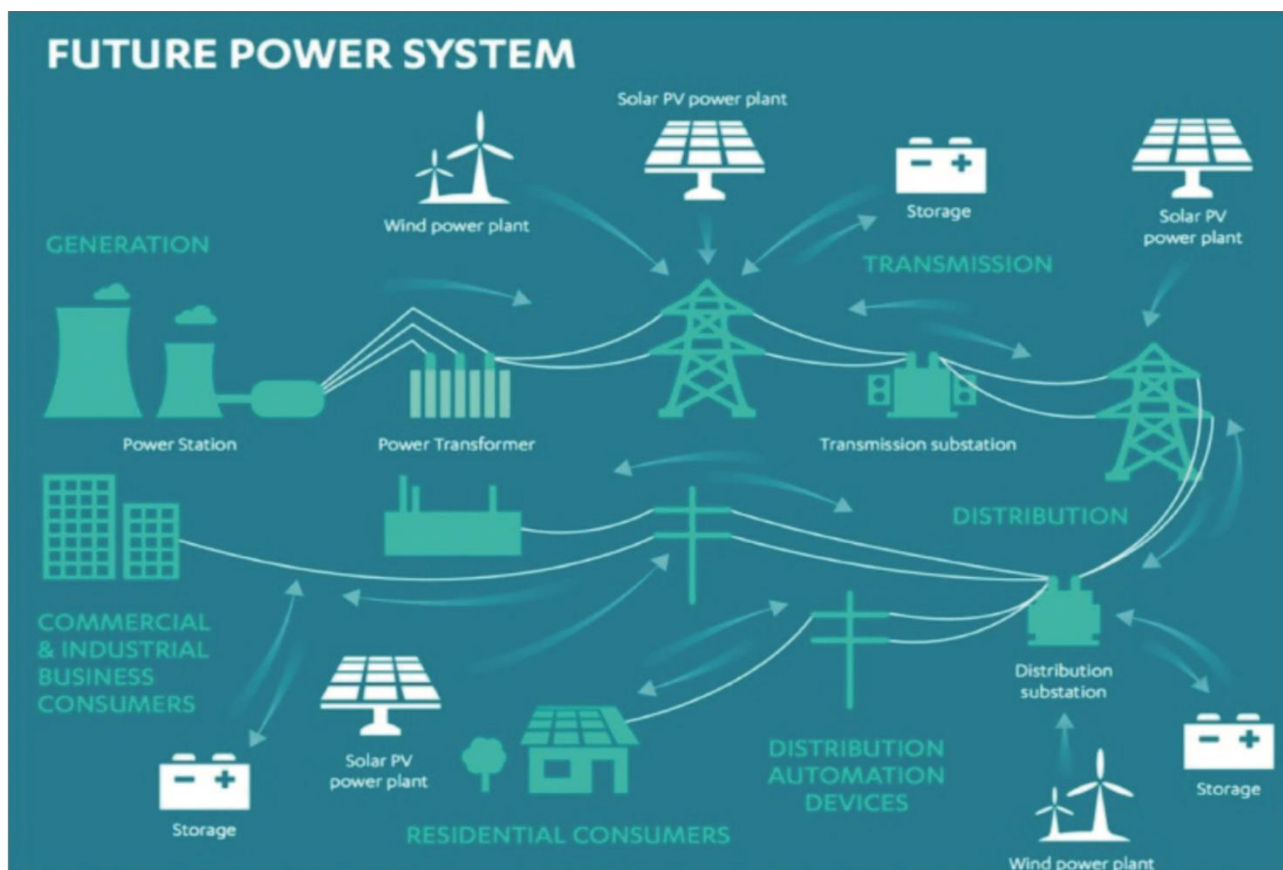


energetico centralizzato è stato utilizzato tradizionalmente nei paesi industrializzati, ma negli ultimi anni sta emergendo una transizione verso sistemi decentralizzati e distribuiti. La decentralizzazione del sistema di generazione energetica si riferisce alla tendenza di spostare la produzione di energia elettrica dalle grandi centrali elettriche centralizzate a fonti di energia distribuite in modo più ampio, come i sistemi di energia solare, eolica e idroelettrica presenti su piccola scala. L'ascesa della decentralizzazione del sistema di generazione energetica è stata accompagnata da una serie di iniziative politiche e di politiche pubbliche volte a promuovere l'adozione di fonti di energia distribuite, i quali hanno introdotto incentivi per gli investimenti in tecnologie di generazione di energia rinnovabile e hanno creato mercati attivi per l'energia prodotta dai sistemi decentralizzati. Un sistema di generazione energetica decentralizzato presenta numerosi vantaggi rispetto agli impianti centralizzati. In primo luogo, un sistema decentralizzato elimina il rischio di interruzioni di energia di massa, come quelle provocate da guasti alle centrali elettriche. In secondo luogo, i sistemi decentralizzati possono essere più efficienti dal punto di vista energetico, in quanto il trasporto dell'energia su lunghe distanze riduce l'efficienza complessiva del sistema. I sistemi di generazione energetica decentralizzati si basano su tecnologie che continuano a migliorare e diventare sempre più economicamente convenienti. L'energia solare fotovoltaica, ad esempio, ha visto un abbassamento costante dei prezzi negli ultimi anni, rendendola sempre

più accessibile. Allo stesso tempo, le tecnologie per lo stoccaggio dell'energia (come le batterie) stanno migliorando in modo significativo e rapido, rendendo più facile la gestione dell'energia prodotta in piccoli impianti.

Le comunità energetiche e le smart grid, (o reti elettriche intelligenti), sono strettamente correlate poiché entrambe rappresentano una transizione dal tradizionale sistema centrato sull'utilizzo di grandi centrali elettriche e reti di trasmissione a quella basata sull'impiego di fonti rinnovabili distribuite e tecnologie avanzate di controllo da parte degli utenti finali. Le Smart Grid sono reti intelligenti di distribuzione dell'energia elettrica che combinano tecnologie di automazione avanzata, strumenti di gestione dei dati e delle informazioni, nonché dispositivi di comunicazione bidirezionale per gestire e ottimizzare la produzione, la distribuzione e il consumo di energia elettrica. Questo sistema permette ai gestori delle reti di monitorare costantemente il flusso di energia, regolare gli eventuali squilibri elettrici e prevedere le future richieste di energia, consentendo loro di ottimizzare sempre di più la produzione e la distribuzione di energia in tempo reale.

*Figura 15 - Sistema di distribuzione decentralizzato*



I vantaggi delle smart grid sono molteplici, in quanto consentono di ridurre gli sprechi

energetici, di migliorare l'efficienza della rete e di utilizzare in modo più intelligente le fonti di energia rinnovabile. Inoltre, con l'aiuto delle smart grid, è possibile aumentare la flessibilità della rete e integrare meglio le tecnologie pulite nella rete esistente. Guardando oltre la barriera della gestione dell'energia elettrica, quindi considerando, con gli stessi principi alla base delle smart grid, una vasta gamma di settori tra cui infrastrutture, mobilità, ambiente, sicurezza e comunicazioni, agendo con un approccio top-down si parla di smart city.

Nel sistema di produzione decentralizzato, alla base delle comunità energetiche rinnovabili e delle smart grid, i membri che le compongono possono essere classificati come:

1. Consumer: è il consumatore finale di energia, ovvero il cliente che utilizza l'energia prodotta dalla rete elettrica. Sono gli utenti domestici, commerciali o industriali che acquistano energia per i loro bisogni quotidiani.
2. Producer: è il produttore di energia, che può essere un operatore di impianti di generazione di energia rinnovabile come pannelli solari, turbine eoliche, impianti di cogenerazione o anche centrali elettriche tradizionali. Questi produttori vendono l'energia generata alla rete elettrica per la distribuzione ai consumatori.
3. Prosumer: è un termine che indica chiunque sia contemporaneamente produttore e consumatore di energia. Un prosumer potrebbe avere un impianto di generazione di energia rinnovabile installato nel proprio edificio (come pannelli solari) e utilizzare l'energia prodotta per soddisfare parte o tutto il proprio fabbisogno energetico. Eventuali eccedenze di energia possono essere vendute alla rete elettrica o utilizzate per compensare eventuali periodi di bassa produzione.

La presenza di prosumer, soprattutto coloro che da soli consumatori diventano anche produttori, è fondamentale all'interno di un sistema energetico decentralizzato perché permette una maggiore flessibilità del sistema elettrico, consentendo una gestione più efficiente dell'energia prodotta e consumata. Nei capitoli successivi verrà spiegato come la normativa alla base delle CER sia orientata ad incentivare l'avvento di questo nuovo attore, mediante l'installazione di impianti fotovoltaici destinati a fornire energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ad una collettività di consumatori adiacenti.

Nel concetto di sistema elettrico decentralizzato alla base delle CER e delle smart grid vi è l'obiettivo di ottenere una città più sostenibile e vivibile per i suoi abitanti, ma mentre nelle

smart cities, definite come aree urbane in grado di gestire i propri dispositivi elettrici connessi con resilienza, solidità e costi accessibili, è essenziale l'investimento in dispositivi interattivi dotati di tecnologie di controllo, misura e gestione di ultima tecnologia in grado di operare in maniera coordinata [ 15 ], il principio alla base delle CER è quello di aggregarsi in collettività per fare in modo che l'intera comunità, proprio perché tale tragga dei benefici energetici ed economici abbattendo al minimo i costi di investimento per i membri grazie all'utilizzo delle infrastrutture esistenti.

Le comunità energetiche rinnovabili sono ben definite nella normativa di seguito descritta, ma hanno il beneficio di essere adatte a qualsiasi contesto nel quale vengono realizzate ed in base allo stesso, viene massimizzato uno dei molteplici obiettivi per il quale la CER viene creata. In un piccolo comune, caratterizzato da povertà energetica e disagio sociale, viene migliorato lo stile di vita dei cittadini, abbattendo il costo in bolletta dell'energia, mentre se creata in un contesto in cui i membri non hanno problematiche di povertà energetica, anzi, sono presenti edifici intelligenti dotati di sensoristica connessa (Internet Of Things) nei quali possono essere inclusi i misuratori intelligenti (Smart meter), mediante un'importante raccolta dati, viene controllato il monitoraggio delle performance degli impianti e l'andamento degli impianti, ottimizzando e gestendo autonomamente tutte le dinamiche che si vengono a creare nell'arco della giornata [ 17 ]. Da questi brevi esempi si comprende che il mondo delle CER è vasto e adattabile alle necessità della comunità nella quale vengono attivate.

### 1.1.1 Configurazioni del Sistema energetico

La decentralizzazione del sistema energetico e la necessità di decarbonizzare comportano una complessa trasformazione da un sistema centralizzato con regime "one-to-many" o "one-to-one" ad un'architettura "many-to-many".

Il regime "one-to-many" (uno a tanti) prevede un punto di generazione, il quale fornisce energia elettrica a più punti di utilizzo. Il punto di generazione può essere un'unità di produzione di energia come una centrale elettrica solitamente basata su fonti fossili o una centrale idroelettrica, mentre i punti di utilizzo possono essere case, uffici, industrie o altre strutture.

Una rete di energia elettrica “one-to-one” (uno ad uno) è un sistema in cui un singolo punto di generazione fornisce energia elettrica a un solo punto di utilizzo. Ad esempio, un impianto solare domestico può generare energia elettrica che viene direttamente utilizzata da una singola abitazione.

In una rete “many-to-many” (molti a molti) prevede che più fonti di energia possono alimentare più carichi contemporaneamente. In questo tipo di configurazione, non esiste una gerarchia fissa tra le fonti di energia e i carichi, ma piuttosto un collegamento diretto tra di essi. Ciò significa che ogni fonte di energia può essere connessa a più carichi e viceversa, consentendo maggiore flessibilità nell'allocazione dell'energia. Questo tipo di organizzazione è pensata per impianti di generazione a base di fonti rinnovabili intermittenti in una struttura in cui è fondamentale il concetto della flessibilità energetica. Questo tipo di architettura è alla base delle comunità energetiche rinnovabili, i quali membri sono consumatori di energia, produttori di energia con impianti di piccola taglia oppure entrambi, sottoforma di prosumer.

Le organizzazioni con struttura many-to-many sono realtà all'interno delle quali non solo devono poter essere adattate diverse tecnologie di generazione che producono diversi vettori energetici ma si deve affrontare un cambiamento radicale anche nelle pratiche sociali, relazioni economiche e nel sistema regolatorio. La transizione verso un sistema decentralizzato e basato sull'elettrificazione degli usi finali, la cui domanda sarà soddisfatta da fonti non fossili, presenta altri tipi di problematiche legate al processo come, ad esempio, l'inadeguatezza della rete elettrica esistente ad un sistema distribuito basato sulle rinnovabili, un sistema energetico “flessibile” rappresenta un'alternativa valida all'elettrificazione. Il decentramento della produzione di energia e della rete di distribuzione è associato all'interconnessione di realtà socialmente e geograficamente eterogenee tra di loro, le quali sono sia autonome e responsabili di loro stesse ma anche in grado di interagire con gli aggregati limitrofi; è necessaria, pertanto, una riorganizzazione regionale bottom-up del sistema energetico. Le comunità energetiche rinnovabili hanno alla base il principio di essere il più autosufficienti possibile massimizzando la quantità di energia prodotta e consumata all'interno del loro perimetro, massimizzando lo share di energia autoconsumata e quindi anche il risparmio per mancato acquisto dalla rete pubblica. L'espansione dei sistemi basati sull'autoconsumo dell'energia prodotta in loco porterà una radicale trasformazione della topologia della rete portandola ad essere un sistema di sottosistemi, che incorpora livelli annidati di fitta interconnettività. Ciò è perseguibile attraverso una crescita consistente del



numero di prosumers che decidono di “raggrupparsi in comunità e scambiare energia tra loro” a livello di quartiere e di città su base peer-to-peer [ 18].

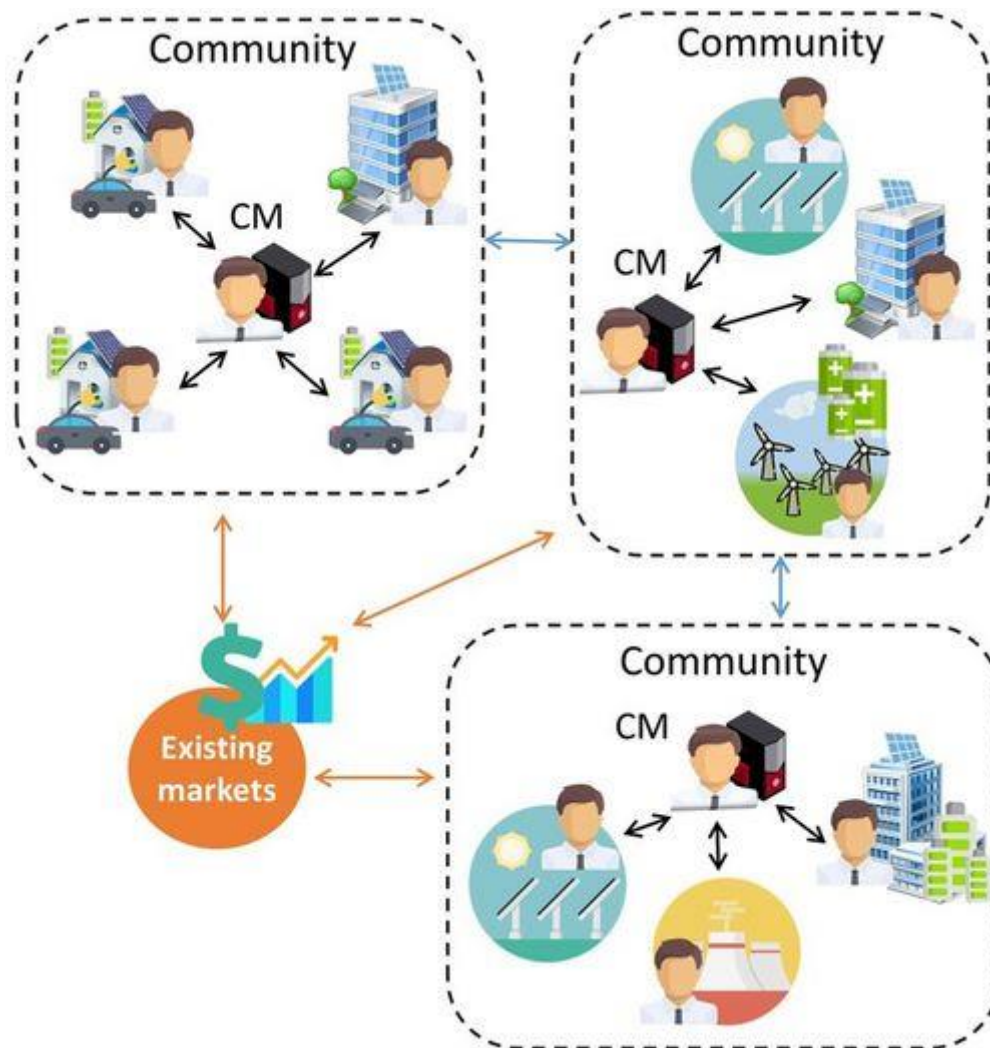


Figura 16 - Sistema energetico organizzato in comunità su base peer-to-peer [ 19]

Il sistema peer-to-peer nel campo dell'energia è un concetto che riguarda la condivisione e lo scambio diretto di energia tra utenti che producono e consumano energia in modo decentralizzato. Esso è stato introdotto con la Direttiva UE 2018/2001 come segue: "Per 'peer-to-peer trading' di energia rinnovabile si intende la vendita di energia rinnovabile tra operatori di mercato per mezzo di un contratto con condizioni predeterminate che regolano l'esecuzione automatica e il regolamento della transazione, direttamente tra gli operatori di mercato o indirettamente attraverso un operatore di mercato terzo certificato, come un aggregatore. Il diritto di condurre la negoziazione peer-to-peer non pregiudica i diritti e gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di clienti finali, produttori, fornitori o aggregatori"

Invece di fare affidamento su una struttura centralizzata come le reti elettriche tradizionali, in un sistema peer-to-peer energetico, gli utenti possono generare, immagazzinare e scambiare energia direttamente tra di loro.

Il concetto di peer-to-peer energetico può prevedere l'utilizzo di tecnologie digitali avanzate, come la blockchain e l'internet delle cose (IoT), per consentire la comunicazione e la transazione sicura dell'energia tra i partecipanti. La blockchain viene utilizzata per registrare e verificare le transazioni energetiche in modo trasparente e sicuro, garantendo la tracciabilità e l'integrità dei dati.

In un sistema peer-to-peer energetico è di rilevante importanza la figura del prosumer, ovvero utenti che possono essere sia produttori che consumatori di energia. Ad esempio, un utente con un impianto solare può generare eccesso di energia durante il giorno e condividerla con altri utenti che ne hanno bisogno. Gli utenti possono anche accumulare l'energia in batterie per l'uso futuro o venderla ad altri partecipanti del sistema.

Quest'architettura comporta numerosi vantaggi. In primo luogo, consente una maggiore efficienza nell'utilizzo delle risorse energetiche, ottimizzando la produzione e la distribuzione dell'energia in base alla domanda effettiva. In secondo luogo, promuove l'adozione di fonti energetiche rinnovabili decentralizzate, come l'energia solare e l'eolica, consentendo agli utenti di sfruttare al meglio le risorse energetiche disponibili localmente. Inoltre, il sistema peer-to-peer energetico può ridurre i costi di transazione e l'intermediazione di terze parti, favorendo un sistema più democratico e decentralizzato, a patto che vi sia presente un'infrastruttura tecnologica robusta e sicura per consentire la comunicazione e la transazione efficiente dell'energia tra i partecipanti. Inoltre, devono essere affrontate questioni normative e di regolamentazione per garantire la compatibilità con i sistemi energetici esistenti e per garantire la sicurezza e la protezione dei consumatori, per questa ragione le configurazioni basate sulla condivisione dell'energia prodotta sono basate su un sistema di regolazione virtuale di seguito descritto.

### 1.1.2 Digitalizzazione del sistema di misura

ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), è l'ente italiano responsabile della regolamentazione e supervisione del settore energetico e quindi anche del sistema di

metering annesso. A partire dal 2001, in Italia è cominciato il processo di installazione di smart meter di prima generazione, il quale è stato completato nel 2011. Gli smart meter 1G avevano tre principali vantaggi:

- Telelettura il misuratore rileva in continuo l'energia e i picchi di potenza, acquisendo dati mensilmente aggregati per fasce orarie (misura oraria solo per potenze > 55kW), viene effettuato un monitoraggio sul buon funzionamento del contatore.
- Telegestione possibilità di attivazione, disattivazione e cambi di potenza senza intervento in campo.
- Dati istantanei

A partire dal novembre 2016 è cominciata la seconda fase di sviluppo nella quale, gli smart meter di prima generazione, vengono soppiantati da quelli di seconda. La diffusione dei contatori intelligenti è stata pianificata attraverso un calendario di installazioni, che prevede che entro il 2021 tutti i clienti qualificati (come le imprese e i grandi consumatori) siano dotati di questi dispositivi. Gradualmente, sarà ampliata l'installazione anche per i clienti domestici.

I contatori dell'energia elettrica di seconda generazione, anche noti come contatori intelligenti o smart meter, oltre ad aver aumentato le prestazioni rispetto ai contatori di prima generazione come, ad esempio, l'efficienza di telelettura e telegestione, la granularità delle misure di energia rilevata in telelettura (con granularità di 15 minuti) ed un'interazione in tempo reale con il cliente su un canale apposito, presentano diverse caratteristiche innovative:

1. Comunicazione bidirezionale: I contatori di seconda generazione sono in grado di comunicare sia con il fornitore di energia elettrica che con il consumatore. Questa comunicazione bidirezionale permette l'invio e la ricezione di informazioni utili per entrambe le parti, ad esempio la lettura dei consumi e la gestione delle tariffe. Tale comunicazione è permessa per via di due canali appositi: "Chain 1" e "Chain 2".

2. Monitoraggio in tempo reale: I contatori intelligenti forniscono dati sul consumo energetico in tempo reale. Questo permette ai consumatori di tenere traccia dei propri consumi e fare delle scelte consapevoli riguardo all'uso dell'energia.

3. Tariffe variabili: I contatori di seconda generazione possono supportare tariffe dell'energia variabili a seconda del momento della giornata. Ad esempio, durante le ore di punta, i prezzi dell'energia possono essere più alti rispetto alle ore di basso consumo. Questo tipo di tariffe permette agli utenti di adattare i loro comportamenti di consumo per risparmiare denaro.

4. Integrazione con le fonti rinnovabili: I contatori intelligenti possono integrarsi con le fonti di energia rinnovabile, come i pannelli solari. Ciò consente agli utenti di monitorare la propria produzione energetica e condividere i dati con i fornitori di energia. [ 20 ]

La Chain 1, già presente negli smart meter 1G è stata rafforzata e contiene dati validati dal distributore ed ha lo scopo di migliorare la performance relativamente ad attività commerciali e di fatturazione. La Chain 2, invece, è un canale che non era presente nella prima generazione, contiene dati non validati ma utili al venditore per fornire servizi informativi o di efficienza energetica nei confronti dell'utente, effettuando servizi di monitoraggio dell'*energy footprint* e fornendo offerte innovative. [ 21 ]

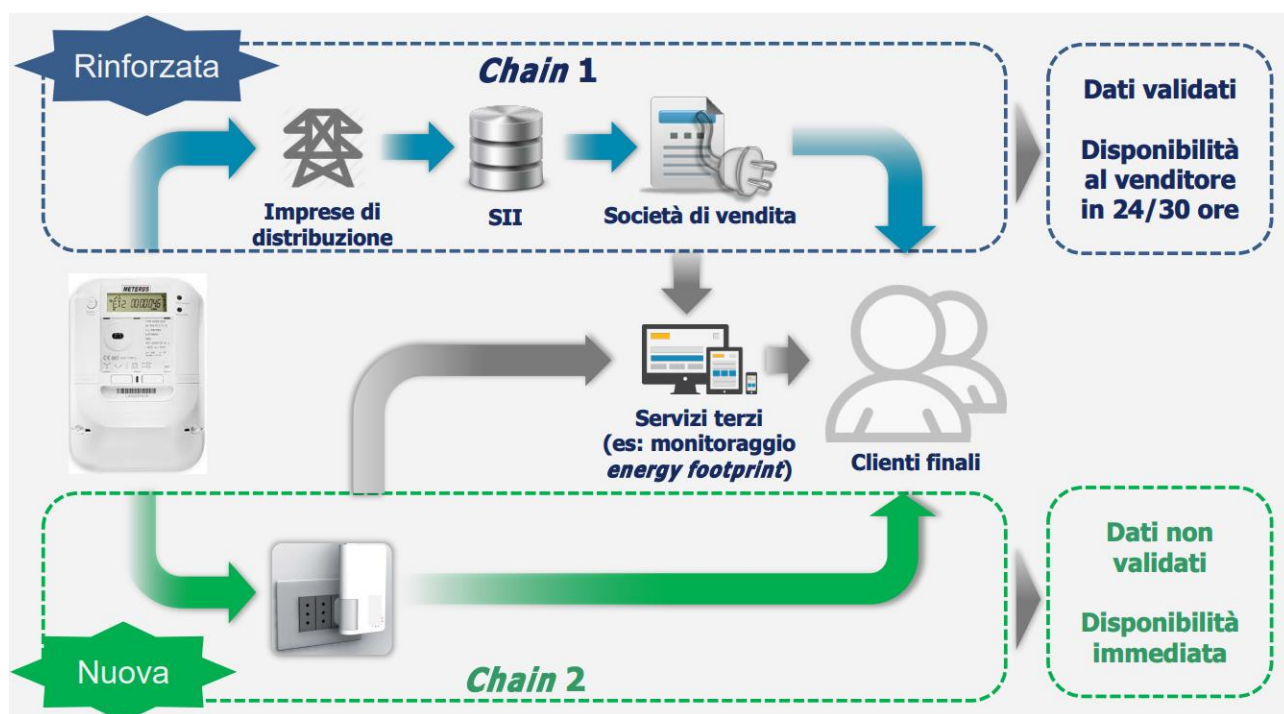


Figura 17 - Smart meter 2G [ 21 ]

I contatori di prima generazione non offrono queste funzionalità avanzate. Funzionano come contatori meccanici tradizionali e richiedono letture manuali periodiche per determinare i consumi energetici; per questa ragione, i contatori di seconda generazione sono menzionati nelle normative in materia di autoconsumo diffuso di seguito riportate sono fondamentali nell'ambito delle CER poiché, oltre ai vantaggi sopra descritti, è l'unico Standard in Italia che garantiscono una misurazione dei flussi di energia elettrica con granularità oraria in modo semplice ed economico; questo è un criterio rilevante per il calcolo della quantità di energia condivisa come disciplinato nel sistema regolatorio virtuale sia per una corretta gestione dell'organizzazione, sia per determinare e ripartire equamente i corrispettivi spettanti alla comunità energetica, permette inoltre di informare costantemente il cliente dei benefici. Qualora il punto di immissione o di prelievo non sia provvisto di smart meter 2G, per riuscire a rilevare i dati con granularità oraria, è necessario provvedere ad installare tale tecnologia (processo non oneroso trattandosi di una tecnologia plug&play) o in alternativa apportare delle modifiche ai misuratori 1G interessati configurandoli agli standard richiesti dalle CER.

La diffusione degli smart meter 2G è un processo che giova alla transizione energetica che richiede nuove soluzioni tecnologiche; oltre alla gestione delle comunità energetiche, si tratta di una tecnologia utile in altre applicazioni come, ad esempio, nella ricarica domestica dei veicoli elettrici, nello storage elettrico, nell'osservabilità degli impianti di generazione BT e

nella disaggregazione dei carichi per una consapevolezza più accurata dei propri consumi. [ 22 ]

## 1.2 Sistema regolatorio

I sistemi di consumo decentralizzati possono essere regolati sia virtualmente che fisicamente per garantire una gestione efficiente dell'energia prodotta e consumata. La regolazione virtuale viene effettuata tramite l'utilizzo di un sistema di gestione energetica (EMS) che consente la supervisione e il controllo remoto delle attività all'interno della comunità energetica. L'EMS è in grado di rilevare e analizzare le informazioni relative alla produzione e al consumo di energia all'interno della comunità, nonché di monitorare i flussi di energia tra i diversi utenti. In questo modo, l'EMS può ottimizzare la gestione dell'energia, ad esempio riducendo i consumi durante i periodi di picco o distribuendo l'energia in modo equilibrato tra i diversi utenti; utilizzando questa tipologia di configurazione, l'autoconsumo avviene per mezzo della rete elettrica esistente alla quale ogni utente (produttore, consumatore o prosumer) è connesso attraverso un punto di accesso identificato da un POD (Point of Delivery). La regolazione fisica, invece, si basa sull'utilizzo di dispositivi e sistemi di gestione dell'energia installati fisicamente all'interno della configurazione. Questi dispositivi possono comprendere, ad esempio, sistemi di accumulo dell'energia, microreti elettriche e regolatori di tensione. Questi sistemi sono in grado di gestire l'energia in modo più preciso rispetto alla regolazione virtuale, poiché agiscono direttamente sui flussi di energia all'interno della comunità. Ad esempio, un sistema di accumulo dell'energia può immagazzinare l'energia prodotta dai pannelli solari durante il giorno per utilizzarla durante la notte, riducendo così la dipendenza dalla rete elettrica esterna. Con questa configurazione l'energia condivisa rimarrebbe all'interno del perimetro sistema circolando su una rete di distribuzione realizzata appositamente.

In entrambi i casi, la regolazione virtuale e fisica permette di ottimizzare la gestione dell'energia all'interno delle configurazioni di autoconsumatori di energia elettrica che agiscono collettivamente e di comunità energetiche rinnovabili, migliorando l'efficienza energetica e riducendo i costi per gli utenti. Inoltre, queste soluzioni consentono di aumentare

l'indipendenza energetica delle comunità, riducendo la dipendenza dalle fonti di energia tradizionali e riducendo l'impatto ambientale delle attività umane.

Lo schema di autoconsumo fisico, mostrato in figura 18, mostra come ogni utente consumatore di energia elettrica sia connesso all'impianto di produzione con una rete realizzata appositamente; l'intero sistema è infine connesso al sistema elettrico pubblico attraverso un solo punto di scambio (POD).

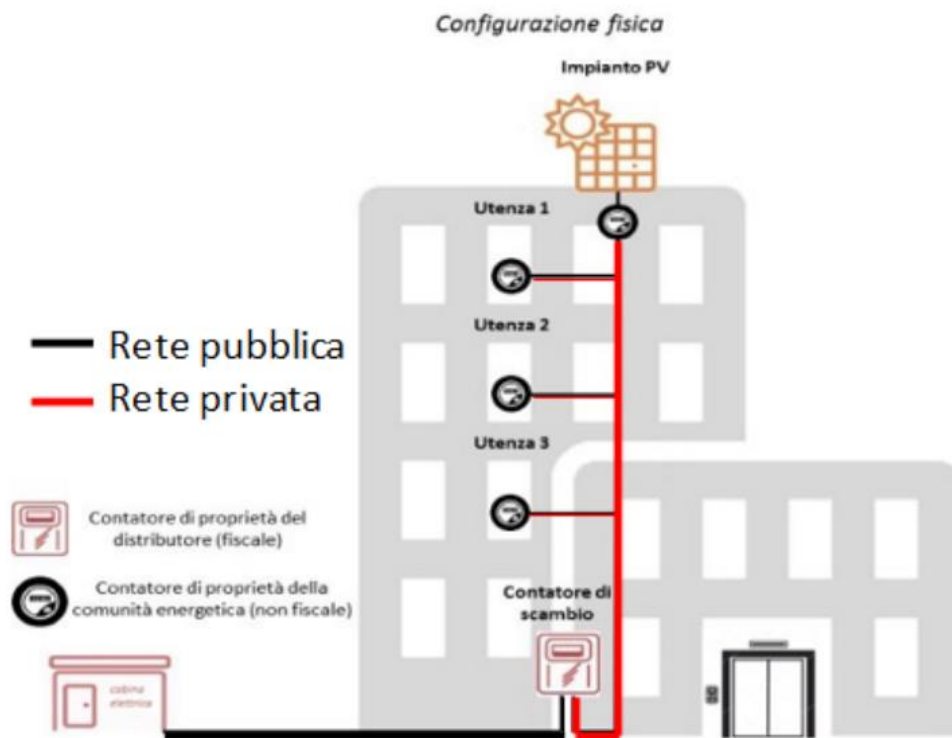


Figura 18 - Schema di configurazione di autoconsumo fisico [ 23 ]

La figura 19, riporta un esempio di schema di autoconsumo virtuale nel quale le utenze sono collegate alla rete pubblica esistente e prelevano l'energia elettrica di cui necessitano attraverso il proprio punto di connessione identificato dal POD, mantenendo quindi la libertà di ciascuno di poter scegliere il proprio fornitore di energia o di uscire dallo schema, anche l'impianto di produzione è connesso alla stessa rete immettendo l'energia prodotta. Pertanto, i consumatori non consumano realmente l'energia prodotta dall'impianto di generazione ma solo virtualmente, in quanto viene calcolata la differenza tra *energia elettrica effettivamente immessa* ed *energia elettrica prelevata*, la differenza rappresenta l'*energia elettrica condivisa per l'autoconsumo*.

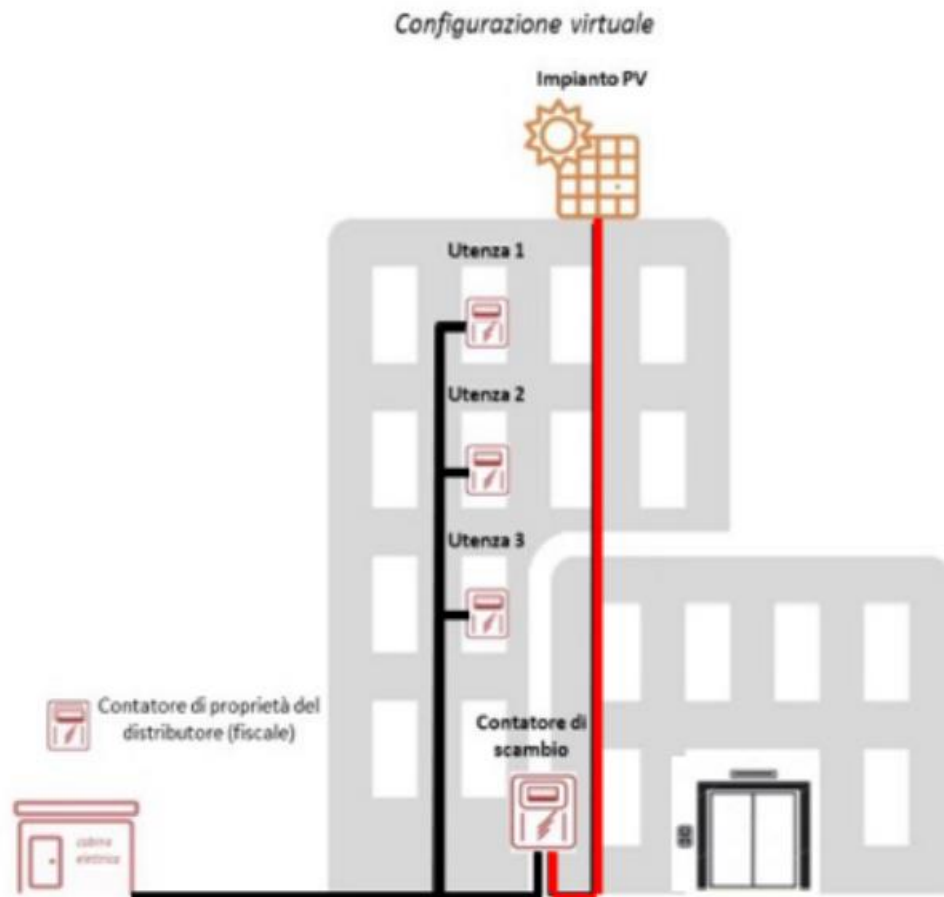


Figura 19 - Schema di configurazione di autoconsumo virtuale [ 23 ]

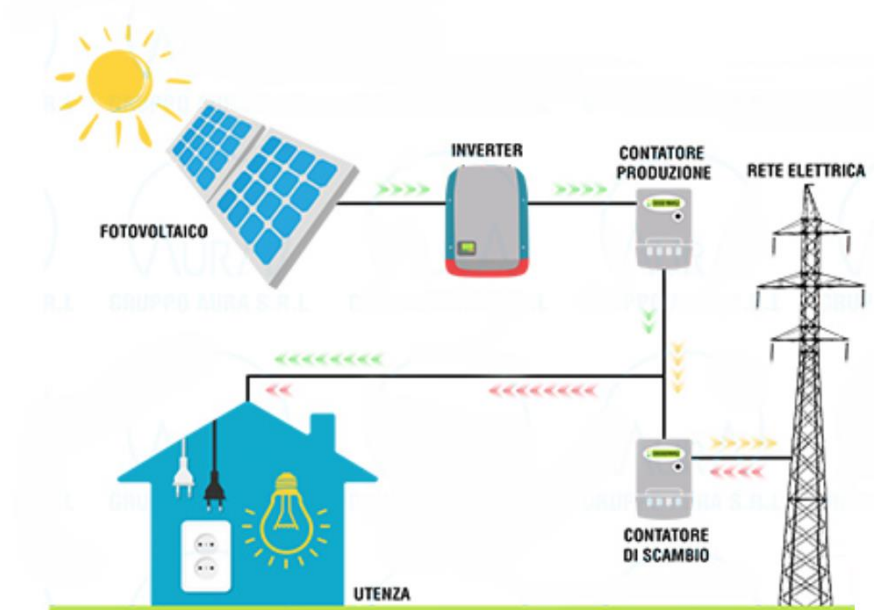
### 1.3 Forme di utilizzo dell'energia prodotta

Nel settore della produzione e dell'utilizzo di energia elettrica, lo scambio sul posto e il ritiro dedicato sono due concetti legati alla generazione e alla distribuzione dell'energia. Ecco una spiegazione dettagliata di entrambi:

1. Scambio sul posto: Lo scambio sul posto, noto anche come "autoconsumo con scambio sul posto" o "autoconsumo remunerato", è un sistema che consente ai produttori di energia elettrica, come ad esempio i proprietari di impianti fotovoltaici, di utilizzare l'energia autoprodotta per soddisfare i propri consumi interni e di scambiare l'eventuale surplus con la rete elettrica nazionale. In pratica, quando la produzione di energia dell'impianto supera i consumi dell'utente, l'eccesso di energia viene immesso



nella rete elettrica per essere utilizzata altrove, e il produttore riceve un compenso per questa energia immessa. [ 24 ]

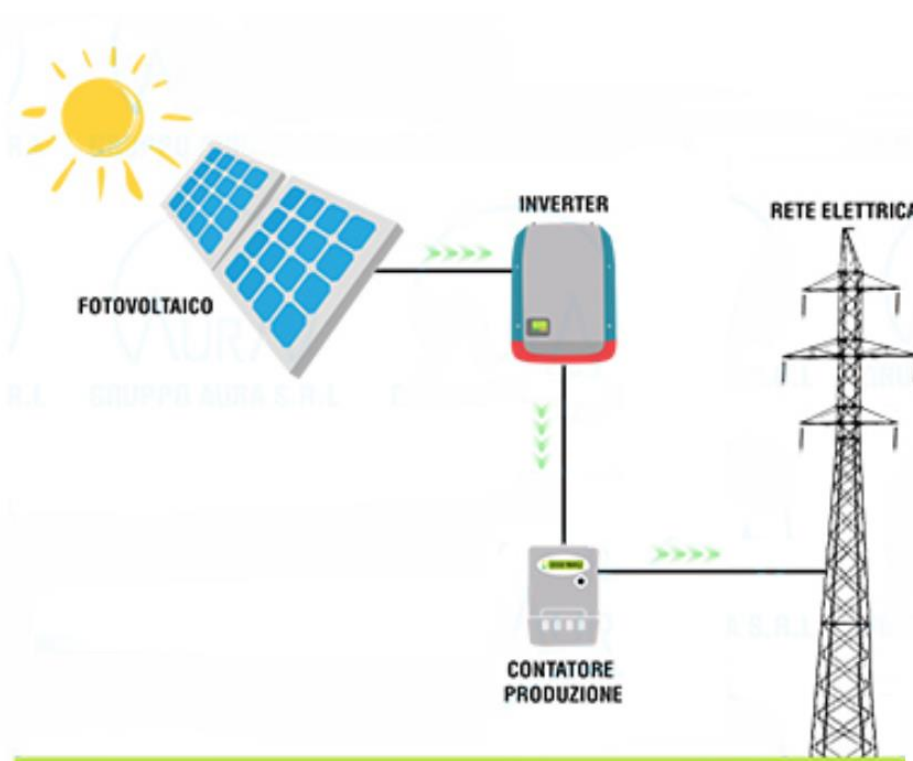


*Figura 20 - Schema dello scambio sul posto*

Il sistema di scambio sul posto si basa su un meccanismo di misurazione bidirezionale dell'energia elettrica. L'utente-produttore ha un contatore bidirezionale che registra sia l'energia prelevata dalla rete elettrica per i propri consumi, sia l'energia immessa nella rete. A fine periodo, l'energia prelevata e quella immessa vengono confrontate e si determina il saldo energetico. Se il saldo è positivo, il produttore riceve un compenso o un credito energetico per l'energia immessa nella rete.

Lo scambio sul posto può essere applicato sia ai singoli utenti domestici che alle aziende o alle comunità che installano impianti di generazione di energia rinnovabile, come ad esempio pannelli solari o turbine eoliche. Questo sistema incentiva l'autoconsumo energetico e promuove lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, consentendo ai produttori di ottenere un ritorno economico dalla produzione di energia verde.

2. Ritiro dedicato: Il ritiro dedicato, noto anche come "contratto di ritiro dedicato" o "contratto di vendita dell'energia", è un accordo commerciale tra un produttore di energia elettrica e un soggetto terzo, come un'azienda di distribuzione elettrica o un gestore di rete [ 25 ].



*Figura 21 - Schema del ritiro dedicato*

A differenza dello scambio sul posto, nel ritiro dedicato i produttori non consumano direttamente l'energia prodotta dalla propria fonte di generazione, ma la cedono completamente al GSE. Invece di venderla attraverso contratti bilaterali o direttamente sul mercato all'ingrosso; essi vengono remunerati con prezzi minimi garantiti, mentre le unità di maggiori dimensioni ricevono il prezzo medio mensile stabilito nel loro mercato all'ingrosso zonale, il prezzo e le condizioni di vendita dell'energia sono generalmente stabiliti nel contratto di ritiro dedicato. [ 26 ]

Il ritiro dedicato è spesso utilizzato da grandi impianti di generazione, come centrali elettriche a carbone, gas o nucleare, che producono grandi quantità di energia elettrica destinata alla vendita sul mercato. Tuttavia, può essere utilizzato anche per impianti di generazione da fonti rinnovabili su larga scala, come parchi solari o parchi eolici, in cui l'energia prodotta viene venduta a un unico acquirente, come un'azienda di distribuzione elettrica attraverso un contratto a lungo termine.

In sintesi, lo scambio sul posto e il ritiro dedicato sono due modalità attraverso le quali i produttori di energia elettrica possono valorizzare la loro produzione. Lo scambio sul posto consente di autoconsumare l'energia autoprodotta e scambiare eventuali surplus con la rete

elettrica, mentre il ritiro dedicato prevede la vendita dell'energia prodotta a un acquirente specifico attraverso un contratto commerciale. Entrambi i meccanismi contribuiscono a promuovere l'uso delle fonti di energia rinnovabile e a favorire la transizione verso un sistema energetico più sostenibile.

Nell'ambito comunità energetiche rinnovabili, l'uso del ritiro dedicato non è la soluzione più comune o preferita per diversi motivi. Nelle normative descritte nel capitolo successivo, è stata riportata la definizione completa di comunità energetica rinnovabile ed in un passo della stessa viene esplicitato che "l'obiettivo principale dell'associazione è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari", mentre l'obiettivo principale alla base del meccanismo del ritiro dedicato è quello di ricavare del profitto economico dall'impianto di produzione. Oltre a quando afferma la definizione in precedenza riportata, è implementato il meccanismo dello scambio sul posto per altre ragioni di carattere tecnico e sociale:

1. Autosufficienza energetica e autoconsumo locale: Le comunità energetiche rinnovabili spesso mirano a raggiungere un alto grado di autosufficienza energetica, ovvero a produrre e consumare l'energia direttamente all'interno della comunità stessa. Questo obiettivo può essere meglio raggiunto attraverso l'autoconsumo locale, in cui l'energia prodotta all'interno della comunità viene utilizzata per soddisfare i consumi interni senza doverla vendere a terzi.
2. Maggiore controllo sulla produzione e l'uso dell'energia: Le comunità energetiche rinnovabili spesso cercano di avere un maggiore controllo sulla produzione e l'uso dell'energia, in modo da poter massimizzare i benefici per i membri della comunità. Utilizzando l'energia autoprodotta per l'autoconsumo locale, la comunità può determinare come distribuire l'energia tra i membri, stabilire tariffe interne e promuovere un uso responsabile dell'energia.
3. Integrazione di diverse fonti rinnovabili: Le comunità energetiche rinnovabili possono integrare diverse fonti di energia rinnovabile, come pannelli solari, turbine eoliche, sistemi di

accumulo dell'energia e altre tecnologie. L'energia prodotta da queste diverse fonti può essere combinata e gestita all'interno della comunità per ottimizzare l'uso delle risorse elettriche disponibili.

4. Benefici della condivisione dell'energia: Le comunità energetiche rinnovabili spesso promuovono la condivisione dell'energia tra i membri, consentendo ad esempio di distribuire l'energia in eccesso da un impianto solare a un membro che ne ha bisogno. Questa condivisione può avvenire tramite reti locali o attraverso meccanismi di compensazione interni alla comunità, senza dover necessariamente ricorrere al ritiro dedicato.

5. Vincoli regolatori e amministrativi: L'utilizzo del ritiro dedicato può comportare vincoli regolatori e amministrativi più complessi. Ad esempio, potrebbero essere necessari accordi di vendita dell'energia a lungo termine e la gestione di aspetti amministrativi come la contabilizzazione e la fatturazione. Le comunità energetiche potrebbero preferire soluzioni più semplici e flessibili che consentano loro di operare in modo autonomo e agire come una rete energetica locale.

Tuttavia, è importante sottolineare che l'utilizzo del ritiro dedicato può variare a seconda delle circostanze specifiche e delle normative vigenti in ciascun Paese o contesto. Le comunità energetiche rinnovabili possono adottare diversi modelli di gestione energetica in base alle loro esigenze e agli obiettivi stabiliti.

## 1.4 Quadro normativo CER

Ad oggi l'UE emana periodicamente direttive, finanziamenti e documenti di pianificazione sulle politiche energetiche. Questa attenzione al settore energetico è quasi unica nel suo genere e occhio della Commissione UE, sia per adempiere i doveri dettati dalle organizzazioni a livello globale con il fine di promuovere uno sviluppo sostenibile sia per

svincolarsi da forti dipendenze da paesi terzi in termini energetici (in particolar modo combustibili fossili) in modo da essere al di fuori da scenari di instabilità energetica.

In figura 24 è stato schematizzato l'iter del quadro normativo e regolatorio delle Comunità Energetiche Rinnovabili in Italia, di seguito sono stati analizzati i capisaldi e gli aggiornamenti che ogni normativa ha introdotto.

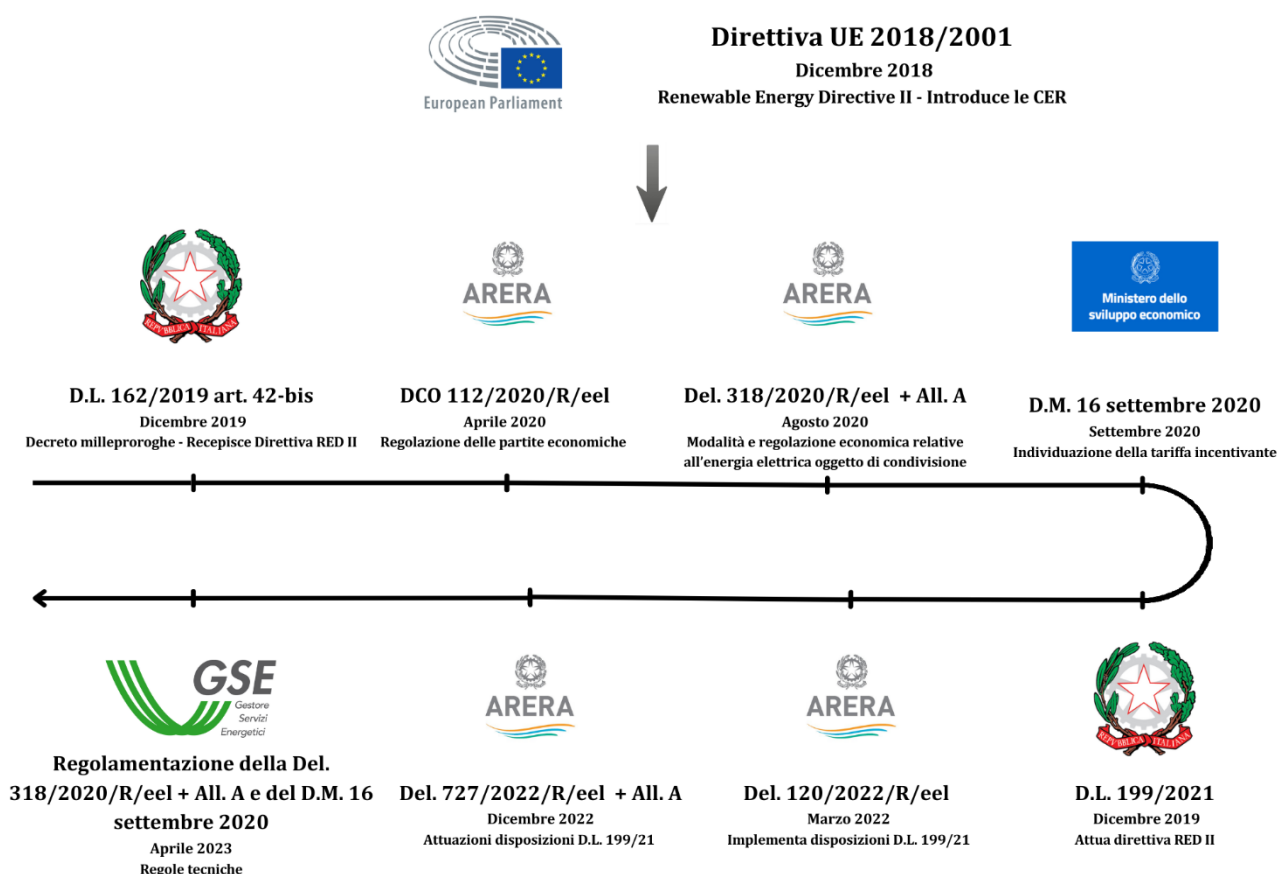


Figura 22 - Iter del quadro normativo e regolatorio delle CER in Italia

#### - Direttiva europea

La direttiva UE 2018/2001, conosciuta anche con l'acronimo RED II (Renewable Energy Directive II), fa parte del pacchetto Clean Energy for All European Package (pacchetto "Energia Pulita per Tutta l'Europa").

Il pacchetto Clean Energy for All European Package comprende un insieme di proposte legislative e iniziative politiche volte a promuovere la transizione verso un'energia più

pulita e sostenibile in Europa. L'obiettivo principale è quello di raggiungere gli ambiziosi obiettivi dell'Unione Europea in materia di energia pulita e riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. L'obiettivo generale del Clean Energy Package è garantire una transizione verso un settore energetico pulito, sicuro ed efficiente in Europa, riducendo le emissioni di gas a effetto serra, aumentando l'uso di fonti di energia rinnovabile e promuovendo l'efficienza energetica, ma al suo interno vengono specificati alcuni principi sociali come l'inclusione dei cittadini e delle comunità nelle strategie di pianificazione climatica nazionale, il principio della transizione giusta ed equa per tutti con particolare attenzione alle fasce più deboli della popolazione ed il principio del capacity-building a livello di autorità locali in modo da acquisire competenze a livello locale per permettere di continuare a supportare progetti energetici comunitari.

RED II, parte integrante di questo pacchetto, si concentra specificamente sulla promozione dell'uso di fonti di energia rinnovabile nell'Unione Europea. Il regolamento stabilisce una serie di obiettivi vincolanti per la quota di energie rinnovabili nel settore dei trasporti, fornisce meccanismi di sostegno e incentivi per la produzione e il consumo di biocarburanti avanzati, promuove la produzione sostenibile di biomasse e introduce misure per garantire che la produzione di energia da biomasse sia sostenibile e rispetti determinati criteri ambientali.

Tra le diverse direttive che compongono il pacchetto Clean Energy for All European Package, la RED II che riguarda la promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili, la modifica delle direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE ed è di fondamentale rilevanza poiché all'interno della stessa, sono state introdotte e definite per la prima volta le Comunità Energetiche Rinnovabili. La direttiva prevede la possibilità di istituire tali comunità con l'obiettivo di facilitare la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica. Una comunità energetica rinnovabile può essere costituita da uno o più partecipanti che decidono di cooperare per gestire e condividere l'energia prodotta da fonti rinnovabili. La direttiva stabilisce inoltre le condizioni necessarie per la produzione locale di energia rinnovabile e la promozione di autoconsumo a livello comunitario. In questo contesto, le comunità energetiche rinnovabili possono fornire anche servizi energetici alle reti elettriche nazionali, contribuendo così a un uso più efficiente e flessibile dell'energia. Tra gli altri aspetti importanti della direttiva vi sono

la semplificazione delle procedure per l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile e l'aumento degli obiettivi nazionali di produzione di energia rinnovabile entro il 2030. La direttiva mira a promuovere una più ampia adozione di tecnologie rinnovabili, con particolare attenzione alla decentralizzazione del sistema energetico e alla partecipazione attiva dei cittadini.

La RED II è stata seguita da una seconda normativa europea, la IEM 2019/944, pubblicata a giugno 2019 anche questa con lo scopo di promuovere la nascita delle comunità energetiche rinnovabili. Questa direttiva ha l'obiettivo di creare un quadro normativo per consentire agli utenti finali di produrre, consumare, conservare e condividere energia rinnovabile all'interno di comunità locali. In questo modo, si spera di aumentare l'efficienza energetica e la produzione di energia rinnovabile a livello locale, riducendo al contempo i costi energetici e le emissioni di gas serra.

- Recepimento direttiva europea

Con il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), trasmesso alla Comunità Europea nel dicembre 2019, il Governo italiano ha definito i propri contributi e le relative misure per contribuire al raggiungimento degli obiettivi comunitari previsti per il 2030 in materia di energia e clima, nel cui ambito significativo rilievo rivestono autoconsumo, anche collettivo e comunità energetiche rinnovabili.

La direttiva 2018/2001 è stata recepita in Italia il 30 dicembre 2019 dal decreto-legge 162/19, anche conosciuto come Decreto Milleproroghe. Questo, seppur seguito da altre normative che precisano e definiscono in maniera più completa, introduce all'interno del capitolo 42-bis oggettivamente le CER i quali "azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, e la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale", viene inoltre specificato che "l'obiettivo principale dell'associazione è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari" e che "la partecipazione alle comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i clienti finali, in particolare i clienti domestici, ubicati nel perimetro di seguito specificato, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili". La potenza massima di un impianto di produzione

elettrica a fonti rinnovabili, a servizio dei soggetti facenti parte della CER è di 200 kW, la cui energia prodotta viene condivisa attraverso la rete pubblica di distribuzione esistente ed auto consumata secondo modalità ben definite e di seguito descritte oppure può essere stoccata attraverso sistemi di accumulo, è inoltre specificato che la data di entrata in esercizio di tali impianti deve essere successiva all'entrata in vigore della legge di conversione del decreto legge 162/19 cioè dal 1 marzo 2020. Il perimetro, ovvero il limite territoriale all'interno di quale un membro è parte della stessa comunità energetica è definito, "dai punti di prelievo dei consumatori e dai punti di immissione degli impianti di produzione, i quali sono ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data di creazione dell'associazione, alla medesima cabina di trasformazione media tensione/bassa tensione"; questa è la principale caratteristica che permette di distinguere una CER da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, in quanto questi sono parte dello stesso edificio o condominio. Ogni soggetto facente parte della comunità mantiene i propri diritti e doveri (incluse le tariffazioni) di cliente finale e regolano i propri rapporti con la medesima configurazione mediante un contratto di diritto privato che regola la possibilità di recesso ed i soggetti responsabili della configurazione. Nel seguente articolo è altresì previsto "che l'energia elettrica autoconsumata sia quantificata su base oraria" e che vi sia "la coincidenza tra i concetti di "energia condivisa", di "energia elettrica oggetto di autoconsumo" e di "energia elettrica incentivata per l'autoconsumo"", definendo l'energia elettrica condivisa "pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati", all'interno della quantità di energia elettrica condivisa per l'autoconsumo istantaneo può essere considerata eventuale energia stoccata in accumuli.

- Documento per la consultazione

ARERA, ovvero l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ha pubblicato il 01 aprile 2020 il documento per la consultazione 112/2020/R/eel, il quale, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 42bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 (coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8), riporta gli orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione delle partite economiche relative



all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile. In particolare, viene esplicitato che, individuato come produttore referente uno tra i produttori presenti all'interno della configurazione, il GSE restituisce le componenti considerate come "*cost reflective* delle componenti variabili (esprese in c€/kWh) delle tariffe di trasmissione e di distribuzione versate dai clienti finali per una quantità di energia elettrica", pari alla quantità di energia elettrica condivisa ed autoconsumata, non viene invece riconosciuta nel caso di comunità energetica la quantità relativa alle perdite di rete dal momento che viene utilizzata la rete di distribuzione esistente. L'autorità prevede che il GSE riceva dal Sistema Informativo Integrato i dati di misura dell'energia elettrica prelevata afferenti ai soli punti di prelievo dei clienti finali facenti parte della comunità di energia rinnovabile e, dai gestori di rete competenti le misure dell'energia elettrica immessa in rete tramite i punti di connessione afferenti agli impianti di produzione i cui produttori fanno parte della comunità di energia rinnovabile. Dal momento che il sistema regolatorio virtuale, adottato prevede una granularità oraria per la determinazione della quantità di energia elettrica per l'autoconsumo, è necessario. Nel documento per la consultazione è precisato laddove un punto di immissione o prelievo non fosse dotato di misuratori 2G, le imprese distributrici sono tenute a configurare i misuratori 1G interessati in modo da rilevare i dati con granularità oraria, i quali, seppur non validati, verrebbero trasmessi dai gestori di rete ai produttori referenti delle CER e al GSE e verrebbero utilizzati solo per determinare l'energia elettrica oraria che verrebbe calcolata dal GSE.

- Deliberazione

ARERA, ha pubblicato il 4 agosto 2020 la deliberazione 318/2020/R/eel ed il relativo Allegato A. All'interno di essa sono state disciplinate, perseguendo "principi di semplicità procedurale, certezza, trasparenza e non discriminazione", le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica oggetto di condivisione in edifici o condomini da parte di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente oppure nell'ambito di comunità di energia rinnovabile, in particolare, si precisa che il servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia è erogato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per il tramite dei referenti delle CER dopo che questi hanno presentato istanza mediante una procedura definita nella quale

viene presentato il mandato di referente dell'organizzazione ricevuto dai membri della stessa, i documenti fondativi della comunità quali lo statuto (di seguito definito) e l'elenco dei soggetti facenti parte della configurazione incluso il codice POD identificativo di ogni punto di connessione. Nel momento in cui l'istanza viene accettata viene stipulato un contratto tra il GSE ed il referente della comunità, il quale contratto è alternativo allo scambio sul posto e agli strumenti di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili in vigore. Nel caso l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa, generata dagli impianti facenti parte della CER, includa il ritiro da parte del GSE questo deve essere comunicato in modo da non creare instabilità nel sistema di dispacciamento nazionale.

Il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa ( $C_{AC}$ ), espresso in € viene calcolato come prodotto tra l'energia elettrica condivisa ( $E_{AC}$ ) mensile ed il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile ( $C_{AC}/E_{AC}$ ), espresso in c€/kWh, è pari alla somma algebrica, arrotondato alla terza cifra decimale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh della tariffa di trasmissione ( $T_{ST}$ ) definita per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione ( $BTAU$ ) vigenti nel mese m-esimo. Oltre al corrispettivo  $C_{AC}$ , nell'ambito del contratto stipulato con il referente della CER, riconosce un corrispettivo volto a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo pari al prodotto tra la tariffa incentivante definita dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e la quantità di energia alla quale essa è riferita, qualora fosse previsto il ritiro dell'energia da parte del GSE, è inclusa la remunerazione dell'energia immessa.

Il modello regolatorio virtuale quindi risulta essere efficiente ai fini della valorizzazione dell'autoconsumo nell'ambito delle comunità di energia rinnovabile in quanto consente ai soggetti di modificare le proprie scelte con facilità sia in relazione alla configurazione per l'autoconsumo, sia per effetto delle proprie scelte di approvvigionamento dell'energia elettrica, poiché non ha comportato l'esigenza di nuove connessioni o di nuovi collegamenti elettrici garantendo flessibilità e trasparenza.

- Individuazione della tariffa incentivante

All'interno del Decreto Ministeriale del 16 settembre 2020, pubblicato dal MISE, è stata individuata la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, il quale modello regolatorio è stato identificato nella delibera ARERA precedentemente descritta. Premesso, come già espresso nell' art. 42-bis del decreto-legge n. 162/19 e nella delibera ARERA n 318/2020/R/eel, che i beneficiari delle tariffe di cui al presente decreto sono condòmini ovvero comunità di energia rinnovabile aventi come obiettivo principale la fornitura di benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari è stata decretata, per un periodo di 20 anni, una tariffa incentivante in forma di tariffa premio pari a 110 €/MWh per energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili facenti parte di una comunità energetica rinnovabile che decorre dalla data di decorrenza del contratto stipulata tra il referente della CER ed il GSE. La tariffa premio riconosciuta non è compatibile con altri incentivi esistenti quali gli incentivi sulle FER riconosciuti dal MISE descritti nel decreto ministeriale del 4 luglio 2019 e la detrazione del 110% (Bonus 110) prevista dal decreto-legge n. 34/2020. Il GSE, inoltre, prevede un'attività di monitoraggio sia da parte dello stesso a scopo informativo, mediante la pubblicazione di un bollettino con cadenza semestrale nel quale sono contenute le informazioni relative alle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili esistenti ed ai flussi energetici da questi scambiati; fornisce inoltre una piattaforma telematica utile per ottenere il riconoscimento della configurazione ed accedere alla regolazione e garantire l'incentivo spettante.

Il GSE riconosce al referente della configurazione il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa e la tariffa premio quest'ultimo ripartisce gli importi ricevuti tra i membri della comunità energetica rinnovabile, secondo modalità autonomamente definite sulla base di contratti di diritto privato.

Attuazione direttiva 2018/2001

Il decreto legislativo n. 199 del 8 novembre 2021 ha lo scopo di attuare la direttiva europea 2018/2001 sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili. All'interno del medesimo decreto legislativo, sono presenti un articolo dedicato alle

configurazioni di autoconsumo di energia rinnovabile, uno alle comunità energetiche rinnovabili ed uno all'interazione tra le configurazioni ed il sistema elettrico nazionale, in particolare, viene estesa la porzione di rete all'interno della quale l'energia elettrica può essere condivisa, modificando quindi il perimetro limite di una CER dalla cabina di trasformazione secondaria alla cabina di trasformazione primaria (alta tensione/media tensione), inoltre, agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili con potenza fino a 1 MW è concesso l'incentivo per la condivisione dell'energia elettrica da parte del Ministero dell'Ambiente e della Transizione Ecologica (MISE). All'interno del decreto legislativo 199/21 è introdotta una distinzione concettuale tra:

- l'energia elettrica condivisa, come il minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato;
- l'energia elettrica autoconsumata e oggetto di valorizzazione, pari alla quota dell'energia elettrica condivisa afferente a impianti di produzione e punti di prelievo connessi alla porzione di rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria;
- l'energia elettrica autoconsumata e oggetto di incentivazione, pari alla quota dell'energia elettrica autoconsumata e oggetto di valorizzazione prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW.

viene inoltre specificato che nell'ambito delle CER, sia possibile condividere altre forme di energia da fonti rinnovabili (non solo, quindi, energia elettrica), promuovere interventi di domotica e di efficienza energetica, offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici, assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e offrire servizi ancillari e di flessibilità.

- Implementazione disposizioni DL 199/21 (e 210/21)

l'Autorità, con la deliberazione 120/2022/R/eel pubblicata il 22 marzo 2022, ha avviato un procedimento per l'implementazione delle disposizioni previste dal decreto legislativo 199/21 e dal decreto legislativo 210/21 (nel quale sono

state introdotte le Comunità Energetiche dei Cittadini) in materia di autoconsumo, fa parte dello stesso procedimento anche il Documento per la consultazione 390/2022/R/eel pubblicato il 02 agosto 2022, nel quale sono stati definiti gli orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal DL 199/21 (e 210/21). In particolare, si è indicato un orientamento propenso ad aggiornare e innovare la regolazione vigente per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso dell'energia elettrica, il quale può essere realizzato sia mediante gruppi di utenti in edifici sia nell'ambito delle comunità energetiche, queste ultime, in quanto soggetto giuridico, devono dotarsi di uno statuto che ne identifichi la costituzione e le finalità. Sono state precisate le modalità di trattamento dell'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo ai fini della successiva immissione, prevedendo una soluzione operativa semplificata e che tenga conto del rendimento medio del ciclo di carica/scarica del medesimo sistema di accumulo.

- Attuazione disposizioni DL 199/21 (e 210/21)

l'Autorità con la deliberazione 727/2022/R/eel ed il relativo Allegato A, pubblicate il 27 dicembre 2022, approva il Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso (TIAD) attuando le disposizioni del decreto legislativo 199/22 (e del decreto legislativo 210/21), disciplinando le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo diffuso perseguendo principi di semplicità procedurale, certezza, trasparenza e non discriminazione. Nel TIAD, entrato in vigore il 1° marzo 2023 è specificato che il servizio per l'autoconsumo diffuso è erogato dal GSE il quale stipula con il referente della comunità energetica rinnovabile un contratto, comunicando a Terna l'avvenuta attivazione del servizio. Il GSE effettua la gestione tecnica ed economica del servizio per mezzo di un apposito portale informativo interoperabilità con il sistema GAUDÌ. Il GSE calcola la quantità di energia elettrica condivisa oraria e mensile e, per ciascuna configurazione, il contributo per la

valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata su base mensile ( $C_{ACV}$ ), espresso in €, pari al prodotto tra l'energia elettrica autoconsumata  $E_{ACV}$  e il

corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile  $CU_{Afa),m}$ , è pari alla somma algebrica, arrotondato alla terza cifra decimale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, della tariffa di trasmissione (TRAS<sub>E</sub>) definita per le utenze in bassa tensione; espresse in c€/kWh della tariffa di trasmissione (2222<sub>2</sub>) definita per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (BTAU) vigenti nel mese m-esimo.

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

ed il contributo per l'energia elettrica autoconsumata su base mensile ( $C_{ACI}$ ), pari alla somma del termine  $C_{ACV}$ , il prodotto tra la tariffa incentivante definita dal MISE all'interno del DM del 16 settembre 2020 e la quantità di energia elettrica a cui essa è riferita ed eventuali corrispettivi a copertura dei costi amministrativi del GSE

Per facilitare la procedura di attivazione delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso del quale le CER fanno parte, le imprese distributrici che dispongono di cabine primarie, ciascuna per l'ambito territoriale di competenza, a partire dalla reale configurazione delle proprie reti elettriche, sono tenute ad individuare soluzioni atte a identificare l'area sottesa a ogni cabina primaria, tali soluzioni devono contenere tutte le informazioni relative ad ogni area come la struttura e gli assetti di funzionamento delle reti, specificando la topologia delle stesse. Le imprese distributrici che dispongono di cabine primarie pubblicano nei propri siti internet le informazioni periodicamente aggiornate, relative alle aree sottese alle singole cabine primarie sono rese il più possibile facilmente fruibili ai soggetti che intendono realizzare configurazioni per l'autoconsumo diffuso assumendo come riferimento l'indirizzo di fornitura associato a ciascun POD al quale è correlata l'ubicazione di un punto di connessione.

E-Distribuzione, società di distribuzione del gruppo Enel che opera nel settore della Distribuzione e della Misura di energia elettrica per oltre 31,5 milioni di Clienti, ovvero responsabile di distribuire l'85,5% dell'energia elettrica in Italia per l'85,1% del totale dei punti di prelievo [ 27 ], ha trasmesso sul proprio sito internet una

suddivisione del territorio nazionale in aree facenti parte della stessa cabina primaria, la quale è stata riportata in figura 25.

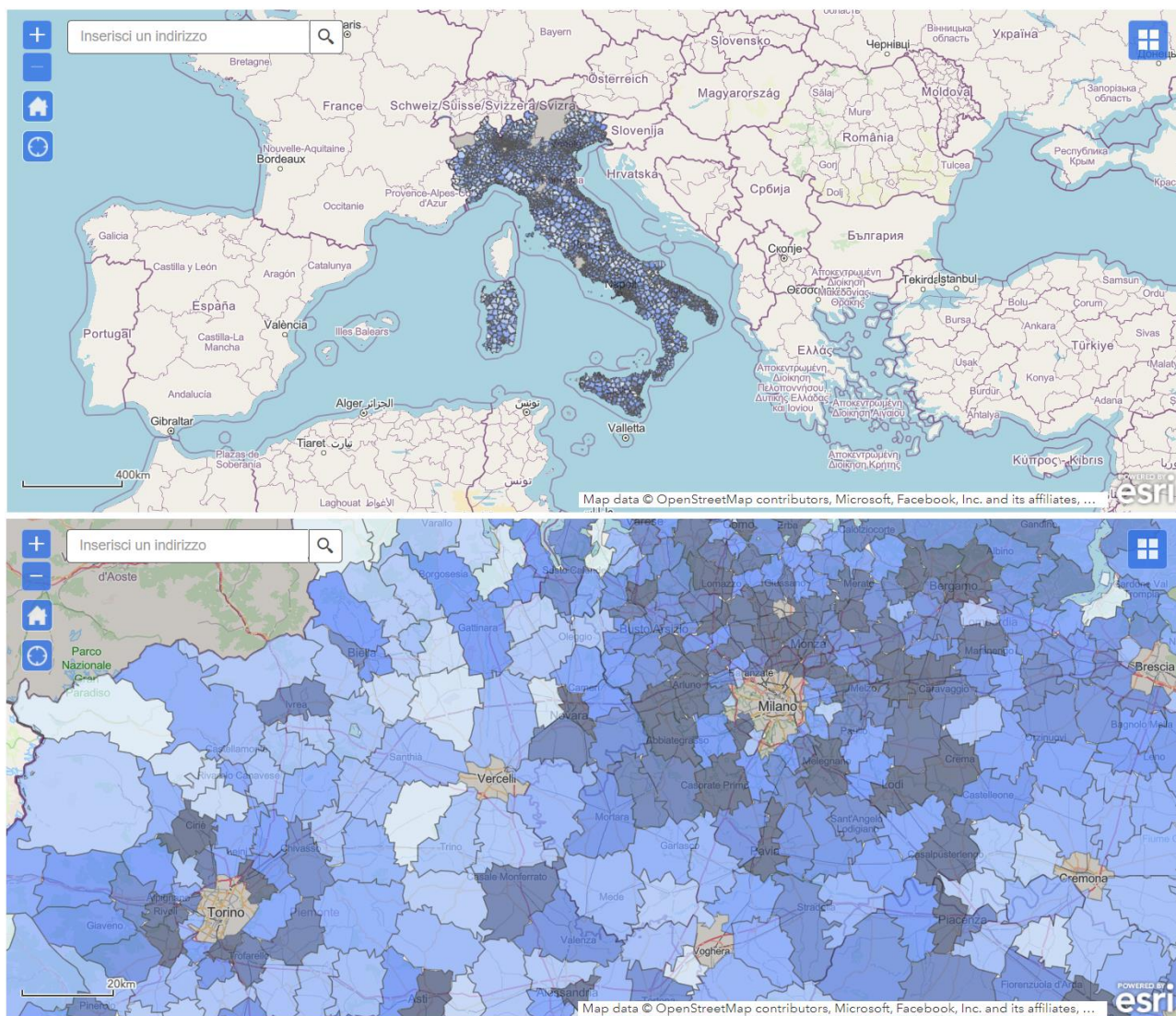


Figura 23 - Suddivisione territorio nazionale in aree sottese dalla stessa cabina primaria [ 27 ]

Coloro i quali sono intenzionati ad aggregarsi e costituire una comunità energetica rinnovabile, possono preventivamente verificare in maniera autonoma e con estrema facilità se i loro punti di connessione alla rete pubblica sono sottesi alla stessa cabina primaria e quindi fanno parte della stessa area identificata da un codice composto da undici cifre alfanumeriche, la mappa è in costante aggiornamento con le tempistiche e modalità previste nel TIAD.

Il GSE predispone di un portale informatico per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso, all'interno del quale vengono scambiate informazioni relative alla configurazione dal referente ed informazioni sui flussi energetici ed economici dal GSE,

lo stesso, inoltre, effettua le verifiche delle configurazioni che beneficiano del servizio. Esse sono svolte, ove necessario, attraverso sopralluoghi al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi.

- Regole tecniche

Il 4 aprile 2023, il GSE ha pubblicato un documento che illustra le Regole Tecniche delle disposizioni della deliberazione 318/2020/R/eel e del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 16 settembre 2020 ai fini dell'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa nell'ambito di configurazioni di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di comunità di energia rinnovabile. All'interno di esso è specificato il contributo economico spettante alle configurazioni ammesse al servizio di valorizzazione ed incentivazione dell'energia elettrica condivisa, in particolare, iper ciascun kWh di energia elettrica condivisa, viene riconosciuto dal GSE, per un periodo di 20 anni, un corrispettivo unitario dato dalla somma dei costi evitati per la trasmissione, la distribuzione e le perdite del sistema elettrico nazionale in quanto l'energia viene prodotta e consumata in loco e un'ulteriore tariffa premio pari a 110 €/MWh per le comunità energetiche rinnovabili, è possibile inoltre richiedere il servizio di ritiro dell'energia immessa in rete. In aggiunta ai sistemi di accumulo già menzionati e regolati, viene introdotta la possibilità di annettere delle infrastrutture di ricarica (comunemente denominate "colonnine") con relative precauzioni date da eventuali assorbimenti del sistema stesso. Nell'ambito delle comunità energetiche, oltre ai requisiti generali descritti in precedenza, la CER deve costituirsi come soggetto giuridico autonomo (quale a titolo d'esempio: associazione, ente del terzo settore, cooperativa, cooperativa benefit, consorzio, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro) che, agendo a proprio nome, possa esercitare diritti ed essere soggetto ad obblighi. Inoltre, la struttura minima che costituisce una comunità energetica rinnovabile è composta da almeno due clienti finali, azionisti o membri della comunità ed un impianto di produzione alimentato da fonti rinnovabili o una sezione di esso. La comunità energetica rinnovabile si considera formalmente costituita nel momento in cui lo Statuto (o atto costitutivo) contiene gli elementi essenziali descritti nel



documento ed è stato accettato dal GSE a valle di un esame tecnico-amministrativo delle informazioni contenute; l'esito viene comunicato al Referente della CER e viene attivato il Contratto.

- Bozza di decreto

Il 28 febbraio 2023 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha presentato a Bruxelles la Bozza di Decreto sulle Comunità energetiche rinnovabili [ 28 ]. Tale documento ha la finalità di disciplinare le modalità di incentivazione per sostenere l'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia elettrica, al suo interno sono state aggiornate le tariffe incentivanti, espresse in €/MWh determinate utilizzando una specifica formula che tiene conto della potenza degli impianti a fonti rinnovabili che producono l'energia condivisa e del Prezzo zonale come riportato di seguito in Figura 24.

| <b>Potenza impianto</b> | <b>Prezzo zonale (Pz)</b> | <b>Tariffa incentivante</b>      | <b>Tariffa premio massima</b> |
|-------------------------|---------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| > 600 kW                | x                         | <b>60</b> + max<br>(0: 180 – Pz) | <b>100</b> €/MWh              |
| > 200 kW<br>e < 600 kW  | y                         | <b>70</b> + max<br>(0: 180 – Pz) | <b>110</b> €/MWh              |
| ≤ 200 kW                | z                         | <b>80</b> + max<br>(0: 180 – Pz) | <b>120</b> €/MWh              |

*Figura 24 - Calcolo della tariffa incentivante erogata dal GSE*

La tariffa è composta da una parte fissa, determinata a partire dalla taglia dell'impianto e da una parte variabile che dipende dal Prezzo zonale, la somma delle due componenti non deve superare un limite massimo pari a 120 €/MWh per impianti di taglia minore o uguali di 200 kW, 110 €/MWh per impianti di taglia fino a 600 kW e 100 €/MWh per impianti di potenza superiore a 600 kW. Per gli impianti fotovoltaici, la tariffa incentivante prevede una correzione basata sulla posizione geografica dagli impianti fotovoltaici, pari ad un

supplemento di 4 €/MWh per gli impianti situati nel Centro Italia e ad un supplemento di 10€/MWh per impianti situati al Nord Italia. [ 29]

## 1.5 I vantaggi delle CER

Il seguente capitolo è strutturato basandosi su interventi di esperti, critici e fondatori di comunità energetiche rinnovabili esistenti [ 30]

Le comunità energetiche rinnovabili sono un connubio di opportunità per la società che ne è direttamente ed indirettamente coinvolta; La transizione energetica, così come le CER in essa incluse, sono un'innovazione di sistemi, di pratiche e di tecnologie ed in quanto tali hanno la sfida dell'accettazione dell'innovazione da parte della collettività alla quale è rivolta. la definizione [citazione? Il primo che ha parlato] di innovazione sociale ormai consolidata nella comunità europea formulata nel 2018 è strutturata in due concetti differenti. Il primo vede l'innovazione sociale sostanzialmente come il modo nuovo e diverso di fare cose nuove in maniera anche più efficiente di tutte le alternative presenti, le quali probabilmente non riuscirebbero a soddisfare alcuni bisogni; quindi, l'innovazione sociale è intesa come fare delle cose nuove in maniera diversa. Il secondo concetto è riferito all'impatto visto dalla prospettiva del cambiamento. L'impatto non si definisce unicamente in termini di ciò che si produce in termini tecnici, ma bisogna vederlo anche dal punto di vista cambiamento che è stato generato.

### - Vantaggi ambientali

Il motivo principale per il quale una CER viene istituita non è quello di poter ricavare profitti finanziari da essa, bensì quello di creare vantaggi ambientali. Tali configurazioni sono state introdotte dalla normativa RED II a livello europeo, la quale ha lo scopo principale di *promuovere le penetrazioni delle fonti rinnovabili*. La stessa normativa è parte del Clean Energy for All European Package, un pacchetto con l'obiettivo di promuovere la transizione verso un sistema energetico pulito e sostenibile in Europa. Riducendo la dipendenza dai combustibili fossili, si *riducono le emissioni di CO<sub>2</sub>* e l'inquinamento atmosferico, migliorando così la qualità dell'aria e la salute delle persone, in questo modo le CER sono una delle soluzioni mediate, le quali si possono raggiungere gli obiettivi che

impone l'Unione Europea per affrontare la transizione ecologica, i quali sono normati a livello nazionale dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Il meccanismo tende a spingere verso la creazione di nuovi impianti a fonte rinnovabile genera una dei benefici ambientali perché si ridurrà sempre di più la produzione di inquinanti e gas climalteranti.

Come descritto in precedenza ci sono delle figure diverse all'interno di una comunità energetica, in particolare il prosumer e il consumer. Il prosumer, quel membro della comunità energetica che produce anche la sua energia, riduce direttamente la propria impronta di CO<sub>2</sub> è questo fenomeno è oggettivamente misurabile mediante protocolli standard di mercato, i quali attestano e certificano l'impatto ambientale. Nel caso dei consumer, quei membri della comunità energetica che partecipano in quanto consumatori dell'energia condivisa, l'impronta di CO<sub>2</sub> rimane invariata, ma vi sono già dei meccanismi in atto come ad esempio le garanzie d'origine, relative all'energia rinnovabile che viene messa in rete, le quali sono acquisite e poi gestite dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), ideate per certificare che l'energia consumata da un consumer è stata prodotta da fonti green, in modo da rendere più semplice ed oggettivo il processo di decarbonizzazione, da parte di questi soggetti che hanno voglia anche di ridurre la propria impronta di CO<sub>2</sub> pur non essendo attivi in termini di produzione da rinnovabili. In questo modo avviene un processo di consapevolezza e razionalità riferito all'utilizzo dell'energia, in una comunità dove si innescano meccanismi per i quali si tende a raggiungere la carbon neutrality elevando la CER ad un livello superiore, basato su principi di rispetto ambientale in ottica di un futuro sostenibile con comportamenti che hanno inizio già nei piccoli aggregati di persone come sono le comunità energetiche.

#### - Vantaggi tecnici

Le comunità energetiche rinnovabili portano dei vantaggi tecnici, i quali sono incentivati economicamente da ARERA. In primis una comunità riesce ad avere un alto livello di flessibilità e di produzione energetica in quanto riesce ad integrare nello stesso confine diverse fonti di produzione rinnovabile come ad esempio pannelli solari, turbine eoliche e impianti di biomassa. In questo modo si riesce a rimediare al problema della discontinuità che caratterizza le rinnovabili sfruttando la disponibilità diversificata delle fonti. Inoltre, trattandosi di impianti di produzione circoscritti nel perimetro della CER, costituiscono un sistema decentralizzato nel quale l'energia viene prodotta e consumata nello stesso

territorio, in questo modo si riduce il carico al quale deve far fronte il sistema elettrico nazionale rendendolo più efficiente e vengono ridotte al minimo le perdite per trasmissione causate dal “trasporto” dell’energia dai centri di produzione ai centri di consumo. All’interno di una comunità energetica si sviluppa un sistema energetico resiliente e caratterizzato da una maggiore sicurezza energetica tanto maggiore è il grado di autoconsumo dell’energia prodotta e soprattutto se integrate da sistemi di accumulo come, ad esempio, batterie o Power-to-X. Infine, qualora venissero implementate tecnologie intelligenti, come sistemi di monitoraggio avanzati, analisi energetiche e piattaforme digitali, per gestire e ottimizzare l’uso dell’energia, questo consentirebbe di monitorare con cura l’andamento dei flussi ed ottimizzare le funzionalità ed i benefici dell’organizzazione.

#### - Vantaggi economici

Le comunità energetiche rinnovabili sono un’innovazione, ed in quanto tali sono una tecnologia non ancora matura. Per favorire la maturazione e farne conoscere i benefici, sono stati previsti dei benefici in termini economici, in modo che i produttori siano interessati ad investire non solo in impianti ad utility scale ma anche in impianti di produzione distribuita e non con il mero scopo di soddisfare i propri consumi energetici. Tali incentivi non sono indirizzati esclusivamente al produttore di energia, ma parte di questo beneficio può essere ridistribuito agli iscritti che si sono preoccupati di consumare l’energia mentre questa veniva immessa in rete ora per ora, questa ridistribuzione è di fondamentale importanza poiché permette di distribuire il valore tra i membri aumentando l’accettazione di quell’impianto e compiendo anche un valore sociale.

A quanto ammonta il beneficio economico? Nel caso in cui l’energia venga prodotta da un prosumer, questo utilizzerà ciò che ha prodotto in un’ora per soddisfare i propri consumi relativi alla stessa ora (Energia autoconsumata) mentre l’eccesso viene immesso in rete (Energia immessa in rete); nel caso in cui il prosumer non abbia consumi in una data ora o nel caso in cui l’energia venga prodotta da un produttore, la totalità dell’energia generata viene immessa in rete. D’altra parte, nella stessa ora, i membri consumatori della comunità prelevano dalla rete una quota di energia, la quale viene virtualmente “scalata” dalla quota di energia precedentemente immessa in rete per soddisfare i bisogni dei membri (Energia condivisa) e l’eccedenza rimane in circolo nella rete elettrica nazionale (*Energia non condivisa*). La Figura 25, di seguito riportata schematizza i flussi economici della

normativa transitoria attualmente in vigore. Qualora la Bozza di decreto precedentemente descritta venisse confermata dal Parlamento Europeo, allora i valori di riferimento saranno ufficialmente quelli riportati in Figura 24.

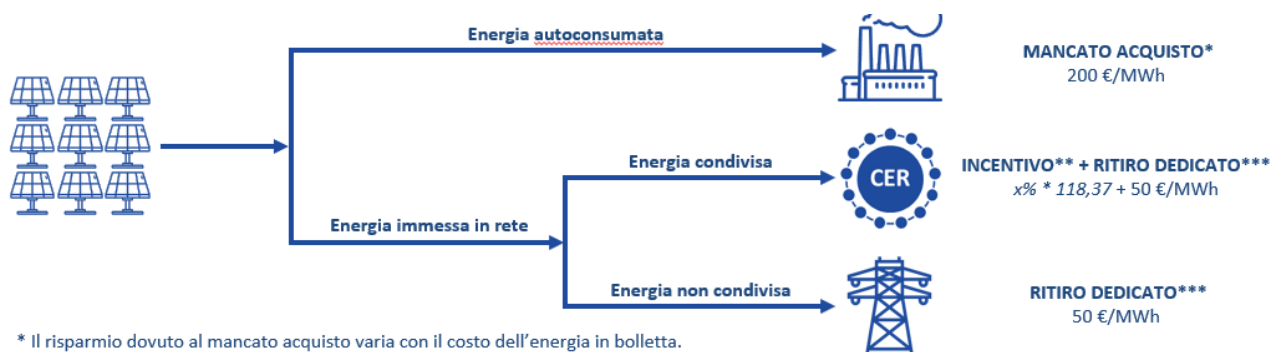


Figura 25 - Schematizzazione flussi energetici ed economici relativi alla normativa transitoria

L'energia autoconsumata non rappresenta una fonte di remunerazione diretta, ma costituisce un risparmio economico dato dal mancato acquisto dell'energia; pertanto, si traduce in un risparmio in bolletta di un valore pari al valore stipulato nel contratto di fornitura.

#### - Vantaggi sociali

Il termine “comunità energetiche” spesso è molto ambiguo: la normativa ha imposto la definizione comunitaria, focalizzata sull'istituzionale della trasformazione del sistema energetico, la quale sposta l'attenzione sugli aspetti tecnico-ambientali di questa nuova configurazione. In realtà di comunità energetiche se ne parla in letteratura in ambito sociologico da svariati anni, descrivendole in maniera diversa. La letteratura ha approfittato riguardo una serie di aspetti fondamentali ed alcune evidenze ormai sono piuttosto consolidate ed acquisite ovvero: che cos'è una comunità energetica? Come nasce e chi ne fa parte? A quali bisogni e a quali finalità risponde? Quali sono gli impatti e i cambiamenti che ci si può attendere?

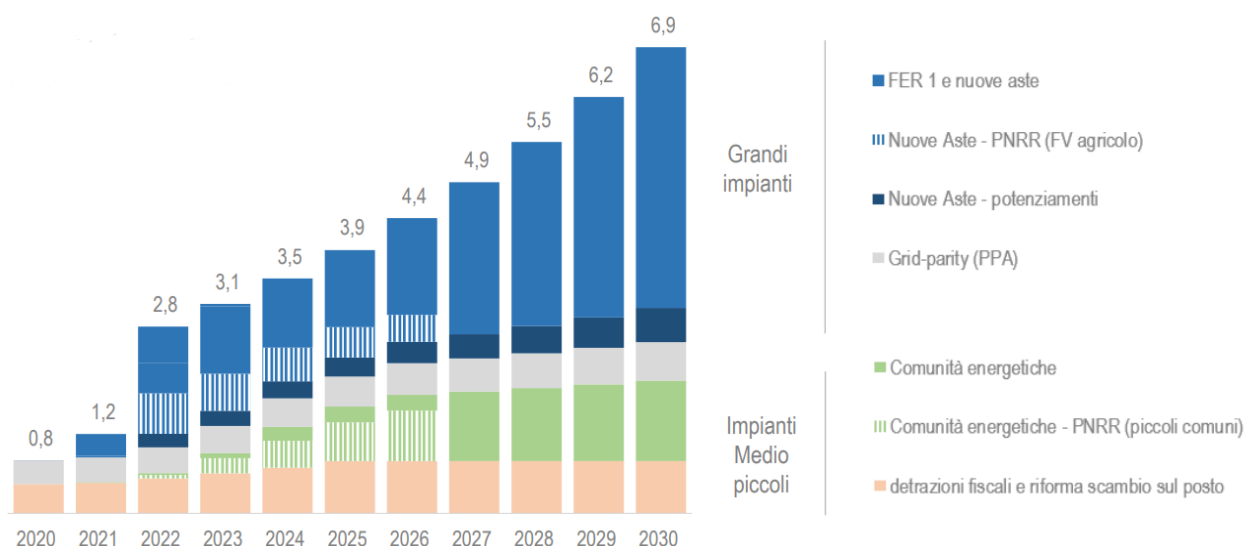


Figura 26: Nuova potenza fotovoltaica in esercizio ogni anno [ 31 ]

I risultati di un'indagine predittiva, riportati in Figura 26, riportano che il potenziale di tutte le forme collettive di energia rinnovabile installata rappresenterà nel 2030 il 23% dei gigawatt della potenza fotovoltaica in esercizio (il contributo delle sole CER sarà del 15%), si tratta sicuramente di un valore rilevante ma non importante al punto di stravolgere il sistema energetico nazionale, il cambiamento rilevante è quindi da cercare soprattutto rispetto all'impatto sociale che la configurazione avrà sulle realtà presenti sul territorio.

Ci sono quindi degli aspetti di carattere sociologico che rimangono sullo sfondo sui quali, attualmente, sia sociologi sia tecnici pongono attenzione, ovvero:

- ❖ Quali sono le forme di regolazione delle comunità energetiche ed i meccanismi di coordinamento degli attori?

Una chiave interpretativa potrebbe essere quella di considerare una logica d'azione a partire dai contesti socio-istituzionali. Infatti, tali contesti nei quali si sviluppano le cer influenzano fortemente il modo in cui le stesse cer si svilupperanno e stabilizzeranno come sistema sociale. È importante quindi distinguere il principio per il quale un cittadino decide di diventare membro di una cer: per l'aspetto economico e quindi per avere dei risparmi oppure per il modello sociale ed ambientale alla base della stessa comunità e quindi per esser parte di un insieme che adotta comportamenti responsabili per cause più importanti. Le logiche d'azione interne alla comunità dipendono dal contesto nel quale la stessa si sviluppa:

❖ Come si definisce la comunità?

Alcuni studi, provando a smontare il concetto ormai consolidato originato da letteratura e normativa, evidenziando una fluidità nel concetto. Sono state identificate le comunità in due differenti modi: un primo più “solidale”, nel quale spicca il senso di appartenenza ad una comunità, ad un insieme, talvolta senza averlo scelto; la seconda intesa come “contratto”, nel quale spicca il concetto di interesse, ovvero si decide di esser parte con un’adesione volontaria e consapevole. In realtà le comunità energetiche realmente esistenti sono una combinazione dei due concetti, essendo costituite da un insieme di legami fluidi di solidarietà che si stabiliscono intorno a scopi diversi.

- ❖ Ci sono dei problemi di scala e “giustizia sociale” vista come differenza di contesto nella quale la CER viene istituita e quindi il tipo di partecipazione che i membri hanno basato sul motivo per la quale questa è costituita.

All'interno di una cer, dal momento in cui si istituisce, influiscono importanti “fattori interni”, ovvero si deve poter creare un legame di fiducia, meccanismi di comunicazione interna e devono essere definite le forme di leadership che la governano. Tali aspetti devono poter improntare e mantenere nel tempo il principio cardine, che potrebbe essere un principio di giustizia sociale, un problema di scala o un criterio ancora differente. Si parla di importante valore sociale nei contesti in cui sono presenti condizioni di povertà energetica, i quali vengono meno alle condizioni di giustizia sociale in termini di distribuzione della ricchezza, delle opportunità e dei privilegi all'interno di una società; in questi casi, con la semplice adesione ad una comunità energetica ricevono un ristoro aumentando indirettamente il beneficio legato alla produzione da fonte rinnovabile.

- ❖ Incertezza degli impatti e le variabili misurate per definirli.

Dalla letteratura emerge un quadro incerto nel delineare gli impatti ed una mancanza di robusta evidenza empirica per capire a quali risultati portano i diversi aspetti di una cer.

| <b>INTERNI ALLA CER</b><br>Prevedibili / facili da calcolare                                                                                                         | <b>INTERNI ALLA CER</b><br>Probabili, situati e specifici                                                                                                                    | <b>ESTERNI ALLA CER</b><br>Incerti, da promuovere                                                                         |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b><i>Socioeconomici</i></b><br><br>effetti visibili sui conti<br>(es: affrontare la povertà<br>energetica in senso economico,<br>riducendo il costo delle bollette) | <b><i>Cognitivo/comportamentali</i></b><br><br>evidenti, modifica dell'uso<br>dell'energia, nuove conoscenze,<br>riformulazione dei valori<br>(es., rilevanza dell'ecologia) | <b><i>Sociali</i></b><br><br>nuove forme di solidarietà,<br>processo imitativo,<br>accrescimento del capitale<br>sociale  |
| <b><i>Ecologici</i></b><br><br>non facilmente percettibili<br>(es: riduzione dei gas serra e<br>aumento della qualità della vita<br>nel quartiere)                   | <b><i>Politici</i></b><br><br>rilevanza della cooperazione e<br>della partecipazione (es:<br>decisione su come utilizzare gli<br>incentivi pubblici in futuro)               | <b><i>Cognitivo/comportamentali</i></b><br><br>diffusione di nuovi valori, nuove<br>conoscenze, nuove pratiche<br>sociali |

Figura 27: L'incertezza degli impatti e i problemi di misurazione

Le comunità energetiche rinnovabili, viste come innovazione sociale, bisogna pensarle nella loro componente di processo (di costituzione, governance, gestione) e nei risultati che queste possono produrre in termini di nuovi modi di creare relazioni e di soddisfare i bisogni. Gli impatti che le cer portano, però, sono di diverso tipo, alcuni sono facilmente misurabili e calcolabili altri invece sono incerti e talvolta bisogna stimolare la collettività affinché si verifichino. Ogni attore promuove la creazione di una cer perché ha diversi obiettivi socioeconomici, una risposta potrebbe essere quella di categorizzare i soggetti che si muovono per la creazione della comunità energetica e le loro ragioni in modo da associare a questi un pattern in termini di impatti che l'organizzazione porta.

È importante, prima di istituire la cer, pensare alle dinamiche e alle strutture a cui ci si rivolge, alle persone che si vuole coinvolgere ed alla qualità di vita delle stesse, ai processi che già esistono sui territori, alle reti ed alla cultura che esiste sul territorio né come un vincolo né come un qualcosa su cui intervenire; ma le comunità energetiche, devono essere pensate come un motore che in grado di migliorare la collettività; la quale riceve passivamente anche gli altri benefici legati alla costituzione di una CER.

I benefici sociali relativi ai progetti di energia collettiva sono legati ai membri delle organizzazioni stesse, impattando sull'empowerment dei cittadini dando degli strumenti di comprensione e di azione attraverso la sensibilizzazione sulla portata della transizione energetica e l'accettazione sociale dei progetti di energia rinnovabile, tali iniziative impattano in maniera rilevante sulla coesione sociale della realtà nella quale il progetto si sviluppa.



## - Conseguenze

Sulla base dei benefici ed ai vantaggi descritti, il Ministero dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico (MASE), prevede che gli impianti fotovoltaici distribuiti saranno realizzati nei prossimi anni per configurazioni destinate all'autoconsumo diffuso, in particolare la Figura 28 mostra come ci sarà una forte espansione in termini di potenza installata che vedrà protagoniste le comunità energetiche rispetto all'autoconsumo, il quale è stato la configurazione più adoperata nell'ambito degli impianti fotovoltaici distribuiti.

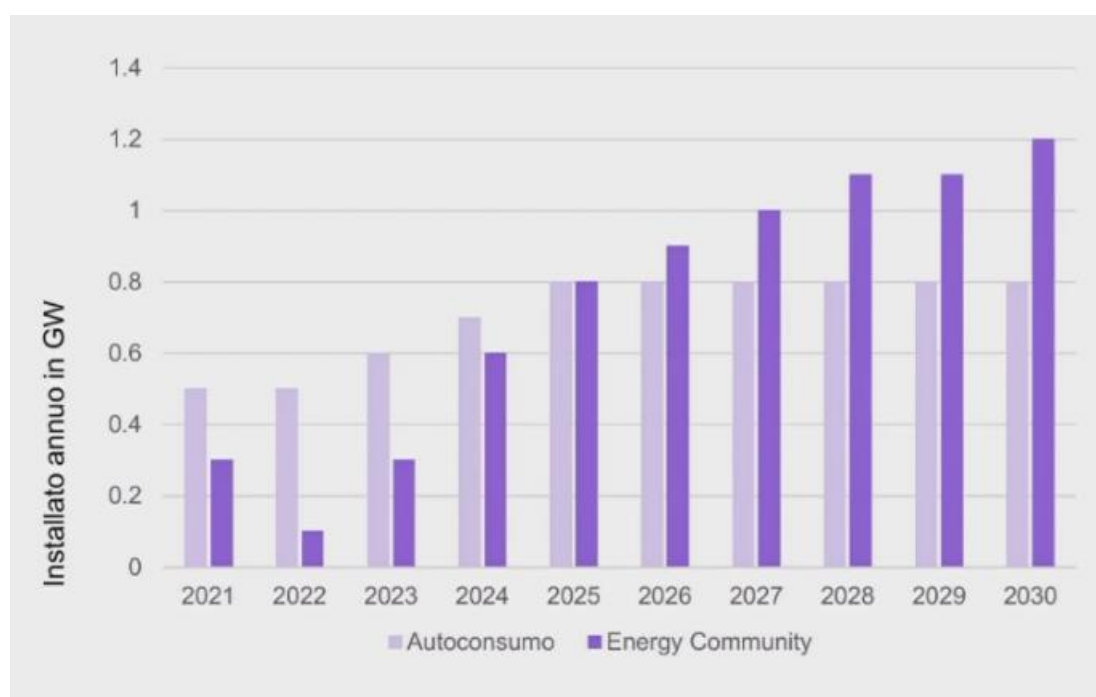


Figura 28 – Trend della realizzazione di impianti fotovoltaici distribuiti

A conferma di ciò vi è l'evoluzione della normativa in merito, infatti, con l'art. 42-bis del D.L. 162/19, il quale ha rappresentato un regime transitorio tra il recepimento della Direttiva UE e l'affermazione delle CER nel territorio nazionale, le regole permettevano impianti di piccola taglia, ovvero al di sotto dei 100 kW, per condividere all'interno del perimetro della cabina secondaria, dell'ordine di qualche centinaio di metri intorno all'impianto fotovoltaico. Con il vecchio regime normativo si sono sviluppate poche realtà di comunità energetiche, ma con le nuove regole che prevedono 1MW per ogni Impianto e condivisione all'interno della cabina primaria, ovvero un ambito territoriale molto vasto si prevede uno sviluppo esponenziale delle comunità energetiche.



Figura 29: Priorità degli obiettivi alla base delle Comunità Energetiche Rinnovabili

Indipendentemente dalla forma di aggregazione che può essere sottoforma di cooperativa o di SRL, in entrambi i casi l'obiettivo principale per la quale avviene la costituzione di una comunità energetica rinnovabile è quello della transizione energetica, accompagnato dalla protezione ambientale e la partecipazione sociale; mentre l'ultimo tra gli obiettivi è il ritorno degli investimenti, al quale viene assegnata una priorità inferiore nel momento in cui vi sono altre cause più importanti da sostenere, Figura 29. In questo processo è sempre più di rilevante importanza il ruolo di figure esperte nel settore dell'energia, come possono essere le ESCO, che accompagnano aziende ed investitori nel processo di concepimento dell'idea di attivazione di CER, nello studio di fattibilità, ad installare nuovi impianti di produzione a fonti rinnovabili, talvolta valorizzando degli spazi inutilizzati come parcheggi, tetti di capannoni industriali e terreni inutilizzati trasformandoli in un'importante risorsa per tutta la comunità, indirizzando i membri della comunità verso un efficientamento degli usi finali, prediligendo device alimentati con energia elettrica a quelli alimentati da combustibili fossili ed educando la collettività in materia energia ed ambiente, portandola ad avere un comportamento in linea con i principi di sviluppo sostenibile alla base della Direttiva UE che introduce la condivisione dell'energia.

## 2. Produttori e consumatori di energia elettrica

Nell' seguente capitolo saranno definiti i profili di produzione e di consumo di energia elettrica considerati nelle analisi svolte nel capitolo successivo.

I membri analizzati sono tre utenti industriali - delle quali sono noti i principali dati riferiti all'energia elettrica, consumata e prodotta dai propri impianti fotovoltaici - e gli utenti residenziali, dei quali saranno determinati i valori di fabbisogno di energia elettrica.

### 2.1 Caratteristiche utenti industriali

Nel seguente sotto capitolo saranno descritte, dal punto di vista energetico, tre aziende di settori differenti, le quali hanno espresso volontà di partecipare ad una comunità energetica rinnovabile. Queste, disponendo di impianti fotovoltaici, saranno analizzate sia come Consumer sia come Prosumer nei differenti scenari analizzati nel capitolo 4, in modo da analizzare in maniera completa i vantaggi e le limitazioni per tale categoria di utente inserito in una CER.

#### 2.1.1 Caratteristiche impianti FER

Come sopraccennato, ogni azienda ha a disposizione un impianto fotovoltaico che produce in alcuni momenti dell'anno un quantitativo di energia elettrica che non viene sfruttato per l'autoconsumo. Gli impianti sono di fatto differenti tra loro e non si dispone di uno storico dell'energia prodotta ogni ora da questi, quindi, per poter uniformare i dati, è stata effettuata una simulazione all'interno del software Polysun, utilizzando le stesse caratteristiche costruttive e geografiche.

#### ***Descrizione delle caratteristiche tecniche***

Gli impianti fotovoltaici di proprietà delle tre aziende (A, B e C) sono localizzati a Biella ad una latitudine di circa 45,55° Nord, una longitudine di circa 8,03° Est ed un'altitudine di 378 m

s.l.m.; gli impianti sono considerati come nuove installazioni, ovvero entrati in funzione dopo il 1° marzo 2020, data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge 162/19.

### Moduli fotovoltaici

L'impianto soddisfa i requisiti di installazione richiesti nell'ambito industriale ed è composto da moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di colore completamente nero, con le seguenti caratteristiche:

- Potenza massima di picco: 507 Wp;
- Tensione alla potenza nominale ( $V_{mp}$ ): 41,5 V;
- Corrente alla potenza nominale ( $I_{mp}$ ): 12,22 A;
- Tensione di circuito aperto ( $V_{oc}$ ): 49,3 V;
- Corrente di corto circuito ( $I_{sc}$ ): 13,20 A;
- Dimensioni indicative: 2064 (h) x 1024 (b) x 40 (p) mm;
- Rendimento del modulo fotovoltaico: 24,0 %.

Tutte le grandezze sopra indicate sono state valutate alle condizioni standard quali:

- Air mass 1,5;
- Irraggiamento: 1000 W/m<sup>2</sup>;
- Temperatura della cella pari a 25°C.

Il costruttore dei moduli è LG Electronics ed il modello è LG 390 N2T-30%, riportato in Figura 30.



*Figura 30 - Foto pannello LG 390 N2T-30% da catalogo*

L'impianto relativo all'azienda A sarà costituito da n. 1154 moduli per una potenza nominale pari a circa 585 kWp, quello dell'azienda B sarà costituito da n. 1197 moduli per una potenza nominale pari a circa 607 kWp e quello dell'azienda C sarà costituito da n. 284 moduli per una potenza nominale pari a circa 144 kWp, tutti inferiori alla taglia limite di 1 MW, valore il quale corrisponde alla massima potenza che ogni impianto alimentato da fonti rinnovabili facente parte di una CER è autorizzato ad avere.

### Inverter

L'inverter installato è il modello PVI750-3/500 del costruttore Fuji Electric, aventi le caratteristiche riportate nella Figura 31, estrapolata dal manuale redatto dal costruttore.

### ■ PCS (DC 750 V) specifications (Outdoor self-standing type)

|                                     |                                                 |                                                                  |                                                                              |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| Item                                | Series name                                     | PV1750-3/750                                                     | Remarks                                                                      |
|                                     | Rated output                                    | 750kW                                                            |                                                                              |
|                                     | Insulation system                               | Transformerless system                                           |                                                                              |
|                                     | DC input voltage range                          | 750 V                                                            |                                                                              |
| Electric specifications (DC input)  | DC input voltage (MPPT range)                   | 320 V to 750 V                                                   |                                                                              |
|                                     | Number of DC input branches                     | 4                                                                | 16 branches (Option)                                                         |
|                                     | Rated output capacity                           | 750 kW                                                           |                                                                              |
| Electric specifications (AC output) | Rated output voltage                            | 200 V -10 % to +12 %                                             |                                                                              |
|                                     | Rated frequency                                 | 50/60 Hz ±5 %                                                    |                                                                              |
|                                     | Number of output phases                         | Three-phase, three-wire; isolated neutral system supported.      |                                                                              |
|                                     | Rated output current                            | 2165 A                                                           |                                                                              |
|                                     | Output power factor                             | >0.99(at rated output)                                           | Individual operation Q output excluded (when output is 1/8 of rated output). |
|                                     | Output current distortion factor (total)        | <5 % (at rated output)                                           |                                                                              |
|                                     | Output current distortion factor (each)         | <3 % (at rated output)                                           |                                                                              |
|                                     | Equipment highest efficiency                    | 97.8 %                                                           |                                                                              |
|                                     | Equipment efficiency (Euro efficiency)          | 97.4 %                                                           |                                                                              |
|                                     | Overload capacity                               | 100 % continuous                                                 |                                                                              |
|                                     | Noise                                           | 85 dB                                                            |                                                                              |
|                                     | System protection                               | OV, UV, OF, UF                                                   |                                                                              |
|                                     | Individual operation detection system (passive) | Detection of voltage phase jump                                  |                                                                              |
| System interconnection              | Individual operation detection system (active)  | Reactive power variation system                                  |                                                                              |
|                                     | Voltage rise suppression function               | Reactive current compensation, active current output suppression |                                                                              |
|                                     | FRT                                             | JEAC9701-2010 (conforms to supplementary version of 2011)        | Based on the country's grid code                                             |
|                                     |                                                 |                                                                  |                                                                              |
| Panel structure                     | Installation system                             | Outdoor self-standing type                                       | Measures against salt damage are optional.                                   |
|                                     | Applicable IP                                   | IP54                                                             |                                                                              |
|                                     | System type                                     | Substation system                                                | Integrated step-up transformer and switchgear                                |
|                                     | Cable lead-in                                   | Lower part                                                       |                                                                              |
|                                     | Cooling system                                  | Forced-air cooling                                               |                                                                              |
| Dimensions                          | PCS single unit (W × D × H)                     | 3600×2130×2830 mm                                                |                                                                              |
|                                     | Substation (W × D × H)                          | 6150×2400×2830 mm                                                |                                                                              |
| Mass                                | PCS single unit                                 | About 7000 kg                                                    |                                                                              |
|                                     | Substation                                      | About 12500 kg                                                   |                                                                              |
| Environmental conditions            | Storage temperature                             | -20 °C to +50 °C                                                 |                                                                              |
|                                     | Operating temperature                           | -10 °C to +40 °C                                                 | High-temperature option available for +50 °C.                                |
|                                     | Relative humidity                               | 15 to 95 %                                                       | Non-condensing                                                               |
|                                     | Altitude                                        | 2000 m or less                                                   |                                                                              |
| Relevant standard                   |                                                 | JIS, JEM, JEC                                                    |                                                                              |
| Communication system                |                                                 | RS-485/MOD BUS/TCP                                               |                                                                              |

### ■ Switchgear and step-up transformer (750kW) specifications

|                                                |                               |                                       |                                                |
|------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------------------|
| Item                                           | Rated output                  | 750 kW                                | Remarks                                        |
| Electric specifications of switchgear          | Power supply voltage          | 6.6 kV                                |                                                |
|                                                | Power supply frequency        | 50/60 Hz                              |                                                |
|                                                | Number of power supply phases | Three-phase, three-wire               |                                                |
|                                                | Rated current                 | 200 A                                 |                                                |
|                                                | Breaking capacity             | 12.5 kA                               | Values other than the left value are optional. |
| Electric specifications of step-up transformer | Capacity                      | 750 kVA                               |                                                |
|                                                | Number of phases              | Three-phase                           |                                                |
|                                                | Frequency                     | 50/60 Hz                              |                                                |
|                                                | Cooling system                | Oil-immersed self-cooling             |                                                |
|                                                | Connection system             | Δ—Δ                                   |                                                |
|                                                | Others                        | Contact prevention plate is provided. |                                                |

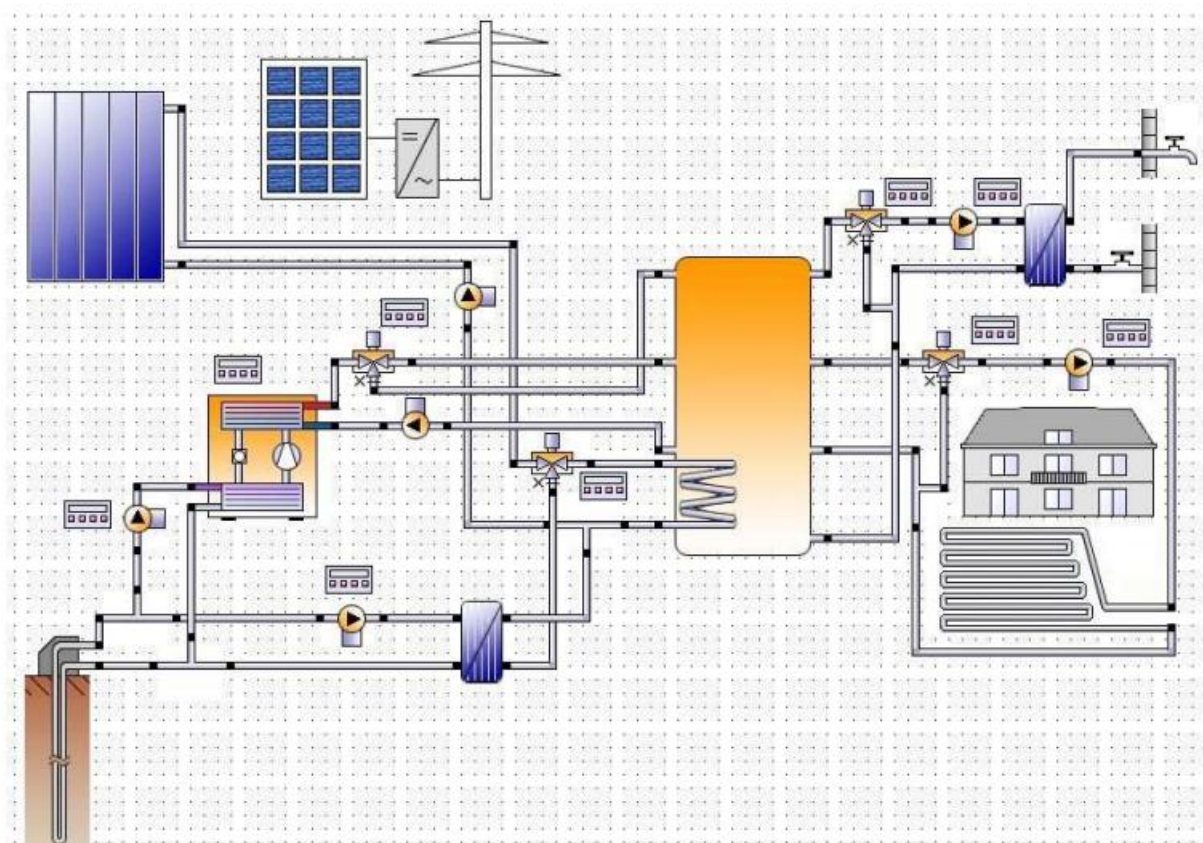
Figura 31 - Dati tecnici dell'inverter PV1750-3/500

Il modello installato possiede un'architettura modulare per potenze più elevate di quella nominale. I moduli, organizzati in stringhe, sono stati collegati ad ogni inverter gravando in maniera equa su ognuno di essi in termini di potenza.

L'impianto è installato sulle coperture degli edifici delle aziende su apposite strutture fisse realizzate in acciaio INOX, le quali conferiscono ai moduli un angolo di inclinazione di 0° e un angolo di azimut di 30°

### 2.1.2 Software Polysun

Polysun è un software sviluppato al Solar Energy Institute SPF in Svizzera, utile per simulare sistemi energetici per edifici singoli o aggregati. All'interno del software è possibile simulare impianti energetici che spaziano da impianti solari termici e fotovoltaici a impianti geotermici e a pompa di calore o combinazione di essi. Dispone di un'interfaccia user friendly (Figura 32) in modo da rendere pratica la progettazione di sistemi talvolta complessi. [ 32 ]



*Figura 32 - Interfaccia semplificativa di un sistema complesso*

Polysun, inoltre, è completo di cataloghi con una grande scelta componenti, già completi di caratteristiche e proprietà indispensabili per la progettazione di impianti idraulici ed elettrici. La simulazione dell'impianto che si desidera progettare è veloce e restituisce una vasta gamma di parametri relativi alla producibilità e ai consumi termici ed elettrici ed elaborati di essi sottoforma di report. I risultati sono facilmente esportabili e con un livello di dettaglio di un progetto esecutivo di un impianto da realizzare o confrontabili ai dati raccolti da sensori posti su un impianto esistente.

All'interno del software è possibile scegliere tra i molteplici file climatici, estrapolati dalle librerie presenti o ricavati in tempo reale dal servizio web Meteonorm; è altresì possibile



inserire nella simulazione utenze di consumo residenziali, scegliendole tra quelle esistenti oppure caricando dei profili di consumo orari noti.

### 2.1.3 Simulazione degli impianti di produzione FV

Nel seguente capitolo verranno descritti i principali step che sono stati effettuati per simulare gli impianti descritti nel capitolo 3.3.1 con il software Polysun descritto nel capitolo 3.3.2. Per simulare i tre impianti presenti nella comunità energetica rinnovabile, è stato utilizzato lo stesso file meteo relativo alla città di Biella. I dati utilizzati sono stati ricavati dall'applicativo web Meteonorm integrato in Polysun, il quale offre accesso alla banca dati del Global Energy Balance Archive Data (GEBA), un database centrale per i flussi di energia misurati strumentalmente in stazioni distribuite in tutto il mondo, gestito dall'Istituto per le Scienze Climatiche e Atmosferiche del Politecnico di Zurigo. Il database delle stazioni al suolo viene ampliato con i dati di cinque satelliti geostazionari per colmare le lacune nelle aree in cui non sono disponibili stazioni meteorologiche, soddisfacendo i criteri di qualità dell'Organizzazione meteorologica mondiale WMO e superando i controlli effettuati da Meteotest. [ 33 ]

Di seguito sono stati descritti i principali passaggi della modellazione di uno dei tre impianti simulati, la procedura è la medesima per ognuno degli impianti considerati nelle analisi di seguito effettuate.

Inizialmente è stata definita l'ubicazione dell'impianto, geolocalizzandolo mediante la cartina presente sul Software; le coordinate del luogo individuato sono state automaticamente inserite nelle apposite caselle. I dati meteo relativi alla località sono stati automaticamente acquisiti da Polysun dal servizio web di Meteonorm.



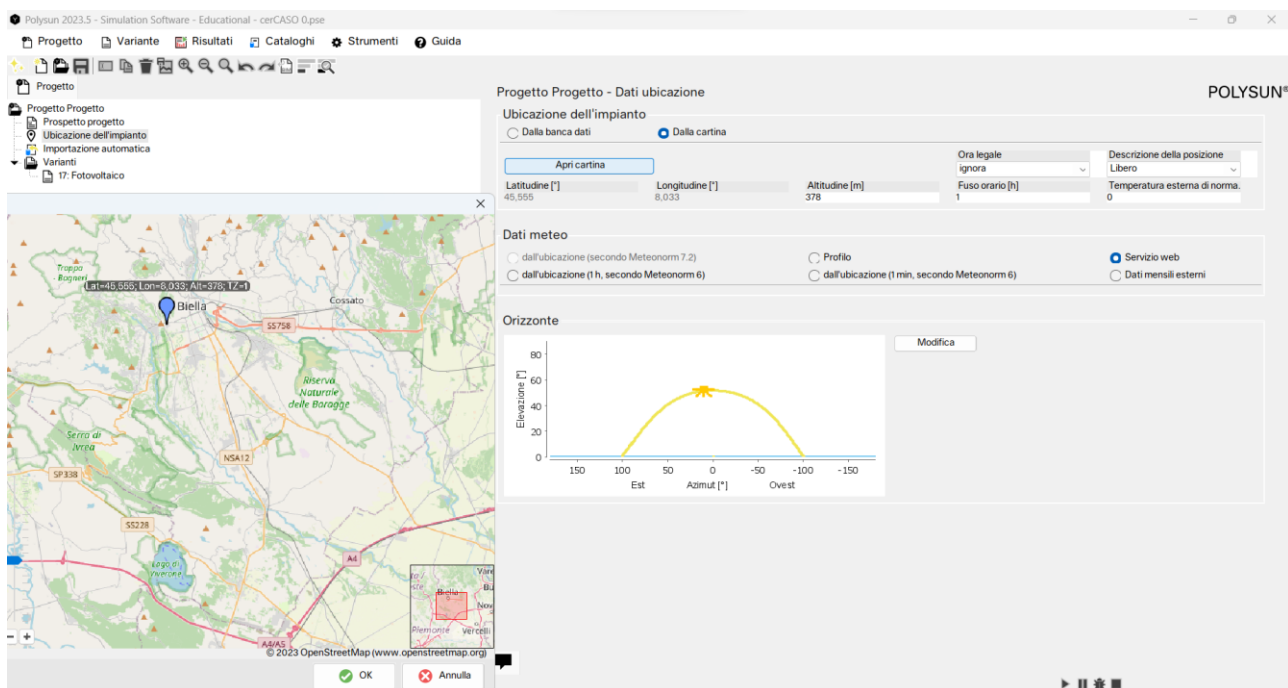


Figura 33 - Modellazione di Impianto fotovoltaico in Polysun: ubicazione dell'impianto

Sono state successivamente effettuate le scelte relative alle caratteristiche dei moduli fotovoltaici, degli inverter, dei cavi e dei collegamenti alla rete elettrica come descritto nel capitolo 3.2.1, in Figura 34 è stato riportato il dettaglio relativo alla scelta dei moduli e le principali caratteristiche del campo fotovoltaico.

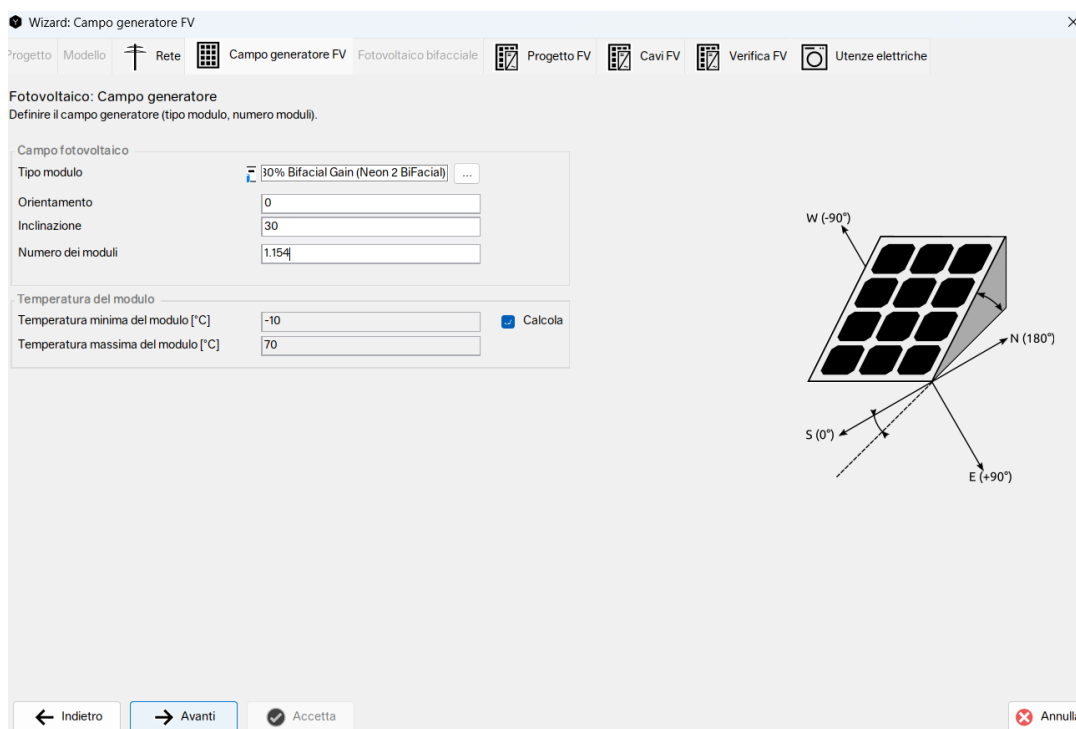


Figura 34 - Dettaglio scelta del modulo fotovoltaico

La simulazione con Polysun restituisce i risultati orari della produzione fotovoltaica in kWh, i dati possono essere esportati ed utilizzati come input per nuove analisi. L'impianto relativo all'azienda 1, con una potenza installata di 585 kWp, produce 853238,62 kWh di energia elettrica in un anno solare di funzionamento, l'andamento della produzione è riportato in Figura 35 e in Figura 36.

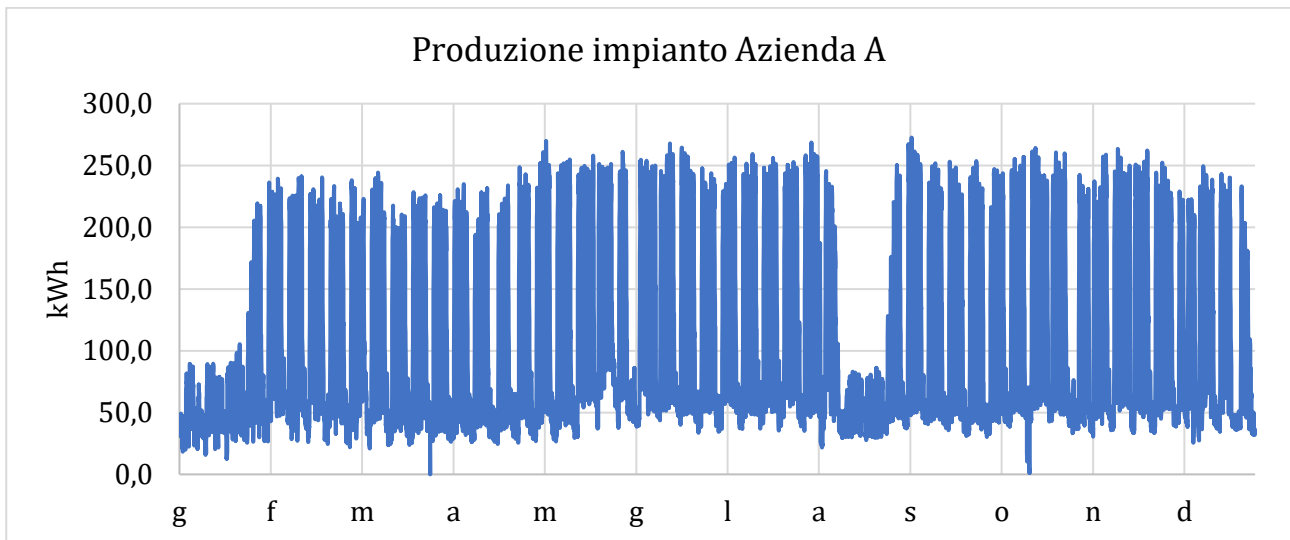


Figura 35 - Profilo di produzione di energia elettrica impianto azienda 1

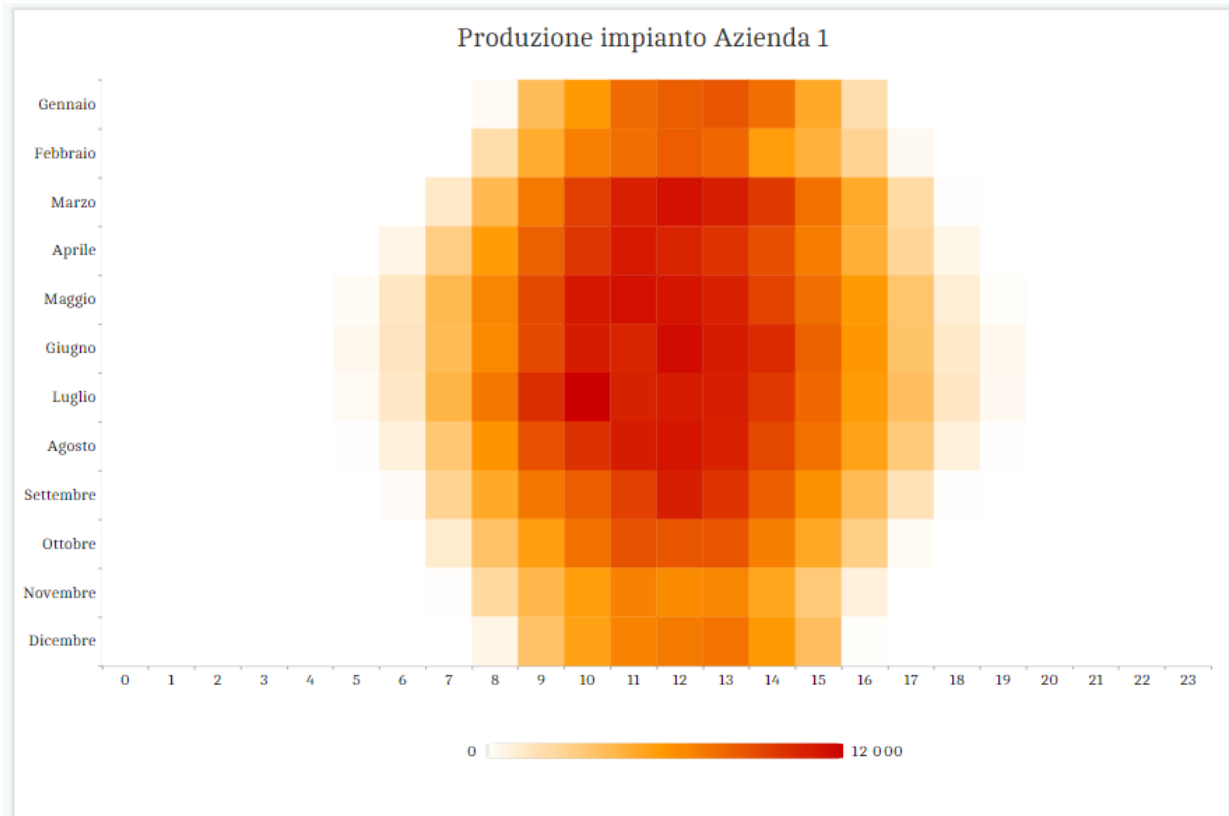


Figura 36 - Carpet plot della produzione dell'impianto fotovoltaico azienda 1

L'impianto relativo all'azienda 2, con una potenza installata di 607 kWp, produce 885326,22 kWh di energia elettrica in un anno solare di funzionamento, l'andamento della produzione è riportato in Figura 37 e in Figura 38.

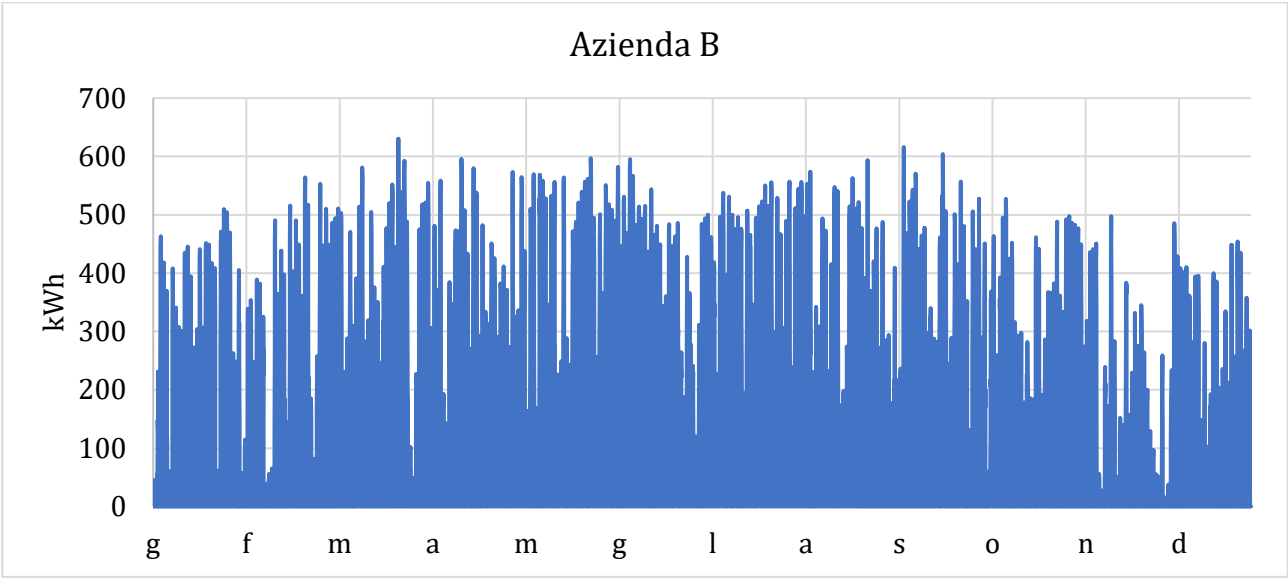


Figura 37 - Profilo di produzione di energia elettrica impianto azienda 2

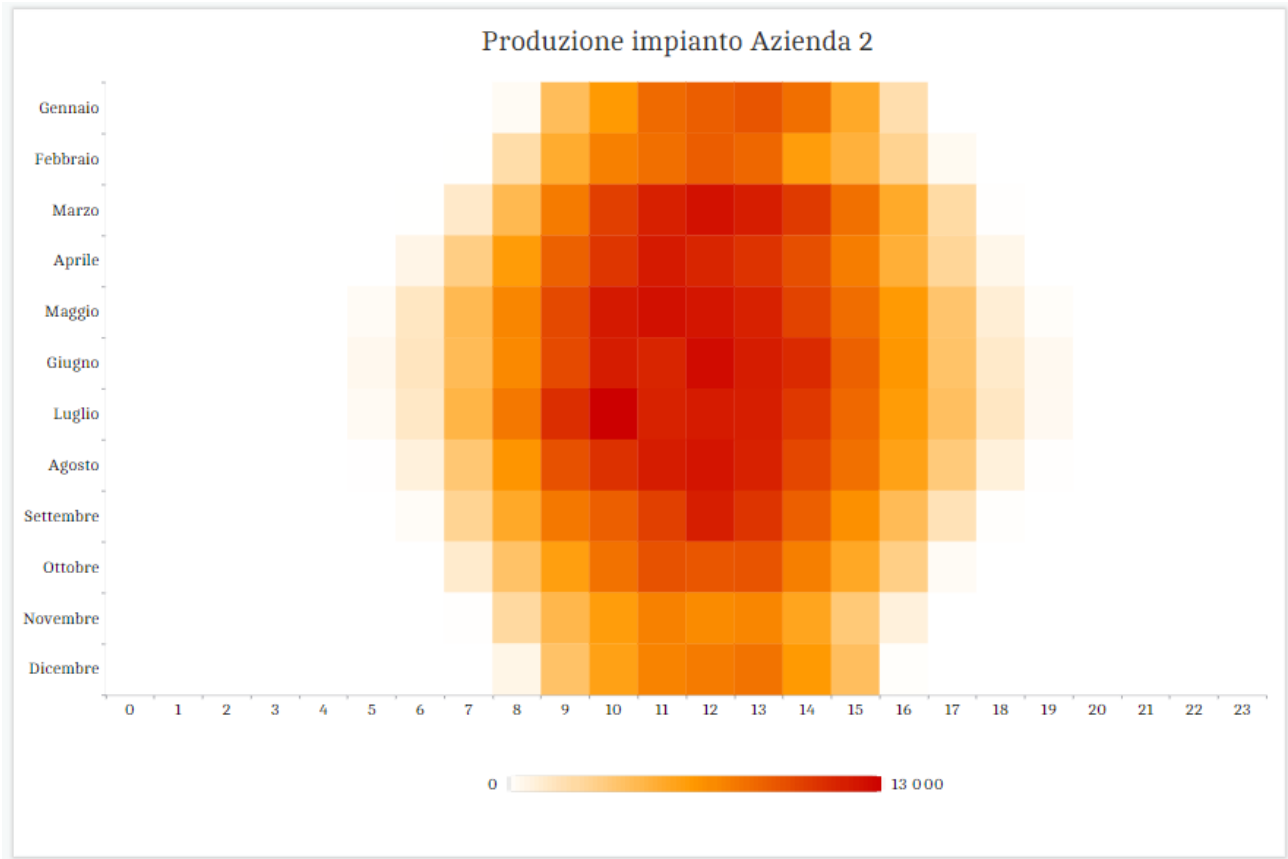


Figura 38- Carpet plot della produzione dell'impianto fotovoltaico azienda 2

L'impianto relativo all'azienda 3, con una potenza installata di 144 kWp, produce 210027,97 kWh di energia elettrica in un anno solare di funzionamento, l'andamento della produzione è riportato in Figura 39 e in Figura 40.

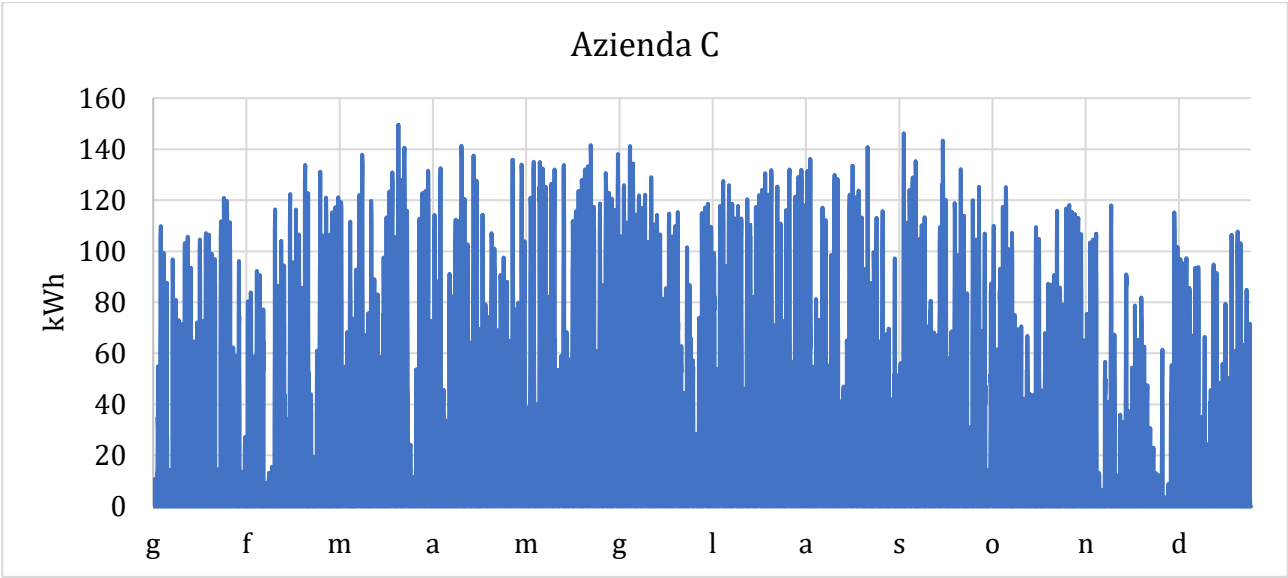


Figura 39- Profilo di produzione di energia elettrica impianto azienda 3

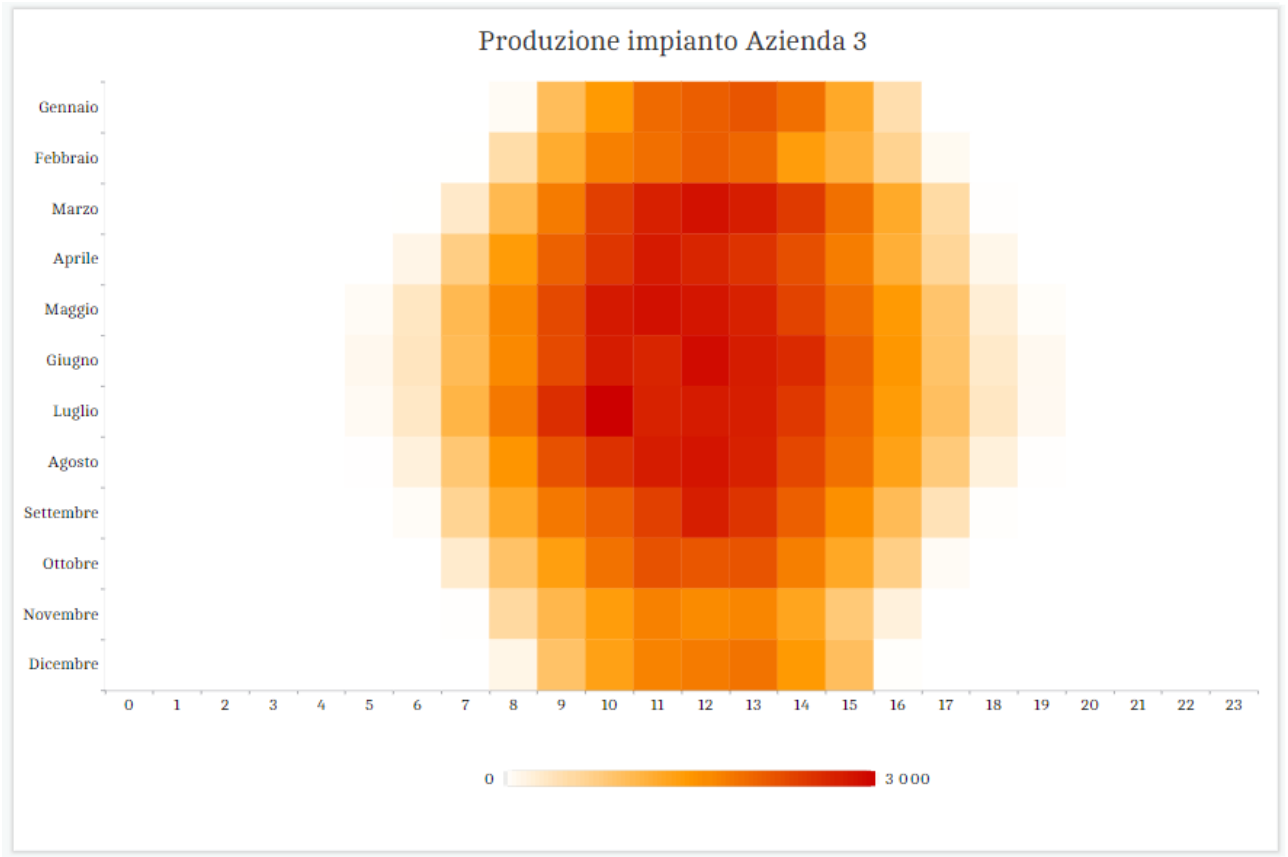


Figura 40- Carpet plot della produzione dell'impianto fotovoltaico azienda 3

Dall'asse verticale dei grafici a linee e dalla legenda cromatica del carpet plot si nota che gli impianti, seppur avendo andamento simile a causa della posizione nella stessa località geografica, si nota che hanno intensità differente a causa della diversa taglia tra gli impianti fotovoltaici.

#### 2.1.4 Profili di consumo prosumer

Si procede quindi ad analizzare la domanda di energia elettrica delle tre aziende, questi sono noti grazie a sistemi di monitoraggio energetico installati all'interno delle aziende. Le bollette dell'energia elettrica non sarebbero sufficienti per determinare i consumi a causa della necessità di avere dati con campionamento orario in modo da poter effettuare bilanci energetici come previsto dal regime regolatorio virtuale, in questo caso quindi, secondo quanto previsto dal D.lgs. 102/2014, le aziende sono provviste da un sistema di monitoraggio dei vettori energetici. I profili di consumo sono riportati di seguito sia all'interno di grafici a linee sia in carpet plot.

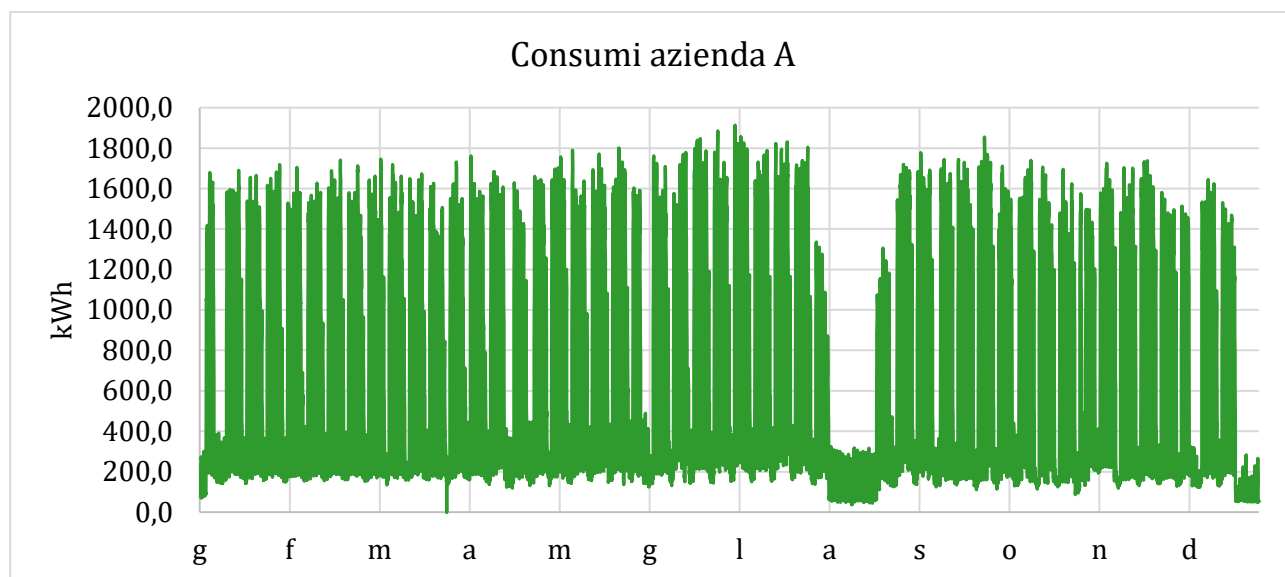


Figura 41 - Profilo di consumo elettrico azienda A

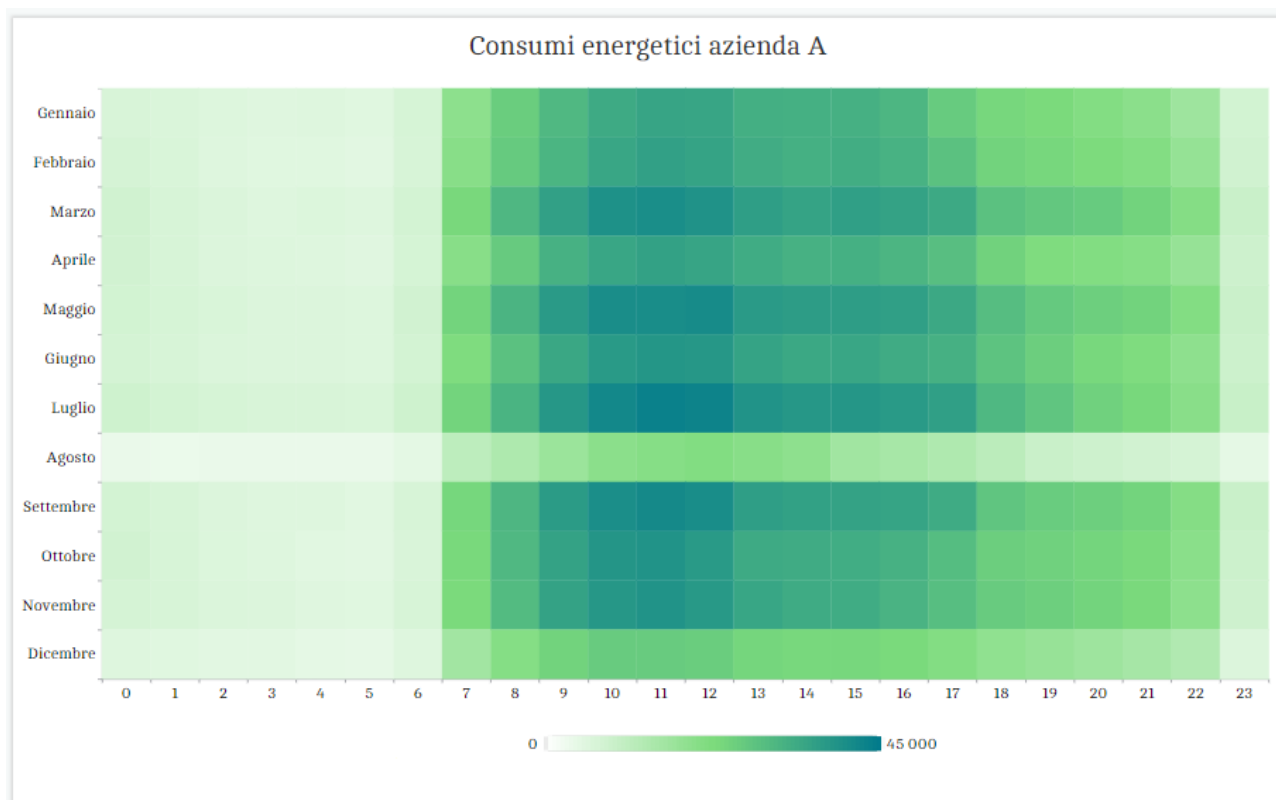


Figura 42 - Carpet plot consumi energia elettrica azienda A

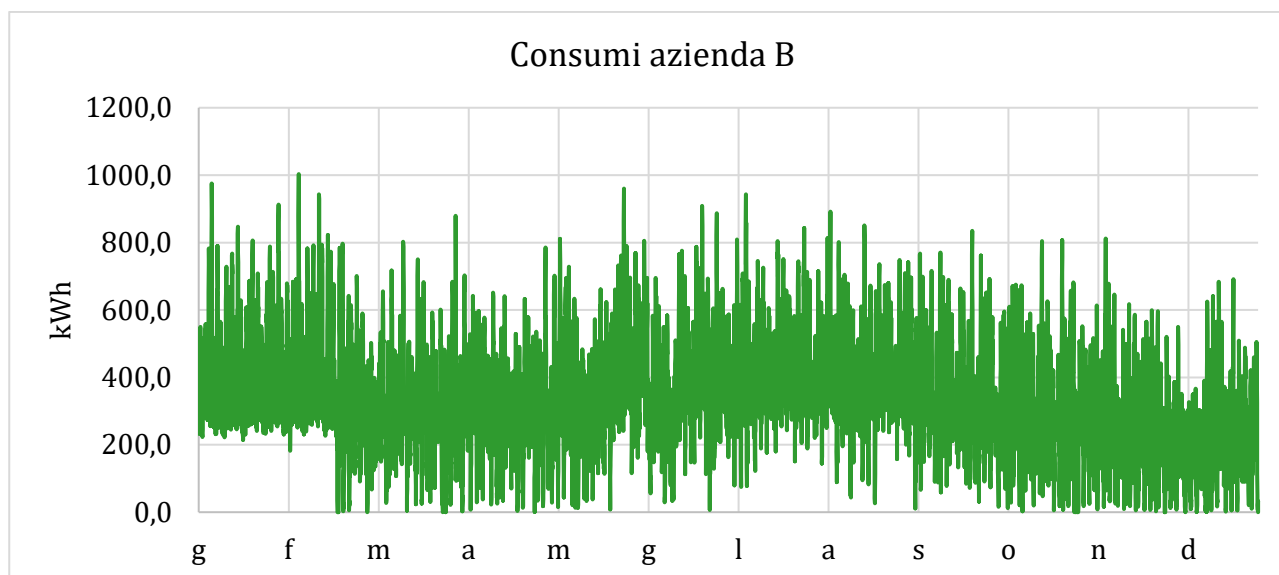


Figura 43- Profilo di consumo elettrico azienda B

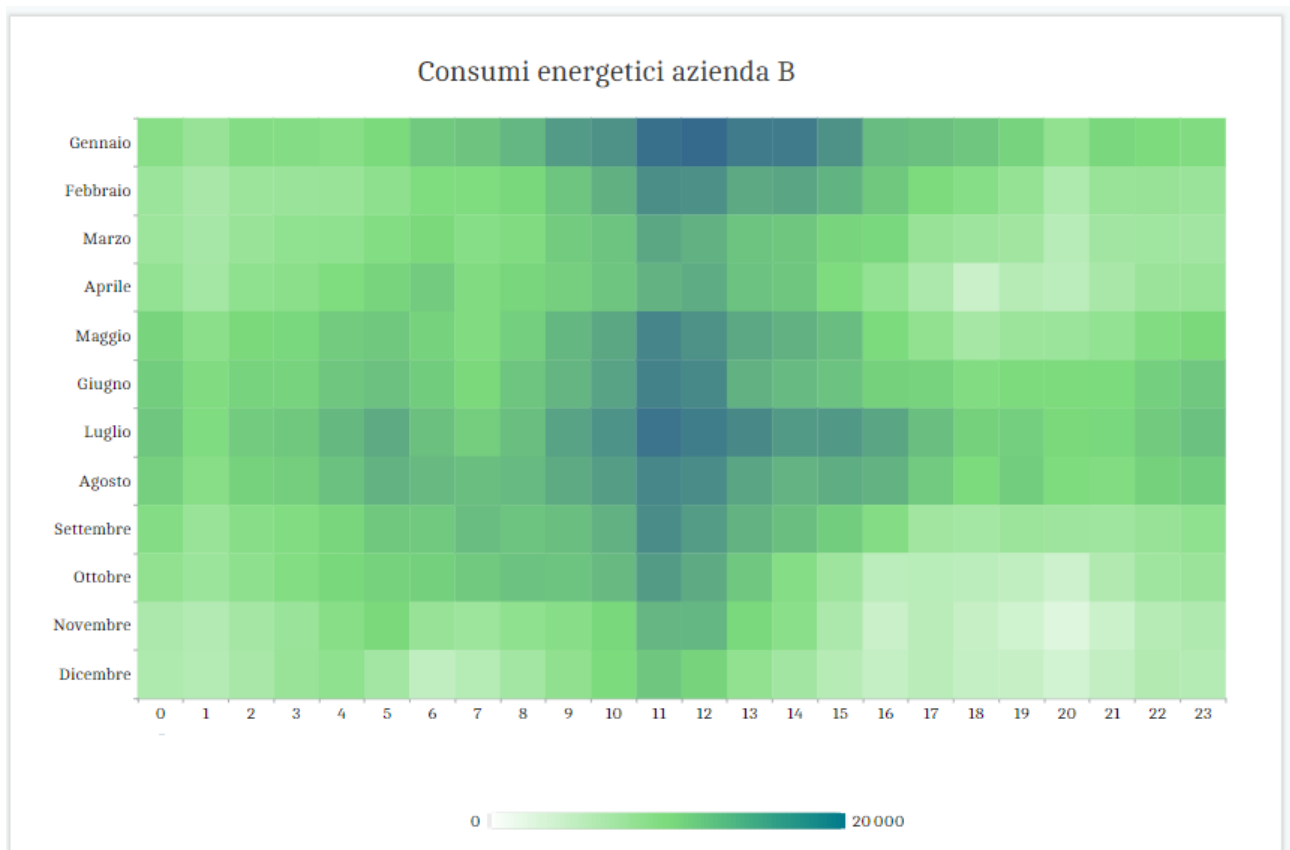


Figura 44 - Carpet plot consumi energia elettrica azienda B

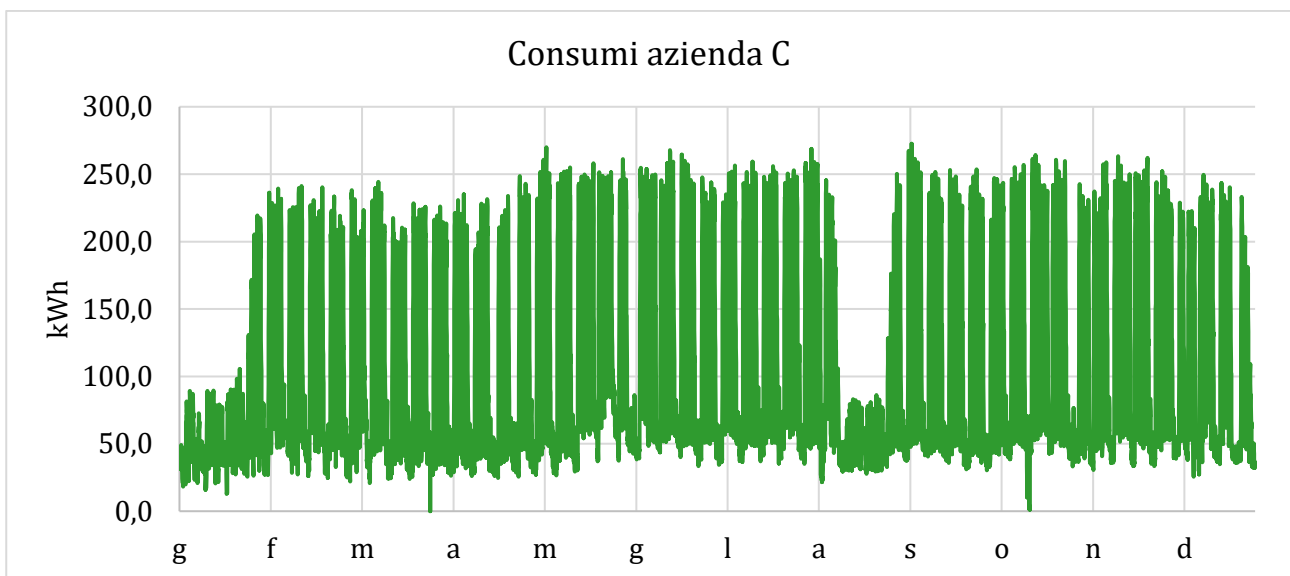


Figura 45- Profilo di consumo elettrico azienda C

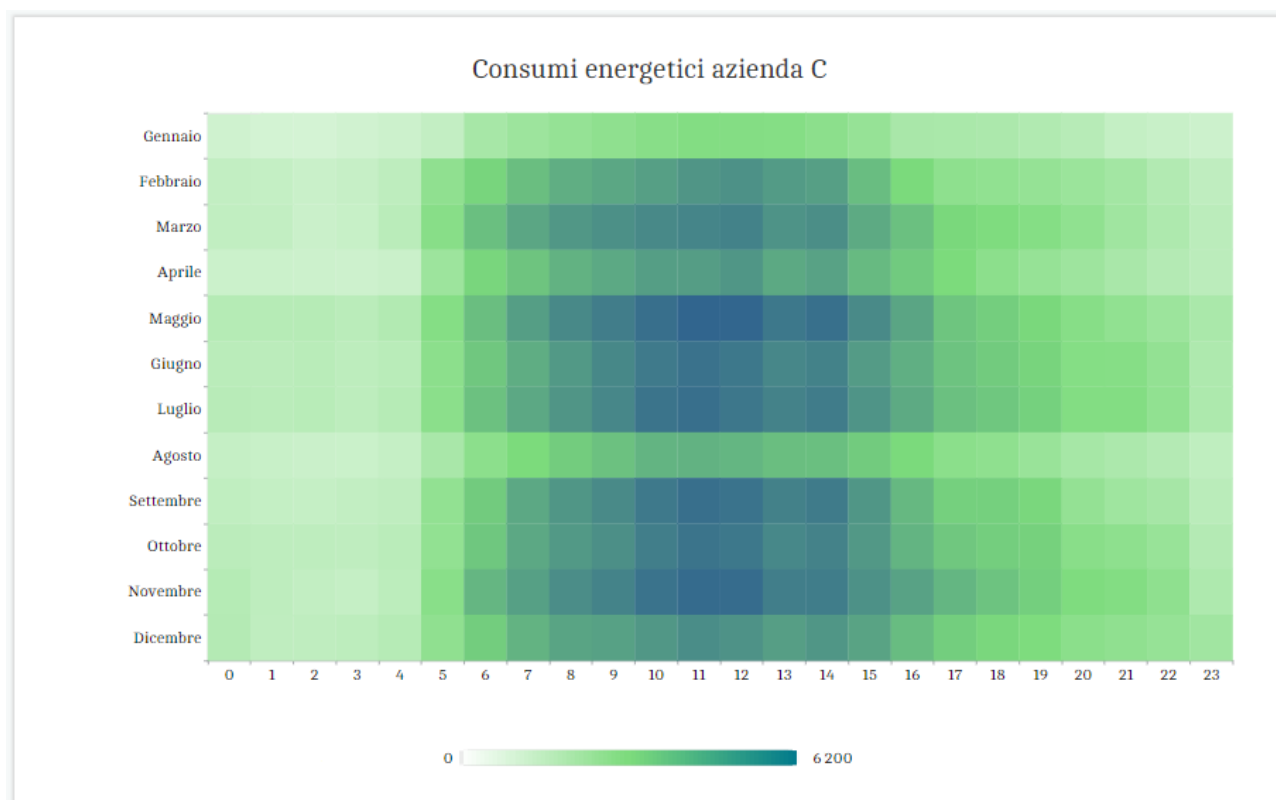


Figura 46 - Carpet plot consumi energia elettrica azienda C

Dall'asse verticale dei grafici a linee e dalla legenda cromatica del carpet plot si nota che le tre aziende hanno consumi differenti sia in intensità sia nella distribuzione durante le giornate lavorative e nel corso dei mesi dell'anno. L'azienda A è caratterizzata da consumi energetici annui pari a 6 061, 336 MWh di energia elettrica, l'azienda B da 2 949,200 MWh e l'azienda C da 936,697 MWh.

Tali consumi sono in parte soddisfatti dagli impianti fotovoltaici descritti in precedenza, la quantità di energia prelevata dalla rete sarà determinata nel Capitolo 4, nel momento in cui sarà svolta l'analisi della configurazione ottimale che possa accoppiare, ora per ora, l'eccedenza della produzione degli impianti aziendali con i fabbisogni di utenze di consumo.

## 2.2 Utenze di consumo residenziali

La comunità energetica rinnovabile che rappresenta il caso studio, è situata, come descritto in precedenza, nella città di Biella. L'energia elettrica fotovoltaica prodotta all'interno della CER, viene utilizzata in primis per soddisfare il fabbisogno dei prosumer, ovvero di coloro i quali



posseggono gli impianti di generazione a fonte rinnovabile. Il surplus di elettrico, ovvero la differenza tra l'energia prodotta e quella autoconsumata dai prosumer, si intende consumarlo nel perimetro della stessa cabina primaria alla quale la CER è situata, indagando nei capitoli successivi su una configurazione che possa essere bilanciata e sostenibile. Nel seguente sotto capitolo ci si propone di individuare, a seguito di un'analisi del luogo, i consumer in grado di beneficiare del surplus energetico.

### 2.2.1 Load Profile Generator

Il tool è in grado di fornire un profilo di carico nel quale, ad ogni intervallo di tempo è associato un valore di energia consumata. All'interno dei risultati, sono presenti diversi profili, per esempio associati a diversi vettori energetici come ad esempio energia elettrica, gas, domanda di calore, i quali corrispondono alle variabili definite in fase di modellazione del profilo di carico residenziale. Lo sviluppatore di Load Profile Generator (LPG), Noah Pflugradt, spiega [ 34 ] che il tool utilizza un modello basato su agenti (ABM) desire-driven per modellare il comportamento residenziale nel dettaglio. Un modello basato su agenti (ABM) consente di studiare i possibili comportamenti di un sistema complesso dinamico, si tratta di un modello computazionale per simulare le azioni e le interazioni di agenti autonomi (entità sia individuali che collettive come organizzazioni o gruppi) al fine di comprendere il comportamento di un sistema e cosa ne governa i risultati. È una metodologia che combina elementi di teoria dei giochi, sistemi complessi, emergenza, neurologia comportamentale, sociologia computazionale, sistemi multi-agente e programmazione evolutiva. Ci sono vari metodi che sono utilizzati per comprendere la stocasticità di questi modelli, nel caso di LPG è basato sulle azioni gli individui compiono nella propria abitazione, definiti desire (da qui la dicitura desire-driven agent model). In Figura 47 sono riportati alcuni esempi di Desire presenti di default nel tool.

#### ▲ Desires

- Child Care / Change Toddler Diapers
- Child Care / Play with toddler
- Child Care / Toddler Bath
- Cleaning / Bathroom
- Cleaning / Clean Windows
- Cleaning / Dishwashing
- Cleaning / Dishwashing by Hand
- Cleaning / Dusting
- Cleaning / Floor Sweeping
- Cleaning / Iron Clothes
- Cleaning / Vacuum with Robot
- Cleaning / Vacuuming
- Exercise / Cross Trainer
- Exercise / Fitness Studio Visit
- Exercise / Fresh air grab (spend time outside)
- Exercise / Running
- Exercise / Sauna
- Exercise / Swimming
- Exercise / Treadmill Exercise
- Exercise / Walking
- Exercise / Wii
- Food (maid) / Cooking
- Food / Breakfast
- Food / Breakfast, small, interrupting, no alarm
- Food / Brunching
- Food / Christmas Cooking
- Food / Coffee
- Food / Cooking Food with Rice
- Food / Cooking for the Family
- Food / Cooking Lunch Every day
- Food / Cooking Pasta
- Food / Cooking together (all times)
- Food / Cooking together (evenings)
- Food / Cooking with Deep Frying and Eating
- Food / Cooking with Immersion Blender
- Food / Cooking with Induction Plate

*Figura 47 - Esempio di Desires in LPG*

L'obiettivo della modellazione basata su agenti è cercare una comprensione esplicativa del comportamento collettivo degli agenti che obbediscono a regole semplici o euristiche; si tratta di un comportamento comune nei sistemi naturali, piuttosto che quelli tipici della progettazione ingegneristica per risolvere specifici problemi pratici o tecnici come in digital twin per la simulazione del comportamento di un macchinario o in questo caso il comportamento di un gruppo di individui nella propria simulazione. Infatti, i modelli basati su agenti sono in una simulazione delle operazioni e le interazioni simultanee di più agenti nel tentativo di ricreare e prevedere fenomeni complessi.

Gli ABM adottano un approccio "dal basso verso l'alto" e sono in grado di gestire sistemi estremamente complessi e instabili, caratterizzati da cambiamenti proporzionalmente piccoli ma non lineari. Più in generale i modelli ABM sono uno strumento fondamentale per comprendere il comportamento emergente di un aggregato di persone di fronte ad un insieme di norme e regole che ne devono guidare il comportamento collettivo oltre che individuale.

I profili ottenuti possono essere riferiti al consumo globale oppure specifici, ad esempio possono essere riferiti ad uno specifico vettore energetico, ad un occupante dell'abitazione o anche ad uno specifico sistema presente, ogni profilo ottenuto può avere una risoluzione temporale minima di un minuto ed ogni output tiene conto delle variabili di input assegnate quali, ad esempio, dati meteo, informazioni sulla località (incluse le festività) e sulle vacanze degli occupanti. LPG contiene al suo interno sessanta modelli di famiglie predefinite, validate per la Germania, totalmente personalizzabili. Vi è, inoltre, la possibilità di creare nuovi modelli utilizzando le variabili presenti di default, scegliendo, ad esempio tra 400 azioni che ogni individuo può compiere (definite Traits), oppure crearne di nuove. LPG è integrabile con altri software quali TRNSYS, Polysun ed EnergyPlus.

Il modello desire-driven crea dei legami tra il componente del nucleo familiare con le attività che questo compie associando luoghi e dispositivi, come mostrato nella schematizzazione dell'algoritmo in Figura 48.

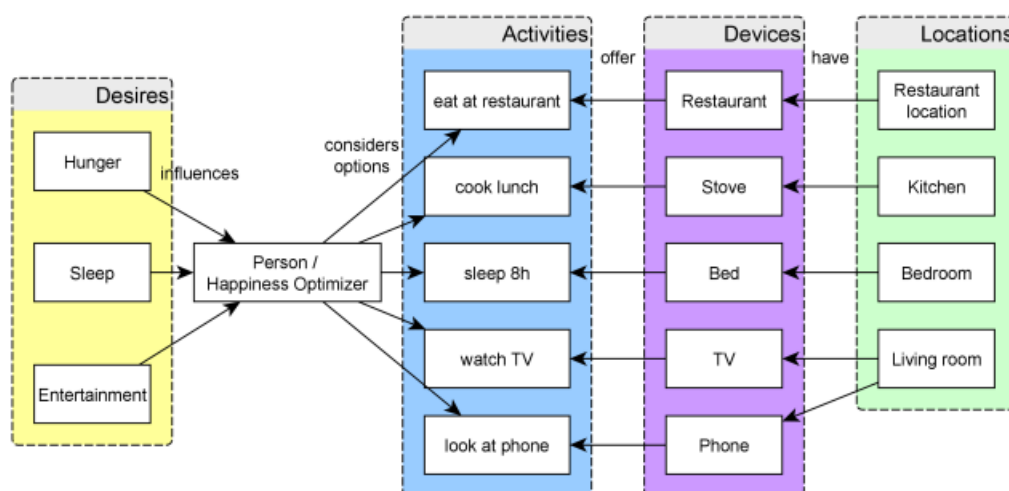


Figura 48 - Algoritmo alla base di LPG

A partire dalle informazioni relative alle attività ed integrando quelle relative all'edificio, ai giorni festivi, alle vacanze ed altre variabili esogene, Load Profile Generator restituisce report sommari e risultati relativi al profilo di consumo del nucleo familiare.

## 2.2.2 Consumi di un profilo tipologico medio residenziale

La comunità energetica in analisi, è situata nell'area residenziale della città di Biella, pertanto i consumer target che si intendono annettere sono gli utenti residenziali limitrofi.

Per determinare il fabbisogno orario dei consumer si è proceduto metodicamente determinando inizialmente il fabbisogno di un profilo orario tipologico di una singola utenza residenziale, quest'ultimo è stato determinato come descritto di seguito.

### 2.2.2.1 Letteratura alla base

La caratteristica principale sulla quale sono state basate le ipotesi è stata la geolocalizzazione, ovvero il Piemonte ed in particolare la provincia di Biella (in base alla disponibilità dei dati). Noto ciò, sono state individuate una serie di variabili proprie della provincia di Biella, sulle quali è stata basata la procedura adottata per costruire molteplici profili di consumo di utenze residenziali, modellati in modo che siano quanto più rappresentativi e realistici possibile.

| ANNI<br>REGIONI              | Famiglie<br>(valori assoluti<br>in migliaia) | Composizioni percentuali |                   |                   |                       |                            | Totale       |
|------------------------------|----------------------------------------------|--------------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|----------------------------|--------------|
|                              |                                              | Un componente            | Due<br>componenti | Tre<br>componenti | Quattro<br>componenti | Cinque o più<br>componenti |              |
| 2016-2017                    | 25.494                                       | 31,9                     | 27,5              | 19,6              | 15,7                  | 5,3                        | 100,0        |
| 2017-2018                    | 25.716                                       | 33,0                     | 27,1              | 19,5              | 15,1                  | 5,3                        | 100,0        |
| 2018-2019                    | 25.715                                       | 33,3                     | 27,1              | 19,3              | 15,1                  | 5,3                        | 100,0        |
| 2019-2020                    | 25.592                                       | 32,9                     | 27,7              | 19,0              | 15,3                  | 5,2                        | 100,0        |
| 2020-2021 - PER REGIONE      |                                              |                          |                   |                   |                       |                            |              |
| Piemonte                     | 1.975                                        | 38,3                     | 28,0              | 17,5              | 12,5                  | 3,8                        | 100,0        |
| Valle d'Aosta/Vallée d'Aoste | 59                                           | 42,3                     | 27,2              | 15,5              | 11,3                  | 3,8                        | 100,0        |
| Liguria                      | 744                                          | 41,8                     | 28,4              | 16,7              | 10,7                  | 2,4                        | 100,0        |
| Lombardia                    | 4.348                                        | 33,1                     | 30,2              | 17,0              | 14,8                  | 4,9                        | 100,0        |
| Trentino-Alto Adige/Südtirol | 454                                          | 34,5                     | 27,9              | 15,2              | 15,5                  | 6,8                        | 100,0        |
| Bolzano/Bozen                | 225                                          | 36,0                     | 26,6              | 14,8              | 15,3                  | 7,3                        | 100,0        |
| Trento                       | 229                                          | 32,9                     | 29,3              | 15,6              | 15,8                  | 6,4                        | 100,0        |
| Veneto                       | 2.025                                        | 28,9                     | 30,7              | 20,4              | 14,5                  | 5,6                        | 100,0        |
| Friuli-Venezia Giulia        | 541                                          | 35,4                     | 30,6              | 17,1              | 12,6                  | 4,3                        | 100,0        |
| Emilia-Romagna               | 1.937                                        | 32,4                     | 30,8              | 19,1              | 12,7                  | 4,9                        | 100,0        |
| Toscana                      | 1.645                                        | 35,7                     | 28,4              | 18,8              | 12,5                  | 4,6                        | 100,0        |
| Umbria                       | 376                                          | 34,1                     | 29,4              | 17,0              | 13,3                  | 6,2                        | 100,0        |
| Marche                       | 646                                          | 32,8                     | 28,2              | 18,8              | 15,3                  | 4,9                        | 100,0        |
| Lazio                        | 2.589                                        | 37,1                     | 25,3              | 18,9              | 14,4                  | 4,3                        | 100,0        |
| Abruzzo                      | 557                                          | 34,8                     | 24,8              | 20,1              | 15,6                  | 4,6                        | 100,0        |
| Molise                       | 126                                          | 30,9                     | 29,2              | 20,1              | 14,4                  | 5,3                        | 100,0        |
| Campania                     | 2.214                                        | 27,9                     | 23,5              | 20,2              | 20,7                  | 7,7                        | 100,0        |
| Puglia                       | 1.590                                        | 27,7                     | 26,7              | 21,3              | 17,9                  | 6,5                        | 100,0        |
| Basilicata                   | 241                                          | 36,5                     | 25,5              | 17,3              | 16,0                  | 4,6                        | 100,0        |
| Calabria                     | 811                                          | 34,9                     | 23,3              | 18,9              | 18,4                  | 4,5                        | 100,0        |
| Sicilia                      | 1.998                                        | 29,8                     | 25,3              | 21,0              | 18,2                  | 5,7                        | 100,0        |
| Sardegna                     | 718                                          | 35,2                     | 26,4              | 21,1              | 13,7                  | 3,6                        | 100,0        |
| <b>Nord-ovest</b>            | <b>7.127</b>                                 | <b>35,5</b>              | <b>29,4</b>       | <b>17,0</b>       | <b>13,7</b>           | <b>4,3</b>                 | <b>100,0</b> |
| <b>Nord-est</b>              | <b>4.956</b>                                 | <b>31,5</b>              | <b>30,5</b>       | <b>19,1</b>       | <b>13,7</b>           | <b>5,3</b>                 | <b>100,0</b> |
| <b>Centro</b>                | <b>5.256</b>                                 | <b>35,9</b>              | <b>26,9</b>       | <b>18,7</b>       | <b>13,8</b>           | <b>4,6</b>                 | <b>100,0</b> |
| <b>Sud</b>                   | <b>5.538</b>                                 | <b>30,0</b>              | <b>24,7</b>       | <b>20,2</b>       | <b>18,7</b>           | <b>6,4</b>                 | <b>100,0</b> |
| <b>Isole</b>                 | <b>2.716</b>                                 | <b>31,2</b>              | <b>25,6</b>       | <b>21,0</b>       | <b>17,0</b>           | <b>5,1</b>                 | <b>100,0</b> |
| <b>ITALIA</b>                | <b>25.594</b>                                | <b>33,2</b>              | <b>27,7</b>       | <b>18,9</b>       | <b>15,2</b>           | <b>5,1</b>                 | <b>100,0</b> |

Figura 49 - Famiglie per numero di componenti e regione [ 35 ]

| ANNI<br>REGIONI              | Famiglie<br>(valori<br>assoluti in<br>migliaia) | Composizioni percentuali  |                   |                             |                     |                    |                    | Famiglie<br>con due o<br>più nuclei | Totale |
|------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------|-------------------|-----------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|-------------------------------------|--------|
|                              |                                                 | Famiglie senza nucleo (a) |                   | Famiglie con un solo nucleo |                     |                    |                    |                                     |        |
|                              |                                                 | Famiglie<br>unipersonali  | Altre<br>famiglie | Coppia<br>senza figli       | Coppia con<br>figli | Madre<br>con figli | Padre<br>con figli |                                     |        |
| 2015-2016                    | 25.494                                          | 31,9                      | 2,1               | 20,5                        | 34,0                | 8,2                | 1,8                | 1,5                                 | 100,0  |
| 2016-2017                    | 25.716                                          | 33,0                      | 2,2               | 20,1                        | 33,2                | 8,1                | 1,8                | 1,5                                 | 100,0  |
| 2017-2018                    | 25.715                                          | 33,3                      | 2,3               | 19,6                        | 33,0                | 8,2                | 2,0                | 1,5                                 | 100,0  |
| 2018-2019                    | 25.592                                          | 32,9                      | 2,4               | 19,8                        | 32,8                | 8,7                | 2,0                | 1,5                                 | 100,0  |
| 2020-2021 - PER REGIONE      |                                                 |                           |                   |                             |                     |                    |                    |                                     |        |
| Piemonte                     | 1.975                                           | 38,3                      | 1,8               | 20,7                        | 28,6                | 7,8                | 1,8                | 1,0                                 | 100,0  |
| Valle d'Aosta/Vallée d'Aoste | 59                                              | 42,3                      | 1,1               | 19,2                        | 26,1                | 8,9                | 1,7                | 0,7                                 | 100,0  |
| Liguria                      | 744                                             | 41,8                      | 3,1               | 20,0                        | 24,4                | 7,7                | 2,0                | 0,9                                 | 100,0  |
| Lombardia                    | 4.348                                           | 33,1                      | 2,4               | 22,6                        | 31,7                | 7,5                | 1,7                | 0,9                                 | 100,0  |
| Trentino-Alto Adige/Südtirol | 454                                             | 34,5                      | 2,2               | 20,8                        | 33,3                | 6,9                | 1,6                | 0,7                                 | 100,0  |
| Bolzano/Bozen                | 225                                             | 36,0                      | 2,6               | 19,2                        | 32,7                | 6,7                | 1,8                | 0,9                                 | 100,0  |
| Trento                       | 229                                             | 32,9                      | 1,8               | 22,4                        | 33,8                | 7,2                | 1,5                | 0,4                                 | 100,0  |
| Veneto                       | 2.025                                           | 28,9                      | 2,0               | 23,7                        | 33,1                | 8,2                | 2,0                | 2,1                                 | 100,0  |
| Friuli-Venezia Giulia        | 541                                             | 35,4                      | 2,6               | 22,4                        | 28,4                | 8,3                | 1,6                | 1,2                                 | 100,0  |
| Emilia-Romagna               | 1.937                                           | 32,4                      | 2,4               | 22,8                        | 30,4                | 8,4                | 2,2                | 1,4                                 | 100,0  |
| Toscana                      | 1.645                                           | 35,7                      | 2,5               | 20,9                        | 28,5                | 8,8                | 2,0                | 1,6                                 | 100,0  |
| Umbria                       | 376                                             | 34,1                      | 2,2               | 21,3                        | 29,4                | 8,5                | 1,9                | 2,6                                 | 100,0  |
| Marche                       | 646                                             | 32,8                      | 2,3               | 19,9                        | 32,5                | 9,0                | 2,1                | 1,4                                 | 100,0  |
| Lazio                        | 2.589                                           | 37,1                      | 3,2               | 16,2                        | 29,8                | 9,6                | 2,4                | 1,6                                 | 100,0  |
| Abruzzo                      | 557                                             | 34,8                      | 2,2               | 17,6                        | 33,1                | 8,4                | 2,4                | 1,4                                 | 100,0  |
| Molise                       | 126                                             | 30,9                      | 2,1               | 22,0                        | 34,2                | 8,2                | 2,0                | 0,5                                 | 100,0  |
| Campania                     | 2.214                                           | 27,9                      | 3,3               | 14,9                        | 38,9                | 10,6               | 2,4                | 2,0                                 | 100,0  |
| Puglia                       | 1.590                                           | 27,7                      | 1,7               | 20,8                        | 38,8                | 8,0                | 1,8                | 1,3                                 | 100,0  |
| Basilicata                   | 241                                             | 36,5                      | 2,6               | 17,7                        | 32,2                | 8,3                | 1,7                | 1,0                                 | 100,0  |
| Calabria                     | 811                                             | 34,9                      | 2,1               | 15,7                        | 36,3                | 8,0                | 2,4                | 0,6                                 | 100,0  |
| Sicilia                      | 1.998                                           | 29,8                      | 2,2               | 17,3                        | 38,0                | 9,1                | 2,4                | 1,2                                 | 100,0  |
| Sardegna                     | 718                                             | 35,2                      | 2,8               | 17,2                        | 30,3                | 11,0               | 2,2                | 1,4                                 | 100,0  |
| Nord-ovest                   | 7.127                                           | 35,5                      | 2,3               | 21,8                        | 30,0                | 7,6                | 1,8                | 0,9                                 | 100,0  |
| Nord-est                     | 4.956                                           | 31,5                      | 2,2               | 23,0                        | 31,6                | 8,2                | 2,0                | 1,6                                 | 100,0  |
| Centro                       | 5.256                                           | 35,9                      | 2,8               | 18,5                        | 29,7                | 9,2                | 2,2                | 1,6                                 | 100,0  |
| Sud                          | 5.538                                           | 30,0                      | 2,5               | 17,3                        | 37,5                | 9,1                | 2,2                | 1,5                                 | 100,0  |
| Isole                        | 2.716                                           | 31,2                      | 2,4               | 17,3                        | 35,9                | 9,6                | 2,3                | 1,2                                 | 100,0  |
| ITALIA                       | 25.594                                          | 33,2                      | 2,4               | 19,9                        | 32,5                | 8,6                | 2,1                | 1,3                                 | 100,0  |

Figura 50 - Famiglie per tipologia e regione [ 35 ]

La Figura 49 e la Figura 50 contengono dati sulle famiglie, in particolare, nella prima è riportata una suddivisione basata sul numero di componenti per nucleo familiare e la seconda per tipologia, ovvero esplicitando i componenti parte di ogni famiglia, entrambi i valori sono riportati in termini percentuali.

| Variable                                                    | Description                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Absolute poverty                                            | (a) Yes [834], <b>(b) No [14179]</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Age of the HRP                                              | (a) Up to 34 years [995], (b) From 25 to 44 years [2343], <b>(c) From 45 to 54 years [3059]</b> , (d) From 55 to 64 years [2934], (e) From 65 to 74 years [2841], (f) From 75 years [2841]                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Birth place of the household components                     | <b>(a) Only born in Italy [13456]</b> , (b) At least one born abroad [973], (c) Only born abroad [584]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Changes in economic resources compared to the previous year | (a) Much improved [30], (b) A little bit improved [512], <b>(c) More or less the same [8488]</b> , (d) A little worsened [4626], (e) Much worsened [1357]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Citizenship of the household components                     | <b>(a) Only Italian citizens [14176]</b> , (b) At least one foreign citizens [257], (c) Only foreign citizens [580]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Current economic resources                                  | (a) Optimal [279], <b>(b) Adequate [7912]</b> , (c) Scarce [5651], (d) Insufficient [1171]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Enrolment in study courses                                  | <b>(a) No members enrolled in a course [10930]</b> , (b) At least one in no title school [419], (c) At least one in elementary school [747], (d) At least one in junior high school [584], (e) At least one in high school [1244], (f) At least one in a degree or post-degree course [1089]                                                                                                                                                                                        |
| Entrepreneurs and freelancer workers                        | <b>(a) No one [13696]</b> , (b) One [1172], (c) More than one [145]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Expenditure for elderly/disabled people                     | (a) Yes [100], <b>(b) No [14913]</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Household structure                                         | (a) Single person 18–34 years [391], (b) Single person 35–64 years [1817], (c) Single person 65 years and more [2240], (d) Couple without children with HRP 18–34 years [178], (e) Couple without children with HRP 35–64 years [1350], (f) Couple without children with HRP 65 years and more [2164], <b>(g) Couple with 1 child [2276]</b> , <b>(h) Couple with 2 children [2184]</b> , (i) Couple with 3 children or more [495], (l) Mono parent family [1033], (m) Others [885] |
| Number of managers and employees                            | <b>(a) No one [8227]</b> , (b) One [4739], (c) More than one [2047]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Marital status of the HRP                                   | (a) Unmarried [2551], <b>(b) Married or cohabitant [8252]</b> , (c) Married but not cohabitant [355], (d) Legally separated [625], (e) Divorced [698], (f) Widow or widower [2532]                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Qualification of the occupants                              | (a) No member has a qualification [377], (b) At least one member with elementary school [1978], (c) At least one member with junior high school [3108], <b>(d) At least one member with high school [6483]</b> , (e) At least one member with a degree [3067]                                                                                                                                                                                                                       |
| Self-employed workers                                       | <b>(a) No one [11876]</b> , (b) One [2583], (c) More than one [554]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Sex of the HRP                                              | <b>(a) Male [10193]</b> , (b) Female [4820]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Source of income of the occupants                           | (a) There is no income [83], (b) At least one maintained [413], (c) At least one pension [4911], <b>(d) At least one income [9606]</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Transportation expenditures                                 | <b>Continuous variable</b> [Mean = 130/Variance = 18725]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Work contract of the occupants                              | <b>(a) There is neither temporary job nor permanent job [7536]</b> , (b) At least one temporary job [1125], (c) At least one permanent job [6352]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| Workers and similar                                         | <b>(a) No one [8166]</b> , (b) One [4741], (c) More than one [2106]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Number of workers in the primary sector                     | <b>(a) No one [13622]</b> , (b) One [1100], (c) More than one [291]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Number of workers in the secondary sector                   | <b>(a) No one [9766]</b> , (b) One [4098], (c) More than one [1149]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Number of workers in the tertiary sector                    | (a) No one [4577], <b>(b) One [6195]</b> , (c) More than one [4241]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |

Figura 51: Variabili sociodemografiche e relative frequenze [ 36 ]

| Variable                        | Description                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|---------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Domestic hot water system       | (a) Electric boiler [2009], (b) Gas boiler [3603], (c) Heating system [9135], (d) Other [24], (e) Solar panel [199], (f) No hot water system [43]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Natural gas from network        | <b>(a) Yes [12359]</b> , (b) No [2645]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Gas/Electricity cooking         | <b>(a) Yes [14940]</b> , (b) No [73]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Geographic location             | (a) North-west [3284], (b) North-east [3382], <b>(c) Centre [2791]</b> , (d) South [4385], (e) Sicily [753], (f) Sardinia [418]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Number of rooms                 | (a) 1 [443], (b) 2 [2876], <b>(c) 3 [5912]</b> , (d) 4 [4044], (e) 5 [1212], (f) 6 [333], (g) 7 or more [193]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Occupation title                | (a) Rent or sublease [2358], <b>(b) Property [11169]</b> , (c) Usufruct [352], (d) Free use [1134]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Period of construction          | (a) After 2009 [190], (b) Between 2000 and 2009 [1222], (c) 1990s [1411], (d) 1980s [2326], <b>(e) 1970s [3426]</b> , (f) 1960s [2724], (g) 1950s [1481], (h) Between 1900 and 1949 [1404], (i) Before 1900 [829]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Floor area                      | <b>Continuous variable</b> [Mean = 98/Variance = 1342]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Type of heating system and fuel | (a) Central heating - Natural gas from network [1381], (b) Central heating - Gas oil/kerosene/other liquid fuels [264], <b>(c) Autonomous heating - Natural gas from network [9443]</b> , (d) Autonomous heating - Gas oil/kerosene/other liquid fuels [270], (e) Autonomous - Gas cylinder [483], (f) Autonomous - Wood/pellet/Other solid [964], (g) District heating [109], (h) Individual devices - Wood/pellet/Other solid [841], (i) Individual devices - Other not solid fuels [396], (l) Other [101], (m) No heating system [761] |
| Type of dwelling                | (a) Single family villa [2738], (b) Multifamily villa [4587], <b>(c) Apartments in building with less than 10 apartments [3733]</b> , (d) Apartments in building with 10 or more apartments [3939], (e) Other [16]                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Type of municipalities          | (a) Centre of metropolitan area [1889], (b) Periphery of metropolitan area and municipalities with 50.001 inhabitants and more [4032], <b>(c) Other municipalities until 50.000 inhabitants [9092]</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |

Figura 52: Variabili dell'edificio e relative frequenze [ 36 ]

Nella Figura 51 e la Figura 52 sono riportate quattro ulteriori variabili utilizzate come input per determinare i profili di consumo dei nuclei familiari situati a Biella. Le informazioni sono estrapolate dallo studio “The determinants of residential energy expenditure in Italy” [ 36 ], il quale si propone di determinare il consumo residenziale in Italia mettendo in relazione

variabili esogene ed endogene. In particolare, le quattro variabili individuate sono contraddistinte dai riquadri colorati:

- In rosso, la struttura del nucleo familiare ed il relativo stato civile,
- In verde, l'occupazione dei componenti, in caso di studente specificando il corso di studi ed in caso di lavoratore basandosi sulla fonte di reddito,
- In giallo, la fonte dalla quale viene prodotta l'acqua calda sanitaria,
- In blu la tipologia di sistema di riscaldamento ed il vettore energetico che lo alimenta.

#### 2.2.2.2 Modellazione in LPG

I profili di consumo, relativi ad utenze residenziali, che si intendono modellare, sono stati ottenuti mediante Load Profile Generator, all'interno del quale sono state dapprima definite le caratteristiche associate alla località, uguali per ogni profilo simulato.

- Holidays

Nella sezione Holidays sono stati definiti i giorni festivi previsti dal calendario del 2023 in Italia.

- Geographic Location

È stata inserita la città di Biella nella sezione *Geographic Location*, con le informazioni relative alle coordinate geografiche e alle festività definite in *Holidays* e impostando la notte come momento in cui si ha la necessità dell'illuminazione artificiale.

- Temperature profiles

È stato creato un profilo di temperatura relativo alla località scelta caricando in Load Profile Generator un file in formato .csv ottenuto dall'applicativo web PVGIS. Quest'ultimo è un simulatore creato dalla comunità europea, il quale, nel contesto della produzione di energia distribuita, fornisce dati sulla disponibilità energetica solare. In Figura 53 è riportato un grafico realizzato da LPG, nel quale sono riportati i dati contenuti all'interno del file acquisito con PVGIS mediante la funzionalità *typical meteorological year* e con il database PVGIS-SARAH2: 2005-2020.



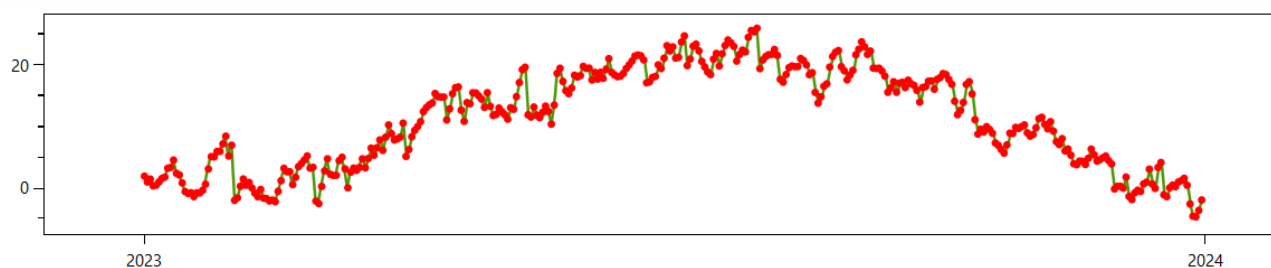


Figura 53 - Profilo di temperature di Biella

#### ▪ Vacations

Nella sezione “Vacations” vengono definiti i periodi di tempo in cui le persone sono assenti. Sono stati modellati cinque diversi pattern di vacanza, i cui giorni sono stati riportati nelle

| Start               | End                 | Days |
|---------------------|---------------------|------|
| 01/01/2023 00:00:00 | 06/01/2023 00:00:00 | 5    |
| 15/04/2023 00:00:00 | 20/04/2023 00:00:00 | 5    |
| 01/05/2023 00:00:00 | 02/05/2023 00:00:00 | 1    |
| 01/06/2023 00:00:00 | 03/06/2023 00:00:00 | 2    |
| 07/08/2023 00:00:00 | 21/08/2023 00:00:00 | 14   |
| 01/11/2023 00:00:00 | 03/11/2023 00:00:00 | 2    |
| 08/12/2023 00:00:00 | 09/12/2023 00:00:00 | 1    |
| 24/12/2023 00:00:00 | 27/12/2023 00:00:00 | 3    |
| 30/12/2023 00:00:00 | 31/12/2023 00:00:00 | 1    |

Figura 57 - Vacation pattern 1

| Start               | End                 | Days |
|---------------------|---------------------|------|
| 05/01/2023 00:00:00 | 10/01/2023 00:00:00 | 5    |
| 06/03/2023 00:00:00 | 11/03/2023 00:00:00 | 5    |
| 22/04/2023 00:00:00 | 23/04/2023 00:00:00 | 1    |
| 15/06/2023 00:00:00 | 22/06/2023 00:00:00 | 7    |
| 21/07/2023 00:00:00 | 22/07/2023 00:00:00 | 1    |
| 15/08/2023 00:00:00 | 17/08/2023 00:00:00 | 2    |
| 28/10/2023 00:00:00 | 31/10/2023 00:00:00 | 3    |
| 16/12/2023 00:00:00 | 24/12/2023 00:00:00 | 8    |

Figura 54 - Vacation pattern 2

| Start               | End                 | Days |
|---------------------|---------------------|------|
| 11/01/2023 00:00:00 | 16/01/2023 00:00:00 | 5    |
| 20/02/2023 00:00:00 | 24/02/2023 00:00:00 | 4    |
| 10/05/2023 00:00:00 | 16/05/2023 00:00:00 | 6    |
| 01/08/2023 00:00:00 | 06/08/2023 00:00:00 | 5    |
| 15/09/2023 00:00:00 | 20/09/2023 00:00:00 | 5    |
| 08/11/2023 00:00:00 | 13/11/2023 00:00:00 | 5    |
| 10/12/2023 00:00:00 | 15/12/2023 00:00:00 | 5    |

Figura 56 - Vacation pattern 3

| Start               | End                 | Days |
|---------------------|---------------------|------|
| 18/01/2023 00:00:00 | 24/01/2023 00:00:00 | 6    |
| 20/03/2023 00:00:00 | 25/03/2023 00:00:00 | 5    |
| 10/04/2023 00:00:00 | 14/04/2023 00:00:00 | 4    |
| 09/06/2023 00:00:00 | 12/06/2023 00:00:00 | 3    |
| 01/07/2023 00:00:00 | 06/07/2023 00:00:00 | 5    |
| 05/10/2023 00:00:00 | 09/10/2023 00:00:00 | 4    |
| 02/12/2023 00:00:00 | 07/12/2023 00:00:00 | 5    |

Figura 55 - Vacation pattern 3

figure che seguono.

| Start               | End                 | Days |
|---------------------|---------------------|------|
| 25/01/2023 00:00:00 | 30/01/2023 00:00:00 | 5    |
| 01/03/2023 00:00:00 | 05/03/2023 00:00:00 | 4    |
| 18/05/2023 00:00:00 | 24/05/2023 00:00:00 | 6    |
| 23/06/2023 00:00:00 | 30/06/2023 00:00:00 | 7    |
| 01/09/2023 00:00:00 | 07/09/2023 00:00:00 | 6    |
| 15/10/2023 00:00:00 | 18/10/2023 00:00:00 | 3    |
| 26/12/2023 00:00:00 | 30/12/2023 00:00:00 | 4    |

Figura 58 - Vacation pattern 5

Sono stati generati cinque differenti pattern di vacanze poiché questi saranno assegnati ai differenti profili generati, in modo da non far coincidere i periodi di assenza delle diverse famiglie e ricreare una situazione simile alla realtà.

- Creazione dei profili di consumo

I nuclei familiari simulati variano da famiglie monocomponente sino a famiglie con cinque componenti, in particolare, sono stati generati cinque profili per ognuno in modo da diversificare le variabili utilizzate ed avere un database relativo ai consumi degli stessi quanto più diversificato possibile. Di seguito saranno descritte le principali variabili utilizzate e le caratteristiche principali assegnate ad ogni tipologia di nucleo familiare simulato.

Tutti i gruppi di consumers presentati di seguito, ognuno dei quali è composto da cinque profili con lo stesso numero di utenti residenziali, hanno proprietà, caratteristiche e consumi differenti. Ad ognuno è stato assegnato un pattern di ferie differente dei cinque precedentemente descritti. L'impianto di riscaldamento è stato opportunamente dimensionato considerando il vettore energetico gas naturale, quindi non influente nei consumi relativi all'energia elettrica, l'impianto dell'acqua calda sanitaria invece, come riportato in tabella 3 della fonte "The determinants of residential energy expenditure in Italy", è alimentato, nella maggior parte dei casi da gas naturale, collegato al sistema di riscaldamento (Heating System) o con boiler a gas separato (Gas boiler) e in percentuale inferiore da boiler elettrico (Electric boiler). Anche le azioni abitudinarie degli individui modellati e i dispositivi da questi utilizzati sono stati scelti in modo da ottenere dei consumi che comprendessero comportamenti differenti tra loro, come ad esempio sport indoor/outdoor, utilizzo di videogame, impianto stereo/cinema in casa, utilizzo di piano cottura ad induzione e di elettrodomestici differenti (asciugatrice, lavastoviglie, microonde, piastra per capelli); inoltre per ognuno di questi *Traits*, è stato impostato che fosse LPG a

scegliere in modo random la classe energetica di ogni device, il modo (tempo ed intensità) e la frequenza di utilizzo.

➤ Gruppo 1: profili da un componente

Di seguito viene riportata una descrizione sommaria delle caratteristiche principali relative al componente di ogni nucleo familiare formato da una persona:

Profilo A: Studente universitario lavoratore

Profilo B: Studente universitario non lavoratore

Profilo C: Donna 30-64 anni lavoratrice

Profilo D: Uomo 30 anni disoccupato

Profilo E: Donna anziana in pensione

Nella tabella in basso, è stato riportato uno schema che riassume le variabili utilizzate per generare i cinque profili composti da un componente.

**Fonte**

**VARIABILE**

Tabella 3.18 di ISTAT [ 35 ]

Nome profilo

Tabella 3.19 di ISTAT [ 35 ]

Table 2 - Struttura familiare [ 36 ]

Table 2 - Occupazione dei componenti [ 36 ]

Table 3. Impianto ACS [ 36 ]

Table 3 - Tipologia impianto [ 36 ]

**Risultato LPG**

| <b>Peso [%]</b>                         | <b>38,3</b>   |               |               |               |               |
|-----------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                                         | <b>A</b>      | <b>B</b>      | <b>C</b>      | <b>D</b>      | <b>E</b>      |
| Uomo                                    | 1             | 1             | 0             | 1             | 0             |
| Donna                                   | 0             | 0             | 1             | 0             | 1             |
| Adulti                                  | 1             | 1             | 1             | 1             | 1             |
| Bambini                                 | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             |
| Lavoratori                              | 0             | 0             | 1             | 0             | 0             |
| Studenti                                | 1             | 1             | 0             | 0             | 0             |
| Impianto DHW                            | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  |
| Impianto HVAC                           | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  |
| <b>Consumo en. elettrica [kWh/anno]</b> | <b>1052,5</b> | <b>1127,7</b> | <b>1432,3</b> | <b>1819,4</b> | <b>1729,1</b> |

➤ Gruppo 2: profili da due componenti

Di seguito viene riportata una descrizione sommaria delle caratteristiche principali relative ai componenti di ogni nucleo familiare formato da due individui:

Profilo A: Coppia 30-64 anni entrambi lavoratori

Profilo B: Coppia under 30 uno lavora uno no

Profilo C: Coppia over 65 in pensione

Profilo D: Madre lavoratrice con figlia studentessa

Profilo E: Donna anziana in pensione e giovane lavoratore

Nella tabella in basso, è stato riportato uno schema che riassume le variabili utilizzate per generare i cinque profili composti da due componenti.

**Fonte**

**VARIABILE**

Tabella 3.18 di ISTAT [ 35 ]

Nome profilo

Tabella 3.19 di ISTAT [ 35 ]

Table 2 - Struttura familiare [ 36 ]

Table 2 - Occupazione dei componenti [ 36 ]

Table 3. Impianto ACS [ 36 ]

Table 3 - Tipologia impianto [ 36 ]

**Risultato LPG**

| Peso [%]                                | 28            |               |               |               |               |
|-----------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                                         | A             | B             | C             | D             | E             |
| Uomo                                    | 1             | 1             | 0             | 1             | 0             |
| Donna                                   | 1             | 1             | 1             | 0             | 1             |
| Adulti                                  | 2             | 2             | 1             | 1             | 1             |
| Bambini                                 | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             |
| Lavoratori                              | 2             | 1             | 1             | 1             | 0             |
| Studenti                                | 0             | 0             | 0             | 1             | 0             |
| Impianto DHW                            | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  |
| Impianto HVAC                           | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  |
| <b>Consumo en. elettrica [kWh/anno]</b> | <b>1389,7</b> | <b>1856,6</b> | <b>2349,0</b> | <b>2607,1</b> | <b>2141,8</b> |

➤ Gruppo 3: profili da tre componenti

Di seguito viene riportata una descrizione sommaria delle caratteristiche principali relative ai componenti di ogni nucleo familiare formato da tre individui:

Profilo A: Coppia di trentenni lavoratori con figlio di dieci anni

Profilo B: Coppia di quarantenni con anziano ottantenne

Profilo C: Coppia con domestica

Profilo D: Padre con due figli

Profilo E: Coppia senza lavoro con figlio

Nella tabella in basso, è stato riportato uno schema che riassume le variabili utilizzate per generare i cinque profili composti da tre componenti

## Fonte

## VARIABILE

Tabella 3.18 di ISTAT [ 35 ]

Nome profilo

Tabella 3.19 di ISTAT [ 35 ]

Table 2 - Struttura familiare [ 36 ]

Table 2 - Occupazione dei componenti [ 36 ]

Table 3. Impianto ACS [ 36 ]

Table 3 - Tipologia impianto [ 36 ]

Risultato LPG

| Peso [%]                         | 17,5         |              |              |              |              |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                                  | A            | B            | C            | D            | E            |
| Uomo                             | 2            | 3            | 3            | 2            | 1            |
| Donna                            | 1            | 0            | 0            | 1            | 2            |
| Adulti                           | 2            | 1            | 1            | 1            | 2            |
| Bambini                          | 1            | 2            | 2            | 2            | 1            |
| Lavoratori                       | 2            | 2            | 3            | 1            | 0            |
| Studenti                         | 1            | 0            | 0            | 2            | 1            |
| Impianto DHW                     | Gas naturale | Gas naturale | Gas naturale | Gas naturale | Gas naturale |
| Impianto HVAC                    | Gas naturale | Gas naturale | Gas naturale | Gas naturale | Gas naturale |
| Consumo en. elettrica [kWh/anno] | 2682,2       | 2353,6       | 2446,4       | 2607,1       | 2745,5       |

## ➤ Gruppo 4: profili da quattro componenti

Di seguito viene riportata una descrizione sommaria delle caratteristiche principali relative ai componenti di ogni nucleo familiare formato da quattro individui:

Profilo A: Coppia di lavoratori con due figli

Profilo B: Coppia, uno lavora uno no, con due figli

Profilo C: Coppia di lavoratori e coppia di anziani pensionati (ACS elettrica)

Profilo D: Coppia di lavoratori e coppia di anziani pensionati

Profilo E: Un anziano in pensione, coppia di lavoratori con un figlio

Nella tabella in basso, è stato riportato uno schema che riassume le variabili utilizzate per generare i cinque profili composti da quattro componenti

| Fonte                                       | VARIABILE                        | 12,3         |               |              |              |              |
|---------------------------------------------|----------------------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| Tabella 3.18 di ISTAT [ 35 ]                | Peso [%]                         |              |               |              |              |              |
| Nome profilo                                |                                  | A            | B             | C            | D            | E            |
| Tabella 3.19 di ISTAT [ 35 ]                | Uomo                             | 2            | 2             | 2            | 2            | 2            |
|                                             | Donna                            | 2            | 2             | 2            | 2            | 2            |
| Table 2 - Struttura familiare [ 36 ]        | Adulti                           | 2            | 2             | 4            | 4            | 3            |
|                                             | Bambini                          | 2            | 2             | 0            | 0            | 1            |
| Table 2 - Occupazione dei componenti [ 36 ] | Lavoratori                       | 2            | 1             | 2            | 2            | 2            |
|                                             | Studenti                         | 2            | 2             | 0            | 0            | 1            |
| Table 3. Impianto ACS [ 36 ]                | Impianto DHW                     | Gas naturale | Gas naturale  | Elettrico    | Gas naturale | Gas naturale |
| Table 3 - Tipologia impianto [ 36 ]         | Impianto HVAC                    | Gas naturale | PDC elettrica | Gas naturale | Gas naturale | Gas naturale |
| Risultato LPG                               | Consumo en. elettrica [kWh/anno] | 2849,0       | 7278,8        | 3858,5       | 2110,4       | 2780,0       |

➤ Gruppo 5: profili da cinque componenti

Di seguito viene riportata una descrizione sommaria delle caratteristiche principali relative ai componenti di ogni nucleo familiare formato da cinque individui:

Profilo A: Coppia, uno lavora uno no, con tre figli

Profilo B: Coppia di lavoratori con tre figli

Profilo C: Coppia di lavoratori con un figlio e coppia di anziani pensionati

Profilo D: Coppia di lavoratori e coppia di anziani pensionati

Profilo E: Un anziano in pensione, coppia di lavoratori con un figlio

Nella tabella in basso, è stato riportato uno schema che riassume le variabili utilizzate per generare i cinque profili composti da cinque componenti

| Fonte                                       | VARIABILE                               |               |               |               |               |               |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Tabella 3.18 di ISTAT [ 35 ]                | <b>Peso [%]</b>                         | <b>3,8</b>    |               |               |               |               |
| Nome profilo                                |                                         | <b>A</b>      | <b>B</b>      | <b>C</b>      | <b>D</b>      | <b>E</b>      |
| Tabella 3.19 di ISTAT [ 35 ]                | Uomo                                    | 4             | 3             | 3             | 3             | 3             |
|                                             | Donna                                   | 1             | 2             | 2             | 2             | 2             |
| Table 2 - Struttura familiare [ 36 ]        | Adulti                                  | 2             | 2             | 3             | 4             | 3             |
|                                             | Bambini                                 | 3             | 3             | 2             | 1             | 2             |
| Table 2 - Occupazione dei componenti [ 36 ] | Lavoratori                              | 2             | 2             | 2             | 2             | 1             |
|                                             | Studenti                                | 3             | 3             | 2             | 1             | 2             |
| Table 3. Impianto ACS [ 36 ]                | Impianto DHW                            | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  |
| Table 3 - Tipologia impianto [ 36 ]         | Impianto HVAC                           | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  | Gas naturale  |
| <b>Risultato LPG</b>                        | <b>Consumo en. elettrica [kWh/anno]</b> | <b>2870,4</b> | <b>3083,0</b> | <b>3038,4</b> | <b>3167,7</b> | <b>2858,7</b> |

### 2.2.3 Analisi dei risultati

I risultati dei profili di consumo, ottenuti dalle simulazioni effettuate con Load Profile Generator, sono stati mediati per ogni gruppo, in modo da ottenere cinque profili di consumo medi rappresentativi. Nelle cinque figure di seguito, sono riportati, in ognuna, l'andamento con timestep quartiorario della domanda di energia elettrica di ogni nucleo familiare presente nel medesimo gruppo ed in nero il profilo che rappresenta la domanda di energia media del gruppo.

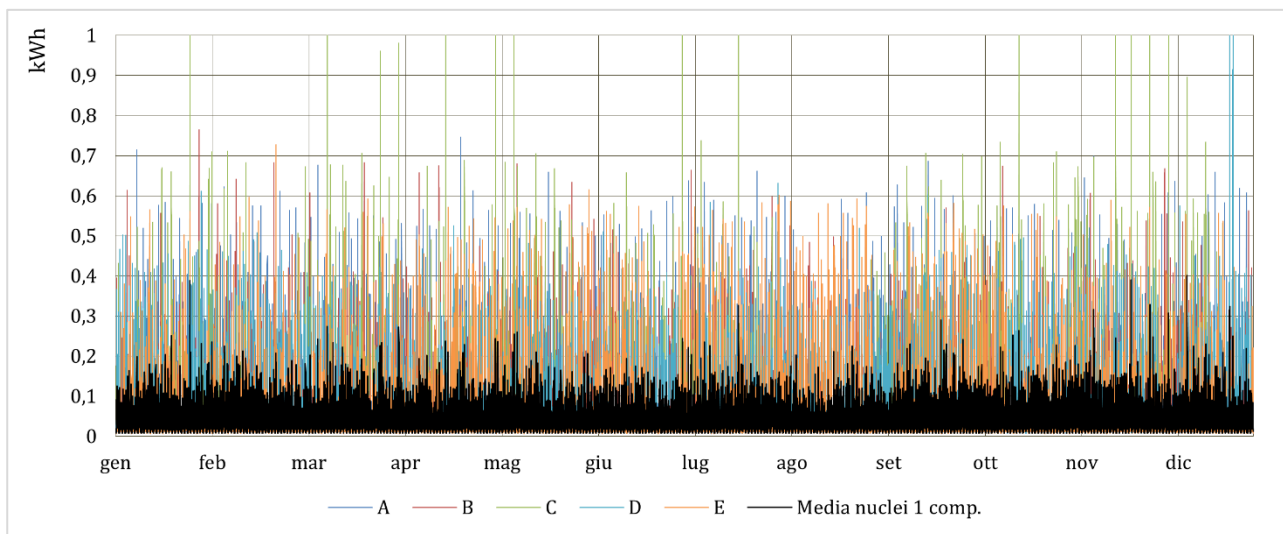


Figura 59– Profili di consumo per nuclei da un componente con profilo medio, timestep 15 minuti

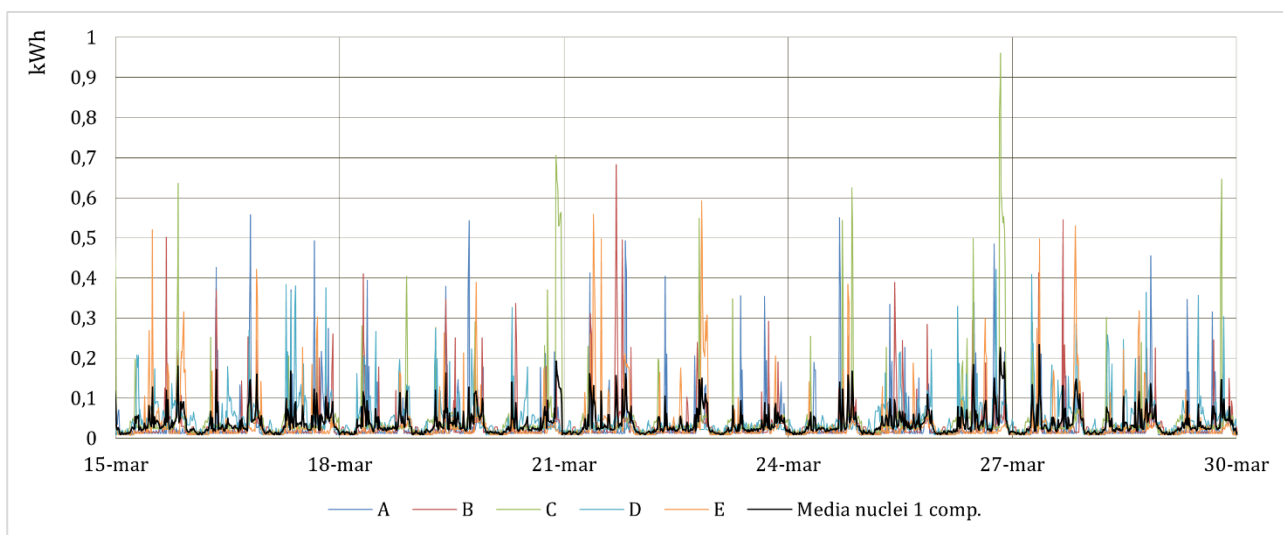


Figura 60– Profili di consumo per nuclei da un componente con profilo medio, timestep 15 minuti focus su 15 giorni



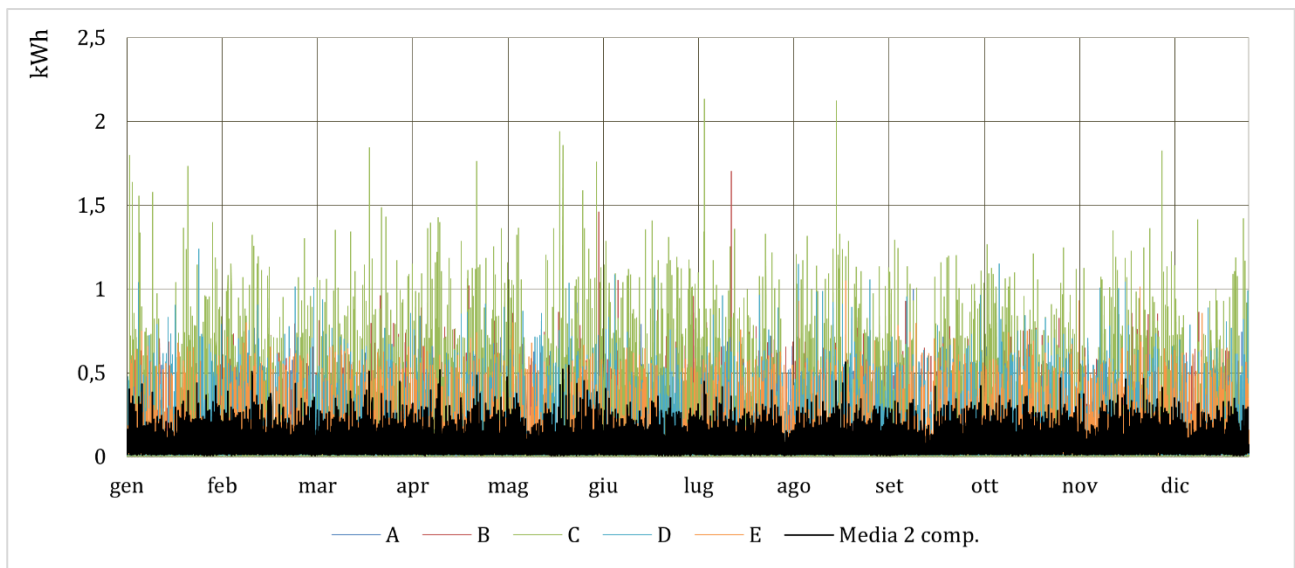


Figura 61 - Profili di consumo per nuclei da due componenti con profilo medio, timestep 15 minuti

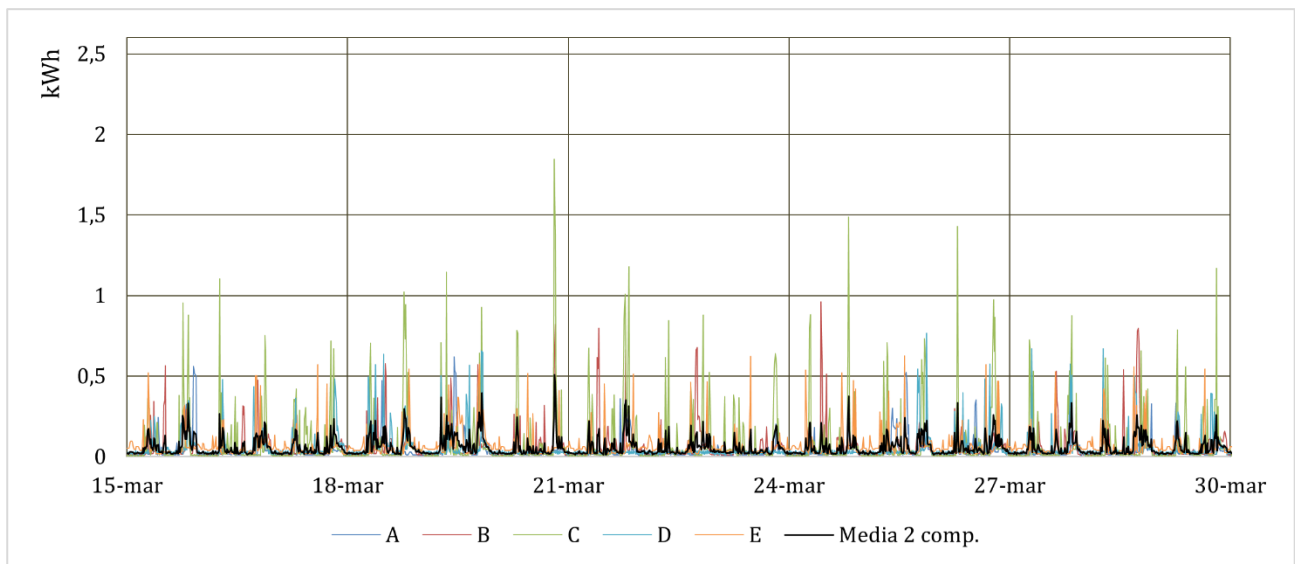


Figura 62 - Profili di consumo per nuclei da due componenti con profilo medio, timestep 15 minuti focus su 15 giorni

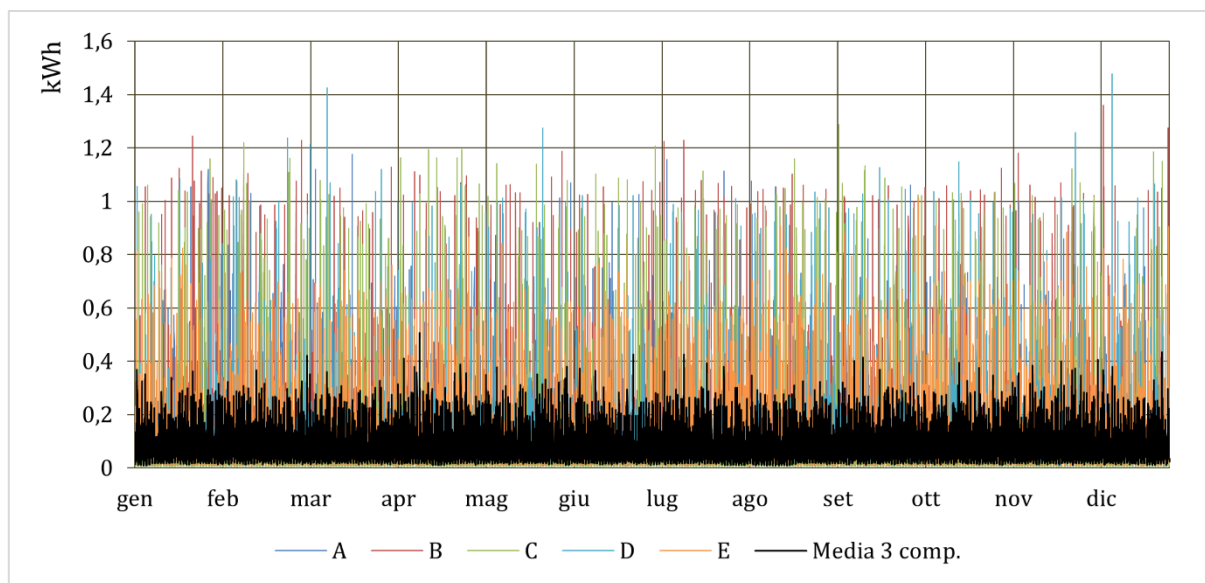


Figura 63- Profili di consumo per nuclei da tre componenti con profilo medio, timestep 15 minuti

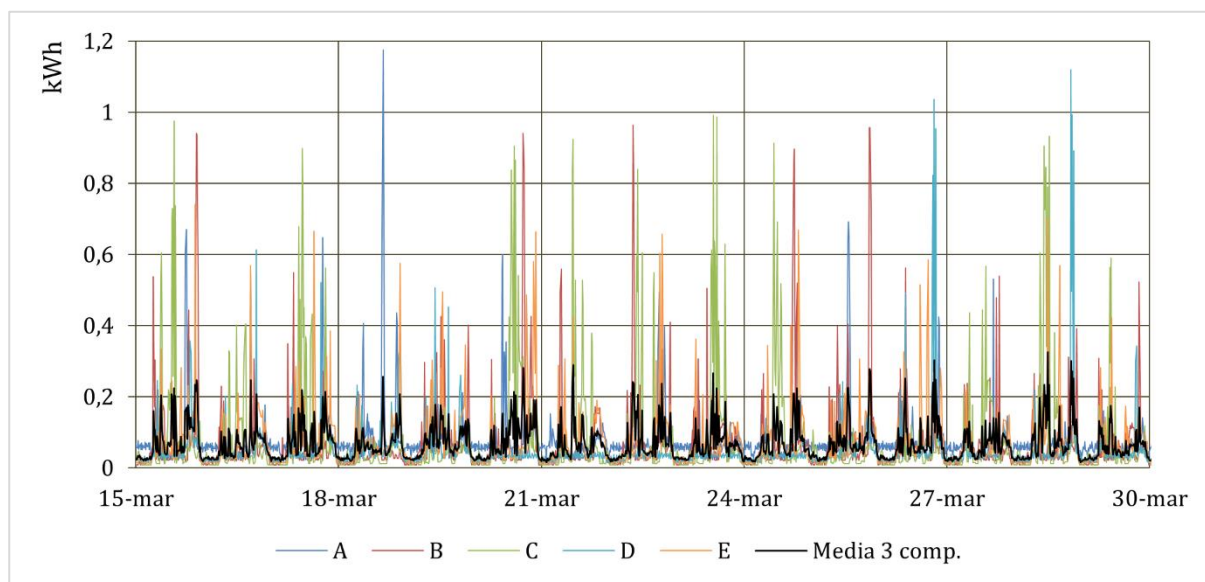


Figura 64- Profili di consumo per nuclei da tre componenti con profilo medio, timestep 15 minuti focus su 15 giorni

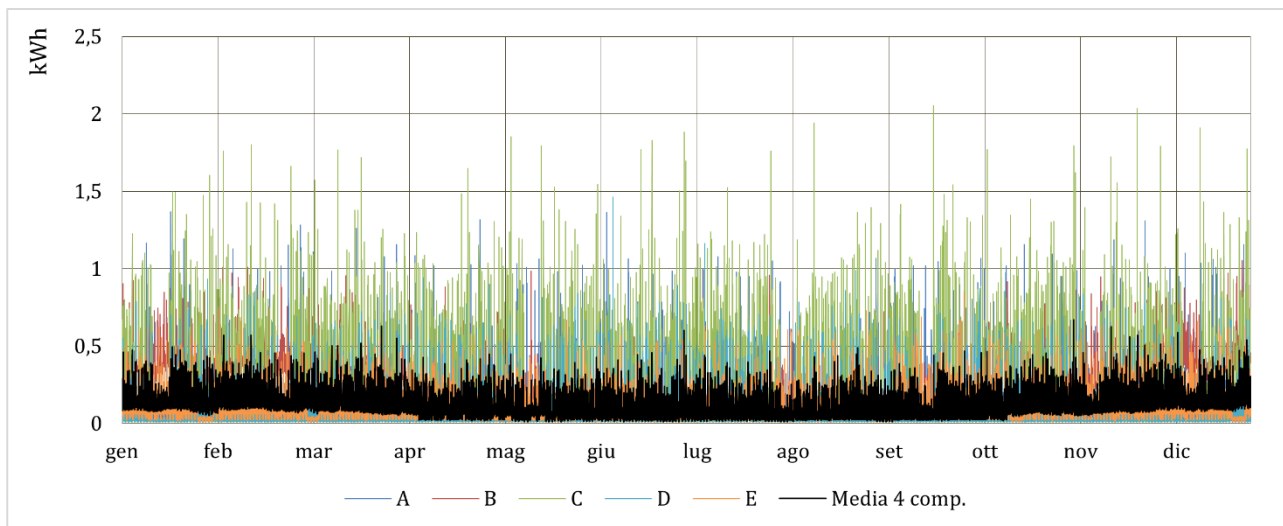


Figura 65 – Profili di consumo per nuclei da quattro componenti con profilo medio, timestep 15 minuti

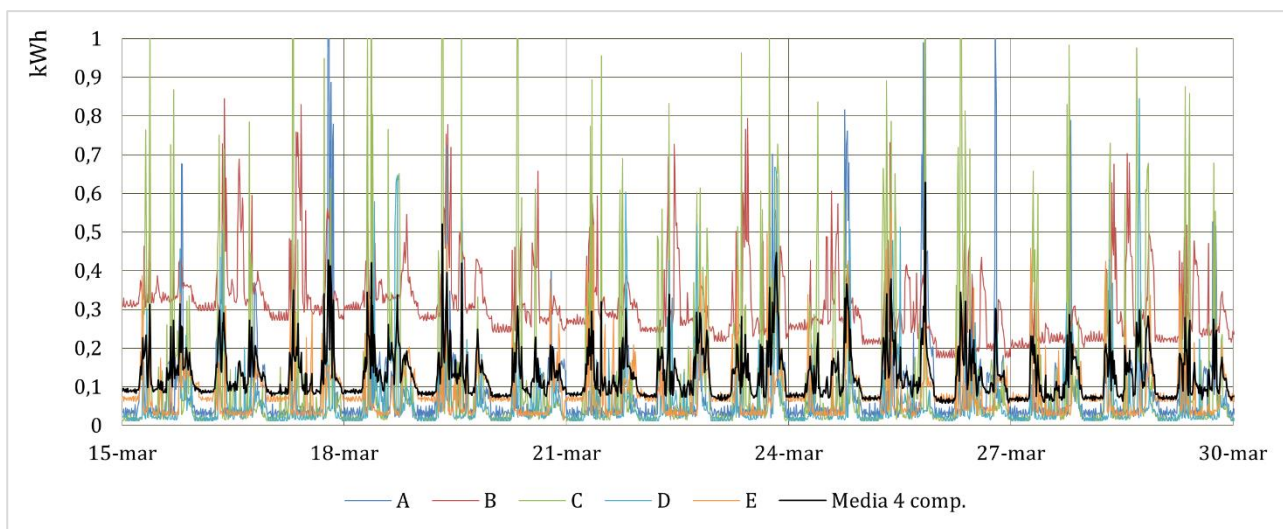


Figura 66 – Profili di consumo per nuclei da quattro componenti con profilo medio, timestep 15 minuti focus su 15 giorni

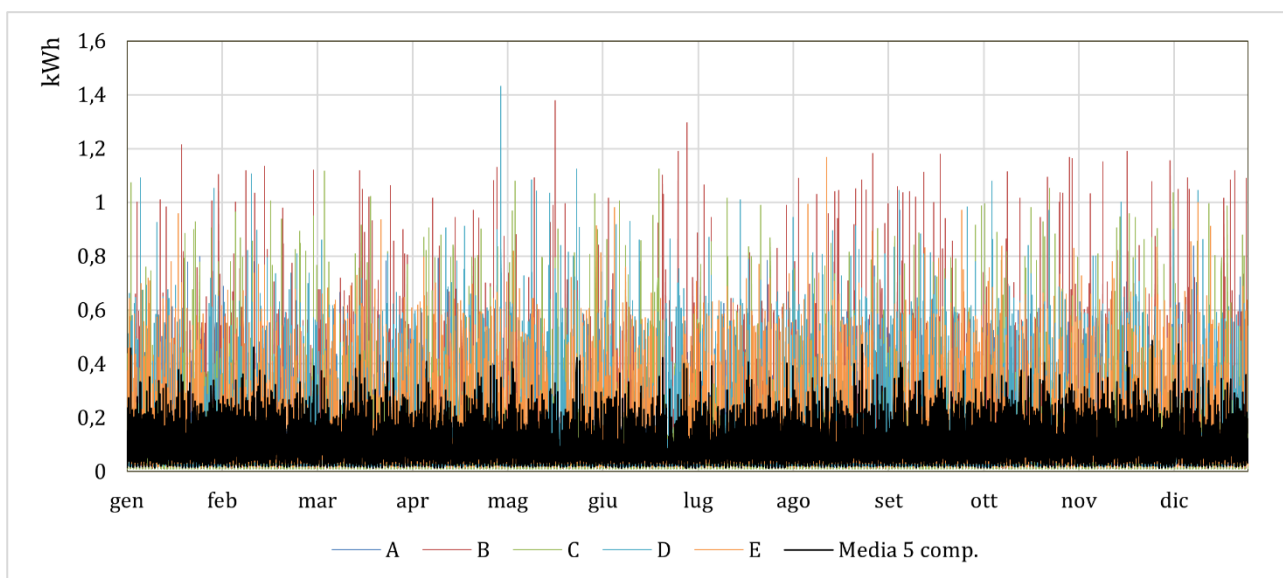


Figura 67 – Profili di consumo per nuclei da cinque componenti con profilo medio, timestep 15 minuti focus su 15 giorni

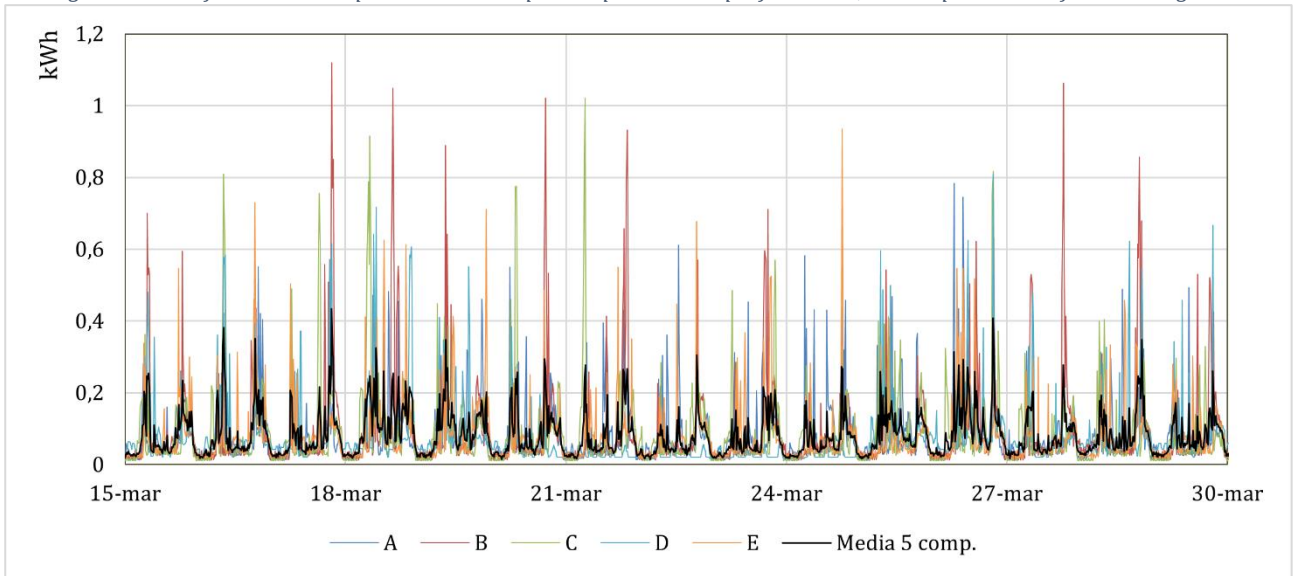


Figura 68 – Profili di consumo per nuclei da cinque componenti con profilo medio, timestep 15 minuti focus su 15 giorni

Dalle immagini che contengono gli andamenti dei cinque gruppi si nota che i cinque profili di consumo che compongono ognuno di essi hanno andamenti irregolari caratterizzati da un carico base contenuto ed alti picchi. Tale andamento è smorzato nella curva di colore nero che rappresenta, per ogni gruppo, il profilo medio ottenuto dalla media aritmetica dei cinque profili. Di seguito sono riportati i boxplot riferiti ad ogni gruppo, ottenuti con l'ausilio di Python. All'interno di ognuno sono contenuti i cinque profili simulati su LPG ed il profilo medio, denominato con la lettera "M". Ogni figura è seguita da una tabella all'interno della quale vengono esplicitate le grandezze rappresentate all'interno dei boxplot, ovvero la mediana (linea continua in verde), la media (tratteggiata in verde), il primo ed il terzo quartile (estremi superiore e inferiore della scatola), il baffo superiore e inferiore i quali rappresentano il limite oltre il quale sono situati gli outliers.

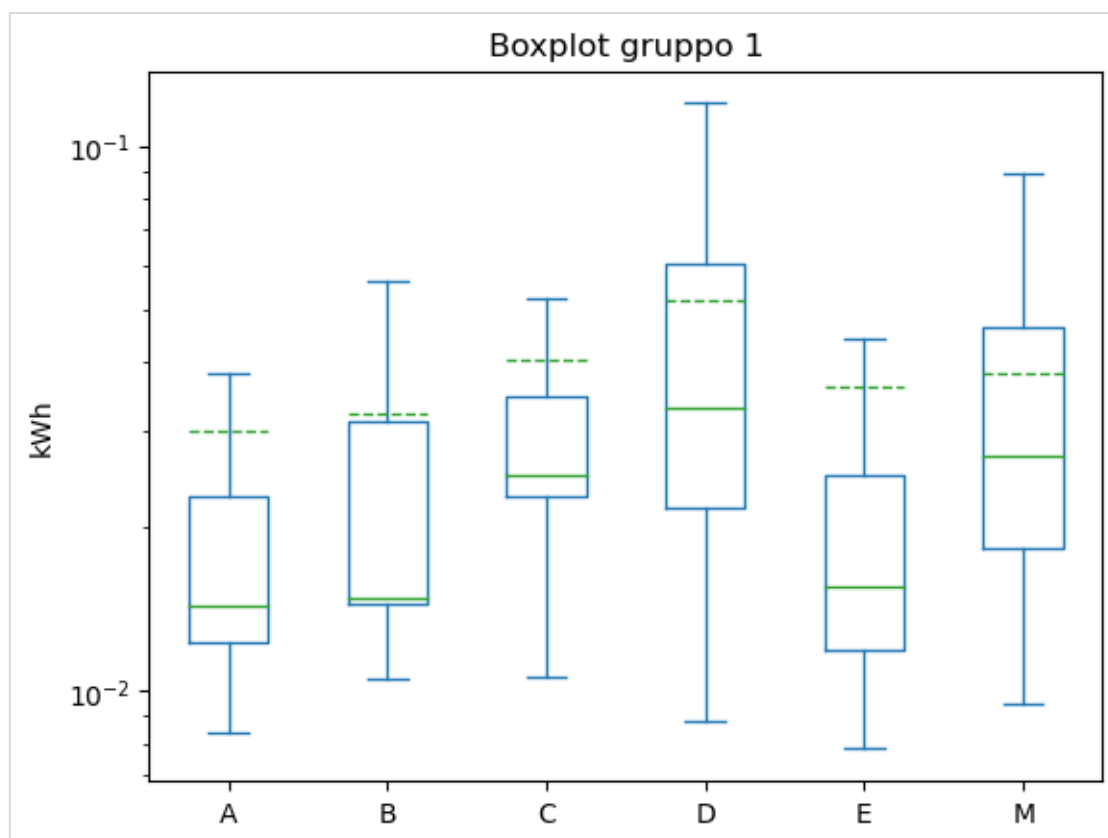


Figura 69 - Boxplot gruppo 1

Tabella 1 - Lettura e analisi boxplot gruppo 1

| Profilo                          | A           | B           | C           | D           | E           | Media          |
|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|
| Outliers sopra                   | 4682        | 2917        | 3998        | 2470        | 4568        | <b>2482</b>    |
| Baffo superiore ( $3Q+1,5*IQT$ ) | 0,0382      | 0,0564      | 0,0526      | 0,1196      | 0,0443      | <b>0,0891</b>  |
| 3 quartile                       | 0,0227      | 0,0313      | 0,0348      | 0,0609      | 0,0249      | <b>0,0466</b>  |
| 2 quartile o mediana             | 0,0143      | 0,0148      | 0,0249      | 0,0332      | 0,0155      | <b>0,0271</b>  |
| 1 quartile                       | 0,0123      | 0,0145      | 0,0228      | 0,0217      | 0,0119      | <b>0,0183</b>  |
| Baffo inferiore ( $1Q-1,5*IQT$ ) | -0,0032     | -0,0107     | 0,0050      | -0,0370     | -0,0076     | <b>-0,0242</b> |
| Outliers sotto                   | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | <b>0</b>       |
| <b>Totale outliers</b>           | <b>4682</b> | <b>2917</b> | <b>3998</b> | <b>2470</b> | <b>4568</b> | <b>2482</b>    |
| Media aritmetica                 | 0,03004     | 0,03218     | 0,0404      | 0,05192     | 0,03602     | 0,03811        |
| Deviazione standard              | 0,05676     | 0,05137     | 0,07251     | 0,05872     | 0,066       | 0,03148        |

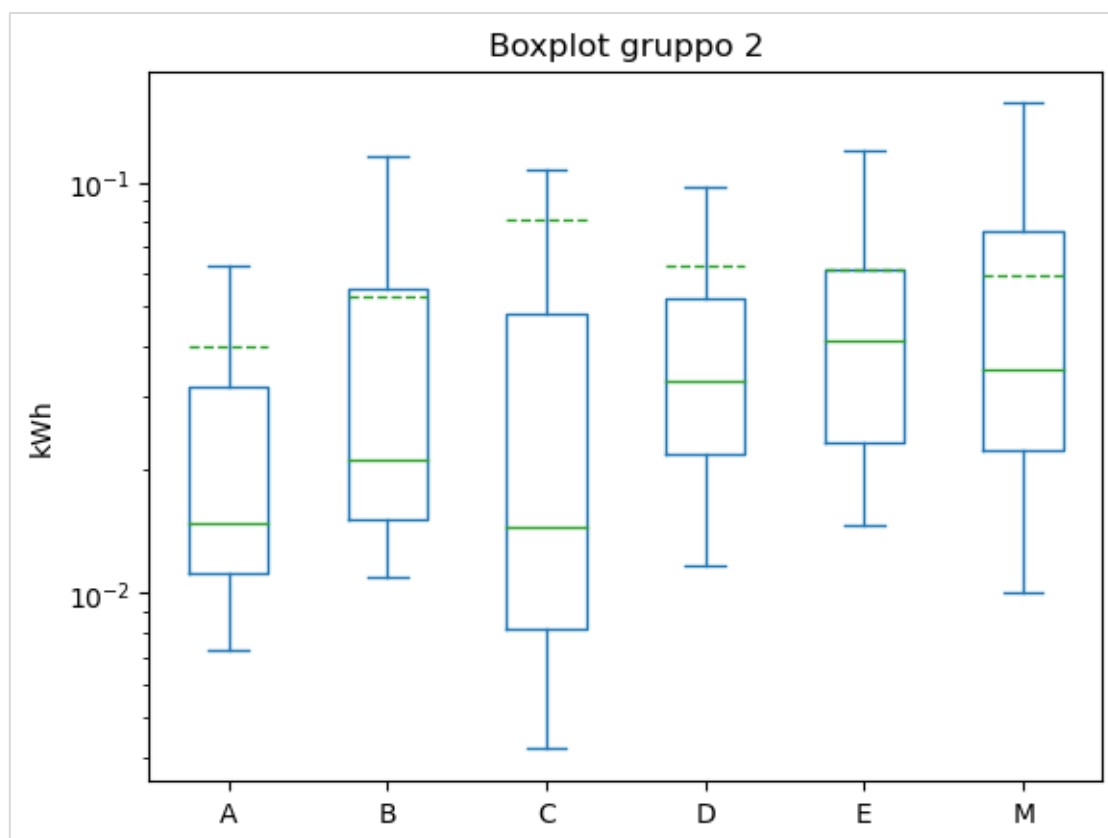


Figura 70 - Boxplot gruppo 2

Tabella 2- Lettura e analisi boxplot gruppo 2

| Profilo                      | A           | B           | C           | D           | E           | Media          |
|------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|
| Outliers sopra               | 4533        | 3161        | 5566        | 4197        | 2896        | <b>2549</b>    |
| Baffo superiore $3Q+1,5*IQT$ | 0,0626      | 0,1154      | 0,1069      | 0,0979      | 0,1189      | <b>0,1555</b>  |
| 3 quartile                   | 0,0317      | 0,0552      | 0,0477      | 0,0522      | 0,0616      | <b>0,0756</b>  |
| 2 quartile o mediana         | 0,0147      | 0,0210      | 0,0145      | 0,0330      | 0,0414      | <b>0,0351</b>  |
| 1 quartile                   | 0,0112      | 0,0151      | 0,0082      | 0,0218      | 0,0233      | <b>0,0223</b>  |
| Baffo inferiore $1Q-1,5*IQT$ | -0,0197     | -0,0451     | -0,0511     | -0,0238     | -0,0340     | <b>-0,0576</b> |
| Outliers sotto               | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | <b>0</b>       |
| <b>Totale outliers</b>       | <b>4533</b> | <b>3161</b> | <b>5566</b> | <b>4197</b> | <b>2896</b> | <b>2549</b>    |
| Media                        | 0,03966     | 0,05299     | 0,08117     | 0,06257     | 0,06112     | 0,0595         |
| Deviazione standard          | 0,07332     | 0,09086     | 0,17962     | 0,09791     | 0,07999     | 0,05719        |

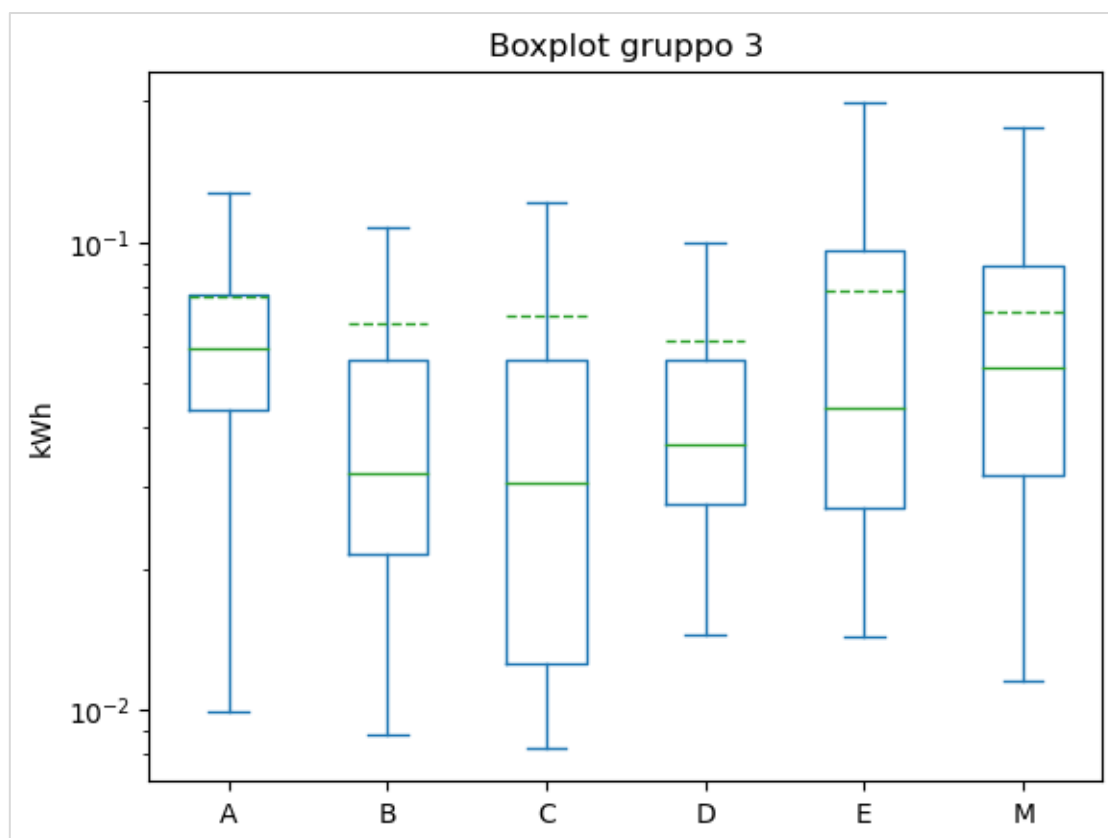


Figura 71 - Boxplot gruppo 3

Tabella 3- Lettura e analisi boxplot gruppo 3

| Profilo                        | A           | B           | C           | D           | E           | Media          |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|
| Outliers sopra                 | 2822        | 4663        | 4100        | 3273        | 2583        | <b>2003</b>    |
| Baffo superiore<br>3Q+1,5*IQT  | 0,1271      | 0,1078      | 0,1214      | 0,0992      | 0,1983      | <b>0,1758</b>  |
| 3 quartile                     | 0,0771      | 0,0560      | 0,0560      | 0,0562      | 0,0955      | <b>0,0893</b>  |
| 2 quartile o mediana           | 0,0593      | 0,0321      | 0,0304      | 0,0368      | 0,0442      | <b>0,0537</b>  |
| 1 quartile                     | 0,0438      | 0,0216      | 0,0125      | 0,0275      | 0,0270      | <b>0,0317</b>  |
| Baffo inferiore 1Q-<br>1,5*IQT | -0,0061     | -0,0302     | -0,0528     | -0,0156     | -0,0757     | <b>-0,0547</b> |
| Outliers sotto                 | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | <b>0</b>       |
| <b>Totale outliers</b>         | <b>2822</b> | <b>4663</b> | <b>4100</b> | <b>3273</b> | <b>2583</b> | <b>2003</b>    |
| Media                          | 0,076546458 | 0,06717     | 0,06982     | 0,06131     | 0,07835     | 0,07064        |
| Deviazione standard            | 0,084515215 | 0,11849     | 0,13526     | 0,09909     | 0,09562     | 0,05374        |

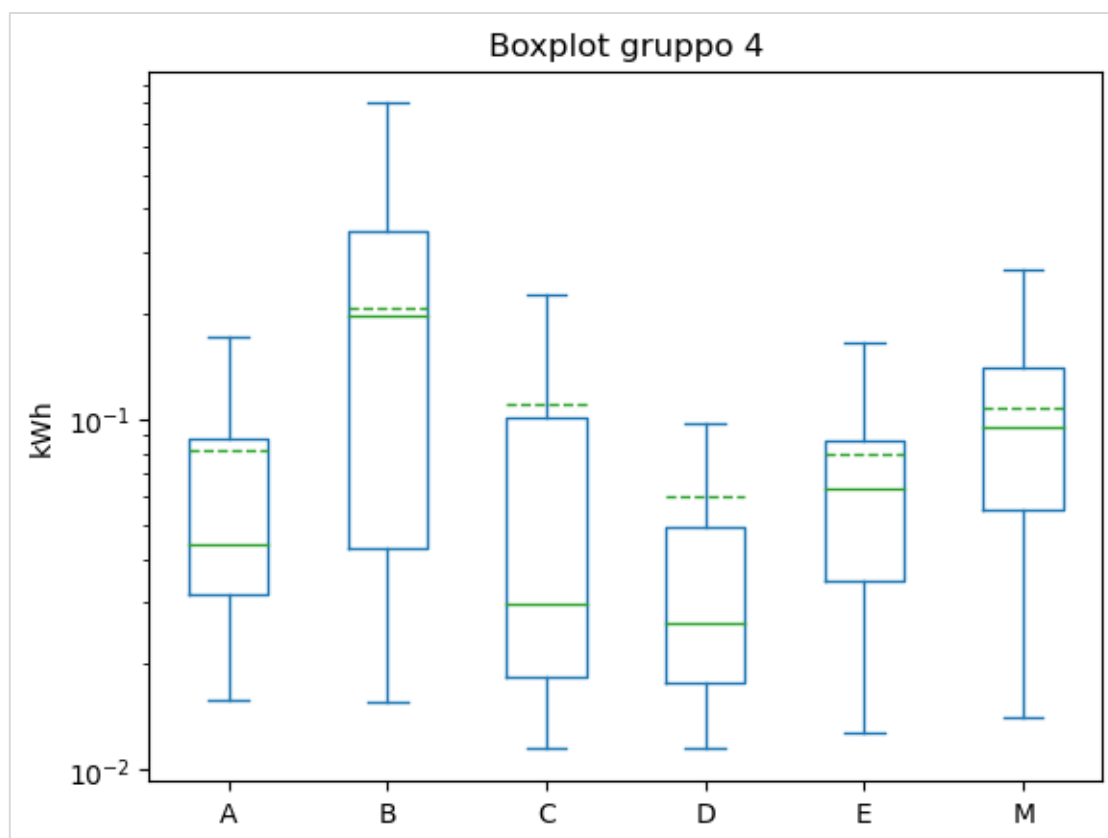


Figura 72 - Boxplot gruppo 4

Tabella 4- Lettura e analisi boxplot gruppo 4

| Profilo                    | A           | B         | C           | D           | E           | Media          |
|----------------------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-------------|----------------|
| Outliers sopra             | 2854        | 62        | 4813        | 5107        | 3105        | <b>1208</b>    |
| Baffo superiore            |             |           |             |             |             |                |
| 3Q+1,5*IQT                 | 0,1728      | 0,8012    | 0,2269      | 0,0970      | 0,1656      | <b>0,2687</b>  |
| 3 quartile                 | 0,0882      | 0,3462    | 0,1017      | 0,0495      | 0,0871      | <b>0,1408</b>  |
| 2 quartile o mediana       | 0,0437      | 0,1968    | 0,0297      | 0,0262      | 0,0631      | <b>0,0946</b>  |
| 1 quartile                 | 0,0319      | 0,0429    | 0,0183      | 0,0178      | 0,0347      | <b>0,0555</b>  |
| Baffo inferiore 1Q-1,5*IQT | -0,0527     | -0,4121   | -0,1068     | -0,0297     | -0,0438     | <b>-0,0725</b> |
| Outliers sotto             | 0           | 0         | 0           | 0           | 0           | <b>0</b>       |
| <b>Totale outliers</b>     | <b>2854</b> | <b>62</b> | <b>4813</b> | <b>5107</b> | <b>3105</b> | <b>1208</b>    |
| Media                      | 0,081308318 | 0,20773   | 0,11012     | 0,06023     | 0,07934     | 0,10774        |
| Deviazione standard        | 0,109686631 | 0,16851   | 0,19145     | 0,09664     | 0,07244     | 0,07039        |



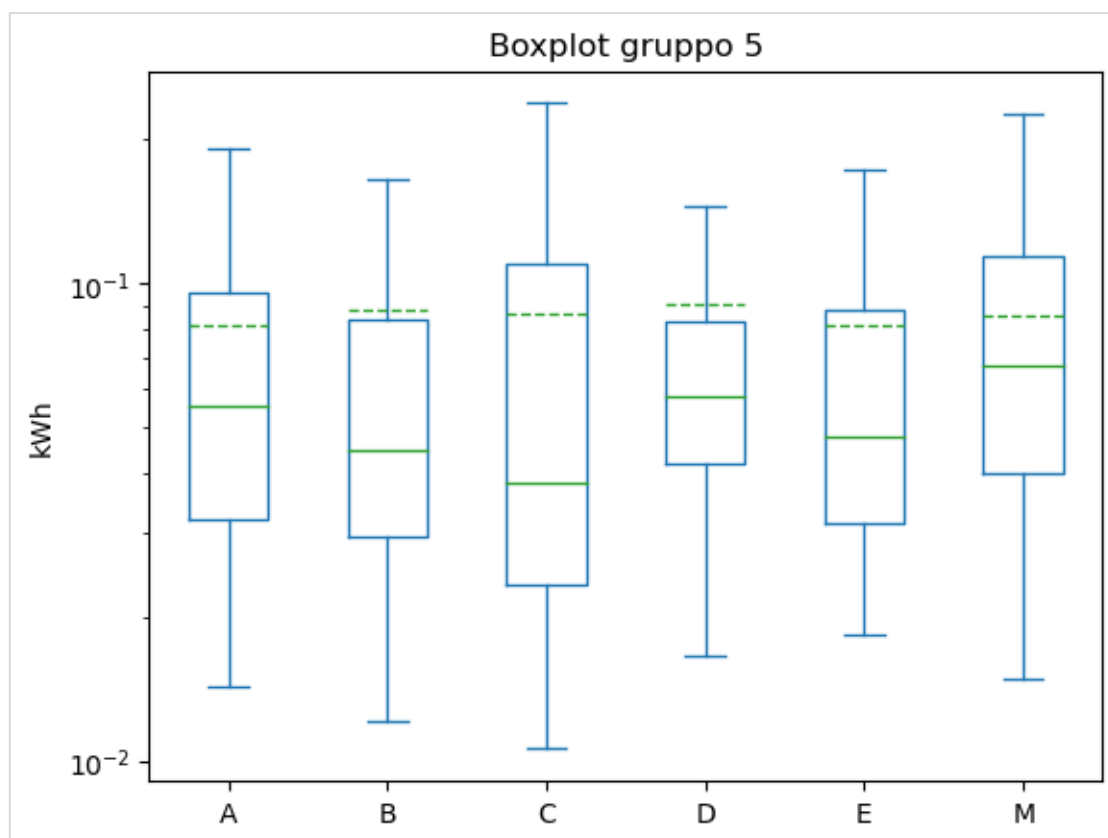


Figura 73 - Boxplot gruppo 5

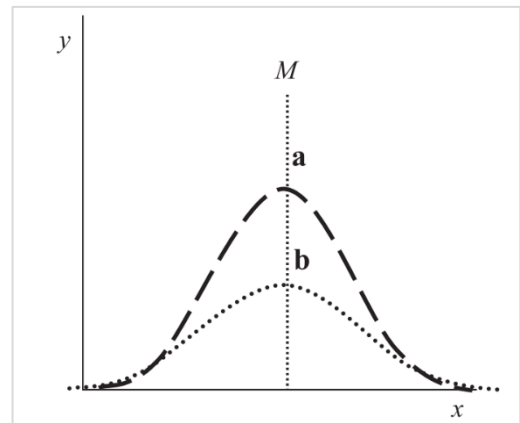
Tabella 5- Lettura e analisi boxplot gruppo 5

| Profilo                          | A           | B           | C           | D           | E           | Media          |
|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|
| Outliers sopra                   | 2863        | 3918        | 2460        | 4296        | 3246        | <b>1205</b>    |
| Baffo superiore ( $3Q+1,5*IQT$ ) | 0,1919      | 0,1651      | 0,2384      | 0,1446      | 0,1736      | <b>0,2265</b>  |
| 3 quartile                       | 0,0959      | 0,0838      | 0,1095      | 0,0831      | 0,0882      | <b>0,1146</b>  |
| 2 quartile o mediana             | 0,0554      | 0,0449      | 0,0383      | 0,0578      | 0,0479      | <b>0,0675</b>  |
| 1 quartile                       | 0,0319      | 0,0295      | 0,0235      | 0,0420      | 0,0313      | <b>0,0399</b>  |
| Baffo inferiore ( $1Q-1,5*IQT$ ) | -0,0640     | -0,0518     | -0,1055     | -0,0195     | -0,0540     | <b>-0,0720</b> |
| Outliers sotto                   | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | <b>0</b>       |
| <b>Totale outliers</b>           | <b>2863</b> | <b>3918</b> | <b>2460</b> | <b>4296</b> | <b>3246</b> | <b>1205</b>    |
| Media                            | 0,08192     | 0,08799     | 0,08671     | 0,0904      | 0,08158     | 0,08572        |
| Deviazione standard              | 0,08424     | 0,12727     | 0,11333     | 0,10918     | 0,09543     | 0,06019        |

Analizzando i risultati ottenuti dai cinque gruppi si nota che hanno caratteristiche pressoché simili, pertanto, è possibile effettuare una valutazione generale. Nel profilo medio di ogni gruppo la linea tratteggiata in verde, che rappresenta la media aritmetica, è contenuta nel range in cui sono contenute le medie dei cinque profili di cui è composto. Per quanto riguarda

la mediana, il primo ed il terzo quartile ed i baffi del boxplot (superiore e inferiore), si può notare che nessuno tra i profili individuati presenta outliers per bassi valori di consumo elettrico, quindi gli outliers presenti, sono tutti imputabili ad alti picchi di consumo di energia elettrica. Si nota inoltre, che il profilo medio, è caratterizzato da una ridotta dispersione di valori rispetto a valor medio, a differenza dei profili generati con LPG, i quali hanno un'eccessiva dispersione rispetto al proprio valor medio. A conferma di ciò è stata calcolata la deviazione standard, questa è definita [ 37 ] come la radice quadrata della varianza, a sua volta definita come la somma del quadrato degli scarti tra il valore nell'istante t e la media nello stesso momento, rapportata al numero di osservazioni effettuate, ovvero:

$$Deviazione\ standard = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N (Consumo_t - Media)^2}{N}}$$



Una facile interpretazione che può essere data alla deviazione standard per l'applicazione del caso studio in analisi potrebbe essere la seguente: il valore della deviazione standard associato al profilo di consumo residenziale sarà tanto maggiore quanto più questo sarà caratterizzato da picchi (positivi o negativi). Se si avesse un profilo di consumo costante durante il tempo di osservazione, quindi sempre pari al valor medio nello stesso periodo, la deviazione standard risulterebbe pari a zero, al contrario, la deviazione standard sarà tanto maggiore di zero quanto più il profilo in analisi avrà andamento irregolare caratterizzato da picchi e valli.

Nella seguente analisi, gli outliers individuati con il metodo dell'interquartile, non sono da intendersi come outliers per definizione, ovvero valori inconsistenti rispetto al campo di osservazione, bensì come valori plausibili ma lontani dalla distribuzione della serie. I cinque profili medi ottenuti hanno andamenti simili rispetto ai cinque profili che compongono ognuno di essi ma con i picchi più attenuati, nel capitolo 3.4.3 sarà approfondita la tecnica adottata per rimuovere le tracce di andamenti di consumo inusuali, ovvero il *Peak Smoothing*.

Infine, per verificare l'efficacia del lavoro svolto e dei risultati raggiunti, sono stati comparati i valori di consumo di energia elettrica di ogni gruppo con gli stessi valori che ARERA, ovvero l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, ha pubblicato a valle di un'analisi

condotta con il fine di rilasciare un bonus elettrico alle famiglie nel 2021 [ 38 ]. I consumi relativi alle famiglie italiane pubblicati da ARERA, i consumi ottenuti dalle simulazioni effettuate e l'errore tra i due sono riportati in Tabella 6.

*Tabella 6 - Confronto consumi dichiarati da ARERA e consumi ottenuti con LPG*

| <b>Numero componenti<br/>famiglia</b> | <b>Fonte ARERA [ 38 ]<br/>[kWh/anno]</b> | <b>Profilo medio<br/>simulazione LPG<br/>[kWh/anno]</b> | <b>Errore<br/>ARERA-LPG<br/>[%]</b> |
|---------------------------------------|------------------------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------------------------|
| 1                                     | 1450                                     | 1335,5                                                  | 7,9%                                |
| 2                                     | 2200                                     | 2084,9                                                  | 5,2%                                |
| 3                                     | 2490                                     | 2475,2                                                  | 0,6%                                |
| 4                                     | 2700                                     | 3775,3                                                  | -39,8%                              |
| 5                                     | 2930                                     | 3003,6                                                  | -2,5%                               |

La differenza tra i due consumi annuali comparati è minima, tranne per il gruppo dei nuclei familiari formati da quattro componenti, i quali sono caratterizzati da consumi elevati a causa di uno dei cinque profili che lo compongono il quale utilizza l'energia elettrica per alimentare il sistema di riscaldamento (è stato modellato un nucleo familiare su venticinque che adopera una pompa di calore elettrica per tale scopo). Si intende, quindi, procedere con l'analisi utilizzando i cinque profili medi ottenuti da ogni gruppo ed è stato assegnato un peso ad ognuno di essi, pari al valore letto dalla Tabella 3.18 di ISTAT [ 35 ], che rappresenta la percentuale associata alla distribuzione di ogni gruppo nella regione Piemonte, è stata infine effettuata la somma dei cinque contributi. L'operazione effettuata è stata la seguente:

$$Profilo\ tipologico = \sum_{i=1}^5 Profil\ di\ consumo\ gruppo\ i \cdot Peso\ ISTAT\ gruppo\ i$$

Il Profilo tipologico è definito come il profilo rappresentativo di una famiglia standard della provincia di Biella. Tale affermazione è basata sulle ipotesi in precedenza adottate ed ai dati ad esse associati, riferiti alla provincia di Biella ed alla regione Piemonte. A tal proposito è stato effettuato un ulteriore confronto con i dati mensili dei consumi dei clienti domestici pubblicati da ARERA su un apposito portale[ 39 ]. Sono stati considerati i dati rilevati mensilmente, relativi ai clienti residenziali relativi alla provincia di Biella nelle annualità 2021 e 2022.

Tabella 7 - Confronto tra consumi ARERA e Profilo tipologico

|               | ARERA<br>21<br>kWh | ARERA<br>22<br>kWh | Media ARERA<br>22-23<br>kWh | Profilo<br>tipologico<br>kWh | Errore<br>Media - Prof.<br>Tipo.<br>% |
|---------------|--------------------|--------------------|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|
| Gennaio       | 221                | 205                | 213                         | 196,17                       | -8%                                   |
| Febbraio      | 182                | 171                | 177                         | 185,49                       | 5%                                    |
| Marzo         | 191                | 180                | 185                         | 189,49                       | 2%                                    |
| Aprile        | 175                | 161                | 168                         | 172,84                       | 3%                                    |
| Maggio        | 169                | 153                | 161                         | 168,58                       | 4%                                    |
| Giugno        | 153                | 147                | 150                         | 152,29                       | 2%                                    |
| Luglio        | 156                | 163                | 159                         | 169,54                       | 6%                                    |
| Agosto        | 153                | 149                | 151                         | 162,20                       | 7%                                    |
| Settembre     | 151                | 140                | 146                         | 166,77                       | 13%                                   |
| Ottobre       | 176                | 153                | 165                         | 190,17                       | 13%                                   |
| Novembre      | 187                | 166                | 177                         | 199,33                       | 11%                                   |
| Dicembre      | 210                | 195                | 203                         | 200,77                       | -1%                                   |
| <b>Totale</b> | <b>2124,57</b>     | <b>1984,01</b>     | <b>2054,29</b>              | <b>2153,64</b>               | <b>5%</b>                             |

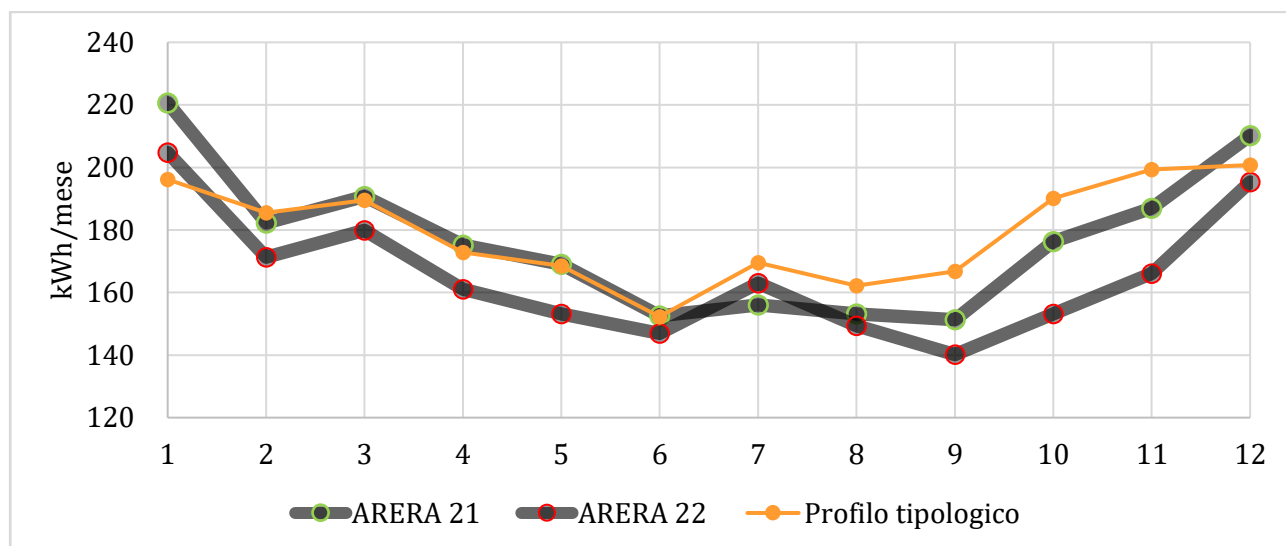


Figura 74 - Andamento mensile Profilo tipologico e ARERA (2021 e 2022)

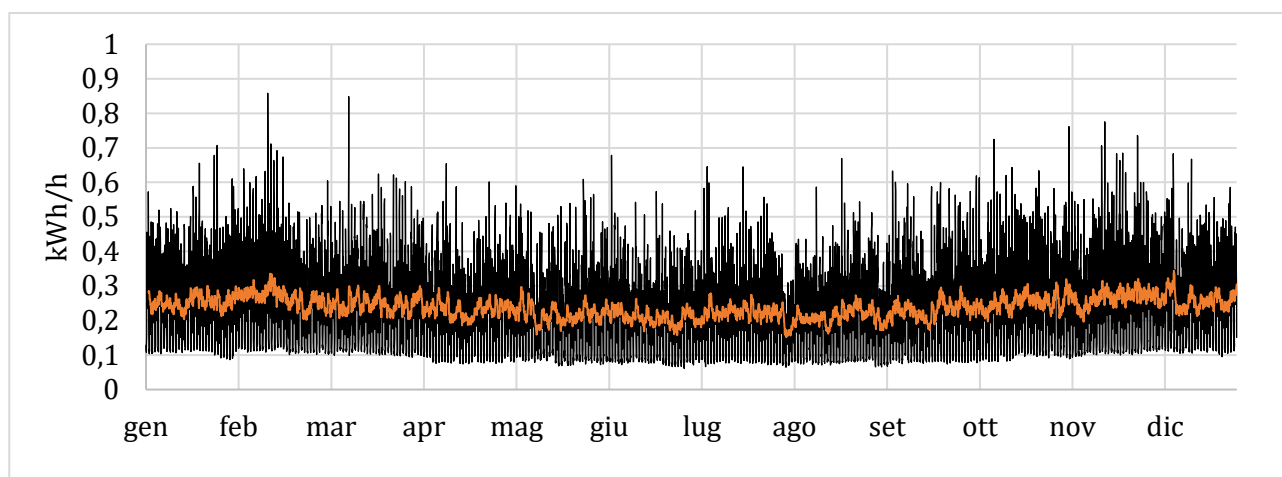
In Tabella 7 ed in Figura 74 è stato riportato il confronto tra i dati riferiti ai consumi di energia elettrica relativi ai clienti residenziali della provincia di Biella ricavati dal portale di ARERA ed il Profilo tipologico ottenuto dalle simulazioni con LPG. I due profili ARERA, quello

relativo al 2021 e quello relativo al 2022, presentano delle differenze, in particolare nel mese di ottobre vi è una differenza tra i consumi di energia elettrica del 15%. È stato effettuato un confronto tra la media delle due annualità ed il Profilo tipologico ottenuto per verificare l'affidabilità del risultato ottenuto rispetto ai consumi annui e la corretta distribuzione di quelli mensili ottenuti da LPG con quelli reali; tra il totale annuo vi è una differenza del 2%, invece, per quanto riguarda la distribuzione mensile, in alcuni mesi non vi è differenza tra i consumi reali e quelli simulati mentre la massima disparità mensile registrata è del 12% nel mese di ottobre. Alla luce dell'entità differenze tra le diverse annualità dei consumi ARERA, superiori a quelle del confronto tra gli stessi ed il Profilo tipologico, si può considerare, il profilo ottenuto dalle simulazioni con LPG, affidabile e fedele alla realtà.

Per poter adoperare tali dati nell'ambito della comunità energetica rinnovabile in esame, questi devono avere frequenza oraria. È necessario quindi aggregare il dataset del Profilo tipologico, il quale ha frequenza quartioraria in un nuovo profilo con granularità oraria; in modo da rispettare i criteri del regime regolatorio virtuale e poter effettuare analisi tecniche comparando i consumi con i dati di produzione degli impianti fotovoltaici.

#### 2.2.4 Peak smoothing

Quello ottenuto è un profilo di consumo che, come visto dalle analisi e dai confronti effettuati in precedenza, è estremamente rappresentativo della realtà. Nello specifico è da considerarsi un'ottima replica virtuale del comportamento di un unico nucleo familiare, ovvero di un edificio e dei suoi occupanti. L'andamento tipico di una singola utenza, infatti, è irregolare caratterizzato da un carico base ridotto e da picchi che raggiungono assorbimenti di energia più di tre volte superiori alla media del carico elettrico, come si vede in Figura 75.



*Figura 75 - Profilo tipologico di un nucleo familiare: focus su ampiezza dei picchi rispetto l'andamento medio*

Nel capitolo successivo, verrà svolta un'analisi per poter determinare il numero di consumers da anettere alla cer per sfruttare al meglio l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici e gli incentivi previsti per il consumo dell'energia condivisa e consumata all'interno della configurazione. Le utenze di consumo saranno costituite da nuclei familiari, i quali avranno, ognuno, una domanda di energia elettrica pari a quella del profilo tipologico ottenuto nel seguente capitolo. Per determinare il consumo totale annuo dell'aggregato di famiglie da anettere alla comunità energetica rinnovabile basterebbe moltiplicare il consumo totale del consumo tipologico ottenuto per il numero totale delle famiglie che si desidera considerare, ma non sarebbe corretto applicare lo stesso meccanismo al consumo orario di energia elettrica. Tale operazione comporterebbe ad avere una bassa domanda di energia in alcuni periodi accompagnati da brevi intervalli con alti picchi, ciò non sarebbe realistico e rappresentativo di un aggregato di utenze domestiche in quanto, seppur la singola utenza è caratterizzata da un profilo che è composto come il profilo tipologico ottenuto, una moltitudine di utenze non avranno gli stessi picchi nello stesso istante, pertanto saranno caratterizzati da un andamento che conserverà l'andamento tipico di un profilo residenziale ma non sarà composto da brusche variazioni di domanda. In altri studi [ 40 ] effettuati, come in questo caso, con diversi profili domestici, viene spiegato come già l'aggregazione di più profili diversi tra di loro porti ad effettuare un pre-smoothing della domanda di energia, in quanto il profilo aggregato, conserverà l'andamento tipico della tipologia di utenza - in questo caso quello residenziale, caratterizzata da una concentrazione dei carichi al mattino ed alla sera - riducendo i picchi legati al singolo edificio. Ciò è verificabile dalla Figura 59 alla Figura 68 riportate in precedenza nelle quali i picchi legati alle singole utenze sono superiori, di circa il triplo, rispetto ai picchi legati all'aggregato delle stesse. Un ulteriore conferma di ciò, sono i

valori riportati nelle tabelle (da Tabella 1 a Tabella 5) all'interno delle quali sono stati analizzati nel dettaglio gli andamenti degli stessi profili. I valori identificati come outliers rappresentano i picchi di domanda elettrica che raggiungono valori talmente alti, da essere rilevati come anomali ed inconsistenti dal metodo dell'interquartile.

Per livellare i picchi (o effettuare il *peak smoothing* in inglese) in letteratura vengono utilizzate differenti procedure di filtrazione dei dati, tra quelle più diffuse e consolidate vi sono la media mobile (MM) e la regressione localizzata (Locally Regression LOESS). Ognuno di essi ha dei vantaggi e degli svantaggi che lo rendono più o meno adatto ad uno specifico campo di applicazione, di seguito sono descritti e confrontati i due metodi e sarà individuato quello idoneo al seguente studio.

### Media mobile

Data una serie di numeri e fissato un sottoinsieme di questo, viene effettuata una media del sottoinsieme; successivamente, il sottoinsieme viene spostato in avanti creando un nuovo sottoinsieme di numeri e viene ripetuta la media di quest'ultimo. La media mobile di un dataset è composta dai valori medi dei sottoinsiemi, i quali partono dai dati iniziali della serie e si spostano avanti fino agli ultimi della stessa. Questo strumento è in grado di rimuovere la variabilità ad alta frequenza, come mostra la Figura 76, l'andamento livellato (o smoothed), contrassegnato in blu, è stato ottenuto applicando la media mobile ai valori della serie originale, contrassegnata in rosso.

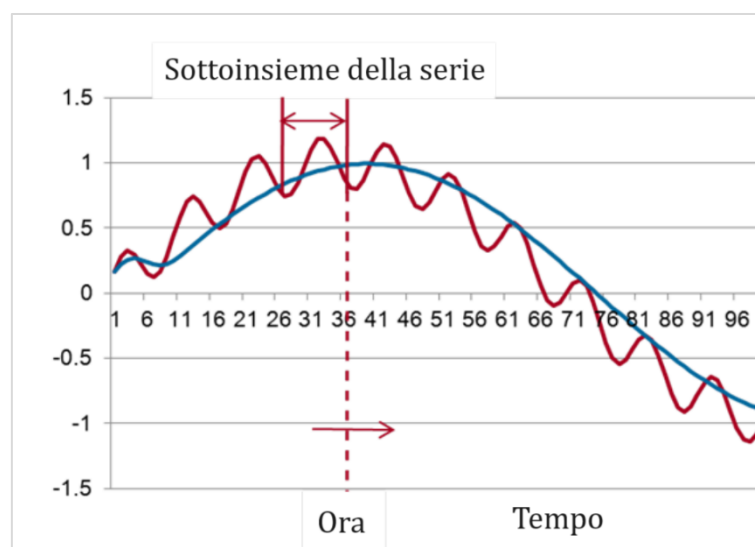


Figura 76 - Media mobile

Nelle applicazioni scientifiche la media mobile trova ampia applicazione in diversi ambiti, in economia e finanza, comprendere l'andamento volatile di beni primari come le valute, quotazioni di combustibili ben identificati ed altri indici simili e prendere decisioni di mercato, come ad esempio in quello energetico nel quale la MM è utilizzata per aggiornare e talvolta prevedere i prezzi dell'energia, Figura 77 .

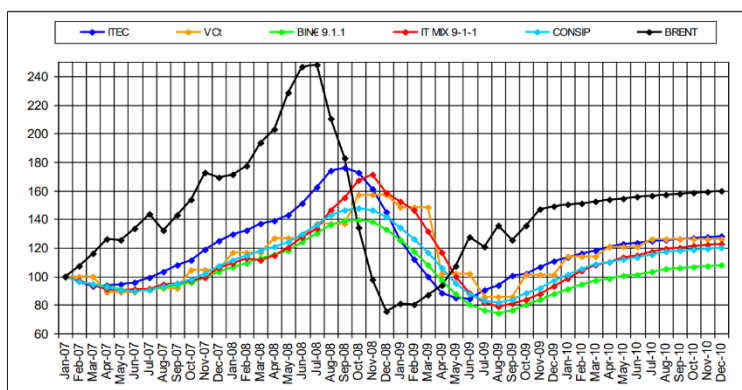


Figura 77 - Indici energetici a confronto con utilizzo di medie mobili [ 41 ]

La media mobile trova applicazione generalmente come filtro per contrastare il fenomeno della variazione random, tipico nella misurazione di processi, Figura 79. Infine, trova applicazione nel campo di dataset caratterizzati da andamenti irregolari, come quelli relativi alle fonti rinnovabili, alla domanda di energia ed ai dati meteo, per effettuare il peak smoothing. In Figura 78, la MM è stata utilizzata per livellare l'andamento di una serie di misure annuali relative alla potenza prodotta da un impianto fotovoltaico, con andamento caratterizzato da brusche variazioni a causa di giorni nuvolosi(in blu), ottenendo un profilo avente andamento regolare e con la stessa quantità di energia prodotta nel periodo di misurazione (in verde). Questo metodo di smoothing, seppur semplice, è ampiamente utilizzato in letteratura in quanto produce risultati confrontabili con altri metodi più onerosi [ 42 ].



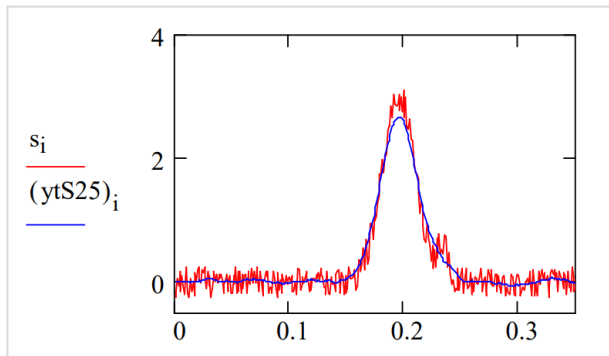


Figura 79 - Media mobile utilizzata come filtro di segnali rumorosi [ 43 ]

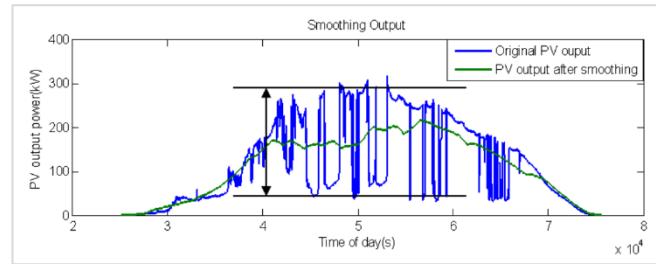


Figura 78 - Media mobile utilizzata per peak smoothing di misurazioni di grandezze irregolari [ 44 ]

La media mobile è caratterizzata da tre principali fattori:

- $X$ , l'ampiezza del sottoinsieme del dataset, ovvero il numero di valori utilizzati per calcolare la media. Alti valori di  $X$  (rispetto al periodo di osservazione) smorzano e ritardano brusche variazioni, mentre valori più bassi seguono più fedelmente e nervosamente gli andamenti degli indici su cui si basano.
- $Y$ , è il numero di valori conteggiati a ritroso partendo dal mese da cui inizia il computo della media. All'aumentare di questo valore, cresce il ritardo rispetto alle variazioni degli indici di base.
- $Z$ , è l'inverso della frequenza di aggiornamento dell'indice. Anche in questo caso, al crescere di questo valore si riduce la rapidità con cui l'indice segue il trend degli indici di riferimento. Nello studio la MM sarà aggiornata ad ogni timestep.

In questo studio la MM è centrata, cioè i valori utilizzati per calcolarla non saranno esclusivamente precedenti al valore che si desidera calcolare, bensì sarà utilizzato un sottoinsieme a cavallo del valore di riferimento. In particolare, avendo a disposizione i valori di un'annualità, nel caso del primo valore dell'anno, saranno utilizzati gli ultimi dati della serie come dati che precedono tale valore di riferimento; allo stesso modo, per calcolare la MM dell'ultimo valore dell'anno, saranno utilizzati i primi valori della serie come dati successivi al valore di riferimento.

### Regressione localizzata (LOESS)

Si tratta di uno strumento non-parametrico, basato principalmente sulla regressione lineare. A differenza di quest'ultimo metodo il quale individua trend considerando l'intero dataset, il LOESS considera su una finestra mobile di punti vicini, chiamati neighborhood, per adattare un modello semplice, come una linea retta o un polinomio, a ciascun punto. Il peso di ogni punto del vicinato dipende dalla sua distanza dal punto di interesse, in modo che i punti più vicini abbiano più influenza di quelli più lontani. Il risultato è una curva liscia che segue l'andamento generale dei dati, ma si adatta anche alle variazioni locali. È anche conosciuto con il nome di scatterplot smoothing per via della sua capacità di individuare pattern nascosti in scatterplot caratterizzati da un consistente numero di dati. In Figura 80 è possibile osservare come ogni punto del LOESS (curva blu) sia generato da una regressione lineare (rette in rosso) localizzata ad una finestra di valori adiacenti al punto stesso; portando tale finestra a coincidere con l'intero dataset si otterrebbe una regressione lineare.

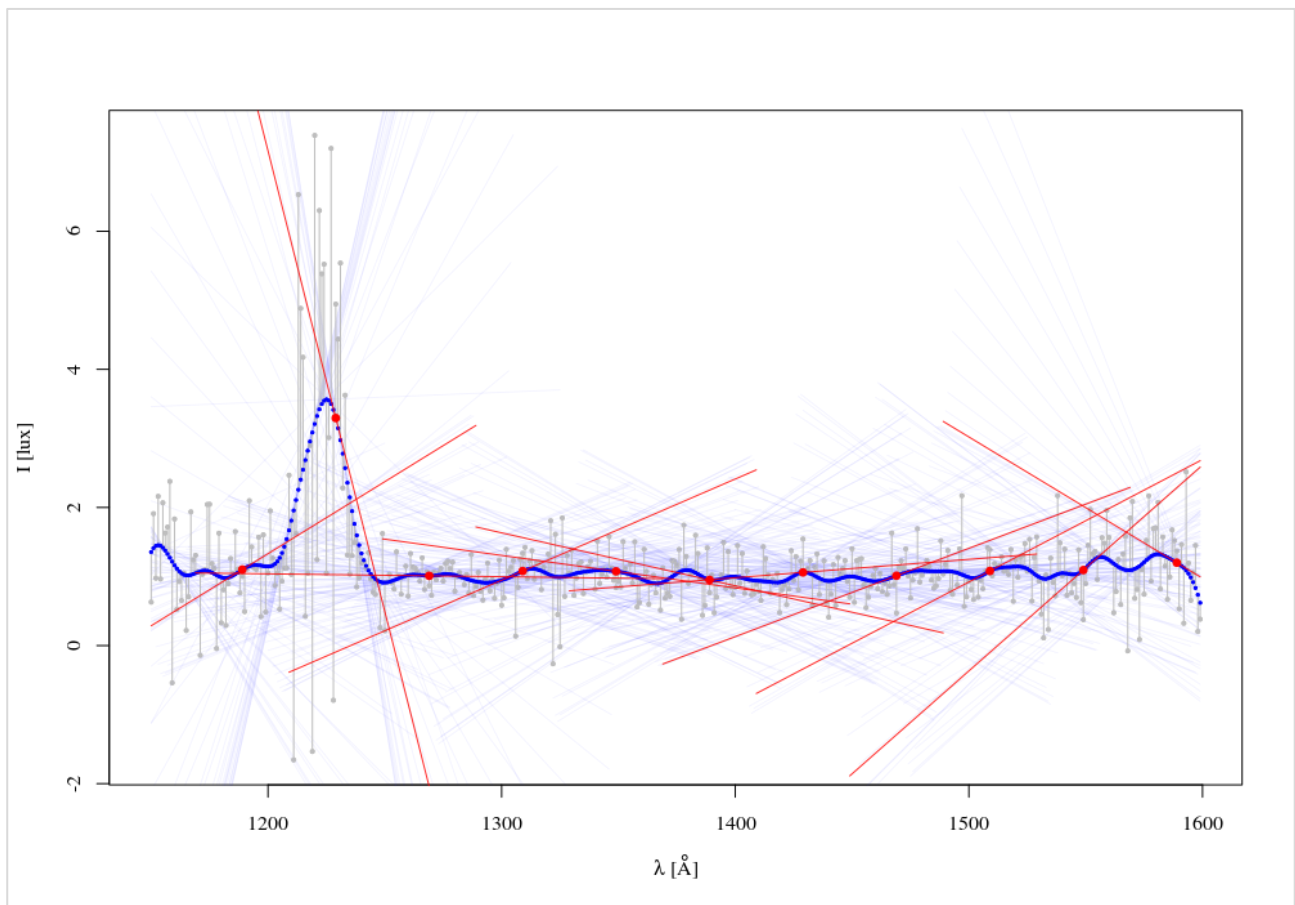


Figura 80 – LOESS

Il LOESS viene utilizzato in casi di underfitting, ovvero in situazioni in cui risulta difficile identificare pattern o classificare dei dati a causa della consistente struttura, effettuando uno smoothing informativo semplificando lunghe serie temporali. [ 45 ] A tale fine, in base al tipo

di analisi che si vuole svolgere ed al tipo di informazioni che si vogliono estrapolare, si può variare l'ampiezza della finestra mobile, nello studio [ 45 ] è stata impostata una finestra per ricavare informazioni stagionali. In Figura 81 viene evidenziata la differenza del livello di smoothing al variare della finestra di dati adiacenti considerati. Questo metodo, a differenza della media mobile in precedenza descritta, è più fedele all'andamento del dataset in quanto viene assegnato un peso ai valori presenti nella finestra mobile: quelli più "vicini" al dato "attuale" hanno un peso più alto rispetto a quelli più distanti. Il risultato sarà quindi più fedele all'andamento reale del dataset in quanto l'influenza dei dati "lontani" è meno influente sul risultato.

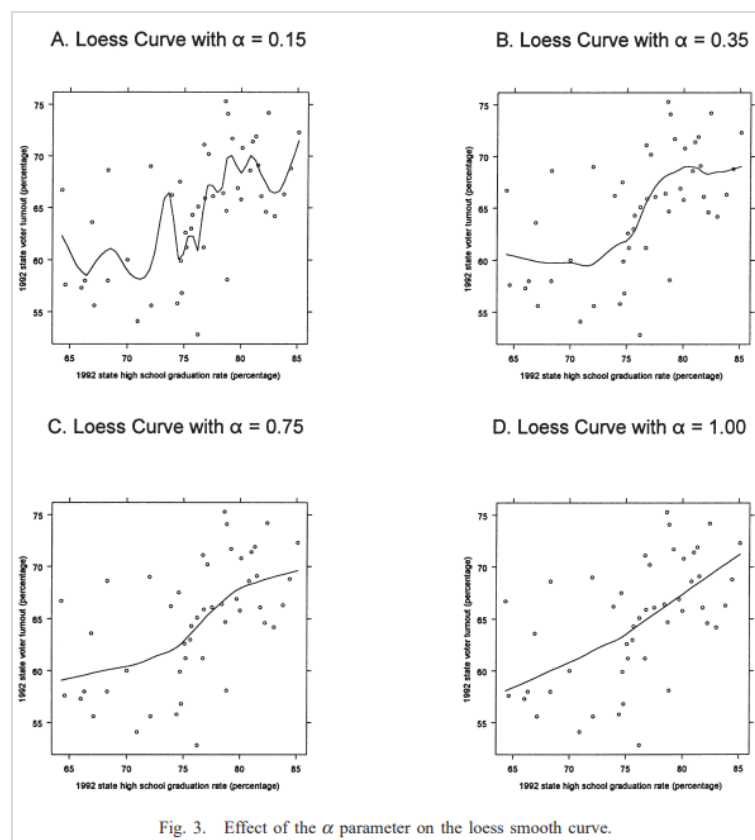


Fig. 3. Effect of the  $\alpha$  parameter on the loess smooth curve.

Figura 81 - Effetti della variazione della finestra di regressione nel LOESS [ 46 ]

Riassumendo, nonostante la sua semplicità, il filtro a media mobile è efficace per i segnali codificati nel dominio del tempo, ottimo per ridurre segnali con rumore randomico pur mantenendo una risposta nitida. Potrebbe esserci perdita di informazioni all'aumentare della finestra mobile. Il problema del delay può essere risolto utilizzando la media mobile centrata come filtro; il LOESS, invece, utilizzato in problemi come l'overfitting in cui si necessita di uno smoothing informativo per serie temporali lunghe. A partire da uno scatterplot questo algoritmo stima la funzione latente in modo puntuale. Per ogni valore di  $x$ , stima il valore di

$f(x)$  utilizzando i valori campionati vicini (noti). Si tratta di un algoritmo molto simile a quello di KNN, dove  $k$ , la dimensione della finestra.

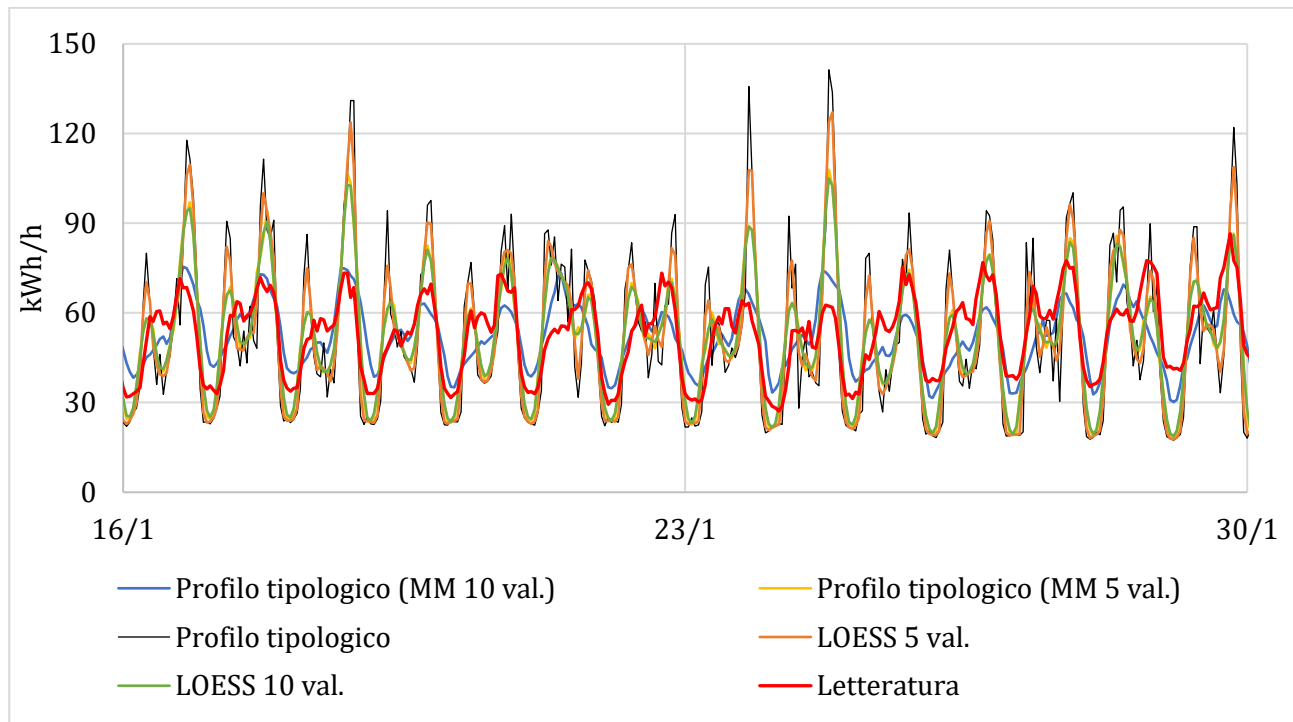
Si tratta quindi di due alternative valide per livellare i picchi nel caso in analisi; come accennato in precedenza, lo scopo dell'effettuare il peak smoothing è quello di ottenere il profilo di un aggregato di almeno cento nuclei familiari a partire dal profilo tipologico di un'utenza residenziale. I picchi di carico di un vasto insieme di famiglie sono inferiori rispetto a quelli che si otterrebbero moltiplicando i consumi energetici di un singolo per lo stesso numero di famiglie presenti nell'insieme, questo discorso non vale per il totale annuo. Per avere un riferimento riguardo i valori dei picchi e delle valli di un aggregato di 200 famiglie, sono stati presi in considerazione i consumi di 200 nuclei familiari presenti in letteratura [ 47 ], essendo riferiti ad un'altra area geografica e ad abitudini degli occupanti differenti, sono stati riscalati sui consumi attesi da 200 famiglie nella provincia di Biella. Il profilo medio tipologico è stato anche esso moltiplicato per 200 e sono stati applicati quattro differenti strategie di peak smoothing:

- media mobile centrata con finestra di 5 valori,
- media mobile centrata con finestra di 10 valori,
- LOESS con finestra di 5 valori,
- LOESS con finestra di 10 valori.

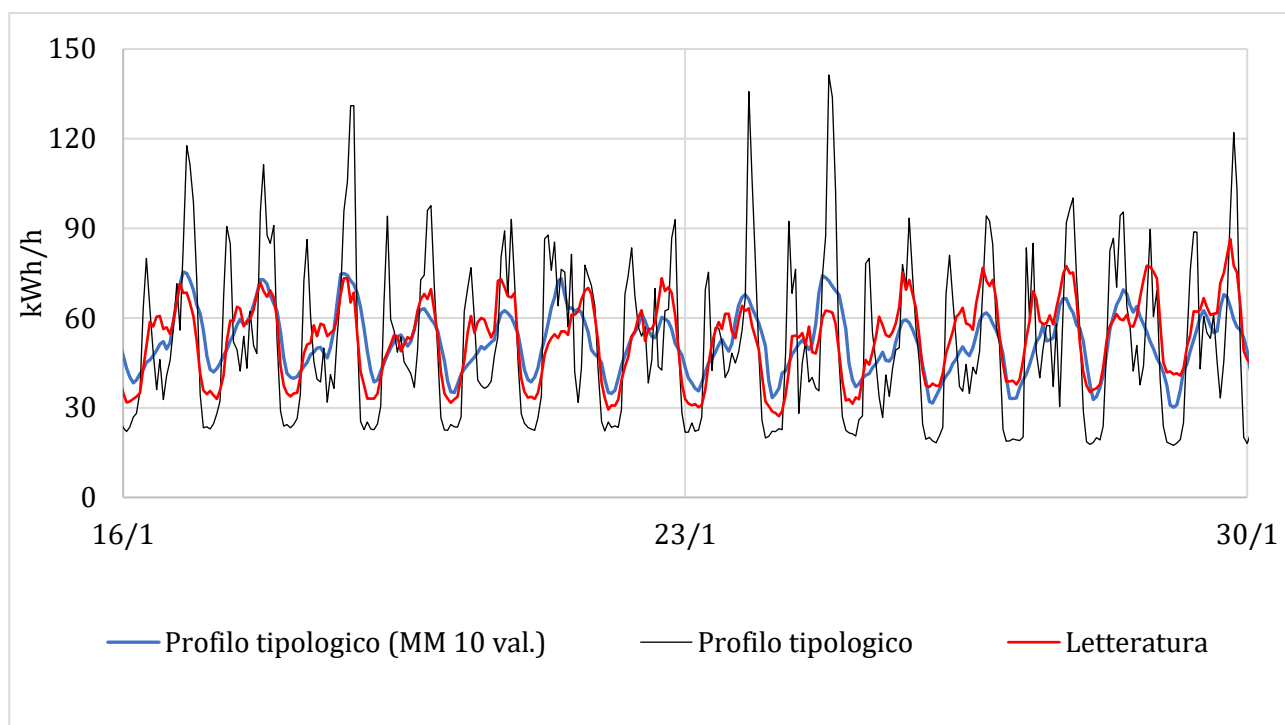
Il timestep del dataset sul quale è stato effettuato il peak smoothing ha granularità quartioraria. Ognuno dei metodi utilizzati include nella finestra mobile il valore che si intende calcolare, ad esempio, se si vorrà calcolare la media mobile con finestra di cinque valori del valore  $X$ , questa sarà calcolata come la media della potenza dei due quarti d'ora precedenti, di quello attuale e di due futuri. Come dati precedenti ai primi valori del dataset, sono stati utilizzati i dati relativi alle ultime ore dell'anno, allo stesso modo, come dati successivi agli ultimi valori del dataset sono stati utilizzati i dati riferiti alle prime ore dello stesso anno creando così un dataset circolare.

Nei grafici di seguito sono stati riportate le quattro strategie di peak smoothing, il profilo di riferimento per massimi e minimi (seppur con andamento differente), il profilo medio tipologico moltiplicato per 200 famiglie per avere un riferimento sull'andamento e sulla differenza tra questo ed il riferimento utilizzato dalla letteratura. Il criterio di peak smoothing adottato sarà quello con massimi e minimi simili al profilo di riferimento.

Il criterio di peak smoothing con massimi e minimi più vicini al profilo di riferimento (in rosso) è quello relativo alla media mobile centrata con finestra di 10 valori. Il criterio meno adatto è il LOESS con finestra di cinque valori in quanto segue fedelmente l'andamento del profilo tipologico (in nero), i criteri LOESS con finestra di 10 valori e media mobile con finestra di cinque valori hanno andamento simile, ma non opportunamente livellato.

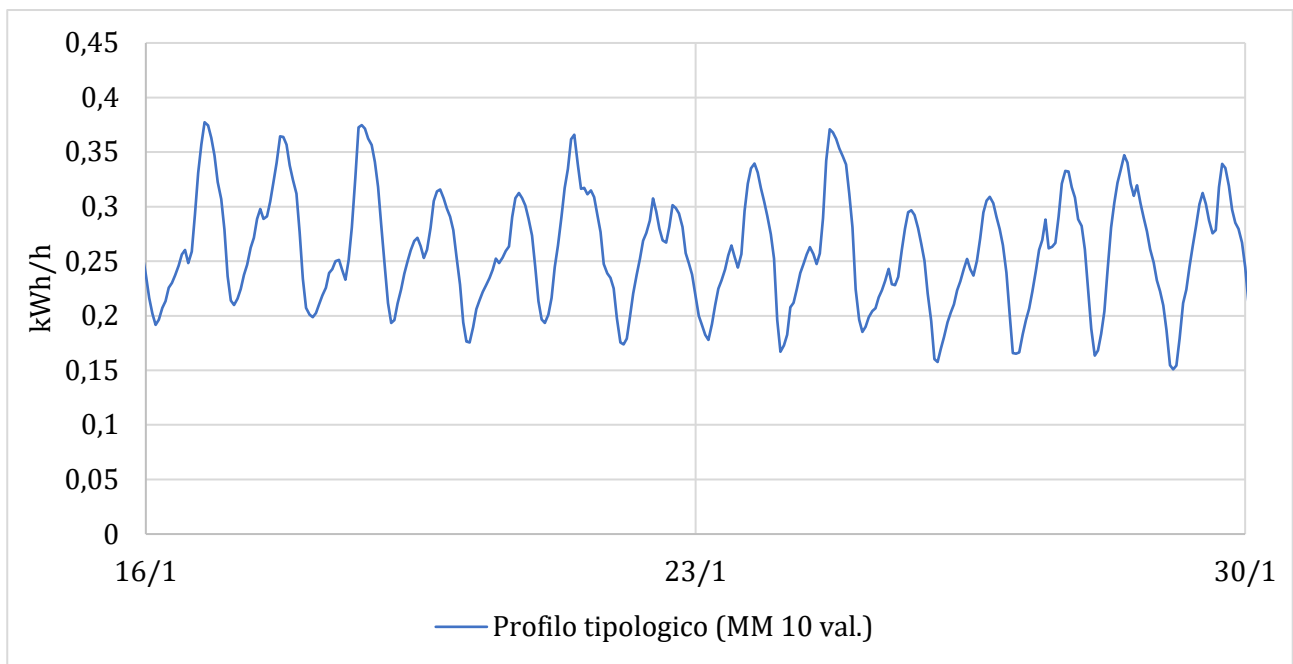


*Figura 82 - Peak smoothing: confronto criteri differenti*

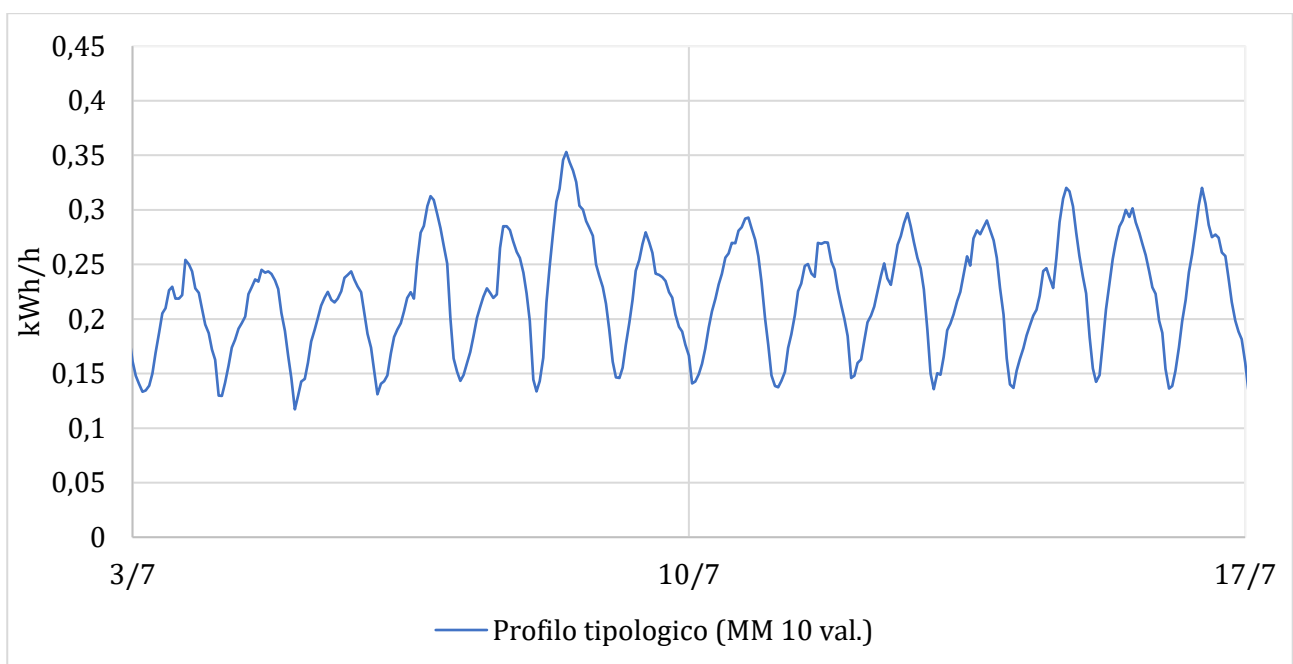


*Figura 83 - Peak smoothing con media mobile 10 val.*

Uno smoothing troppo spinto porta a perdere informazioni riguardo l'andamento dei consumi dettato dalle differenti abitudini e caratteristiche modellate in LPG. In Figura 84 e in Figura 85 è stato riportato l'andamento del profilo tipologico al quale è stato applicato il peak smoothing con una finestra di dieci valori. I consumi sono mediamente più alti l'inverno rispetto all'estate consistentemente con quanto visto in precedenza con i consumi mensili della provincia di Biella. È presente la forma a "doppia gobba" tipica dei consumi tipici residenziali, solitamente più alta nel picco della sera e contenuta in quello del mattino. Questo andamento è tipico dei giorni feriali, infatti, nel weekend si nota come tale andamento non è sempre rispettato per via delle diverse abitudini degli occupanti. Nonostante sia stato effettuato il peak smoothing, non sono state perse le informazioni principali dei profili di consumo degli utenti residenziali.



*Figura 84 - Andamento profilo tipologico in inverno*



*Figura 85 - Andamento estivo profilo tipologico*

### 3. Analisi di scenario

Nel seguente capitolo verrà svolta un'analisi di fattibilità con lo scopo di indagare sul potenziale delle comunità energetiche rinnovabili. Tale analisi è strutturata metodologicamente con l'ausilio di fogli di calcolo mediante i quali sono stati analizzati differenti casi studio, partendo da configurazioni semplici fino alla configurazione complessa, formata dagli attori descritti del capitolo 3.

Tutte le analisi di seguito effettuate hanno alla base dei criteri sulle quali sono strutturate. Dal punto di vista energetico qualora non vi siano limiti tecnici si considera una percentuale di almeno l'80% della quota di energia immessa in rete dagli impianti fotovoltaici parte della CER e consumata dalle utenze di consumo, questa quota sarà denominata come *Energia condivisa*. Sebbene il punto di vista economico non sia quello prioritario all'interno delle CER, è stata posta una particolare attenzione a tale aspetto in modo che sia investitori, nel caso di proprietari di impianti, sia consumatori, nel caso di utenze che utilizzano l'energia rinnovabile autoprodotta, abbiano dei vantaggi concreti che motivino gli stessi ad impegnarsi sia per l'aspetto etico, ambientale e sociale sia per il compenso economico proveniente dall'incentivo erogato dal GSE; l'aspetto economico è stato considerato nelle analisi dei casi studio cercando di massimizzare i proventi dei protagonisti: nel caso dei produttori è stato espresso sottoforma di tempo di ritorno dell'investimento o *Pay Back Time* in inglese (PBT), nel caso dei consumatori residenziali i proventi allocati ad essi sono stati espressi sottoforma di *risparmio percentuale della spesa per l'energia elettrica*. Di fatto non si tratta di un vero e proprio risparmio, in quanto le famiglie annesse ad una comunità energetica continueranno a sostenere la stessa spesa per l'energia elettrica ma riceveranno un compenso economico a fine anno; le due grandezze sono state rapportate considerando il premio ricevuto come una riduzione, e quindi un risparmio, dell'esborso per i consumi elettrici annui.

I due fattori economici sono stati gestiti cercando una suddivisione equa ed ottimale per i due soggetti: il PBT di impianti fotovoltaici non inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo è mediamente superiore ai sei anni, si è cercato di tenere tale valore come soglia massima da non superare cercando, al contempo, di massimizzare il risparmio economico relativo alla spesa per energia elettrica dei consumatori. Le considerazioni economiche sono state svolte riferendosi all'incentivo economico stabilito dalla Bozza di Decreto del 28/02/23 riportato in Figura 24.

Le analisi di valutazione della performance dei casi studio trattasi sono basate sul monitoraggio dei tre fattori in precedenza descritti:

- Percentuale di energia condivisa all'interno della CER
- Tempo di ritorno dell'investimento;
- Percentuale di risparmio in bolletta per le famiglie



### 3.1 Caso A – CER con consumers residenziali e producer FV

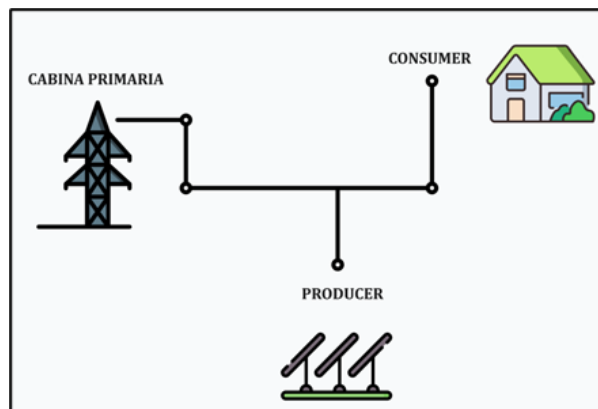
Nel seguente sotto capitolo saranno analizzate tre configurazioni di comunità energetiche rinnovabili composte dagli stessi membri, ma strutturate in maniera differente in modo da poter indagare su molteplici aspetti. In particolare, i membri considerati sono stati un aggregato di consumers industriali ed un producer, costituito da un impianto fotovoltaico a servizio di essi.

#### 3.1.1 Caso A1

##### DESCRIZIONE DELLA CONFIGURAZIONE

Il caso A1 prevede una configurazione di CER composta da un aggregato di 200 utenti residenziali ed un impianto fotovoltaico a servizio di questi.

L'obiettivo di questo caso studio è quello di analizzare punti di forza e limitazioni di una CER composta come descritto in precedenza, indagando sulla quantità di famiglie da coinvolgere e sulla taglia ottimale dell'impianto fotovoltaico.



##### ANALISI ENERGETICA

I consumi sono stati calcolati moltiplicando di un fattore duecento, il profilo medio tipologico riferito ad una famiglia tipologica della famiglia di Biella, al quale è stato effettuato il peak smoothing; l'andamento del risultato ottenuto è riportato in Figura 86.

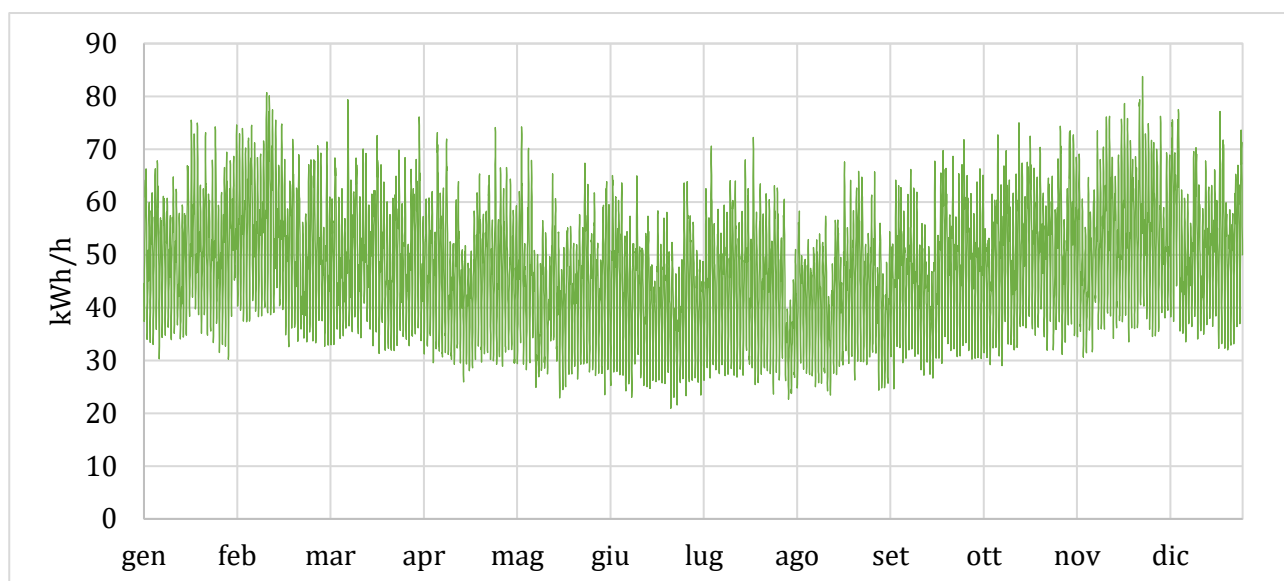


Figura 86 - Fabbisogno degli utenti residenziali caso A1

Il fabbisogno annuo dei consumers residenziali ammonta a 421 391,5 kWh.

A partire dalla domanda di energia elettrica oraria è stato dimensionato un impianto fotovoltaico, seguendo la procedura descritta nel capitolo precedente, in modo che la quantità di energia condivisa nell'arco dell'anno sia superiore all'80%. La taglia che consente di ottenere tale valore è di 110,7 kW, producendo 161 459 kWh/anno.

Il fattore annuo di energia condivisa è calcolato

$$\text{Fattore di energia condivisa [\%]} = \frac{\text{Condivisa annua}}{\text{Imnessa in rete annua}} \cdot 100 = 80,01\%$$

Dove, l'energia condivisa annua viene considerata come previsto dal sistema regolatorio virtuale (descritto nel capitolo 2), ovvero come la quota percentuale dell'energia immessa in rete ed autoconsumata dalla CER. Tale quantità viene calcolata come la somma, dell'energia condivisa oraria, a sua volta determinata come

$$\text{Condivisa} = \text{Fabbisogno}$$

$$\text{se Immessa in rete} > \text{Fabbisogno}$$

$$\text{Condivisa} = \text{Imnessa in rete}$$

$$\text{se Immessa in rete} \leq \text{Fabbisogno}$$

L'energia condivisa annua, ovvero la somma ora per ora dell'energia immessa in rete e consumata nella stessa ora dai consumers, determinata come riportato in alto, vale

$$\text{Condivisa annua}_{\text{caso A1}} = 129\,183,6 \text{ kWh/anno}$$

Di seguito, in Figura 87, è stato riportato l'andamento dei flussi energetici per un periodo dell'anno, l'energia condivisa è quella sottesa dalla curva in verde.

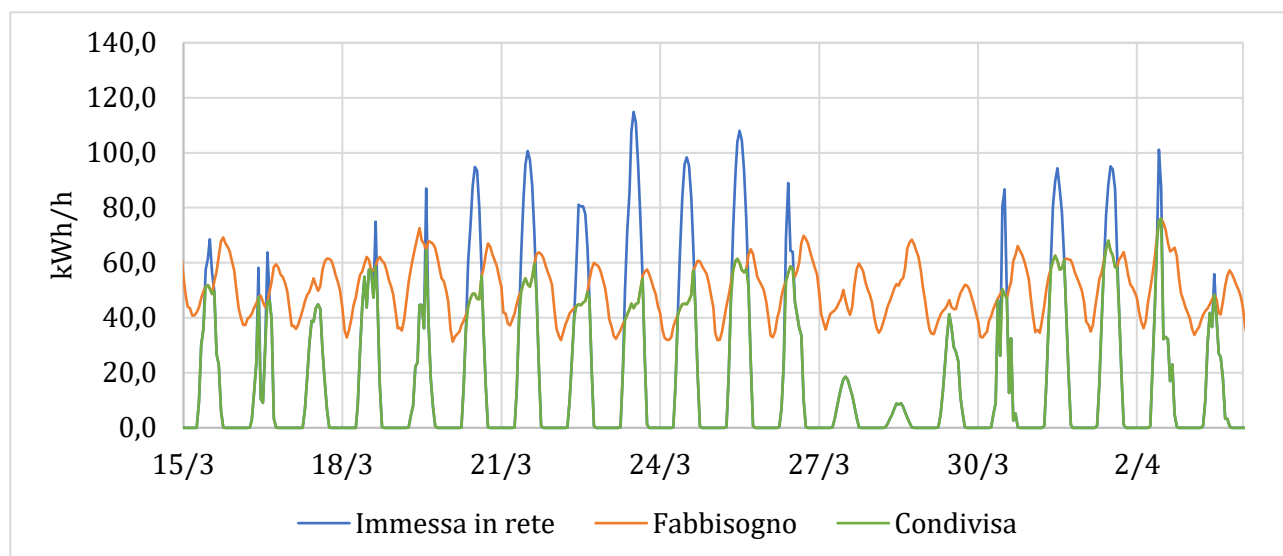


Figura 87 - Flussi energetici CER caso A1

## ANALISI ECONOMICA

Alla comunità energetica rinnovabile viene riconosciuto da parte del GSE un incentivo sulla base dell'energia prodotta ed immessa in rete dagli impianti presenti nella configurazione e successivamente consumata dai consumers (*Condivisa*).

### Calcolo dell'incentivo riconosciuto

Secondo la nuova Bozza di Decreto, la tariffa premio è determinata sulla base di diversi fattori riassunti nella Figura 88.

|                                                           |                                                                                                                           |                                                 |
|-----------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| <b>DIPENDENZA DALLA TAGLIA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b> | 600 kW < P ≤ 1000 kW                                                                                                      | 60 + max (0; 180 – Pz) €/MWh<br>MAX = 100 €/MWh |
|                                                           | 200 kW < P ≤ 600 kW                                                                                                       | 70 + max (0; 180 – Pz) €/MWh<br>MAX = 110 €/MWh |
|                                                           | P ≤ 200 kW                                                                                                                | 80 + max (0; 180 – Pz) €/MWh<br>MAX = 120 €/MWh |
| <b>CORREZIONE PER ZONA GEOGRAFICA</b>                     | NORD<br>(Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto) | + 10 €/MWh                                      |
|                                                           | CENTRO<br>(Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)                                                                       | + 4 €/MWh                                       |
|                                                           | ALTRE REGIONI                                                                                                             | + 0 €/MWh                                       |

Figura 88 - Tariffe incentivanti secondo la Bozza di Decreto 23/02/23

In particolare, la tariffa incentivante riconosciuta è basata su tre fattori distinti:

1. *La taglia dell'impianto con il quale è stata prodotta l'energia incentivata.* Viene riconosciuta una tariffa fissa, ora per ora, pari a:

$$60 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad \text{per impianto con taglia} > 600 \text{ kW e } \leq 1000 \text{ kW};$$

$$70 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad \text{per impianto con taglia} > 200 \text{ kW e } \leq 600 \text{ kW};$$

$$80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad \text{per impianto con taglia} \leq 200 \text{ kW}.$$

2. *Il prezzo zonale orario* è stato considerato quello pubblicato all'interno del portale del GSE relativo all'anno 2022 riportato in Figura 89.

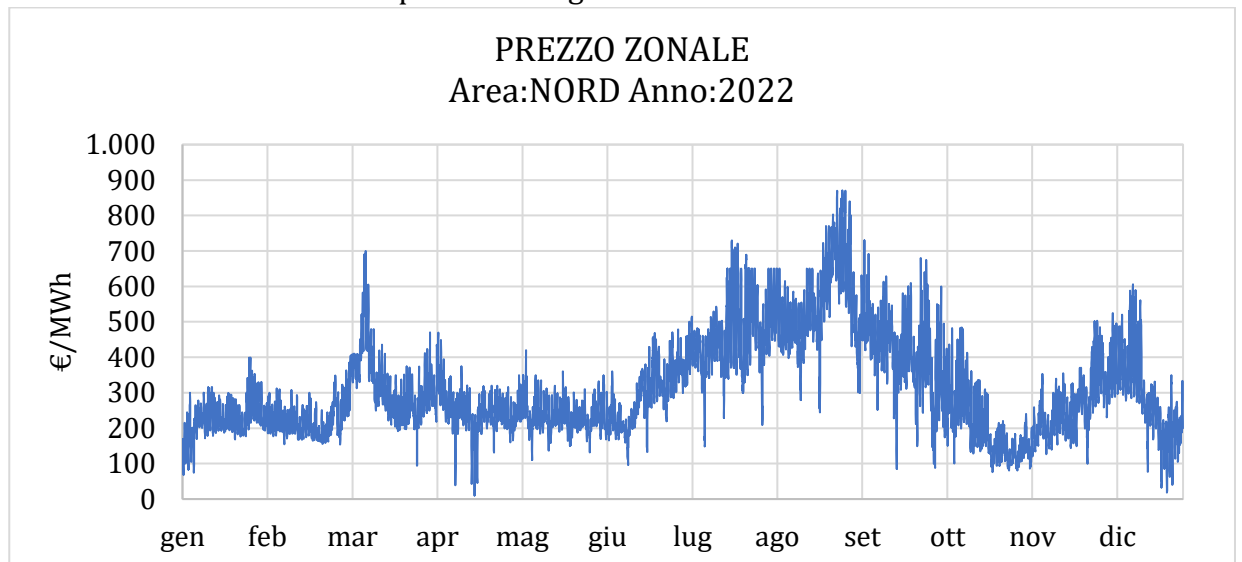


Figura 89 - Prezzo zonale orario relativo ad area di mercato Nord nell'anno 2022

Viene riconosciuta una tariffa oraria, espressa in €/MWh pari a:

$$\text{MAX}(0; 180 - P_z)$$

3. *Un fattore correttivo per zona geografica.* Viene riconosciuta una tariffa fissa pari a:

$$10 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad \text{per impianto localizzato nella zona Nord};$$

$$4 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad \text{per impianto localizzato nella zona Centro};$$

$$0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad \text{per impianto localizzato in Altre Regioni}.$$

L'impianto è localizzato in Piemonte e riceve la tariffa relativa alla zona Nord.

È fondamentale che il massimo tra la somma tra il contributo 1. ed il contributo 2. sia pari a

$$100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad \text{per impianto con taglia} > 600 \text{ kW e } \leq 1000 \text{ kW};$$

$$110 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad \text{per impianto con taglia} > 200 \text{ kW e } \leq 600 \text{ kW};$$

$$120 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad \text{per impianto con taglia} \leq 200 \text{ kW}.$$

La tariffa incentivante, il cui andamento è riportato in Figura 90, è calcolata, ora per ora, come:

$$Incentivo_{previsto_{Bozza}} = (INC_{taglia} + INC_{Pz} + INC_{luogo})$$

Esso rappresenta il premio economico, espresso in €/kWh, dato dalla somma dei tre contributi che lo compongono, ovvero la potenza di picco (o taglia) dell'impianto fotovoltaico installato, Prezzo zonale orario, fattore correttivo in base al luogo in cui la CER è situata.

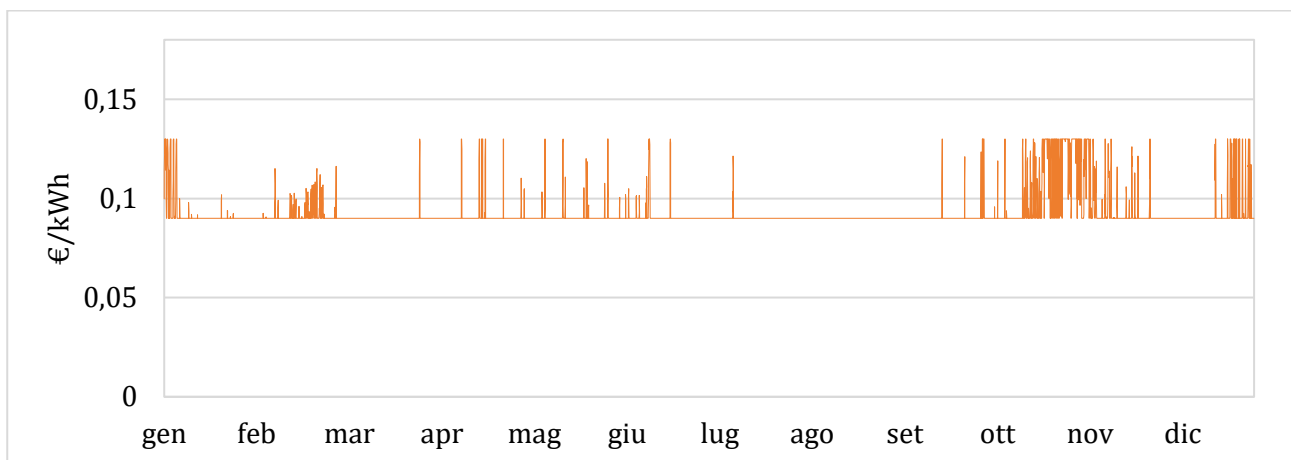


Figura 90 – Tariffa premio spettante ora per ora all'energia condivisa dalla CER (taglia fotovoltaico ≤ 200 kW)

Infine, l'incentivo economico riconosciuto dal GSE, il cui andamento è riportato in Figura 91 viene calcolato come

$$Inc. \text{riconosciuto GSE} = \sum_{\text{ore in cui condivisa} > 0} Condivisa \cdot Inc. \text{previsto}_{Bozza} = 12007,7 \text{ €}$$

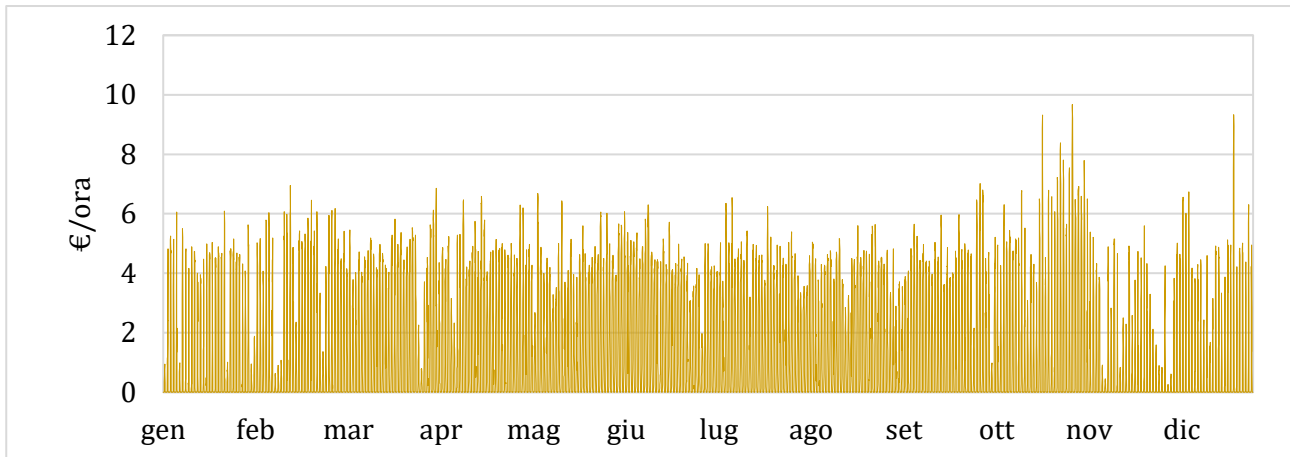


Figura 91 - Incentivo riconosciuto dal GSE alla CER, Caso A1

### Ripartizione dell'incentivo ricevuto

Dalla quantità di denaro riconosciuta dal GSE vengono decurtati i costi di gestione della CER, considerati in maniera forfettaria pari a 2000 €/anno, costanti per tutte le configurazioni considerata nelle analisi effettuate. È necessario adottare un criterio equo di suddivisione dell'incentivo ricevuto dal GSE al netto dei costi di gestione: una percentuale è destinata al producer destinata alla remunerazione dell'investimento relativo all'impianto di produzione di energia grazie al quale l'energia elettrica fonte di incentivazione è stata immessa in rete, la rimanente parte è destinata a coloro i quali hanno consumato l'energia rinnovabile a disposizione. La quota di incentivo relativa al producer viene inizialmente posta in maniera arbitraria pari al 60% ed è calcolata come:

$$\begin{aligned} Incentivo_{PROD} &= Inc. \text{riconosciuto } GSE_{netto} \cdot Quota \text{ spettante}_{PRODUCER} \\ &= 10007,7 \cdot 0,6 = 6\,004,6 \text{ €} \end{aligned}$$

La quota di energia spettante ai consumer sarà quindi pari a:

$$\begin{aligned} Incentivo_{CONS} &= Inc. \text{riconosciuto } GSE_{netto} \cdot (1 - Quota \text{ spettante}_{PRODUCER}) \\ &= Inc. \text{riconosciuto } GSE_{netto} \cdot Quota \text{ spettante}_{CONSUMER} \\ &= 10007,7 \cdot 0,4 = 4\,003,1 \text{ €} \end{aligned}$$

Verrà effettuata di seguito un'analisi di sensitività per analizzare come variano i risultati ottenuti al variare della quota di suddivisione dell'incentivo tra producer e consumer.

### Flussi economici relativi al producer

Al contrario di quanto accade per gli utenti residenziali, i quali ricevono esclusivamente il contributo calcolato in precedenza ( $Incentivo_{CONS}$ ), il producer è coinvolto in diversi flussi economici, sia positivi sia negativi di seguito descritti.

- $Incentivo_{PROD}$  [€/anno], calcolato come visto in precedenza, corrisponde alla quota di incentivo erogato dal GSE alla comunità energetica e destinato al produttore dell'energia rinnovabile immessa in rete e consumata dalla CER ora per ora;
- *Ritiro dedicato* [€/anno], è la quota riconosciuta all'impianto di produzione, il quale immette in rete l'energia rinnovabile prodotta. Tale incentivo viene riconosciuto per l'intera quantità di energia prodotta, è determinato dal prodotto di quest'ultima con un fattore aggiornato periodicamente in base al Prezzo Unico Nazionale (PUN); per il seguente studio è stato fissato 0,13 €/kWh immesso in rete;
- *Costo di manutenzione* [€/anno], sono le spese sostenute annualmente per effettuare le pratiche operative e manutentive dell'impianto.
- *Investimento* [€], è la somma che il proprietario dell'impianto fotovoltaico ha investito per la realizzazione dell'impianto.

Il bilancio tra i primi tre contributi descritti costituisce il *Flusso di cassa* espresso in €/anno.

Il rapporto  $\frac{Incentivo}{Flusso\ di\ cassa}$  permette di calcolare il tempo di ritorno dell'investimento, in inglese Pay Back Time (PBT). Il PBT, espresso in anni consente di valutare il numero di anni necessari affinché i risparmi conseguiti eguaglino il costo di investimento iniziale.

Il PBT per la configurazione individuata vale 5,49 anni.

Come annunciato nella premessa del seguente capitolo, il Pay Back Time è un parametro determinante per la scelta della configurazione globalmente più sostenibile, pertanto, sarà tenuto in considerazione dell'analisi di sensitività di seguito riportata.

## ANALISI SENSITIVITA'

Nel seguente paragrafo è stata effettuata una valutazione della performance della configurazione come descritto in precedenza, ovvero monitorando i tre parametri chiave: PBT, % di energia condivisa all'interno della CER e % di risparmio in bolletta per i consumers residenziali.

Dapprima è stata variata la percentuale di ripartizione dell'incentivo tra il producer ed i consumers, tenendo invariati il numero di famiglie coinvolte (pari a 200 famiglie) e la potenza

installata dell'impianto fotovoltaico (pari a 110,7 kW). Sull'asse delle ordinate della Figura 92 è presente la percentuale dell'incentivo erogata dal GSE destinata al Producer ed al variare di quest'ultima è stato riportato il risparmio percentuale per le famiglie relativo alla spesa per l'energia elettrica e il PBT per il producer.

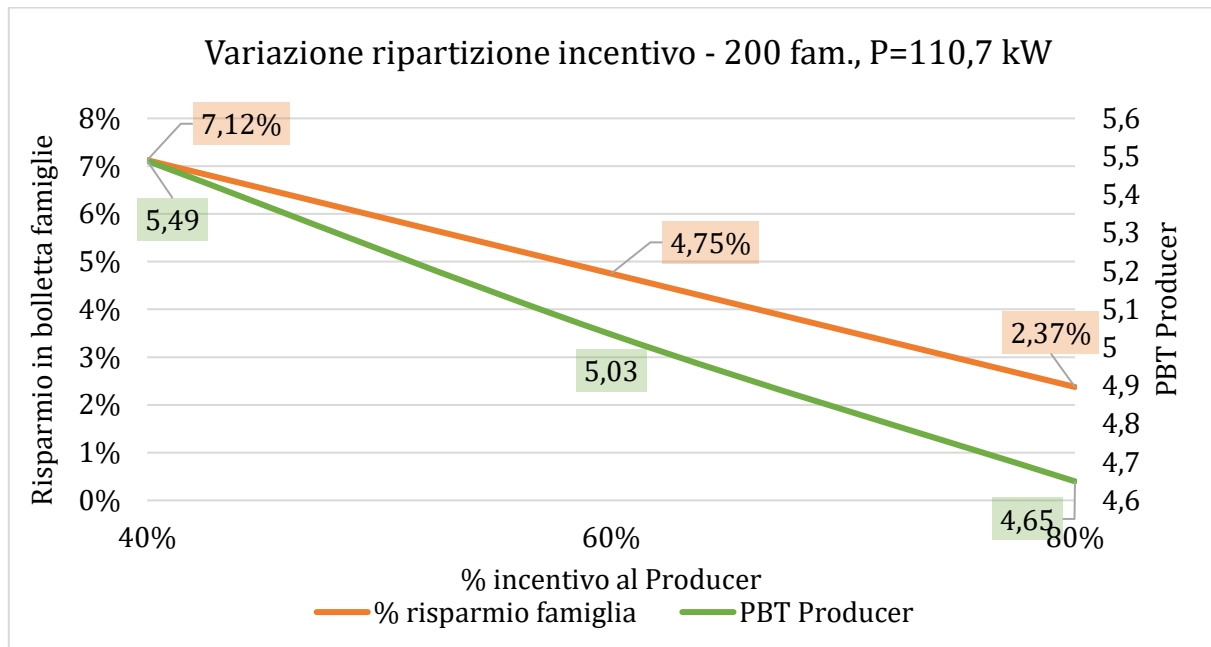
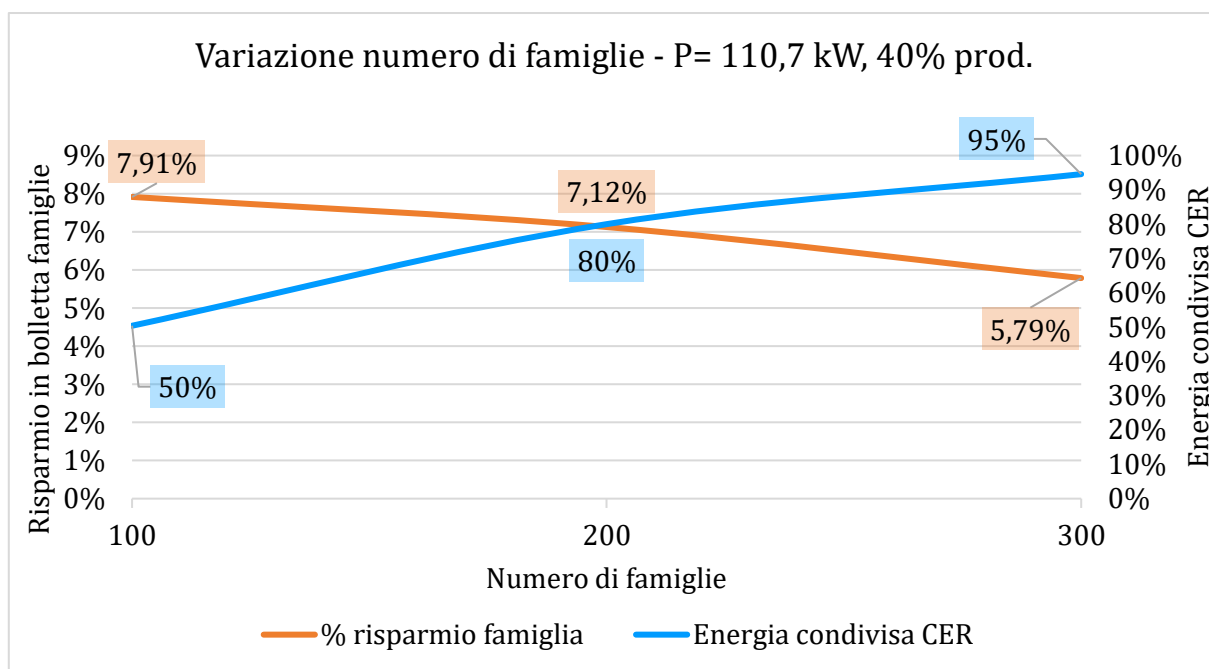


Figura 92 - Analisi di sensitività caso A1, variazione della ripartizione dell'incentivo

La configurazione non è particolarmente vantaggiosa per le famiglie, pertanto si preferisce scegliere una configurazione che prevede una ripartizione dell'incentivo per il 40% al producer ed al 60% per i consumers. In questo modo, l'importo investito per la realizzazione dell'impianto sarà ripagato alcuni mesi più tardi (comunque prima di 6 anni) ed i consumers saranno più propensi a collaborare secondo i principi sui quali è basata la comunità energetica rinnovabile. La percentuale di energia condivisa rimane invariata all'80% al variare del criterio di ripartizione dell'incentivo erogato dal GSE.

Nella Figura 93 è stata riportata la variazione della percentuale del risparmio in bolletta per gli utenti residenziali (in arancione) e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER al variare del numero delle famiglie coinvolte, la potenza dell'impianto fotovoltaico (110,7 kW) e la percentuale di incentivo destinata al producer (40%) è rimasta invariata.





*Figura 93 - Analisi di sensitività caso A1, variazione del numero di famiglie*

La configurazione di CER con 200 consumers residenziali è l'unica che permette di ottenere una percentuale di energia condivisa superiore all'80% ed al contempo a massimizzare il risparmio economico per le famiglie, il PBT del producer rimane invariato a 5,49 anni.

In Figura 94, invece, sono state considerate tre taglie diverse per l'impianto fotovoltaico a servizio della CER: da 90 kW, quella già descritta da 110,7 kW e da 130 kW. È stato monitorato il comportamento della percentuale di risparmio economico per la spesa di energia elettrica per ogni famiglia e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER, tenendo costanti il numero di famiglie, pari a 200, e il criterio di ripartizione dell'incentivo ricevuto, 40% producer e 60% consumers.

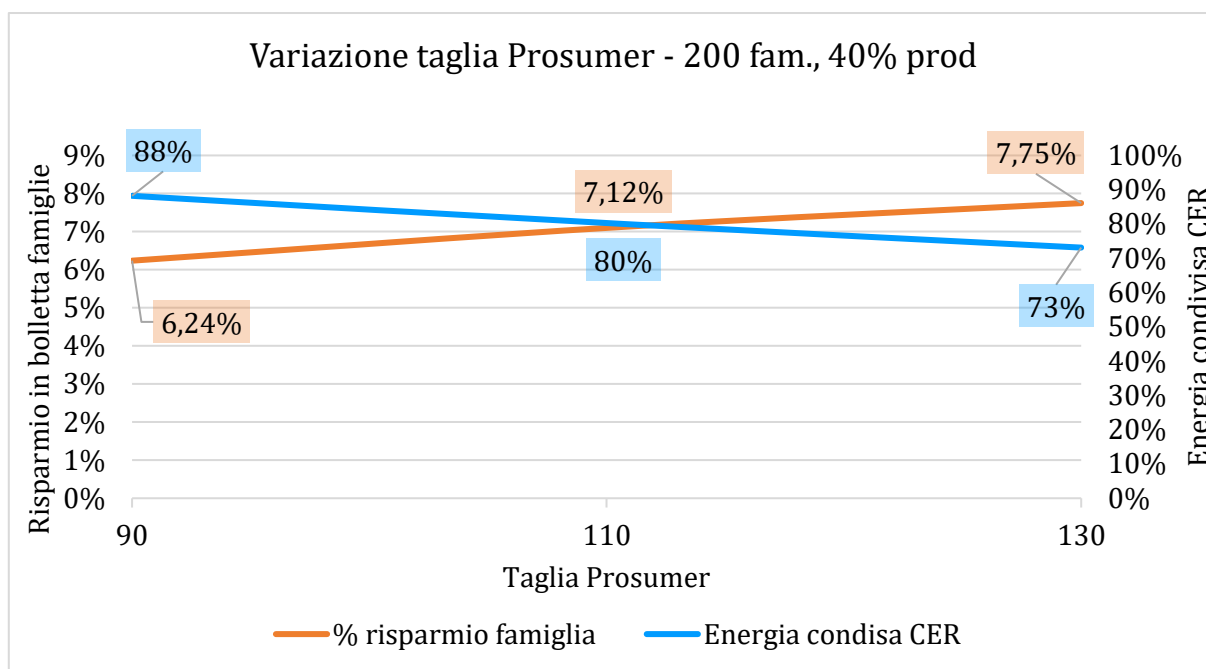


Figura 94 - Analisi di sensitività caso A1, variazione della taglia dell'impianto fotovoltaico

La taglia d'impianto fotovoltaico pari a 110,7 kW è quella che consente di ottenere una percentuale di energia condivisa pari ad almeno l'80% e che al contempo permetta di massimizzare il risparmio per i nuclei familiari.

Il corrispettivo erogato per il ritiro dedicato (RID), è stato fissato a 125 €/MWh, in accordo con quanto utilizzato nei progetti sviluppati da Trigenia S.r.l.; tale quantità ammonta a 20 182 €/anno ed è allocata interamente al produttore di energia. Dall'incentivo erogato dal GSE (12 007 €), vengono detratte le spese di gestione (2000 €/anno) e la differenza (10 007 €/anno) viene ripartita per il 40% al produttore dell'energia (4 005 €/anno) e per il 60% agli utenti familiari (6002 €/anno); quest'ultimo contributo viene suddiviso per il numero di famiglie coinvolte ottenendo un rimborso annuo di 30 € a famiglia, ovvero, il 7,72 % della spesa sostenuta in energia elettrica. Quest'ultimo costo è stato determinato come segue:

$$\text{Costo annuo en. ele. famiglia} = \text{Profilo tipologico} \cdot \text{costo en. elettrica bolletta}$$

Dove:

- *Profilo tipologico*, pari a 2 163,64 kWh/anno è stato determinato nel Capitolo 3.3;
- $\text{costo en. elettrica} = \frac{\text{costo materia prima}}{\text{peso \% sulla bolletta}}$ ; arrotondato per eccesso a 20 cent€/kWh. Il costo della materia prima è stato fissato a partire dalla media del PUN (dei mesi di luglio, agosto e settembre, pari a 113,227 €/MWh. Il peso % sulla bolletta è stato determinato sulla base di analisi effettuate su bollette residenziali del bimestre

settembre/ottobre. L'arrotondamento per difetto è dovuto a previsioni di aumento del PUN nel quarto semestre 2023.

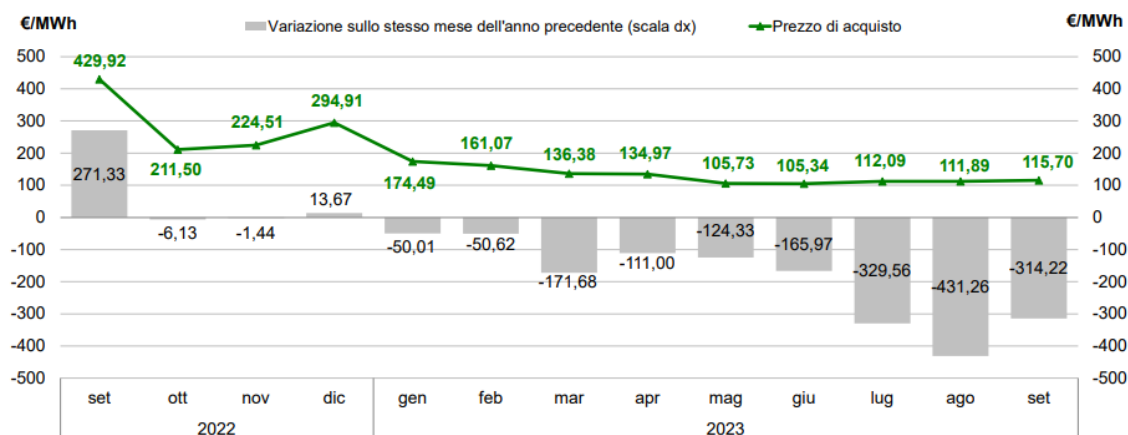


Figura 95 - Andamento PUN negli ultimi 12 mesi [ 48 ]

## CONCLUSIONI

La configurazione ideale per il caso A1 prevede la partecipazione di un producer con potenza installata pari a 110,7 kW, di un aggregato di consumers formato da 200 famiglie e ripartendo l'incentivo di 12 884,32 €, erogato dal GSE, per il 40 % al producer e per il 60% ai consumer. Prima di effettuare la ripartizione, vengono detratti 2000 € considerati come tariffa annua destinata a costi di gestione della CER, l'incentivo da ripartire al netto di tali spese ammonta a 10884,32 €.

Il risparmio relativo ad i producer risulta essere limitato ad una percentuale piuttosto bassa (7,12%), ciò è dovuto al fatto che viene soddisfatto solo il 32,90% dell'intero fabbisogno residenziale. Per aumentare la percentuale di risparmio in bolletta deve necessariamente aumentare la quota della domanda elettrica soddisfatta con l'energia fotovoltaica; per fare ciò è necessario che le famiglie si impegnino a compiere le proprie mansioni energivore durante le ore in cui viene prodotta l'energia solare (*Load shifting*) oppure ad accumulare l'energia elettrica prodotta nelle ore diurne mediante l'implementazione di accumuli energetici ed utilizzarla nelle ore notturne evitando il più possibile il prelievo da rete.

In Figura 96 è stato riportato il Sankey dei flussi economici della comunità energetica analizzata nel caso A1. Le quantità sono espresse in euro e sono riferite ad un anno di esercizio, i flussi entranti sono l'incentivo emesso dal GSE per aver condiviso e autoconsumato

all'interno della comunità e il RID, ovvero l'incasso dovuto dall'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

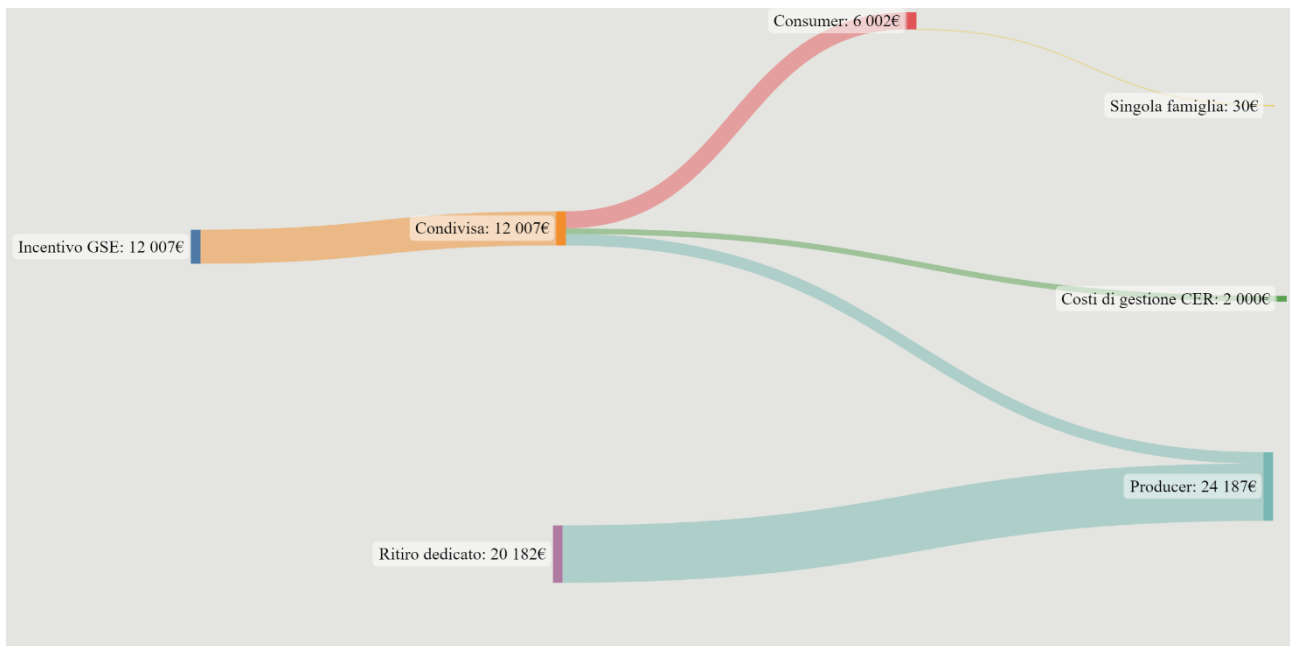


Figura 96 - Diagramma Sankey caso A1, flussi economici annuali

Il caso A1 consente un risparmio di emissioni pari a:

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di } CO_2 \text{ generato} &= \text{Imnessa in rete annua} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = \\ &= 161\,459 \cdot 0,3089 = 49\,874,7 \text{ kg } CO_2 \end{aligned}$$

di cui

$$\text{Risparmio di } CO_2 \text{ CER} = \text{Condivisa} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = 129\,183,6 \cdot 0,3089 = 39\,904,8 \text{ kg } CO_2$$

sono stati risparmiati all'interno del perimetro della CER.

Dove

- $f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}}$  è il fattore di emissione, indica quanti kg di  $CO_2$  vengono emessi per generare un kWh di energia elettrica in Italia, includendo l'energia rinnovabile. [ 49 ]

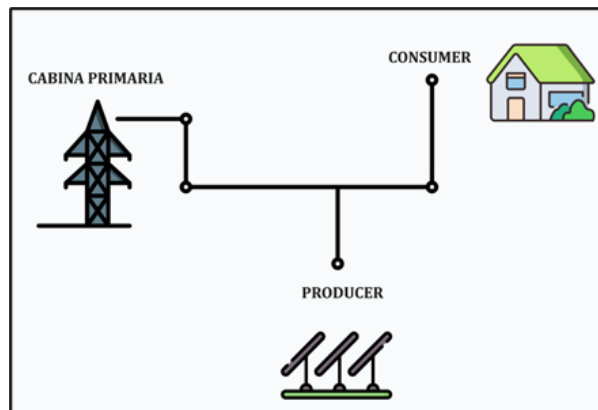
Si tratta di una configurazione semplice ed in quanto tale limitata sia dal punto di vista energetico che economico, di seguito saranno proposti due varianti della stessa per indagare su eventuali vantaggi al variare della complessità.

### 3.1.2 Caso A2

#### DESCRIZIONE DELLA CONFIGURAZIONE

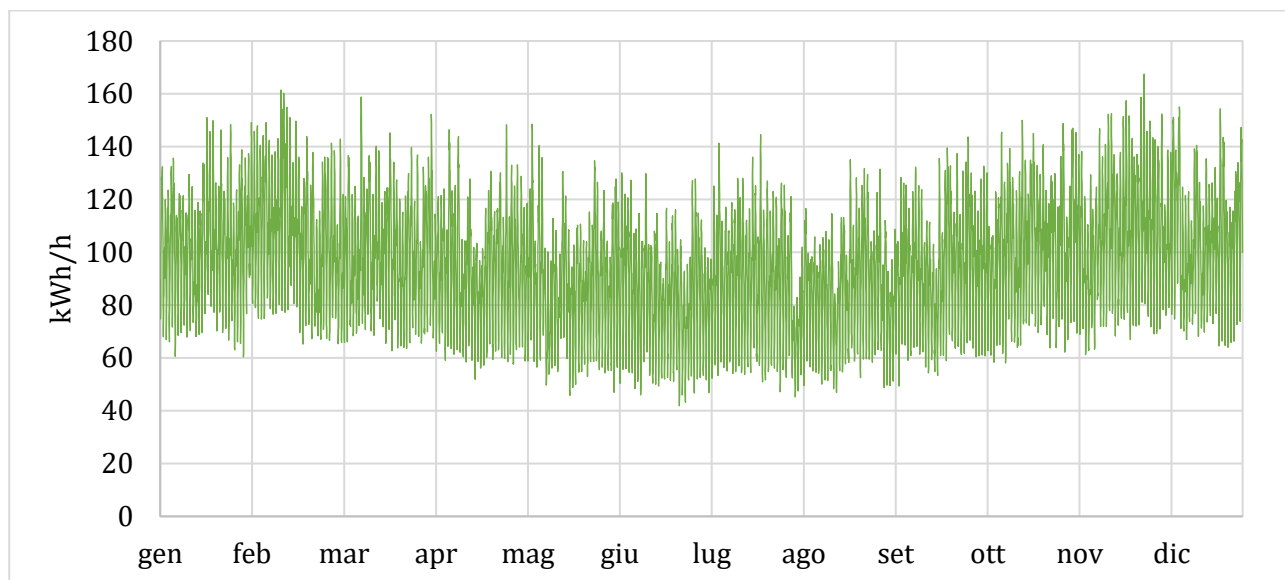
Le analisi svolte per il Caso A1 sono state ripetute per il Caso A2 con lo scopo di indagare sui parametri monitorati variando le caratteristiche della configurazione.

Nel seguente caso, infatti, sono stati considerati il doppio degli utenti residenziali (400 famiglie) ed il doppio della potenza fotovoltaica installata rispetto al Caso A1 (221,4 kW), in particolare sono stati considerati due producer (P1 e P2) aventi entrambi la stessa taglia.



#### ANALISI ENERGETICA

I consumi sono stati calcolati moltiplicando di un fattore quattrocento, il profilo medio tipologico riferito ad una famiglia tipologica della famiglia di Biella, al quale è stato effettuato il peak smoothing; l'andamento del risultato ottenuto è riportato in Figura 97.



*Figura 97 - Fabbisogno degli utenti residenziali caso A2*

Il fabbisogno annuo dei consumers residenziali ammonta a 842 783,0 kWh, il doppio rispetto al Caso A1.

Utilizzando gli stessi criteri e la stessa procedura del caso precedente, sono stati dimensionati due impianti fotovoltaici di taglia pari a 110,7 kW, i quali producono complessivamente 322 918 kWh/anno.

Il fattore annuo di energia condivisa ammonta a

$$\text{Fattore annuo di energia condivisa [\%]} = \frac{\text{Condivisa annua}}{\text{Imnessa in rete annua}} \cdot 100 = 80,01\%$$

Dove l'energia condivisa annua, calcolata come descritto nel caso A1, vale

$$\text{Condivisa annua}_{\text{caso A1}} = 129\,183,6 \text{ kWh/anno}$$

Di seguito, in Figura 98, è stato riportato l'andamento dei flussi energetici per un periodo dell'anno, l'energia condivisa è quella sottesa dalla curva in verde.

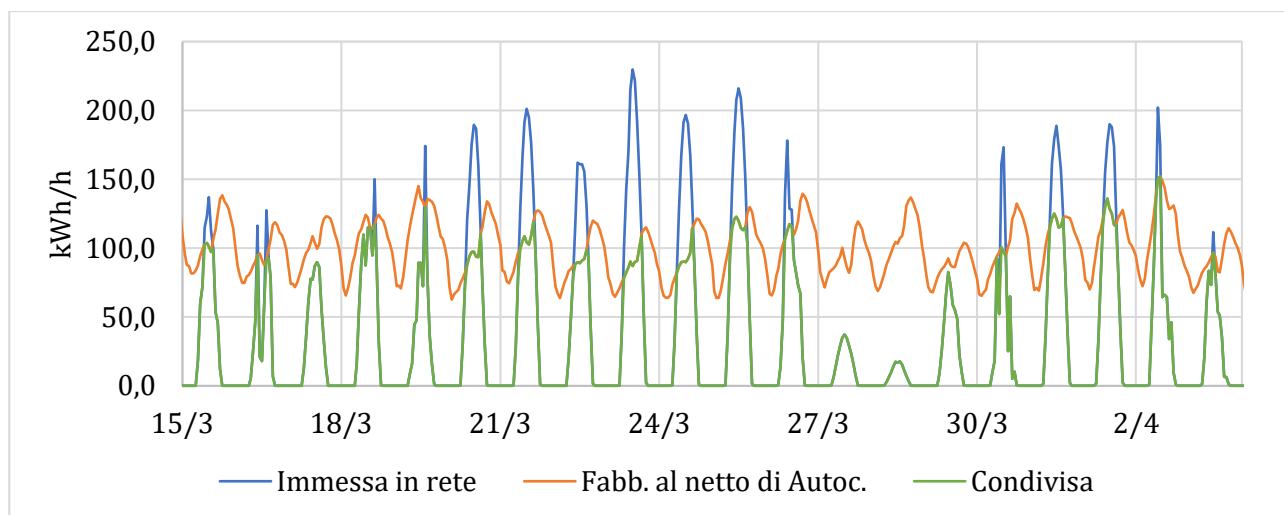


Figura 98 - Flussi energetici CER caso A2

## ANALISI ECONOMICA

Alla comunità energetica rinnovabile viene riconosciuto da parte del GSE un incentivo sulla base dell'energia prodotta ed immessa in rete dagli impianti presenti nella configurazione e successivamente consumata dai consumers (*Condivisa*).

### Calcolo dell'incentivo riconosciuto

La tariffa incentivante prevista è la medesima rispetto al caso A1, in quanto i tre fattori che compongono tale grandezza non variano: la taglia dei due impianti di produzione non varia, il prezzo zonale orario considerato è lo stesso così come la zona geografica.

L'incentivo economico riconosciuto dal GSE, il cui andamento è riportato in Figura 99 viene calcolato come

$$Inc. riconosciuta GSE = \sum_{ore\ in\ cui\ condivisa > 0} Condivisa \cdot Inc. previsto_{Bozza} = 24\ 015,4\ €$$

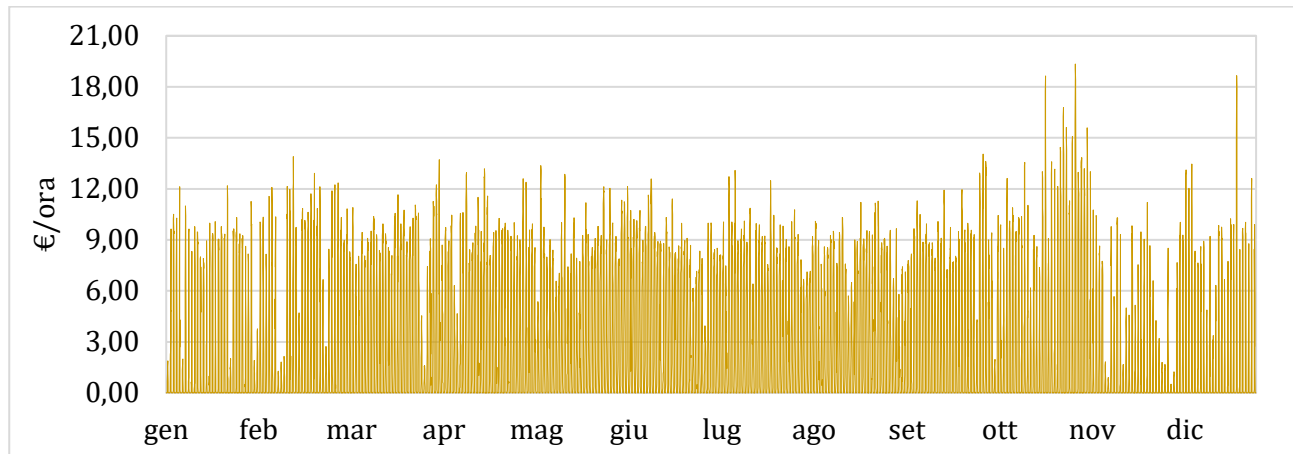


Figura 99 - Incentivo riconosciuto dal GSE alla CER, Caso A2

#### Ripartizione dell'incentivo ricevuto

Dalla quantità di denaro riconosciuta dal GSE vengono decurtati i costi di gestione della CER, considerati in maniera forfettaria pari a 2000 €/anno, la differenza viene ripartita tra i membri della CER. La quota di incentivo relativa ai producer viene inizialmente posta in maniera arbitraria pari al 60% ed è calcolata come:

$$\begin{aligned} Incentivo_{PROD} &= Inc. riconosciuta GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{PRODUCER} \\ &= 22\ 015,4 \cdot 0,6 = 13\ 209,2\ € \end{aligned}$$

La quota di energia spettante ai consumer sarà quindi pari a:

$$\begin{aligned} Incentivo_{CONS} &= Inc. riconosciuta GSE_{netto} \cdot (1 - Quota spettante_{PRODUCER}) \\ &= Inc. riconosciuta GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{CONSUMER} \\ &= 22\ 015,4 \cdot 0,4 = 8\ 806,2\ € \end{aligned}$$

Verrà effettuata di seguito un'analisi di sensitività per analizzare come variano i risultati ottenuti al variare della quota di suddivisione dell'incentivo tra producer e consumer.

#### Flussi economici relativi al producer

Il PBT, calcolato tenendo conto dei flussi economici che coinvolgono i prosumer come descritto nel caso A1, per la configurazione individuata vale 5,39 anni. Tale parametro sarà tenuto in considerazione dell'analisi di sensitività di seguito riportata.

## ANALISI SENSITIVITA'

Nel seguente paragrafo è stata effettuata una valutazione della performance della configurazione come descritto in precedenza, ovvero monitorando i tre parametri chiave: PBT, % di energia condivisa all'interno della CER e % di risparmio in bolletta per i consumers residenziali.

Dapprima è stata variata la percentuale di ripartizione dell'incentivo tra il producer ed i consumers, tenendo invariati il numero di famiglie coinvolte (pari a 400 famiglie) e la potenza installata dei due impianti fotovoltaici (pari a 110,7 kW). Sull'asse delle ordinate della Figura 100 è presente la percentuale dell'incentivo erogata dal GSE destinata al Producer ed al variare di quest'ultima è stato riportato il risparmio percentuale per le famiglie relativo alla spesa per l'energia elettrica e il PBT per il producer.

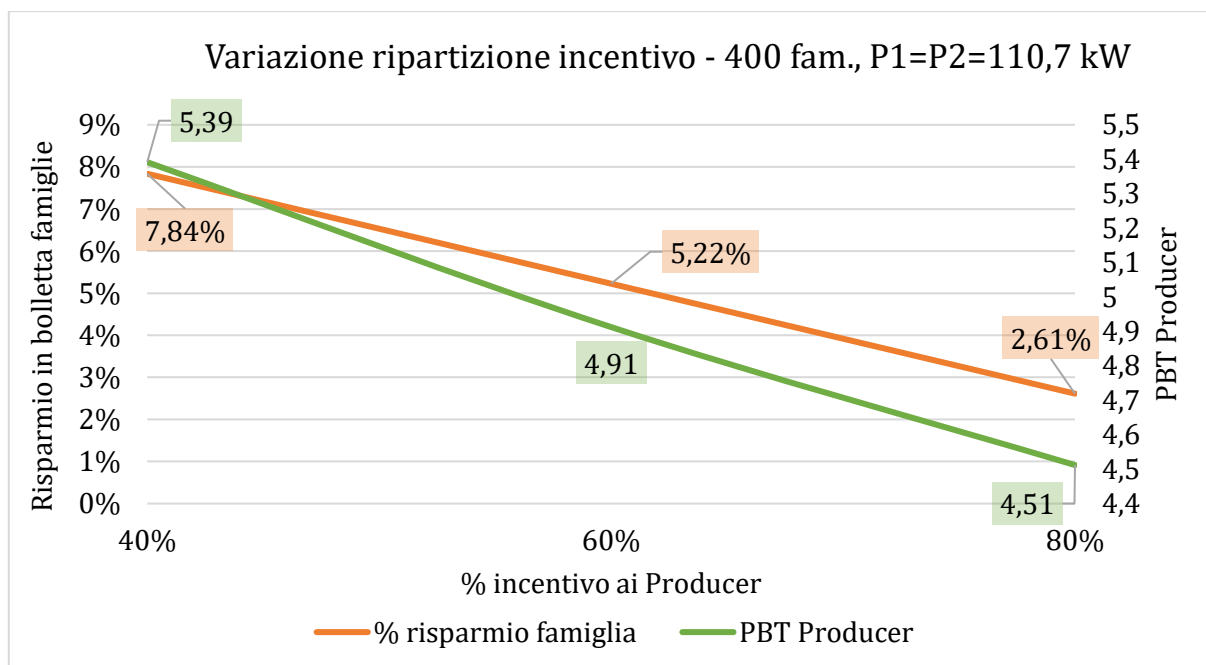


Figura 100 - Analisi di sensitività caso A2, variazione della ripartizione dell'incentivo

La configurazione non è particolarmente vantaggiosa per le famiglie, pertanto si preferisce scegliere una configurazione che prevede una ripartizione dell'incentivo per il 40% al producer ed al 60% per i consumers. In questo modo, l'importo investito per la realizzazione



dell'impianto sarà ripagato alcuni mesi più tardi (comunque prima di 6 anni) ed i consumers saranno più propensi a collaborare secondo i principi sui quali è basata la comunità energetica rinnovabile. La percentuale di energia condivisa rimane invariata all'80% al variare del criterio di ripartizione dell'incentivo erogato dal GSE.

Nella Figura 101Figura 93 è stata riportata la variazione della percentuale del risparmio in bolletta per gli utenti residenziali (in arancione) e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER al variare del numero delle famiglie coinvolte, la potenza dei due impianti fotovoltaici (110,7 kW) e la percentuale di incentivo destinata al producer (40%) è rimasta invariata.

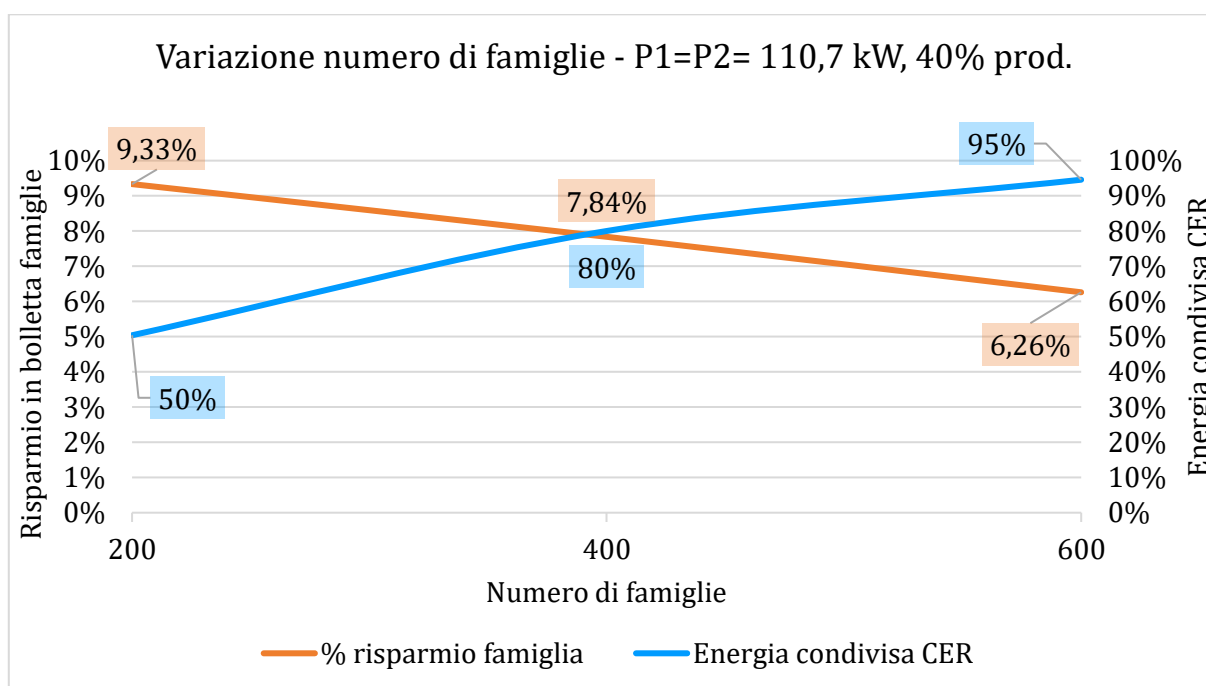
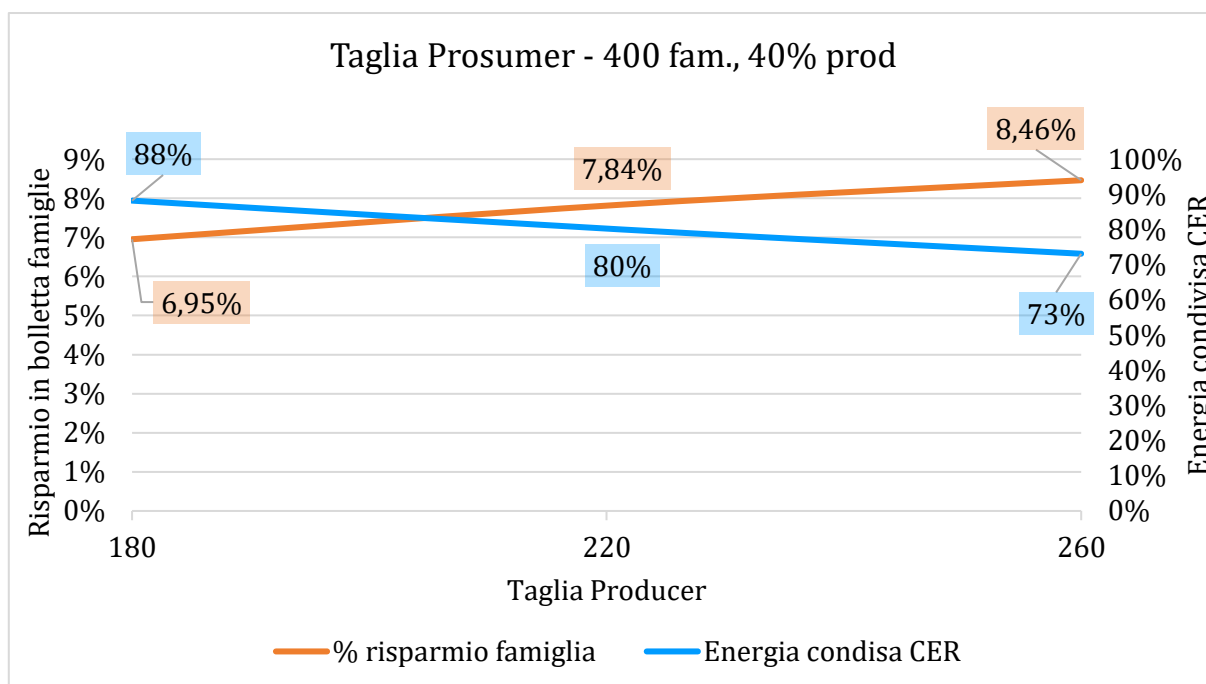


Figura 101 - Analisi di sensitività caso A2, variazione del numero di famiglie

La configurazione di CER con 400 consumers residenziali è l'unica che permette di ottenere una percentuale di energia condivisa superiore all'80% ed al contempo a massimizzare il risparmio economico per le famiglie, il PBT del producer rimane invariato a 5,39 anni.

In Figura 102Figura 94, invece, sono state considerate tre taglie diverse per ognuno dei due impianti fotovoltaici a servizio della CER: da 90 kW, quella già descritta da 110,7 kW e da 130 kW. È stato monitorato il comportamento della percentuale di risparmio economico per la spesa di energia elettrica per ogni famiglia e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER, tenendo costanti il numero di famiglie, pari a 400, e il criterio di ripartizione dell'incentivo ricevuto, 40% producer e 60% consumers.



*Figura 102 - Analisi di sensitività caso A2, variazione della taglia dell'impianto fotovoltaico*

La configurazione con taglia dei due impianti fotovoltaici pari a 110,7 kW è quella che consente di ottenere una percentuale di energia condivisa pari ad almeno l'80% e che al contempo permetta di massimizzare il risparmio per i nuclei familiari.

Il corrispettivo erogato per il ritiro dedicato (RID) ammonta a 40 364,8 €/anno ed è allocata interamente ai due produttori di energia, ad ognuno dei quali spetta 20 182,4 €/anno. Dall'incentivo erogato dal GSE (24 015 €), vengono detratte le spese di gestione (2000 €/anno) e la differenza (22 015 €/anno) viene ripartita per il 40% ai produttori dell'energia (8 806 €/anno), i quali la ripartiscono ulteriormente tra di essi e per il 60% agli utenti familiari (13 209 €/anno); quest'ultimo contributo viene suddiviso per il numero di famiglie coinvolte ottenendo un rimborso annuo di 33 € a famiglia, ovvero, il 7,84 % della spesa sostenuta in energia elettrica.

## CONCLUSIONI

La configurazione ideale per il caso A2 prevede la partecipazione di due producers ognuno con potenza installata pari a 110,7 kW, di un aggregato di consumers formato da 400 famiglie e ripartendo l'incentivo di 24 015,4 €, erogato dal GSE, per il 40 % al producer e per il 60% ai consumer. Prima di effettuare la ripartizione, vengono detratti 2000 € considerati come

tariffa annua destinata a costi di gestione della CER, l'incentivo da ripartire al netto di tali spese ammonta a 22 015,4 €.

In Figura 103 è stato riportato il Sankey dei flussi economici della comunità energetica analizzata nel caso A2. Le quantità sono espresse in euro e sono riferite ad un anno di esercizio, i flussi entranti sono l'incentivo emesso dal GSE per aver condiviso e autoconsumato all'interno della comunità e il RID, ovvero l'incasso dovuto dall'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

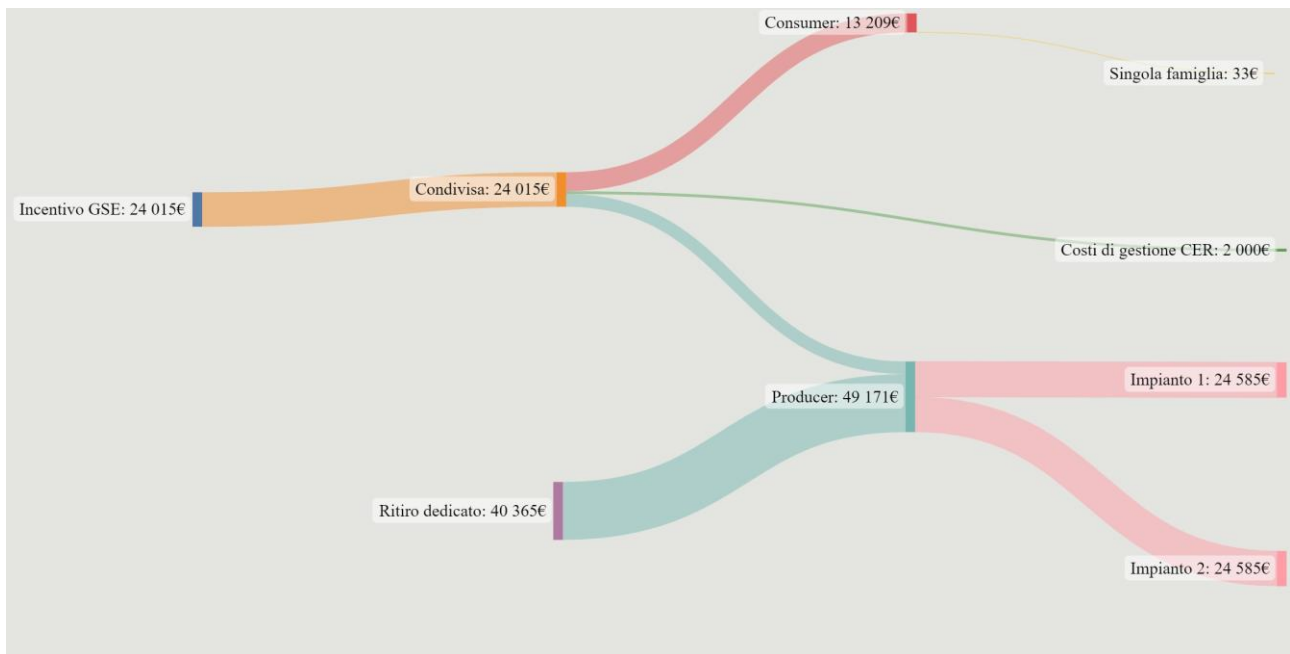


Figura 103 - Diagramma Sankey caso A2, flussi economici annuali

Il caso A2 consente un risparmio di emissioni pari a:

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di } CO_2 \text{ generato} &= \text{Imnessa in rete annua} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = \\ &= 322 \, 918,0 \cdot 0,3089 = 99 \, 749,4 \, kg \, CO_2 \end{aligned}$$

di cui

$$\text{Risparmio di } CO_2 \text{ CER} = \text{Condivisa} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = 258367,3 \cdot 0,3089 = 79 \, 809,7 \, kg \, CO_2$$

sono stati risparmiati all'interno del perimetro della CER.

Dove

- $f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}}$  è il fattore di emissione, indica quanti kg di  $CO_2$  vengono emessi per generare un kWh di energia elettrica in Italia, includendo l'energia rinnovabile. [ 49 ]

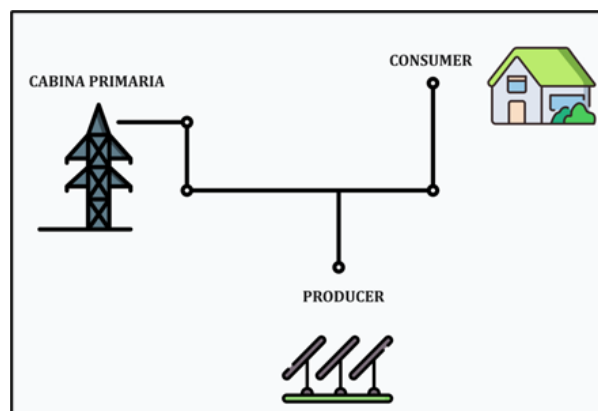
Anche questa, essendo molto simile al caso A1, è una configurazione semplice ed in quanto tale limitata sia dal punto di vista energetico che economico. Paragonando i tre parametri monitorati, ovvero la percentuale di risparmio annuo di ogni famiglia rapportata alla spesa per l'energia elettrica, PBT dei producer e la percentuale energia condivisa nella CER) si nota che il caso A2 consente di ottenere risultati migliori, soprattutto per i primi due parametri. All'aumentare del numero delle famiglie e della taglia dell'impianto fotovoltaico (con impianti che accedono alla stessa fascia di incentivo) l'incentivo rimane proporzionalmente uguale perché l'energia condivisa all'interno della CER non varia (terzo parametro). Variano però, anche se di poco, i due risultati economici monitorati; ciò è dovuto al fatto che i costi di gestione (2000 €) sono meno influenti rispetto all'incentivo totale ricevuto dal GSE. Nel caso A2 sono il 7,76% del totale e nel caso A1 sono il 15,52% del totale (il doppio più influenti), questo comporta ad avere una quantità da ripartire maggiore e quindi una quantità di denaro spettante ad ogni membro maggiore rispetto al caso A1.

### 3.1.3 Caso A3

#### DESCRIZIONE DELLA CONFIGURAZIONE

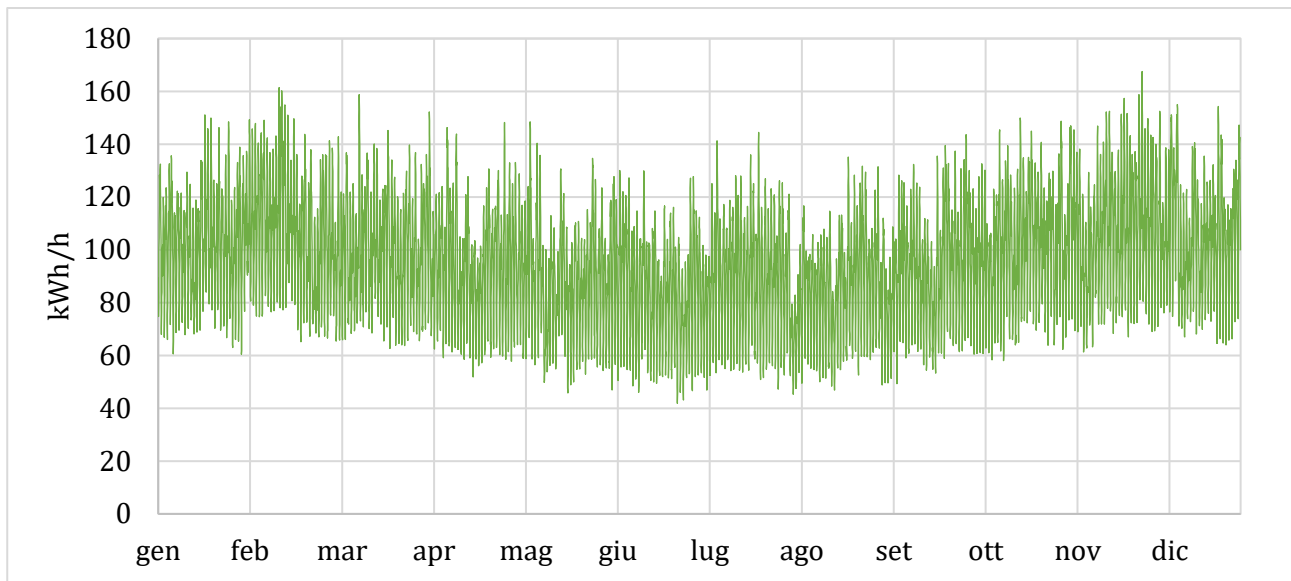
Le analisi svolte per il Caso A1 sono state ripetute per il Caso A3 con lo scopo di indagare sui parametri monitorati variando le caratteristiche della configurazione.

Nel seguente caso, come nel caso A2, sono stati considerati il doppio degli utenti residenziali (400 famiglie) ed il doppio della potenza fotovoltaica installata rispetto al Caso A1 (221,4 kW), in particolare, nel seguente scenario, si è individuato un singolo impianto di produzione (P1).



#### ANALISI ENERGETICA

I consumi sono stati calcolati moltiplicando di un fattore quattrocento, il profilo medio tipologico riferito ad una famiglia tipologica della famiglia di Biella, al quale è stato effettuato il peak smoothing; l'andamento del risultato ottenuto è riportato in Figura 104.



*Figura 104 - Fabbisogno degli utenti residenziali caso A3*

Il fabbisogno annuo dei consumers residenziali ammonta a 842 783,0 kWh, i quali corrispondono al doppio rispetto al Caso A1 e coincidono con il Caso A2.

Utilizzando gli stessi criteri e la stessa procedura dei casi precedenti, è stato dimensionato un impianto fotovoltaico di taglia pari a 221,4 kW, il quale produce complessivamente 322 918 kWh/anno, stessa quantità del Caso A2.

Il fattore annuo di energia condivisa ammonta a

$$\text{Fattore annuo di energia condivisa [\%]} = \frac{\text{Condivisa annua}}{\text{Imnessa in rete annua}} \cdot 100 = 80,01\%$$

Dove l'energia condivisa annua, calcolata come descritto nel caso A1, vale

$$\text{Condivisa annua}_{\text{caso A2}} = 129\,183,6 \text{ kWh/anno}$$

Di seguito, in Figura 105, è stato riportato l'andamento dei flussi energetici per un periodo dell'anno, l'energia condivisa è quella sottesa dalla curva in verde.

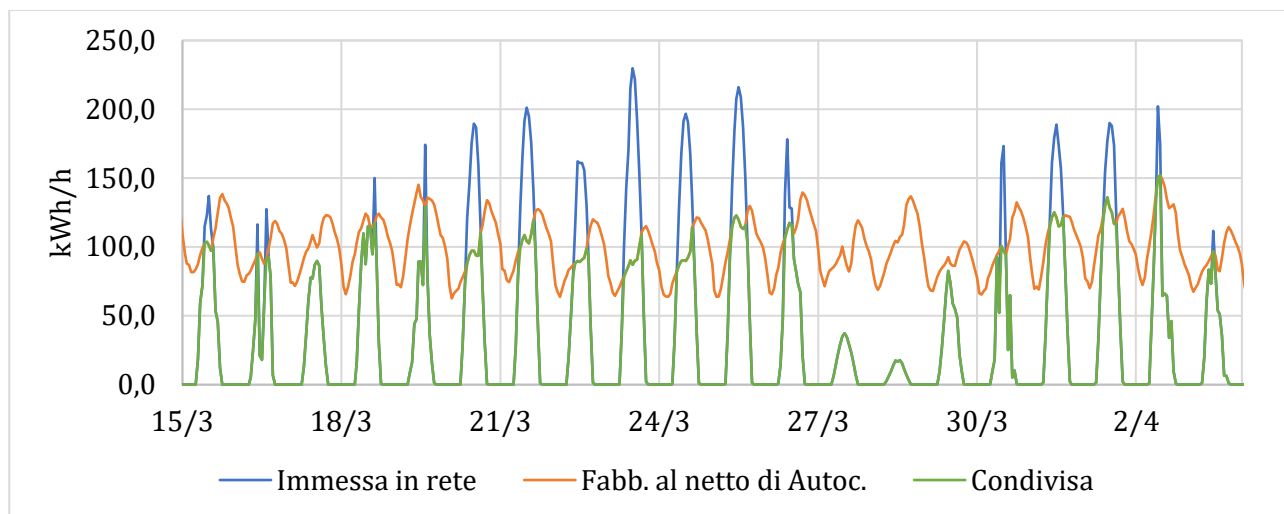


Figura 105 - Flussi energetici CER caso A3

## ANALISI ECONOMICA

Alla comunità energetica rinnovabile viene riconosciuto da parte del GSE un incentivo sulla base dell'energia prodotta ed immessa in rete dagli impianti presenti nella configurazione e successivamente consumata dai consumers (*Condivisa*).

### Calcolo dell'incentivo riconosciuto

Come mostrato in Figura 88, la tariffa incentivante riconosciuta è basata su tre fattori distinti: *La taglia dell'impianto con il quale è stata prodotta l'energia incentivata, il prezzo zonale orario ed un fattore correttivo per zona geografica*. Il primo dei tre contributi è differente rispetto ai casi analizzati in precedenza, in quanto il singolo impianto possiede una potenza fotovoltaica installata superiore a 200 kW.

La tariffa incentivante, il cui andamento è riportato in, è calcolata, ora per ora, come:

$$Incentivo_{previsto_{Bozza}} = (INC_{taglia} + INC_{Pz} + INC_{luogo})$$

Esso rappresenta il premio economico, espresso in €/kWh, dato dalla somma dei tre contributi menzionati di sopra per l'impianto di taglia compresa tra 200 e 600 kW.

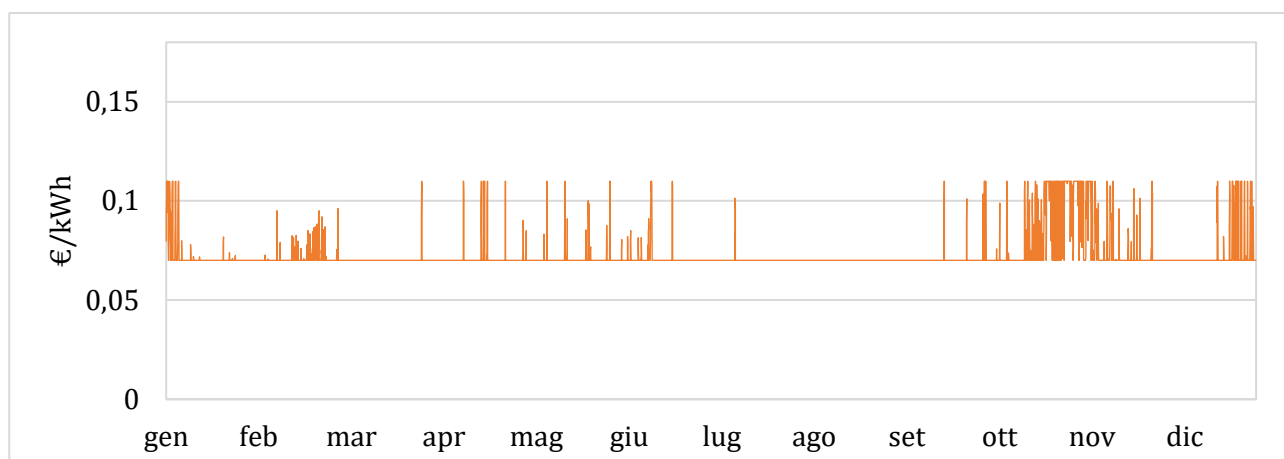


Figura 106 – Tariffa premio spettante ora per ora all'en. condivisa dalla CER (200 kW < taglia fotovoltaico ≤ 600 kW)

Infine, l'incentivo economico riconosciuto dal GSE, il cui andamento è riportato in Figura 107 viene calcolato come

$$Inc. riconosci. GSE = \sum_{\text{ore in cui condivisa} > 0} Condivisa \cdot Inc. previsto_{Bozza} = 21\,431,7 \text{ €}$$

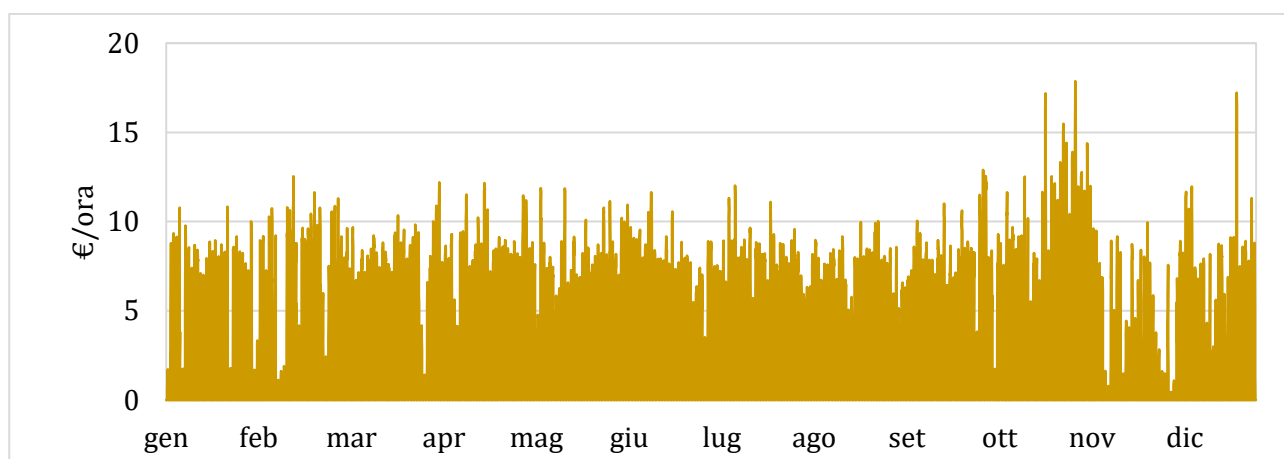


Figura 107 - Incentivo riconosciuto dal GSE alla CER, Caso A3

### Ripartizione dell'incentivo ricevuto

Dalla quantità di denaro riconosciuta dal GSE vengono decurtati i costi di gestione della CER, considerati in maniera forfettaria pari a 2000 €/anno, la differenza viene ripartita tra i membri della CER. La quota di incentivo relativa al producer viene inizialmente posta in maniera arbitraria pari al 60% ed è calcolata come:

$$\begin{aligned} Incentivo_{PROD} &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{PRODUCER} \\ &= 19\,431,7 \cdot 0,6 = 11\,659,0 \text{ €} \end{aligned}$$

La quota di energia spettante ai consumer sarà quindi pari a:

$$\begin{aligned} \text{Incentivo}_{CONS} &= \text{Inc. riconosciuto } GSE_{netto} \cdot (1 - \text{Quota spettante}_{PRODUCER}) \\ &= \text{Inc. riconosciuto } GSE_{netto} \cdot \text{Quota spettante}_{CONSUMER} \\ &= 22\,015,4 \cdot 0,4 = 7\,772,7 \text{ €} \end{aligned}$$

Verrà effettuata di seguito un'analisi di sensitività per analizzare come variano i risultati ottenuti al variare della quota di suddivisione dell'incentivo tra producer e consumer.

#### *Flussi economici relativi al producer*

Il PBT, calcolato tenendo conto dei flussi economici che coinvolgono i prosumer come descritto nel caso A1, per la configurazione individuata vale 4,43 anni. Tale parametro sarà tenuto in considerazione dell'analisi di sensitività di seguito riportata.

#### ANALISI SENSITIVITA'

Nel seguente paragrafo è stata effettuata una valutazione della performance della configurazione come descritto in precedenza, ovvero monitorando i tre parametri chiave: PBT, percentuale di energia condivisa all'interno della CER e percentuale di risparmio in bolletta per i consumers residenziali.

Dapprima è stata variata la percentuale di ripartizione dell'incentivo tra il producer ed i consumers, tenendo invariati il numero di famiglie coinvolte (pari a 400 famiglie) e la potenza installata dell'impianto fotovoltaico (pari a 221,4 kW). Sull'asse delle ordinate della Figura 108 è presente la percentuale dell'incentivo erogata dal GSE destinata al Producer ed al variare di quest'ultima è stato riportato il risparmio percentuale per le famiglie relativo alla spesa per l'energia elettrica e il PBT per il producer.



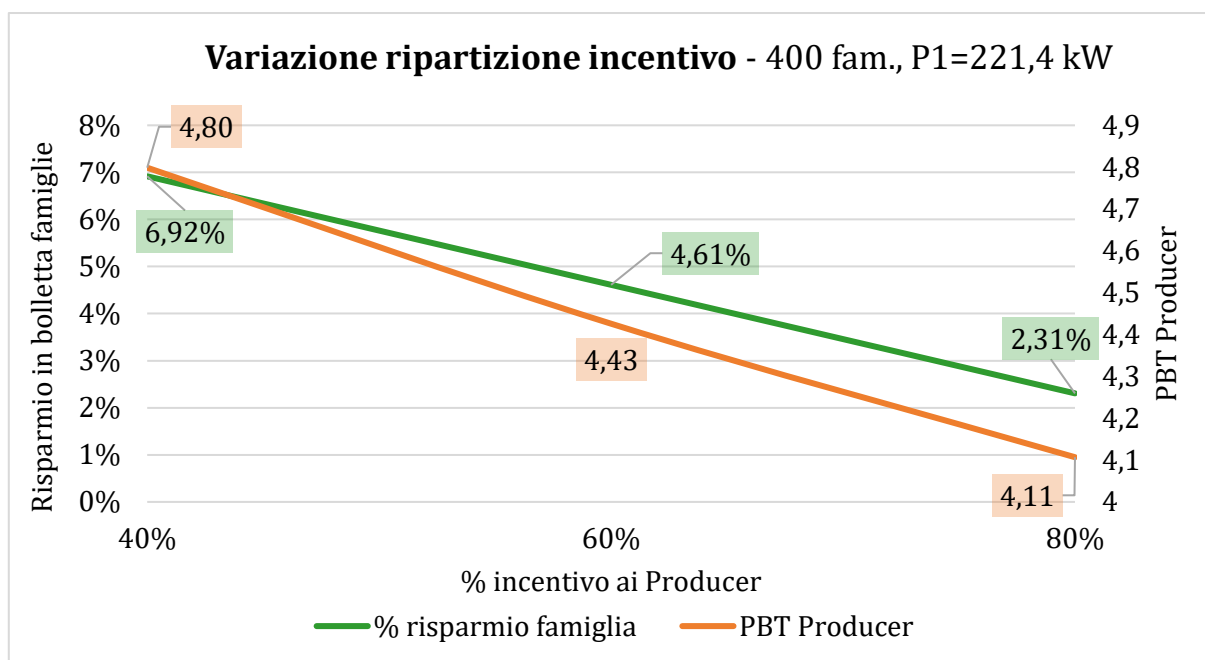


Figura 108 - Analisi di sensitività caso A3, variazione della ripartizione dell'incentivo

La configurazione non è particolarmente vantaggiosa per le famiglie, pertanto si preferisce scegliere una configurazione che prevede una ripartizione dell'incentivo per il 40% al producer ed al 60% per i consumers. In questo modo, l'importo investito per la realizzazione dell'impianto sarà ripagato alcuni mesi più tardi (comunque prima di 6 anni) ed i consumers saranno più propensi a collaborare secondo i principi sui quali è basata la comunità energetica rinnovabile. La percentuale di energia condivisa rimane invariata all'80% al variare del criterio di ripartizione dell'incentivo erogato dal GSE.

Nella Figura 109 è stata riportata la variazione della percentuale del risparmio in bolletta per gli utenti residenziali (in arancione) e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER al variare del numero delle famiglie coinvolte, la potenza dell'impianto fotovoltaico (221,7 kW) e la percentuale di incentivo destinata al producer (40%) è rimasta invariata.

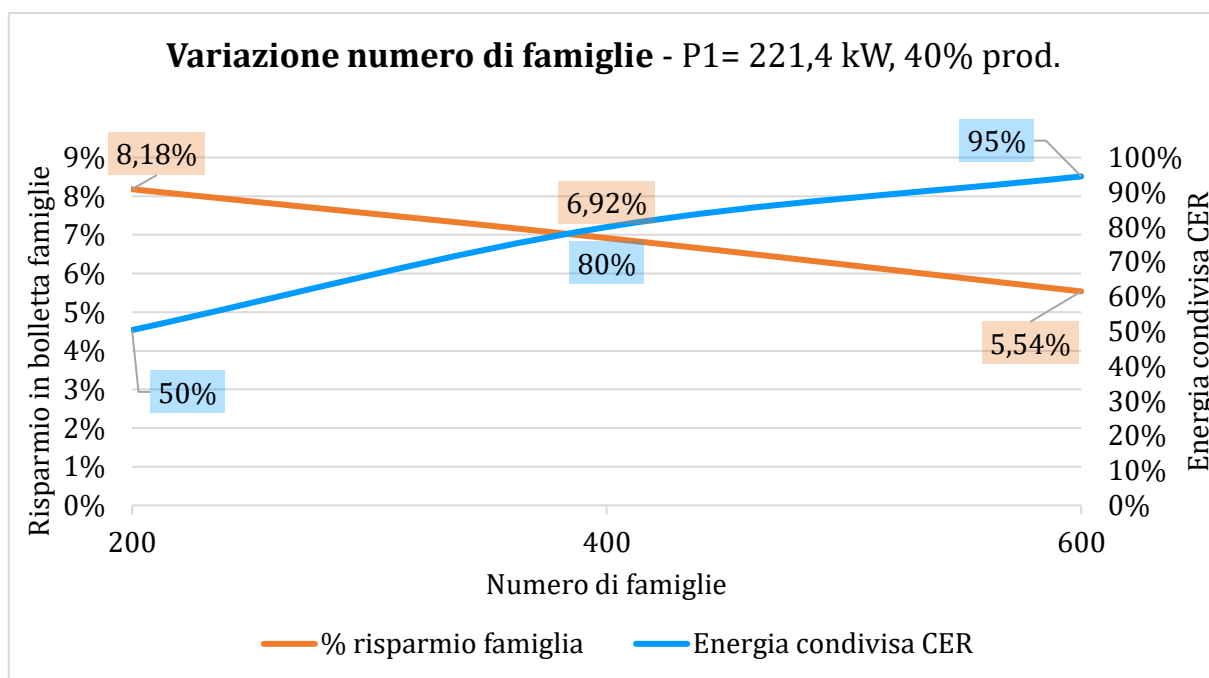


Figura 109 - Analisi di sensitività caso A3, variazione del numero di famiglie

La configurazione di CER con 400 consumers residenziali è l'unica che permette di ottenere una percentuale di energia condivisa superiore all'80% ed al contempo a massimizzare il risparmio economico per le famiglie, il PBT del producer rimane invariato a 4,80 anni.

In Figura 110Figura 94, invece, sono state considerate tre taglie diverse per ognuno dei due impianti fotovoltaici a servizio della CER: da 180 kW, quella già descritta da 221,4 kW e da 260 kW. È stato monitorato il comportamento della percentuale di risparmio economico per la spesa di energia elettrica per ogni famiglia e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER, tenendo costanti il numero di famiglie, pari a 400, e il criterio di ripartizione dell'incentivo ricevuto, 40% producer e 60% consumers.

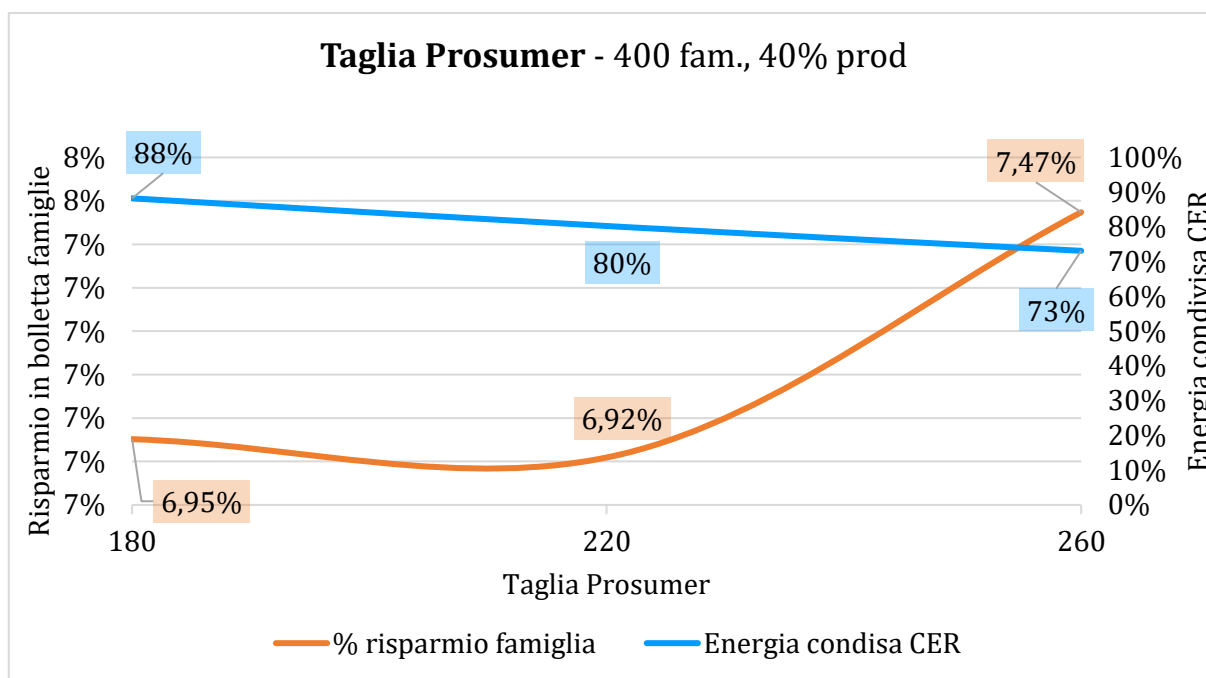


Figura 110 - Analisi di sensitività caso A3, variazione della taglia dell'impianto fotovoltaico

La configurazione con taglia dei due impianti fotovoltaici pari a 180 kW è quella che consente di ottenere una percentuale di energia condivisa pari ad almeno l'80% e che al contempo permetta di massimizzare il risparmio per i nuclei familiari.

Il corrispettivo erogato per il ritiro dedicato (RID) ammonta a 40 364,8 €/anno ed è allocata interamente al producer. Dall'incentivo erogato dal GSE (21 431,7 €), vengono detratte le spese di gestione (2000 €/anno) e la differenza (19 431,7 €/anno) viene ripartita per il 40% ai produttori dell'energia (7 772,7 €/anno) e per il 60% agli utenti familiari (11 659 €/anno); quest'ultimo contributo viene suddiviso per il numero di famiglie coinvolte ottenendo un rimborso annuo di 29 € a famiglia, ovvero, il 6,92 % della spesa sostenuta in energia elettrica.

## CONCLUSIONI

La configurazione ideale per il caso A3 prevede la partecipazione di un producer con potenza installata pari a 221,4 kW, di un aggregato di consumers formato da 400 famiglie e ripartendo l'incentivo di 21 431,7 €, erogato dal GSE, per il 40 % al producer e per il 60% ai consumer. Prima di effettuare la ripartizione, vengono detratti 2000 € considerati come tariffa annua destinata a costi di gestione della CER, l'incentivo da ripartire al netto di tali spese ammonta a 19 431,7 €.

In Figura 111 è stato riportato il Sankey dei flussi economici della comunità energetica analizzata nel caso A3. Le quantità sono espresse in euro e sono riferite ad un anno di esercizio, i flussi entranti sono l'incentivo emesso dal GSE per aver condiviso e autoconsumato all'interno della comunità e il RID, ovvero l'incasso dovuto dall'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

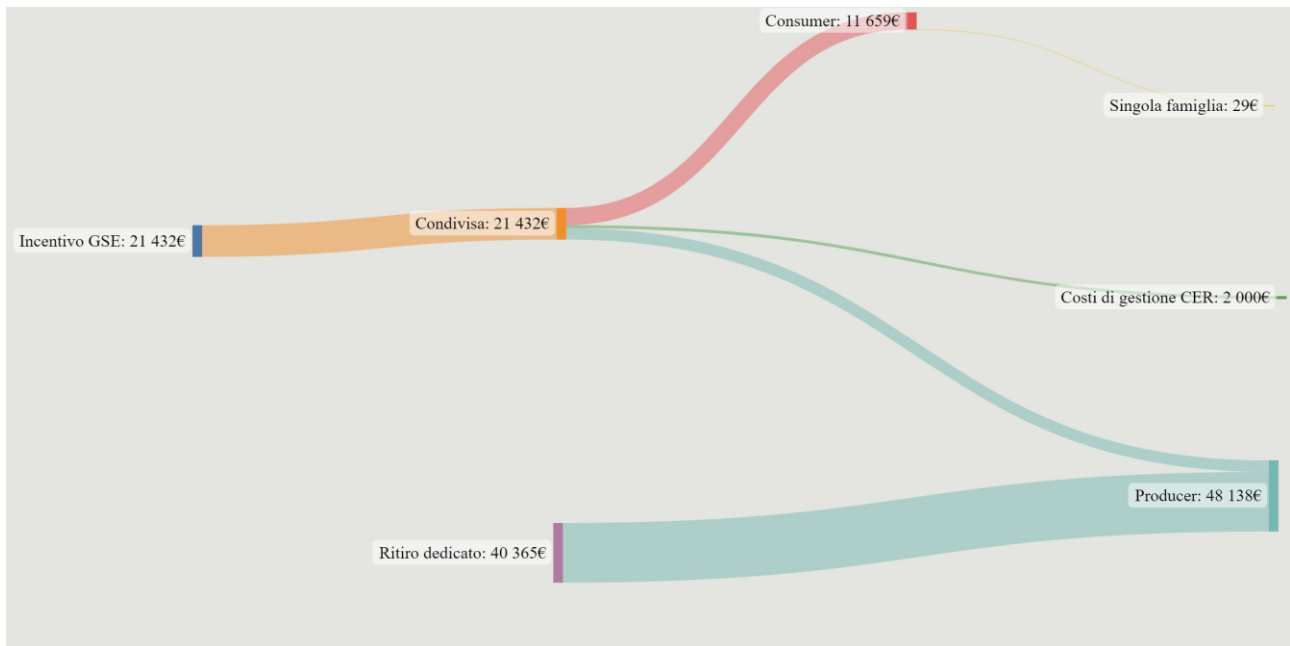


Figura 111 - Diagramma Sankey caso A3, flussi economici annuali

Il caso A3 consente un risparmio di emissioni pari a:

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di } CO_2 \text{ generato} &= \text{Imnessa in rete annua} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = \\ &= 322\,918,0 \cdot 0,3089 = 99\,749,4 \text{ kg } CO_2 \end{aligned}$$

di cui

$$\text{Risparmio di } CO_2 \text{ CER} = \text{Condivisa} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = 258\,367,3 \cdot 0,3089 = 79\,809,7 \text{ kg } CO_2$$

sono stati risparmiati all'interno del perimetro della CER.

Dove

- $f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}}$  è il fattore di emissione, indica quanti kg di  $CO_2$  vengono emessi per generare un kWh di energia elettrica in Italia, includendo l'energia rinnovabile. [ 49 ]

Anche questa, essendo molto simile al caso A1 ed A2, è una configurazione semplice ed in quanto tale limitata sia dal punto di vista energetico che economico. Paragonando i tre parametri monitorati, ovvero la percentuale di risparmio annuo di ogni famiglia rapportata alla spesa per l'energia elettrica, PBT dei producer e la percentuale energia condivisa nella CER) con il caso A2 che ha le stesse grandezze in gioco si nota che il risparmio percentuale per le famiglie è inferiore a parità di energia condivisa, questo fenomeno si ripete sia variando la ripartizione dell'incentivo sia variando il numero famiglie, variando però la taglia si nota che passando da 180 kW a 220 kW installati tale valore diminuisce a causa della variazione dell'incentivo ricevuto (impianti superiori di 200 kW ricevono incentivo minore), la tendenza continua poi ad aumentare naturalmente in quanto aumentando la taglia dell'impianto si registra un aumento di risparmio per singola famiglia; il risparmio per famiglia (7,47%) associato allo scenario avente l'impianto con potenza di 260 kW è inferiore a quello avente due impianti da 130 kW (8,46%). Inoltre, si nota che il PBT migliora in questo caso, nonostante l'incentivo ricevuto dal producer diminuisce del 11,7% (1033€) rispetto al caso A2, il costo d'investimento diminuisce del 9,1% (22140€) portando ad avere un tempo di ritorno dell'investimento più vantaggioso. La configurazione migliore tra quelle analizzate è il caso A2 che consente di ottenere un vantaggio maggiore per le famiglie ed un tempo di ritorno dell'investimento minore di 6 anni.

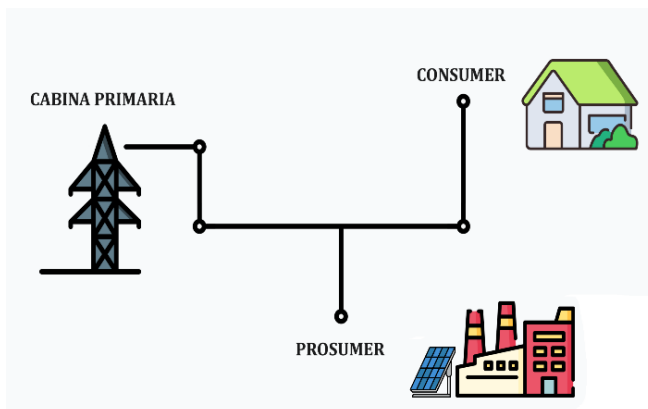
## 3.2 Caso B – CER con consumers residenziali ed un prosumer industriale

Nel seguente sotto capitolo saranno analizzate due configurazioni di comunità energetiche rinnovabili composte dagli stessi membri, ma strutturate in maniera differente in modo da poter indagare su molteplici aspetti. In particolare, i membri considerati sono stati un aggregato di consumers residenziali ed un prosumer industriale, il quale possiede un impianto fotovoltaico dal quale autoconsuma l'energia elettrica di cui ha bisogno e mette a disposizione della comunità l'eccedenza di produzione.

### 3.2.1 Caso B1

#### DESCRIZIONE DELLA CONFIGURAZIONE

Il caso B1 prevede una configurazione di CER composta da un aggregato di 200 utenti residenziali ed un prosumer aziendale, in particolare è stata considerata l'azienda B, caratterizzata da consumi di energia elettrica descritti nel capitolo 2.2 pari a 2 949,2 MWh/a ed un impianto fotovoltaico di taglia pari a 750 kW, il quale produce un quantitativo di energia elettrica superiore del 15% rispetto alla produzione utilizzabile dall'azienda.



L'obiettivo di questo caso studio è quello di analizzare punti di forza e limitazioni di una CER composta come descritto in precedenza, indagando sulla quantità di famiglie da coinvolgere e sulla taglia ottimale dell'impianto fotovoltaico.

#### ANALISI ENERGETICA

A partire dal fabbisogno elettrico aziendale (*Consumi pros.*) e dalla produzione fotovoltaica (*Produzione*) pari a 1 093,90 kWh/a, sono stati calcolati ora per ora:

- La quantità di energia autoconsumata dal prosumer:

$$\text{Autoconsumo} = \text{Consumi pros.}$$

$$\text{Autoconsumo} = \text{Produzione}$$

$$\text{se } \text{Produzione} \geq \text{Consumi pros.}$$

$$\text{se } \text{Produzione} < \text{Consumi pros.}$$

- La quantità di energia prelevata dalla rete da ogni prosumer:

$$\begin{aligned} \text{Prelievo da rete} &= 0 && \text{se } \text{Produzione} \geq \text{Consumi pros.} \\ \text{Prelievo da rete} &= \text{Consumi pros.} - \text{Produzione} && \text{se } \text{Produzione} < \text{Consumi pros.} \end{aligned}$$

- La quantità di energia immessa in rete da ogni prosumer:

$$\begin{aligned} \text{Immessa in rete} &= \text{Produzione} - \text{Consumi pros.} && \text{se } \text{Produzione} > \text{Consumi pros.} \\ \text{Immessa in rete} &= 0 && \text{se } \text{Produzione} \leq \text{Consumi pros.} \end{aligned}$$

L'autoconsumo aziendale, pari a 926 071,4 kWh/a rappresenta circa l'85% dell'energia rinnovabile prodotta e soddisfa il fabbisogno di stabilimento per il 31%, la rimanente parte viene prelevata da rete.

La quantità di energia rinnovabile non autoconsumata dal prosumer viene immessa in rete, la quale rappresenta l'energia elettrica a disposizione dai consumers. Questi hanno un profilo di consumo calcolato allo stesso modo di quanto fatto per i casi studio precedenti, ovvero moltiplicando di un fattore duecento il profilo medio tipologico riferito ad una famiglia tipologica della famiglia di Biella determinato nel capitolo 2.2; l'andamento del risultato ottenuto è riportato in Figura 112.

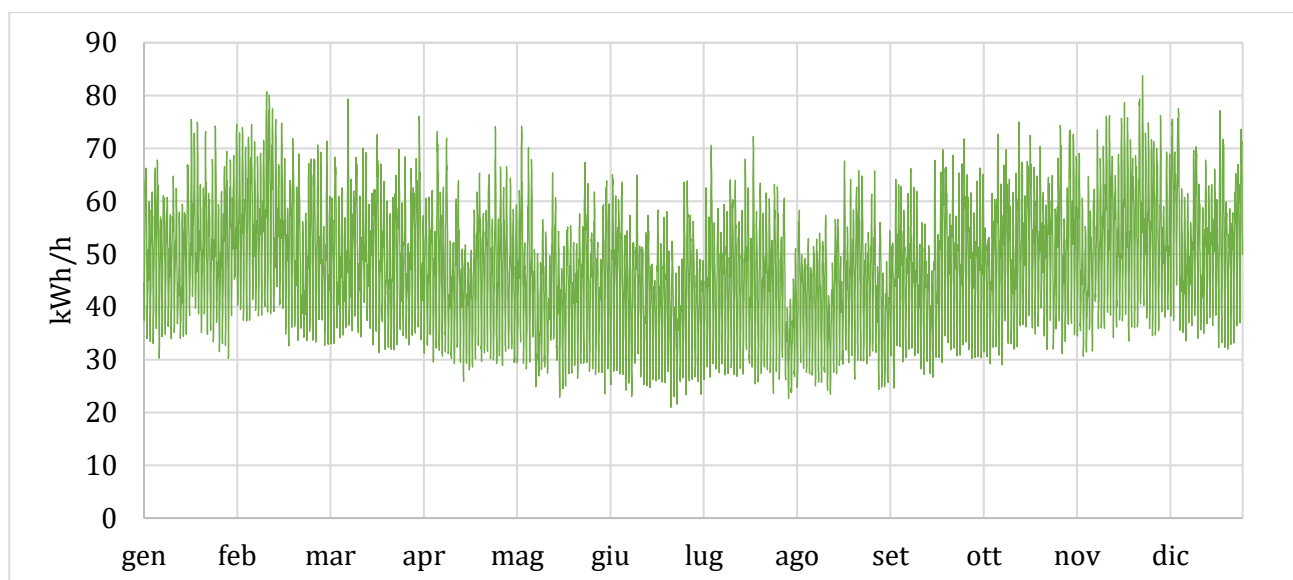


Figura 112 - Fabbisogno degli utenti residenziali caso B1

Il fabbisogno annuo dei consumers residenziali ammonta a 421 391,5 kWh.

Il fattore annuo di energia condivisa ammonta a

$$\text{Fattore annuo di energia condivisa [\%]} = \frac{\text{Condivisa annua}}{\text{Imnessa in rete annua}} \cdot 100 = 31,08 \%$$

Dove l'energia condivisa annua, calcolata come descritto nei casi precedenti vale coincide con l'energia "Imnessa in rete" annua calcolata in precedenza e vale

$$\text{Condivisa annua}_{\text{caso B}} = 52\,163,21 \text{ kWh/anno}$$

e l'energia *Imnessa in rete annua* coincide con la sommatoria, ora per ora, dell'energia "Imnessa in rete" in un anno calcolata in alto e vale

$$\text{Imnessa in rete annua}_{\text{caso B}} = 167\,824,24 \text{ kWh/anno}$$

Di seguito, in Figura 113, è stato riportato l'andamento dei flussi energetici per un periodo dell'anno, l'energia condivisa è quella sottesa dalla curva in verde.

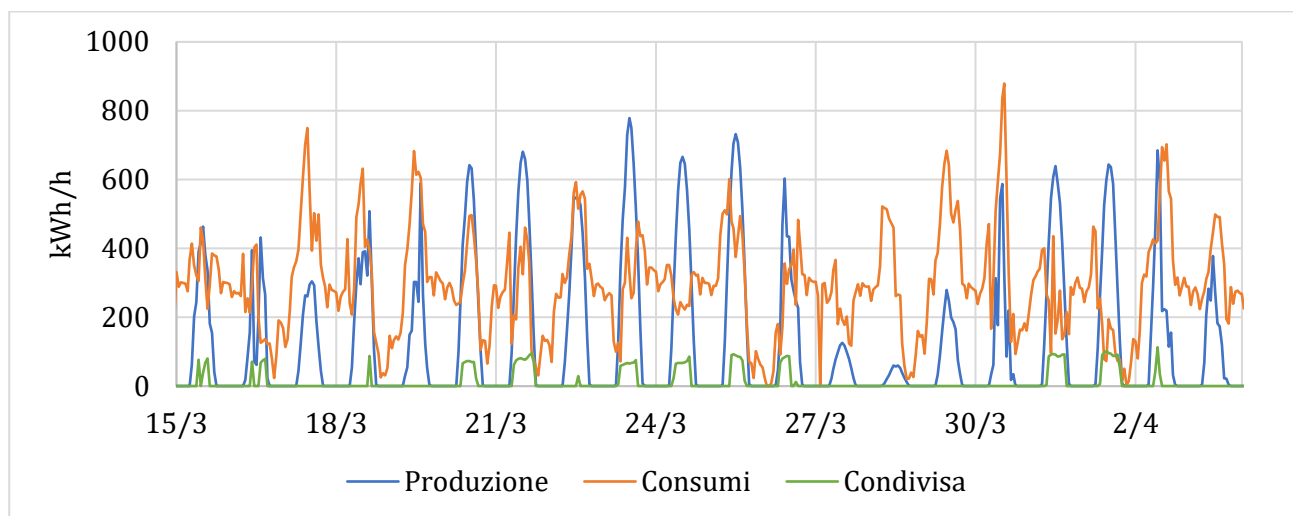


Figura 113 - Flussi energetici CER caso B1

## ANALISI ECONOMICA

Alla comunità energetica rinnovabile viene riconosciuto da parte del GSE un incentivo sulla base dell'energia prodotta ed immessa in rete dagli impianti presenti nella configurazione e successivamente consumata dai consumers (*Condivisa*).

*Calcolo dell'incentivo riconosciuto*



Come mostrato in precedenza, la tariffa incentivante riconosciuta è basata su tre fattori distinti: *La taglia dell'impianto con il quale è stata prodotta l'energia incentivata, il prezzo zonale orario ed un fattore correttivo per zona geografica*. Il primo dei tre contributi che compongono la tariffa incentivante è differente rispetto ai casi analizzati in precedenza in quanto l'impianto è caratterizzato da una potenza di picco che ricade nella fascia massima prevista dall'incentivo, ovvero quella compresa tra 600 kW e 1000 kW.

La tariffa incentivante, il cui andamento è riportato in Figura 114, è calcolata, ora per ora, come:

$$Incentivo\ previsto_{Bozza} = (INC_{taglia} + INC_{Pz} + INC_{luogo})$$

Esso rappresenta il premio economico, espresso in €/kWh, dato dalla somma dei tre contributi menzionati di sopra per l'impianto posseduto dal prosumer.

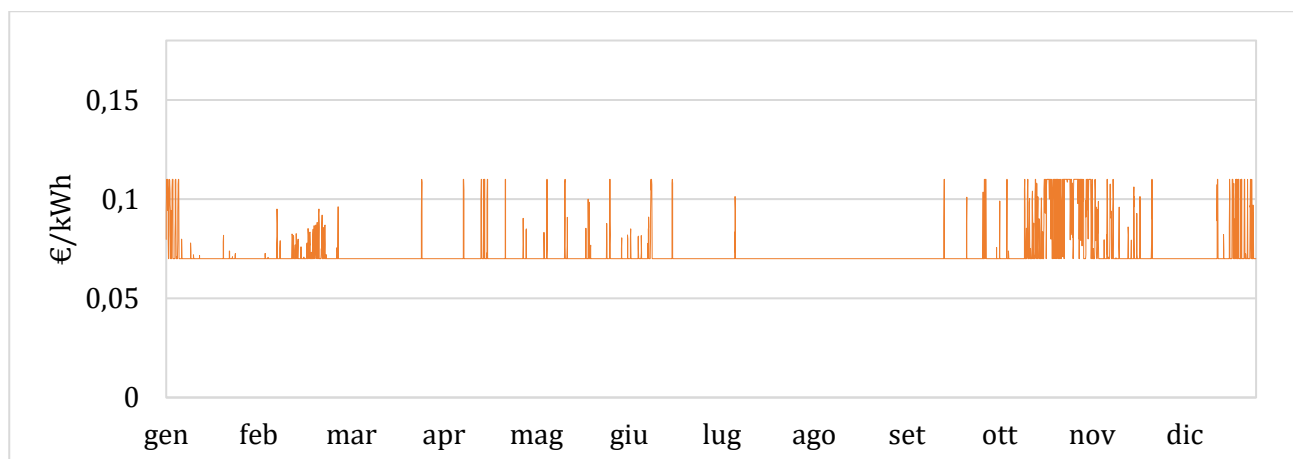


Figura 114 – Tariffa premio spettante ora per ora all'en. condivisa dalla CER ( $600\text{ kW} < \text{taglia fotovoltaico} \leq 1\,000\text{ kW}$ )

Infine, l'incentivo economico riconosciuto dal GSE, il cui andamento è riportato in Figura 115, viene calcolato come

$$Inc.\text{riconosc. GSE} = \sum_{\text{ore in cui condivisa} > 0} Condivisa \cdot Inc.\text{previsto}_{Bozza} = 3\,877,85\text{ €}$$

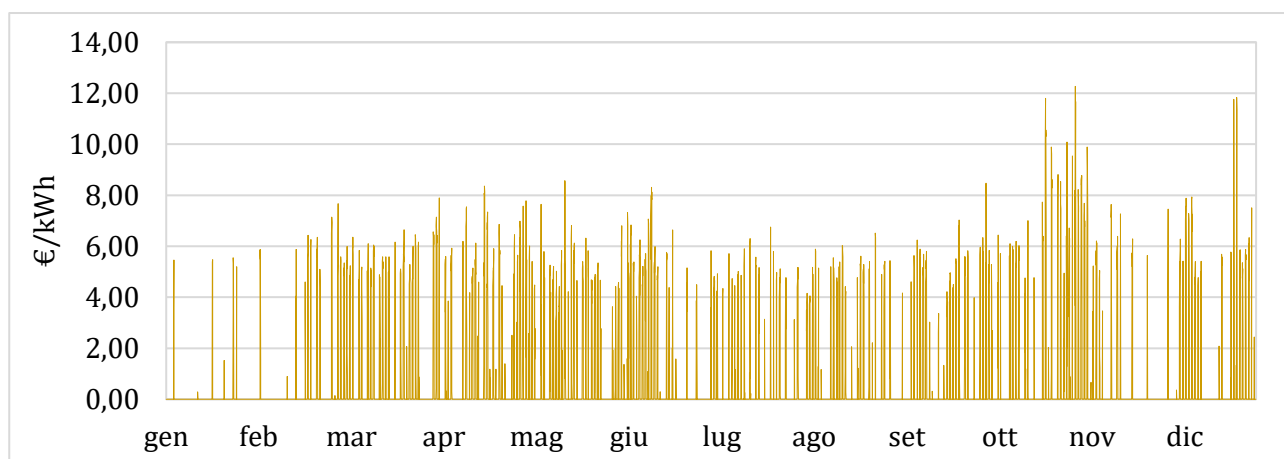


Figura 115 - Incentivo riconosciuto dal GSE alla CER, Caso B1

### Ripartizione dell'incentivo ricevuto

Dalla quantità di denaro riconosciuta dal GSE vengono decurtati i costi di gestione della CER, considerati in maniera forfettaria pari a 2000 €/anno, la differenza viene ripartita tra i membri della CER. La quota di incentivo relativa al producer – che in questo caso coincide con il prosumer aziendale - viene inizialmente posta in maniera arbitraria pari al 60% ed è calcolata come:

$$\begin{aligned} Incentivo_{PROD} &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{PRODUCER} \\ &= 1\,877,9 \cdot 0,6 = 1\,126,7 \, \text{€} \end{aligned}$$

La quota di energia spettante ai consumer sarà quindi pari a:

$$\begin{aligned} Incentivo_{CONS} &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot (1 - Quota spettante_{PRODUCER}) \\ &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{CONSUMER} \\ &= 1\,877,9 \cdot 0,4 = 751,2 \, \text{€} \end{aligned}$$

Verrà effettuata di seguito un'analisi di sensitività per analizzare come variano i risultati ottenuti al variare della quota di suddivisione dell'incentivo tra producer e consumer.

### Flussi economici relativi al producer

Il PBT è stato calcolato tenendo conto dei flussi economici che coinvolgono il prosumer (inteso come il proprietario dell'impianto di produzione di elettrica da fonti rinnovabili) come descritto nel caso A1, tenendo però conto di quarto termine che compone il *Flusso di cassa* nel caso in cui l'impianto fotovoltaico appartenesse ad un prosumer. Infatti, oltre ai termini *Incentivo<sub>PROD</sub>*, *Ritiro dedicato*, e *Costo di manutenzione* descritti nel caso A1, è stato

considerato il termine *Autoconsumo*, anch'esso espresso in [€/anno] il quale coincide con la quantità di denaro che si sarebbe pagata in bolletta elettrica in un anno se fosse stata prelevata da rete la stessa quantità di energia fotovoltaica prodotta ed autoconsumata dall'impianto fotovoltaico che si possiede.

Il rapporto  $\frac{\text{Incentivo}}{\text{Flusso di cassa}}$  permette di calcolare il PBT, che, per la configurazione individuata vale 4,87 anni.

Come annunciato nella premessa del seguente capitolo, il Pay Back Time è un parametro determinante per la scelta della configurazione globalmente più sostenibile, pertanto, sarà tenuto in considerazione dell'analisi di sensitività di seguito riportata.

## ANALISI SENSITIVITA'

Nel seguente paragrafo è stata effettuata una valutazione della performance della configurazione come descritto in precedenza, ovvero monitorando i tre parametri chiave: PBT, percentuale di energia condivisa all'interno della CER e percentuale di risparmio in bolletta per i consumers residenziali.

Dapprima è stata variata la percentuale di ripartizione dell'incentivo tra il prosumer ed i consumers, tenendo invariati il numero di famiglie coinvolte (pari a 200 famiglie) e la potenza installata dell'impianto fotovoltaico (pari a 750 kW). Sull'asse delle ordinate della Figura 116 è presente la percentuale dell'incentivo erogata dal GSE destinata al Producer ed al variare di quest'ultima è stato riportato il risparmio percentuale per le famiglie relativo alla spesa per l'energia elettrica e il PBT per il producer.

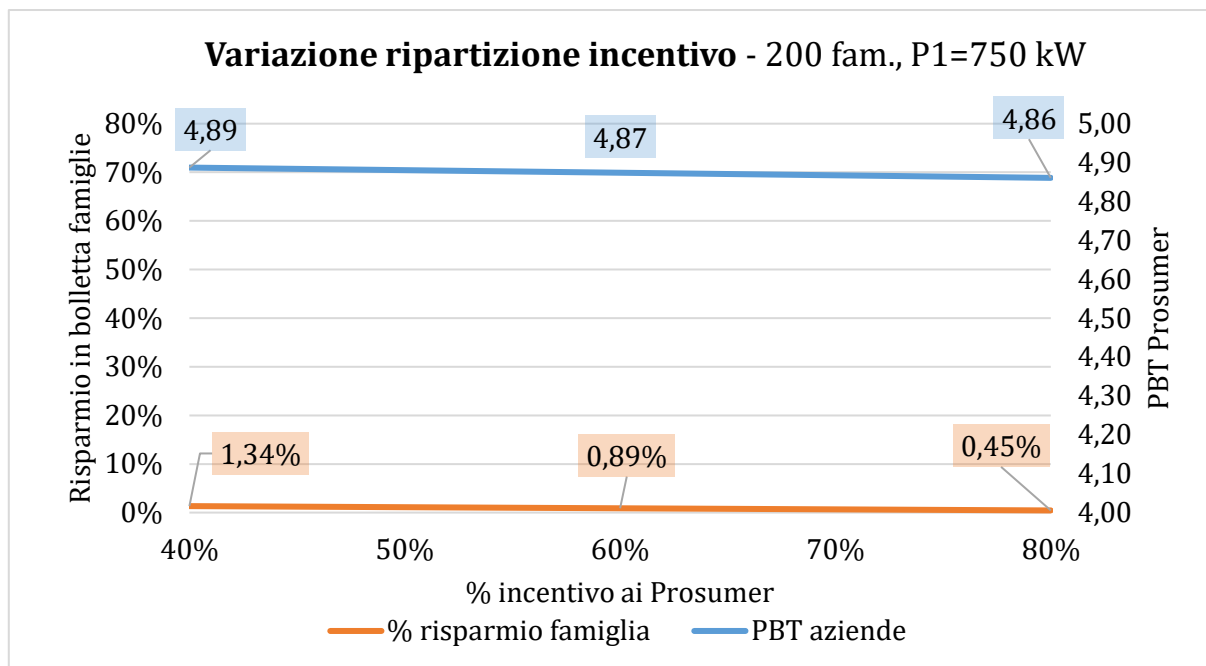


Figura 116 - Analisi di sensitività caso B1, variazione della ripartizione dell'incentivo

La configurazione non è particolarmente vantaggiosa per le famiglie, pertanto si preferisce scegliere una configurazione che prevede una ripartizione dell'incentivo per il 40% al producer ed al 60% per i consumers. In questo modo, l'importo investito per la realizzazione dell'impianto sarà ripagato in un tempo di poco superiore (comunque prima di 6 anni) e, seppur ancora troppo bassa, la quota di incentivo riconosciuta alle famiglie aumenta. La percentuale di energia condivisa rimane invariata al 31% al variare del criterio di ripartizione dell'incentivo erogato dal GSE.

Nella Figura 117 è stata riportata la variazione della percentuale del risparmio in bolletta per gli utenti residenziali (in arancione) e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER al variare del numero delle famiglie coinvolte, la potenza dell'impianto fotovoltaico (750 kW) e la percentuale di incentivo destinata al producer (40%) è rimasta invariata.

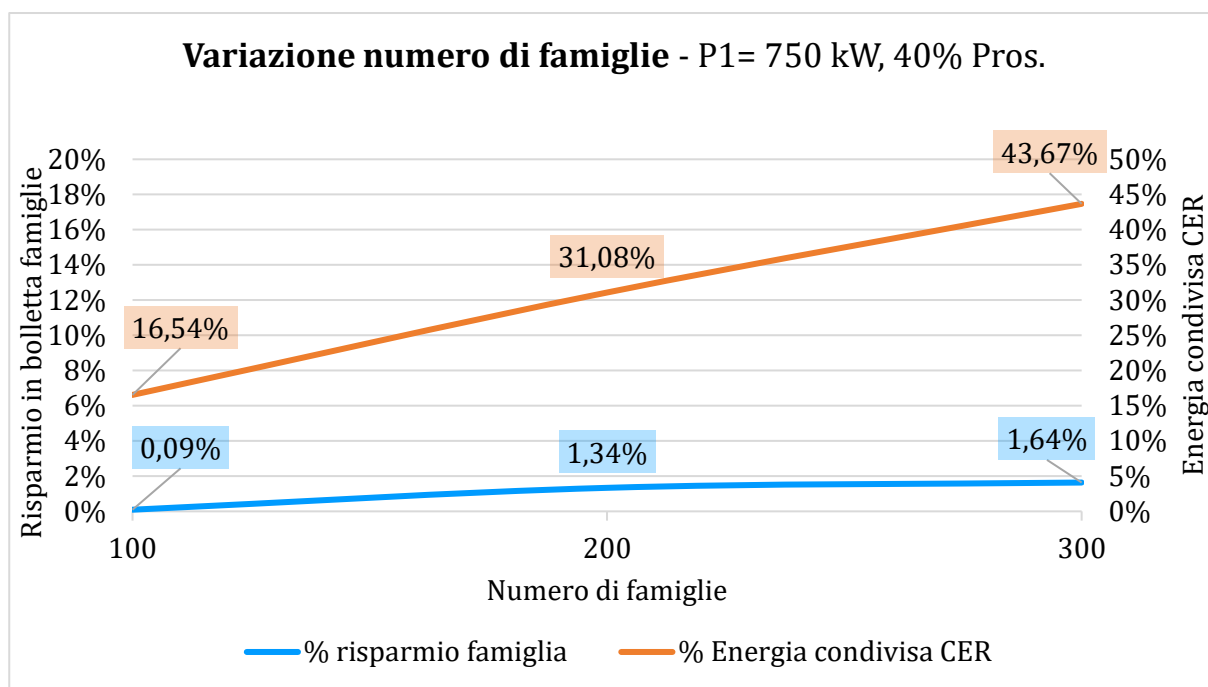


Figura 117 - Analisi di sensitività caso B1, variazione del numero di famiglie

La configurazione di CER con 300 consumers residenziali è l'unica che permette di massimizzare la percentuale di energia condivisa ed al contempo a massimizzare il risparmio economico per le famiglie, il PBT del prosumer si riduce a 4,87 anni.

In Figura 118Figura 94, invece, sono state considerate tre taglie diverse per l'impianto fotovoltaico a servizio della CER: da 500 kW, quella già descritta da 750 kW e da 1 000 kW, alle quali, corrisponde rispettivamente un quantitativo di energia elettrica superiore del 6%, 15% e 26% rispetto alla produzione utilizzabile dall'azienda. È stato monitorato il comportamento della percentuale di risparmio economico per la spesa di energia elettrica per ogni famiglia e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER, tenendo costanti il numero di famiglie, pari a 300, e il criterio di ripartizione dell'incentivo ricevuto, 40% prosumer e 60% consumers.

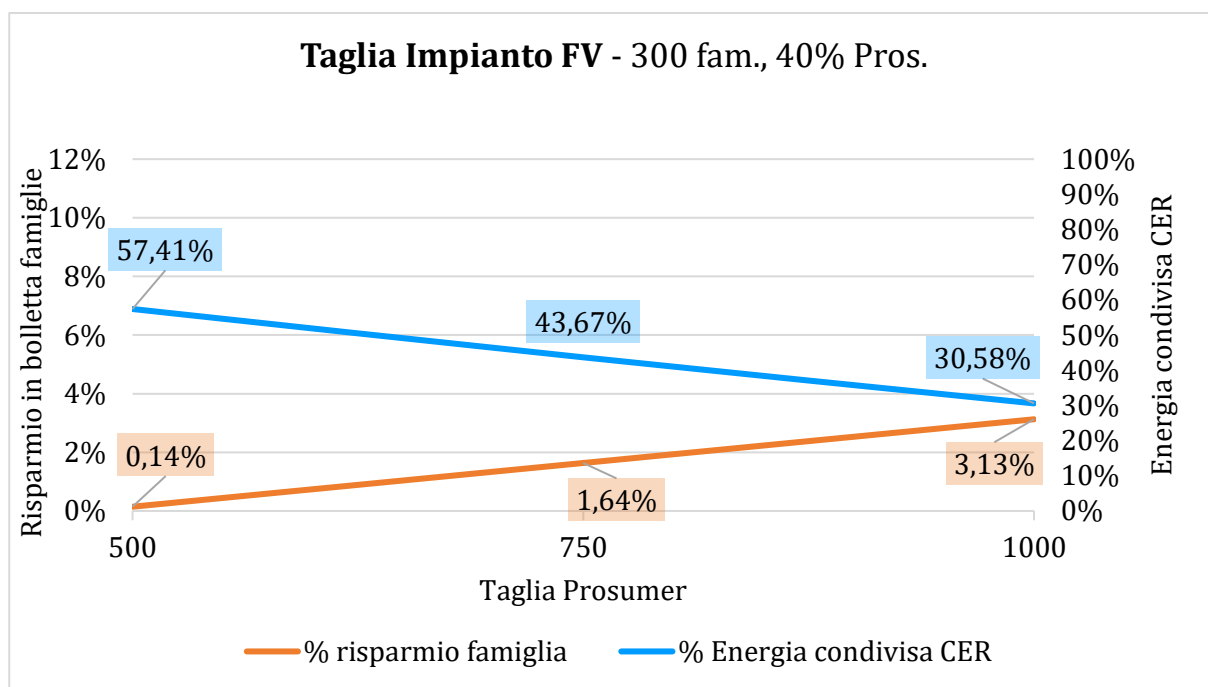


Figura 118 - Analisi di sensitività caso B1, variazione della taglia dell'impianto fotovoltaico

La configurazione con taglia dell'impianto fotovoltaico pari a 750 kW è quella che consente di massimizzare sia la percentuale di energia condivisa sia il risparmio per i nuclei familiari.

Il corrispettivo erogato per il ritiro dedicato (RID) ammonta a 20 978,0 €/anno ed il risparmio per mancato acquisto (o autoconsumo) ammonta a 120 389,3 €/anno, entrambi gli importi sono allocati interamente al prosumer. Dall'incentivo erogato dal GSE (5 446,6 €), vengono detratte le spese di gestione (2000 €/anno) e la differenza (3 446,6 €/anno) viene ripartita per il 40% ai produttori dell'energia (1 378,7 €/anno) e per il 60% agli utenti familiari (2 068 €/anno); quest'ultimo contributo viene suddiviso per il numero di famiglie coinvolte ottenendo un rimborso annuo di 6,9 € a famiglia, ovvero, l'1,64 % della spesa sostenuta in energia elettrica.

## CONCLUSIONI

La configurazione ideale per il caso B1 prevede la partecipazione di un prosumer con potenza installata pari a 750 kW, di un aggregato di consumers formato da 300 famiglie e ripartendo l'incentivo di 5 446,6 €, erogato dal GSE, per il 40 % al producer e per il 60% ai consumer. Prima di effettuare la ripartizione, vengono detratti 2000 € considerati come tariffa annua destinata a costi di gestione della CER, l'incentivo da ripartire al netto di tali spese ammonta a 3 446,6 €.

In Figura 119Figura 111 è stato riportato il Sankey dei flussi economici della comunità energetica analizzata nel caso B1. Le quantità sono espresse in euro e sono riferite ad un anno di esercizio, i flussi entranti considerati sono l'incentivo emesso dal GSE per aver condiviso e autoconsumato all'interno della comunità, il RID, ovvero l'incasso dovuto dall'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici e l'importo equivalente risparmiato per mancato acquisto di energia elettrica dalla rete da parte del prosumer.

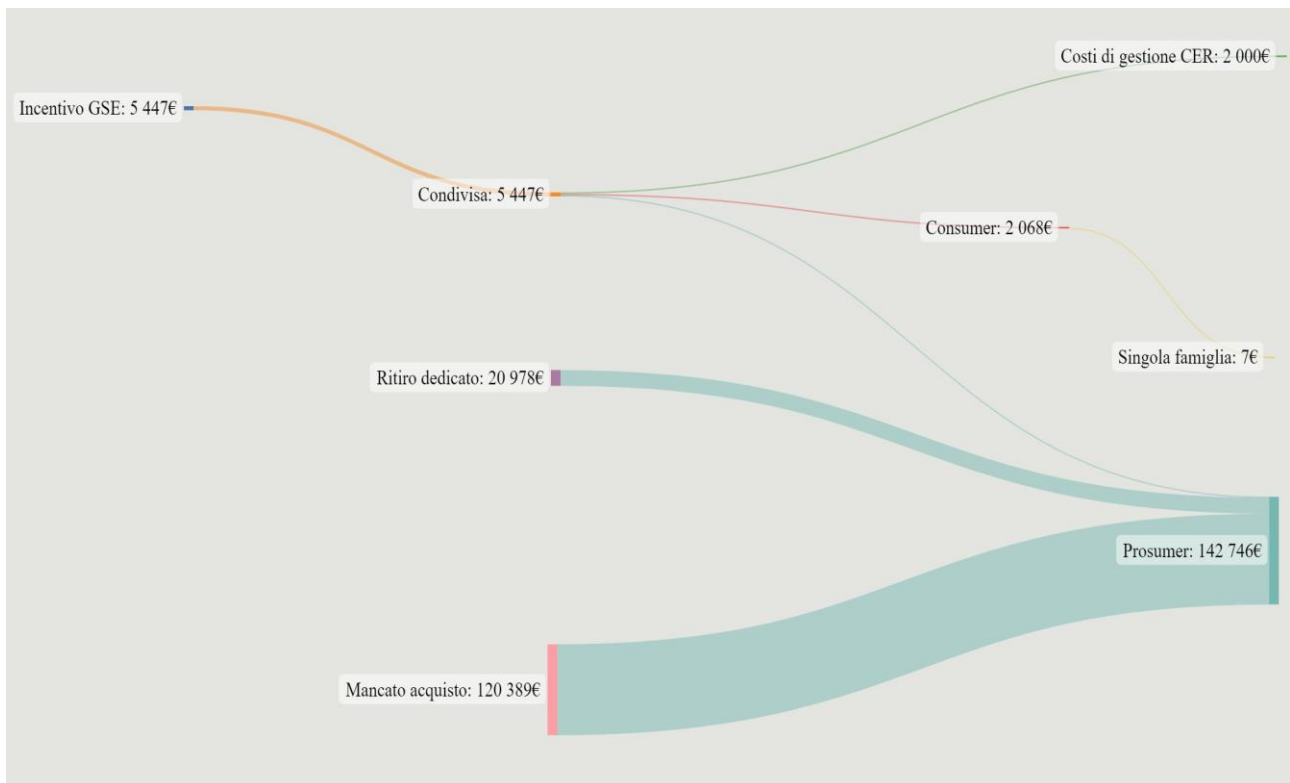


Figura 119 - Diagramma Sankey caso B1, flussi economici annuali

Il caso B1 consente un risparmio di emissioni pari a:

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di } CO_2 \text{ generato} &= \text{En. ele. rinnovabile prodotta} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} \\ &= 1\,093\,895,7 \cdot 0,3089 = 337\,904,4 \text{ kg } CO_2 \end{aligned}$$

di cui

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di } CO_2 \text{ CER} &= (\text{Autoconsumo} + \text{Condivisa}) \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = \\ &= (926\,071,4 + 73\,284,9) \cdot 0,3089 = 308\,701,2 \text{ kg } CO_2 \end{aligned}$$

sono stati risparmiati all'interno del perimetro della CER.

Dove

- $f_{\frac{kg\ CO_2}{kWh\ el.}}$  è il fattore di emissione, indica quanti kg di CO<sub>2</sub> vengono emessi per generare un kWh di energia elettrica in Italia, includendo l'energia rinnovabile. [ 49 ]

La configurazione analizzata nel caso B1 non è particolarmente redditizia per le famiglie in quanto il risparmio ottenuto è minimo. Ciò è dovuto a causa del profilo di energia fotovoltaica immessa in rete: l'azienda immette in maniera poco continuativa nei giorni lavorativi (per poche ore durante il giorno), inoltre, come si nota in Figura 120, nei momenti in cui si registra un surplus energetico, viene immessa una grossa quantità di energia elettrica rispetto al fabbisogno dei consumers residenziali; la condivisione dell'energia avviene soprattutto nei momenti di fermo lavorativo come ad esempio weekend e ferie, questo è dovuto alla priorità di accesso all'energia fotovoltaica da parte del prosumer (autoconsumo). Aumentando la quantità di energia immessa in rete, l'energia condivisa dai consumers aumenta di poco, in quanto si registra un aumento dei picchi relativi all'energia immessa in rete, visualizzati in azzurro nella figura sottostante, mentre la quota in verde, relativa al fabbisogno dei consumers, rimane costante. Il diagramma sankey riportato nella figura precedente mette in evidenza come i flussi economici – conseguenza di quelli energetici – siano altamente sbilanciati a favore del prosumer. Nel sotto-caso B2 di seguito realizzato è stato simulato un profilo di consumo aziendale caratterizzato dallo stesso fabbisogno annuo ma con un andamento più regolare, in modo da ottenere di conseguenza un profilo di immissione in rete di energia elettrica prodotta dal fotovoltaico che sia anch'esso quanto più uniforme possibile in modo che i consumatori domestici abbiano un accesso continuativo all'energia condivisa rispetto a quanto accade nel caso B1.

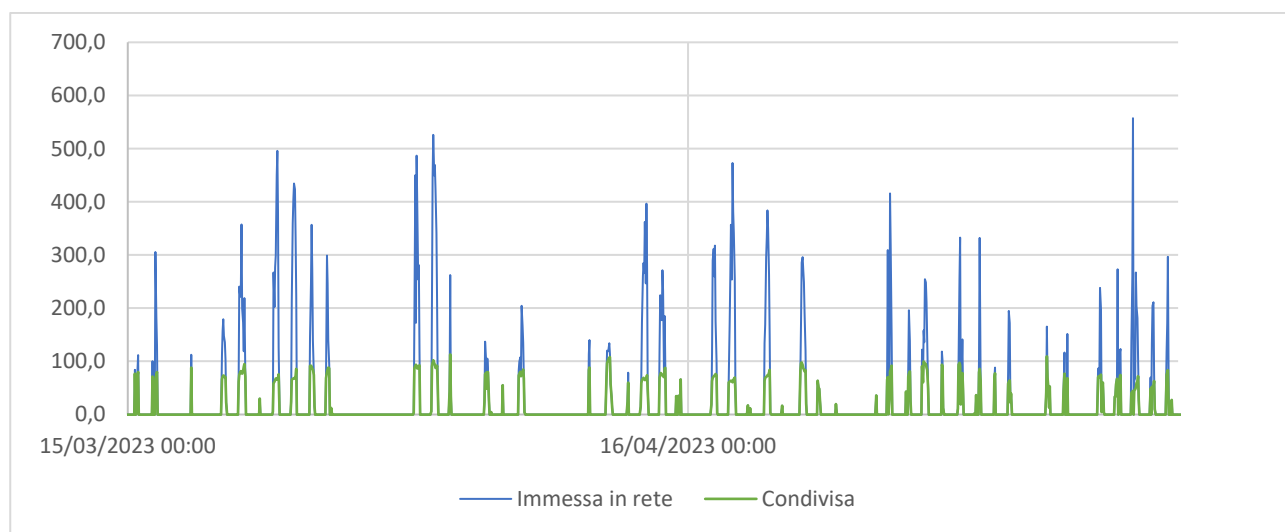


Figura 120: Immissione in rete e condivisione dell'energia caso B1

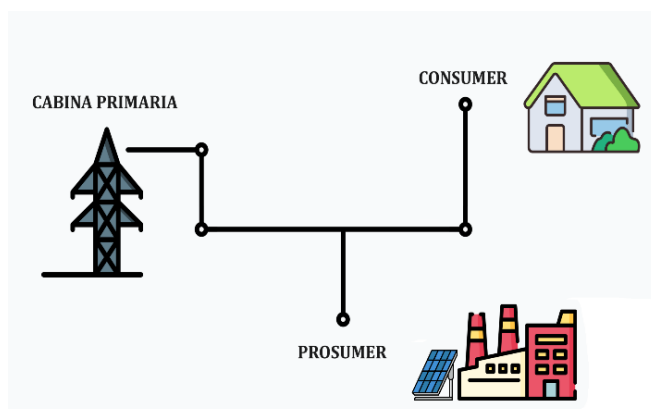


Due ulteriori soluzioni per privilegiare gli utenti residenziali e quindi per rimediare la criticità individuata nel caso B1 potrebbe essere quella di considerare, all'interno della CER, l'azienda B che nel seguente scenario era un prosumer come consumatore puro e l'impianto fotovoltaico come un producer, ovvero, come attore a sé stante a servizio della comunità; garantendo maggiore priorità di utilizzo dell'energia alle famiglie (caso C). Un'ulteriore soluzione potrebbe essere quella di considerare più prosumer che immettono in rete e consumano grandi quantità di energia in momenti differenti tra di loro, in modo da aumentare sia la frequenza di immissione in rete sia l'autoconsumo dell'energia condivisa (caso D)

### 3.2.2 Caso B2

#### DESCRIZIONE DELLA CONFIGURAZIONE

Il caso B2 prevede una configurazione di CER composta da un aggregato di 300 utenti residenziali ed un prosumer aziendale, in particolare è stata considerata l'azienda B, caratterizzata da consumi di energia elettrica pari a 2 949,2 MWh/a ed un impianto fotovoltaico la cui taglia è stata



determinata in modo da ottenere un'immissione in rete pari a quella ottenuta nel caso A1. Si tratta quindi degli stessi protagonisti adottati nel caso B1 ma adottando delle modifiche al prosumer industriale.

L'obiettivo di questo caso studio è quello di analizzare, effettuando le stesse analisi, punti di forza e limitazioni di una CER modificata rispetto al caso B1 con lo scopo di migliorarne la performance ma anche di indagare sulla convenienza, a parità di energia immessa in rete, nell'avere un grande impianto di proprietà di un prosumer oppure un impianto di piccola taglia a servizio dei consumers come analizzato nel capitolo 3.1.

#### ANALISI ENERGETICA

Il fabbisogno elettrico aziendale è differente da quello descritto nel capitolo 2.2, infatti, per ovviare ai problemi emersi nell'analisi del caso B1 relativi all'immissione in rete discontinua

nei giorni dell'anno e all'instabilità d'intensità, spesso troppo elevata rispetto al fabbisogno delle famiglie, è stato considerato un profilo di consumo aziendale fittizio, costante per ogni ora dell'anno, pari al valor medio del profilo reale (336,7 kWh/h).

L'impianto fotovoltaico è stato dimensionato con una taglia di 678,5 kWh, in modo che consentisse un'immissione in rete di energia pari a quella registrata nel caso A1, ovvero di 161 459 kWh/anno.

Come effettuato in precedenza, a partire dal fabbisogno elettrico aziendale (*Consumi pros.*) e dalla produzione fotovoltaica (*Produzione*), sono stati calcolati ora per ora:

- La quantità di energia autoconsumata dal prosumer (Autoconsumo)
- La quantità di energia prelevata dalla rete da ogni prosumer (Prelievo da rete)
- La quantità di energia immessa in rete da ogni prosumer (Immessa in rete)

L'autoconsumo aziendale, pari a 828 143,6 kWh/a rappresenta circa l'84% dell'energia rinnovabile prodotta e soddisfa il fabbisogno di stabilimento per il 28%, la rimanente parte viene prelevata da rete.

La quantità di energia rinnovabile non autoconsumata dal prosumer viene immessa in rete, questa, calcolata come descritto nel caso B1, rappresenta la quantità di energia elettrica a disposizione dai consumers. Essi sono caratterizzati da un profilo di consumo calcolato allo stesso modo di quanto fatto per i casi studio precedenti. Per effettuare il paragone diretto con il caso B1 è stata considerata la configurazione ottimizzata a valle dell'analisi; pertanto, si considera un aggregato di trecento utenti residenziali, aventi ciascuno un profilo di consumo annuo uguale al profilo medio tipologico riferito ad una famiglia tipo della provincia di Biella determinato nel capitolo 2.2; l'andamento del risultato ottenuto è riportato in Figura 121.

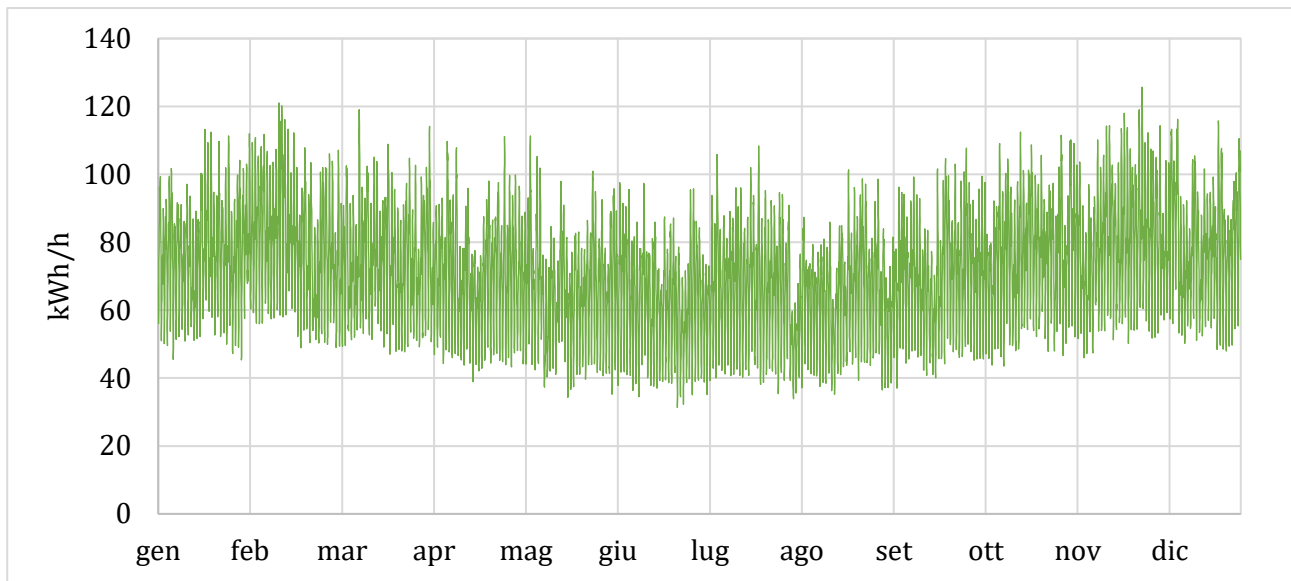


Figura 121 - Fabbisogno degli utenti residenziali caso B2

Il fabbisogno annuo dei consumers residenziali ammonta a 632 087,3 kWh.

Il fattore annuo di energia condivisa ammonta a

$$\text{Fattore annuo di energia condivisa [\%]} = \frac{\text{Condivisa annua}}{\text{Imnessa in rete annua}} \cdot 100 = 48,80 \%$$

Dove l'energia condivisa annua, calcolata come descritto nei casi precedenti vale coincide con l'energia "Condivisa" annua calcolata come descritto nel caso A1 e vale

$$\text{Condivisa annua}_{\text{caso B1}} = 52\,163,21 \text{ kWh/anno}$$

e l'energia *Imnessa in rete annua* coincide con la sommatoria, ora per ora, dell'energia "Imnessa in rete" in un anno calcolata in alto e vale

$$\text{Imnessa in rete annua}_{\text{caso B}} = 167\,824,24 \text{ kWh/anno}$$

Di seguito, in Figura 122, è stato riportato l'andamento dei flussi energetici per un periodo dell'anno, l'energia condivisa è quella sottesa dalla curva in verde.

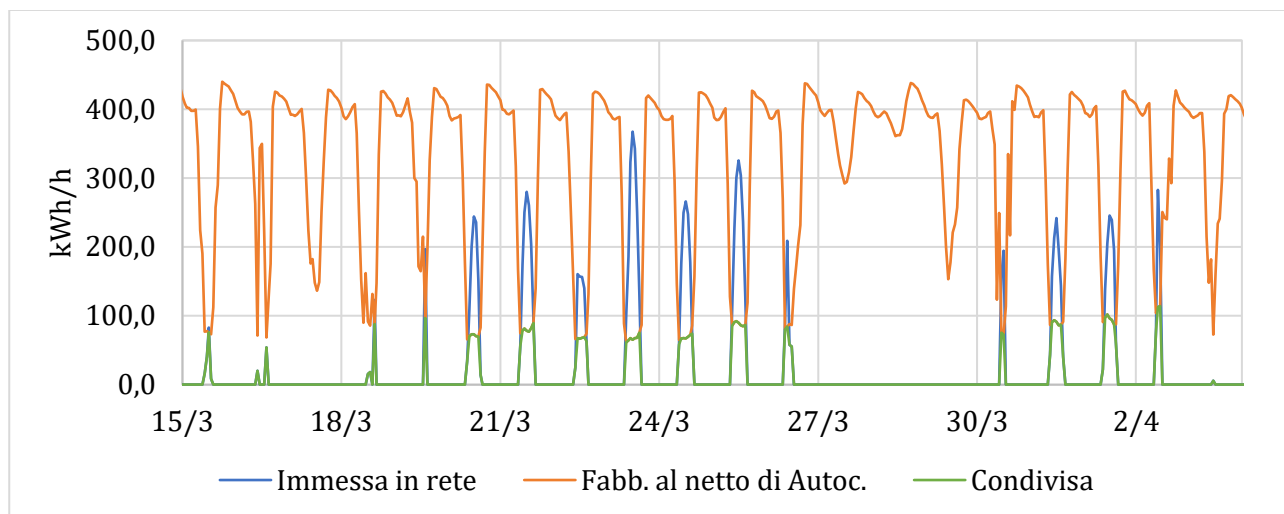


Figura 122 - Flussi energetici CER caso B2

## ANALISI ECONOMICA

Alla comunità energetica rinnovabile viene riconosciuto da parte del GSE un incentivo sulla base dell'energia prodotta ed immessa in rete dagli impianti presenti nella configurazione e successivamente consumata dai consumers (*Condivisa*).

### Calcolo dell'incentivo riconosciuto

La tariffa premio spettante alla CER è la stessa di quella individuata nel caso B1 poiché l'impianto fotovoltaico, anche in questo caso, supera i 600 kW di potenza installata

Quindi, l'incentivo economico riconosciuto dal GSE, il cui andamento è riportato in Figura 115, viene calcolato come

$$Inc. \text{riconosc. GSE} = \sum_{\text{ore in cui condivisa} > 0} Condivisa \cdot Inc. \text{previsto}_{Bozza} = 5\,766,4 \text{ €}$$

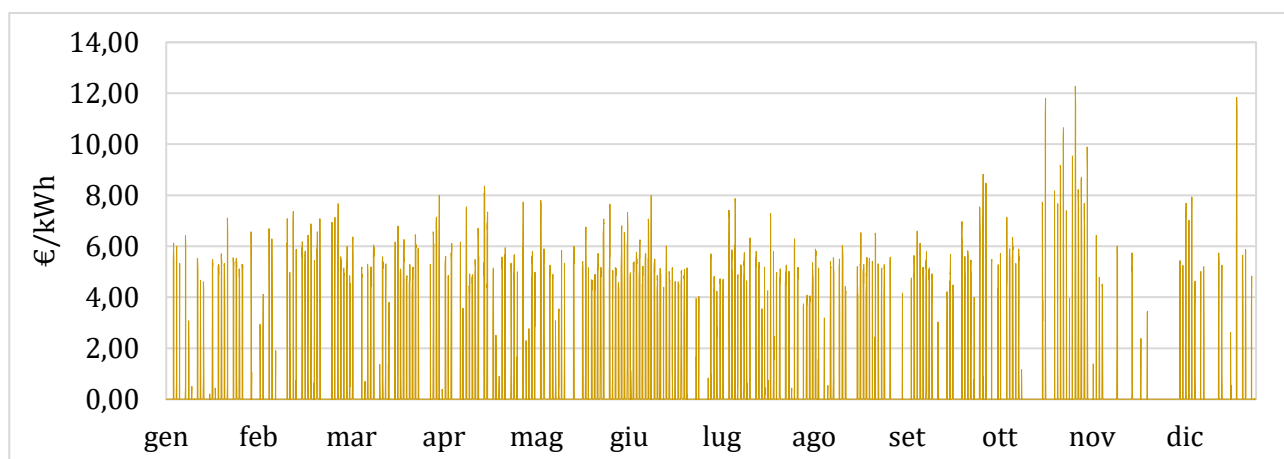


Figura 123 - Incentivo riconosciuto dal GSE alla CER, Caso B2

### Ripartizione dell'incentivo ricevuto

Dalla quantità di denaro riconosciuta dal GSE vengono decurtati i costi di gestione della CER, considerati in maniera forfettaria pari a 2000 €/anno, la differenza viene ripartita tra i membri della CER. La quota di incentivo relativa al producer – che in questo caso coincide con il prosumer aziendale - viene inizialmente pari al 40% (valore ottimizzato dal caso B1) ed è calcolata come:

$$\begin{aligned} Incentivo_{PROD} &= Inc.riconosciuto\ GSE_{netto} \cdot Quota\ spettante_{PRODUCER} \\ &= 3\ 766,4 \cdot 0,4 = 1\ 506,6\ € \end{aligned}$$

La quota di energia spettante ai consumer sarà quindi pari a:

$$\begin{aligned} Incentivo_{CONS} &= Inc.riconosciuto\ GSE_{netto} \cdot (1 - Quota\ spettante_{PRODUCER}) \\ &= Inc.riconosciuto\ GSE_{netto} \cdot Quota\ spettante_{CONSUMER} \\ &= 3\ 766,4 \cdot 0,6 = 2\ 259,8\ € \end{aligned}$$

### Flussi economici relativi al producer

Il PBT è stato calcolato tenendo conto dei flussi economici che coinvolgono il prosumer (inteso come il proprietario dell'impianto di produzione di elettrica da fonti rinnovabili) come descritto nel caso A1, tenendo però conto di quarto termine che compone il *Flusso di cassa* nel caso in cui l'impianto fotovoltaico appartenesse ad un prosumer. Infatti, oltre ai termini *Incentivo<sub>PROD</sub>*, *Ritiro dedicato*, e *Costo di manutenzione* descritti nel caso A1, è stato considerato il termine *Autoconsumo*, anch'esso espresso in [€/anno] il quale coincide con la quantità di denaro che si sarebbe pagata in bolletta elettrica in un anno se fosse stata

prelevata da rete la stessa quantità di energia fotovoltaica prodotta ed autoconsumata dall'impianto fotovoltaico che si possiede.

Il PBT, calcolando seguendo la procedura descritta per il caso B1, vale per la nuova configurazione individuata 4,80 anni.

### ANALISI SENSITIVITA'

Nel seguente caso non è necessario svolgere l'analisi di sensitività in quanto l'obiettivo non è quello di ottimizzare la performance della configurazione studiando il comportamento di alcuni parametri al variare di altri, bensì è quello di paragonare due configurazioni con caratteristiche simili per trarre delle conclusioni dal confronto.

### CONCLUSIONI

Il caso B1 ed il caso B2 hanno in comune sia il numero di famiglie coinvolte (300) sia il criterio di ripartizione dell'incentivo (40% al produttore dell'energia e il 60% ai consumatori puri dell'energia immessa in rete), è stata, invece, leggermente variata la taglia dell'impianto di proprietà del prosumer (da 750 kW a 678,5 kW) in modo da avere la stessa energia immessa, e quindi a disposizione delle famiglie, pari al caso A1, in modo da effettuare un duplice paragone.

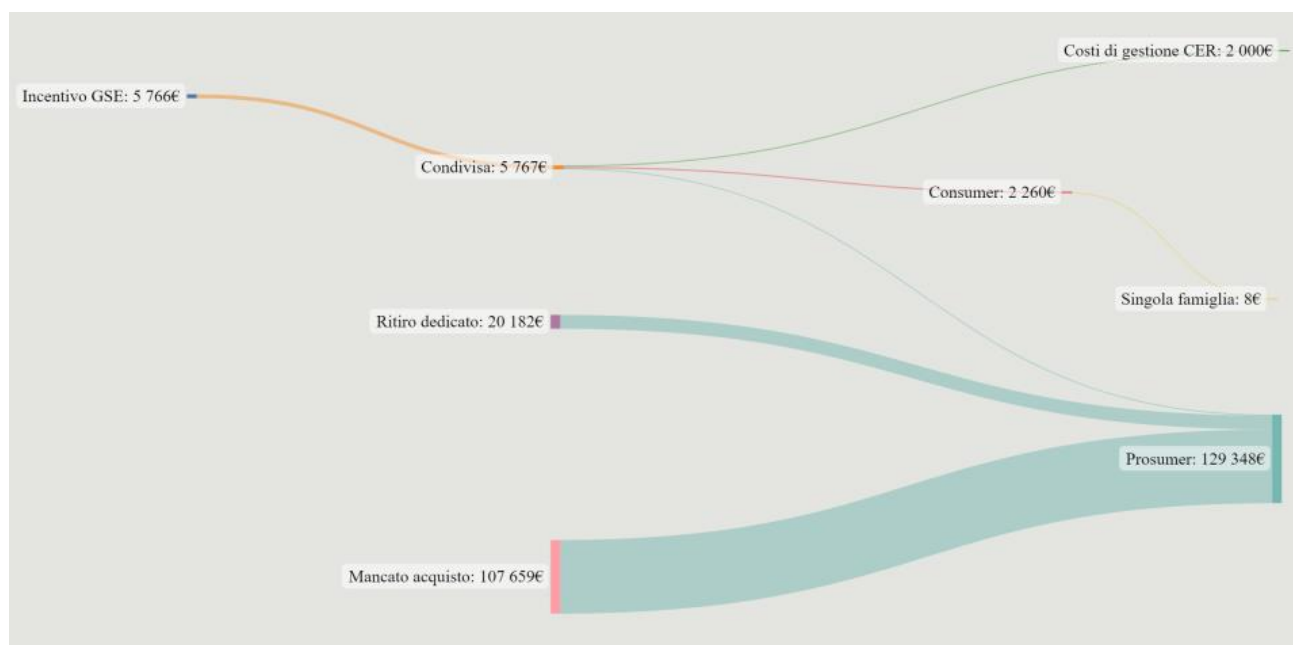


Figura 124 - Diagramma Sankey caso B2, flussi economici annuali

Il caso B2 consente un risparmio di emissioni pari a:

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di CO}_2 \text{ generato} &= \text{En. ele. rinnovabile prodotta} \cdot f_{\frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh el.}}} = 989\,602,6 \cdot 0,3089 \\ &= 305\,688,2 \text{ kg CO}_2 \end{aligned}$$

di cui

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di CO}_2 \text{ CER} &= (\text{Autoconsumo} + \text{Condivisa}) \cdot f_{\frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh el.}}} = \\ &= (828\,143,6 + 78\,791,2) \cdot 0,3089 = 280\,150,2 \text{ kg CO}_2 \end{aligned}$$

sono stati risparmiati all'interno del perimetro della CER.

Dove

- $f_{\frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh el.}}}$  è il fattore di emissione, indica quanti kg di CO<sub>2</sub> vengono emessi per generare un kWh di energia elettrica in Italia, includendo l'energia rinnovabile. [ 49 ]

In Figura 124 è stato riportato il Sankey dei flussi economici della comunità energetica analizzata nel caso B2. Le quantità sono espresse in euro e sono riferite ad un anno di esercizio, i flussi entranti considerati sono l'incentivo emesso dal GSE per aver condiviso e autoconsumato all'interno della comunità, il RID, ovvero l'incasso dovuto dall'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici e l'importo equivalente risparmiato per mancato acquisto di energia elettrica dalla rete da parte del prosumer.

Pur avendo un impianto di taglia inferiore, quest'ultimo, accoppiato ad un prosumer profilo di consumo annuo pari a quello del caso B1, ma con andamento costante nel tempo, permette di ottenere percentuali di autoconsumo e di fabbisogno delle famiglie soddisfatto molto vicine a quelle individuate in precedenza, nonostante l'impianto considerato abbia una potenza installata minore di 71,5 kW rispetto a quello considerato nel caso B1. Il PBT del proprietario dell'impianto è leggermente migliore nel caso B2 nonostante il costo d'investimento specifico uguale e l'incentivo ricevuto inferiore. Inoltre, sebbene si immetta in rete un quantitativo di energia inferiore del 3,8% rispetto al caso B1, viene condivisa una quantità di energia superiore del 7% (caso B1 73 285 kWh/a, caso B2 78 291), portando il tasso di condivisione annuo della CER dal 43,7% al 48,80%; percentuale in crescita anche se ancora inferiore all'80%.

Il miglioramento registrato è dovuto alla modifica della forma del profilo di consumo dell'utenza industriale reso costante per tutto l'anno, ciò permette di migliorare sia l'autoconsumo dell'azienda sia il meccanismo di condivisione dell'energia. Il risparmio economico per le famiglie rispetto la spesa sostenuta per l'energia elettrica passa dal 1,64% del caso B1 (6,90€) al 1,79% (7,53€).

I risultati ottenuti sono migliori rispetto a quelli ottenuti nel caso B1; quindi, avere un profilo di autoconsumo regolare nel tempo (quello costante utilizzato nelle analisi rappresenta una condizione ideale) è preferibile rispetto ad avere un profilo discontinuo e con picchi irregolari. Paragonando il caso B2 al caso A1, il quale a sua volta era stato definito energeticamente ed economicamente “molto limitato”, si nota che il caso A1, a parità di fabbisogno da soddisfare (considerando 300 famiglie coinvolte) e di energia rinnovabile immessa in rete in un anno, ma con un impianto fotovoltaico di dimensioni inferiori (taglia 110,7 kW), consente di ottenere una percentuale di risparmio per le famiglie superiore del triplo (5,8 %/anno a famiglia o 24,40 €/anno a famiglia), una percentuale di energia condivisa nella CER pari al 94,6 % ed un PBT per il produttore di energia maggiore di circa sei mesi a causa dell'costo d'investimento maggiore per impianti di piccola taglia, ma comunque inferiore ai sei anni.

Da queste informazioni si può affermare che il caso B2 è poco più performante rispetto al caso B1, ma non quanto il caso A1. Ciò è dovuto alla modalità in cui viene gestita l'energia rinnovabile prodotta rispetto al fabbisogno elettrico dei membri della CER, questa problematica sarà affrontata nel caso C composto dagli stessi membri, organizzati però in maniera differente.

### 3.3 Caso C – CER con consumers misti ed un producer FV

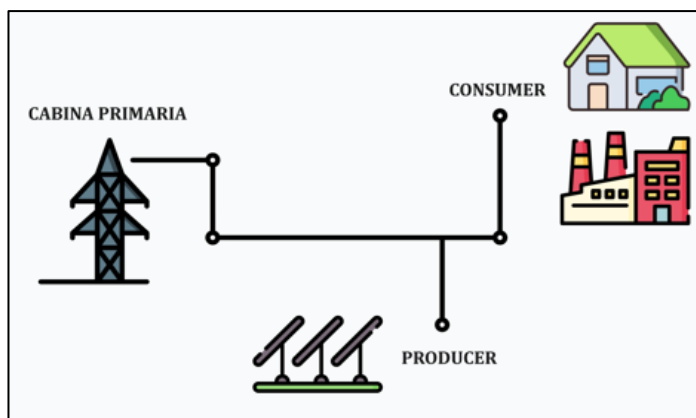
Nel seguente sotto capitolo saranno analizzate due configurazioni di comunità energetiche rinnovabili composte dagli stessi membri, ma strutturate in maniera differente in modo da poter indagare su molteplici aspetti. In particolare, i membri considerati sono stati un aggregato di consumers industriali ed un prosumer industriale, il quale possiede un impianto fotovoltaico dal quale autoconsuma l'energia elettrica di cui ha bisogno e mette a disposizione della comunità l'eccedenza di produzione.



### 3.3.1 Caso C1

#### DESCRIZIONE DELLA CONFIGURAZIONE

Nel seguente caso è stata considerata la configurazione del caso A1, la quale prevedeva dei consumers ed un impianto fotovoltaico a servizio di questi, ma i protagonisti sono quelli illustrati nel caso B1, ovvero oltre all'aggregato di famiglie, è presente un'utenza industriale. Quest'ultima sarà considerata come consumatore puro e non come prosumer.



Le analisi sono state svolte con lo scopo di indagare sui parametri monitorati nel caso di una configurazione più articolata rispetto al caso A1. Inoltre, è stata effettuata un'analisi sulla gestione dei flussi energetici (e quindi economici) in modo da risolvere le problematiche emerse dal caso B1, nel quale i producer ottenevano circa il 98,5% delle risorse a disposizione della CER ed i membri residenziali registravano un risparmio di pochi euro l'anno.

Nel seguente caso, come nel caso B1, è stata considerata una configurazione di CER composta da un aggregato di 200 consumers residenziali ed un consumer aziendale, in particolare è stata considerata l'azienda B, caratterizzata da consumi di energia elettrica descritti nel capitolo 2.2 pari a 2 949,2 MWh/a. L'impianto fotovoltaico di taglia pari a 750 kW, in questo caso è stato considerato come un producer autonomo a servizio della CER.

#### ANALISI ENERGETICA

I consumi sono stati calcolati moltiplicando di un fattore duecento, il profilo medio tipologico riferito ad una famiglia tipologica della famiglia di Biella, al quale è stato effettuato il peak smoothing; l'andamento del risultato ottenuto è riportato in Figura 125.

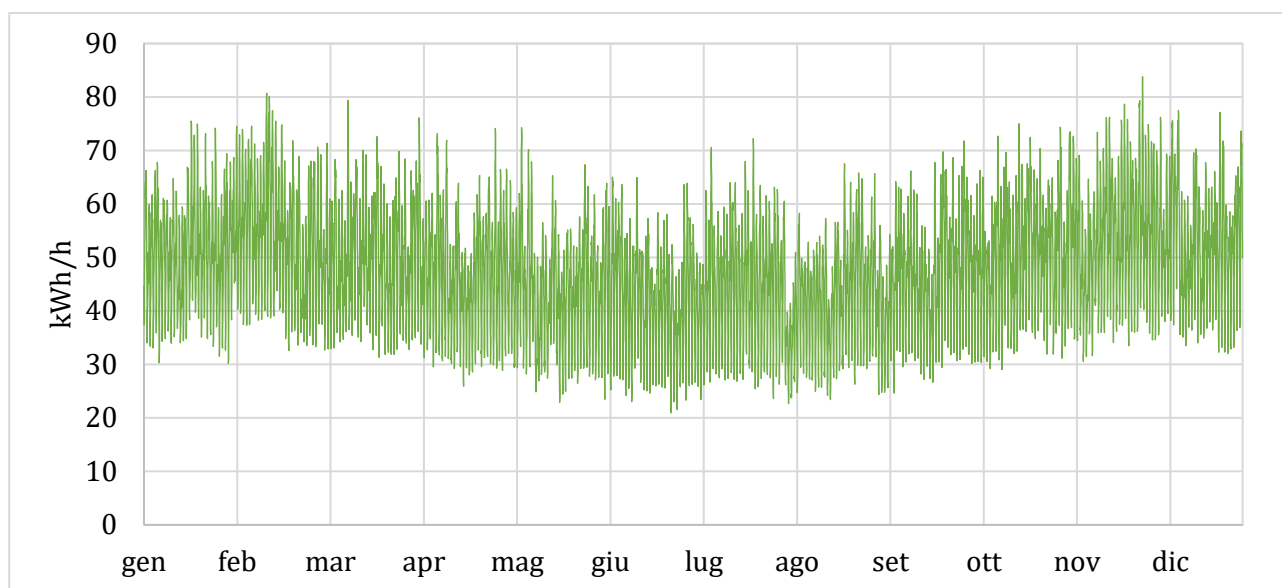


Figura 125 - Fabbisogno degli utenti residenziali caso C1

Il fabbisogno annuo dei consumers residenziali ammonta a 421 391,5 kWh.

Utilizzando gli stessi criteri e la stessa procedura dei casi precedenti, è stato dimensionato un impianto fotovoltaico di taglia pari a 750 kW, il quale produce complessivamente 1 093 895 kWh/anno, stessa quantità del Caso B1, ma in questo caso non è di proprietà del prosumer bensì l'energia è a disposizione della CER.

Il regime regolatorio virtuale, non si esprime riguardo alla priorità di accesso all'energia immessa rinnovabile in rete tra i consumers che compongono la CER. Non è equo garantire l'accesso, ora per ora, in base al fabbisogno di ogni consumer in quanto i consumi dell'azienda B rappresentano quasi l'88% dei consumi totali della comunità, inoltre per risolvere il problema emerso dalle analisi precedenti, in cui le risorse energetiche, e di conseguenza economiche, venivano allocate quasi totalmente all'utenza industriale, è stata assegnata "virtualmente" la priorità di consumo all'aggregato di famiglie. L'azienda B avrà accesso alla rimanente parte di energia non consumata ora per ora dalle famiglie, le quali ne consumano solo una piccola parte pur avendo la priorità.

Il fattore annuo di energia condivisa ammonta a

$$\text{Fattore annuo di energia condivisa [\%]} = \frac{\text{Condivisa annua}}{\text{Immessa in rete annua}} \cdot 100 = 89,43\%$$

Dove l'energia condivisa annua, calcolata come descritto nel caso A1, vale

$$\text{Condivisa annua}_{\text{caso C}} = 978\,234,6 \text{ kWh/anno}$$

Di seguito, in Figura 126, è stato riportato l'andamento dei flussi energetici per un periodo dell'anno, l'energia condivisa è quella sottesa dalla curva in verde.

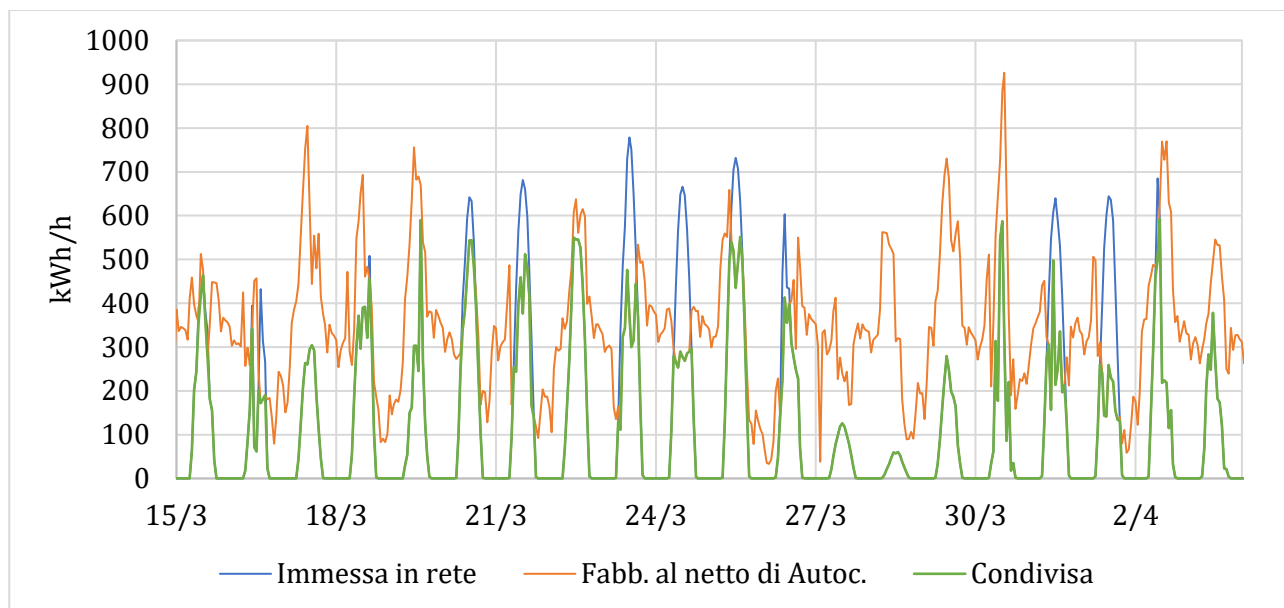


Figura 126 - Flussi energetici CER caso C1

## ANALISI ECONOMICA

Alla comunità energetica rinnovabile viene riconosciuto da parte del GSE un incentivo sulla base dell'energia prodotta ed immessa in rete dagli impianti presenti nella configurazione e successivamente consumata dai consumers (*Condivisa*).

### Calcolo dell'incentivo riconosciuto

Come mostrato in Figura 127Figura 88, la tariffa incentivante riconosciuta è basata su tre fattori distinti: *La taglia dell'impianto con il quale è stata prodotta l'energia incentivata, il prezzo zonale orario ed un fattore correttivo per zona geografica*

La tariffa incentivante, il cui andamento è riportato in, è calcolata, ora per ora, come:

$$Incentivo\ previsto_{Bozza} = (INC_{taglia} + INC_{Pz} + INC_{luogo})$$

Esso rappresenta il premio economico, espresso in €/kWh, dato dalla somma dei tre contributi menzionati di sopra, in particolare il primo termine è riferito ad un l'impianto di taglia superiore di 600 kW.

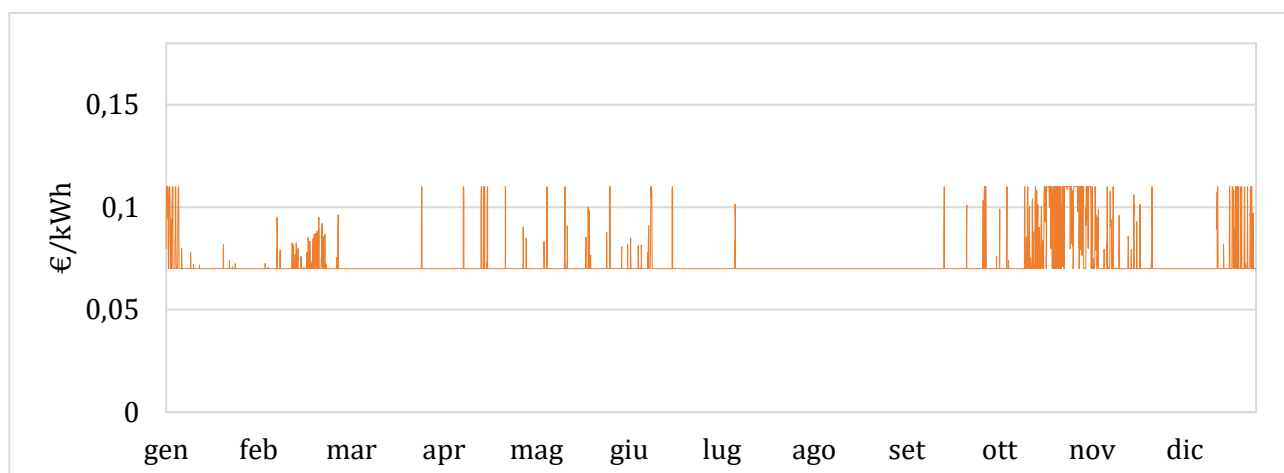


Figura 127 – Tariffa premio spettante ora per ora all'en. condivisa dalla CER (600 kW < taglia fotovoltaico ≤ 1 000 kW)

Infine, l'incentivo economico riconosciuto dal GSE, il cui andamento è riportato in Figura 128Figura 107 viene calcolato come

$$Inc. riconosci. GSE = \sum_{\text{ore in cui condivisa} > 0} Condivisa \cdot Inc. previsto_{Bozza} = 71\,122,2 \text{ €}$$

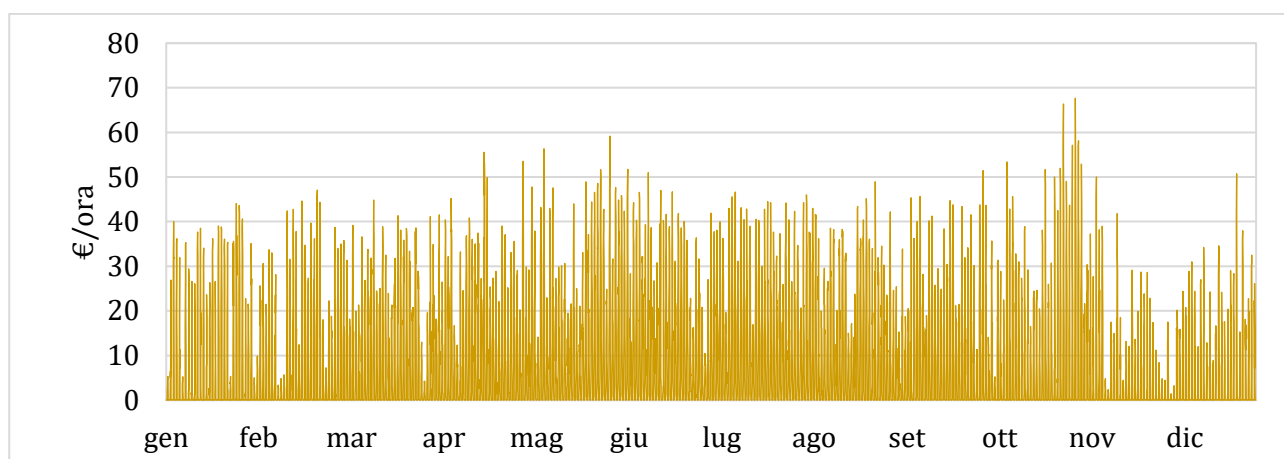


Figura 128 - Incentivo riconosciuto dal GSE alla CER, Caso C1

### Ripartizione dell'incentivo ricevuto

Dalla quantità di denaro riconosciuta dal GSE vengono decurtati i costi di gestione della CER, considerati in maniera forfettaria pari a 2000 €/anno, la differenza viene ripartita tra i membri della CER. La quota di incentivo relativa al producer viene inizialmente posta in maniera arbitraria pari al 60% ed è calcolata come:

$$\begin{aligned} Incentivo_{PROD} &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{PRODUCER} \\ &= 69\,122,2 \cdot 0,6 = 41\,473,3 \text{ €} \end{aligned}$$

La quota di energia spettante ai consumer sarà quindi pari a:

$$\begin{aligned} Incentivo_{CONS} &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot (1 - Quota spettante_{PRODUCER}) \\ &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{CONSUMER} \\ &= 69\,122,2 \cdot 0,4 = 27\,648,9 \text{ €} \end{aligned}$$

Verrà effettuata di seguito un'analisi di sensitività per analizzare come variano i risultati ottenuti al variare della quota di suddivisione dell'incentivo tra producer e consumer.

#### *Flussi economici relativi al producer*

Il PBT, calcolato tenendo conto dei flussi economici che coinvolgono i prosumer come descritto nel caso A1, per la configurazione individuata vale 4,16 anni. Tale parametro sarà tenuto in considerazione dell'analisi di sensitività di seguito riportata.

#### *Flussi economici relativi ai consumers*

La suddivisione della quota di incentivo ricevuta dai consumers è, in questo caso, differente rispetto ai casi analizzati in precedenza. In precedenza, i consumers erano i nuclei familiari identici tra di loro, quindi la somma a loro spettante veniva suddivisa in parti uguali. In questo caso, la ripartizione è differente tra le differenti tipologie di utenti (famiglie ed azienda), in particolare, è coerente con il consumo energetico "virtuale" dell'energia immessa in rete dal producer. Dato che, come spiegato in precedenza nella sezione relativa all'analisi energetica del caso C1, viene assegnata la priorità di consumo agli utenti residenziali, questi avranno un incentivo proporzionale all'energia da loro condivisa ora per ora, il quale ammonta a

$$Incentivo_{FAMIGLIE} = \sum_{ore/anno} \frac{Condivisa_{FAM}}{Condivisa_{AZ. B}} \cdot Incentivo_{CONS} = 5\,478,3 \text{ €/anno}$$

Mentre la quota spettante all'azienda B vale

$$Incentivo_{AZIENDA B} = \sum_{ore/anno} \frac{Condivisa_{AZ. B}}{Condivisa_{tot}} \cdot Incentivo_{CONS} = 37\,018,2 \text{ €/anno}$$

#### ANALISI SENSITIVITA'

Nel seguente paragrafo è stata effettuata una valutazione della performance della configurazione come descritto in precedenza, ovvero monitorando i tre parametri chiave:

PBT, percentuale di energia condivisa all'interno della CER e percentuale di risparmio in bolletta per i consumers residenziali.

Dapprima è stata variata la percentuale di ripartizione dell'incentivo tra il producer ed i consumers, tenendo invariati il numero di famiglie coinvolte (pari a 200 famiglie) e la potenza installata dell'impianto fotovoltaico (pari a 750 kW). Sull'asse delle ordinate della Figura 129 è presente la percentuale dell'incentivo erogata dal GSE destinata al Producer ed al variare di quest'ultima è stato riportato il risparmio percentuale per le famiglie relativo alla spesa per l'energia elettrica e il PBT per il producer.

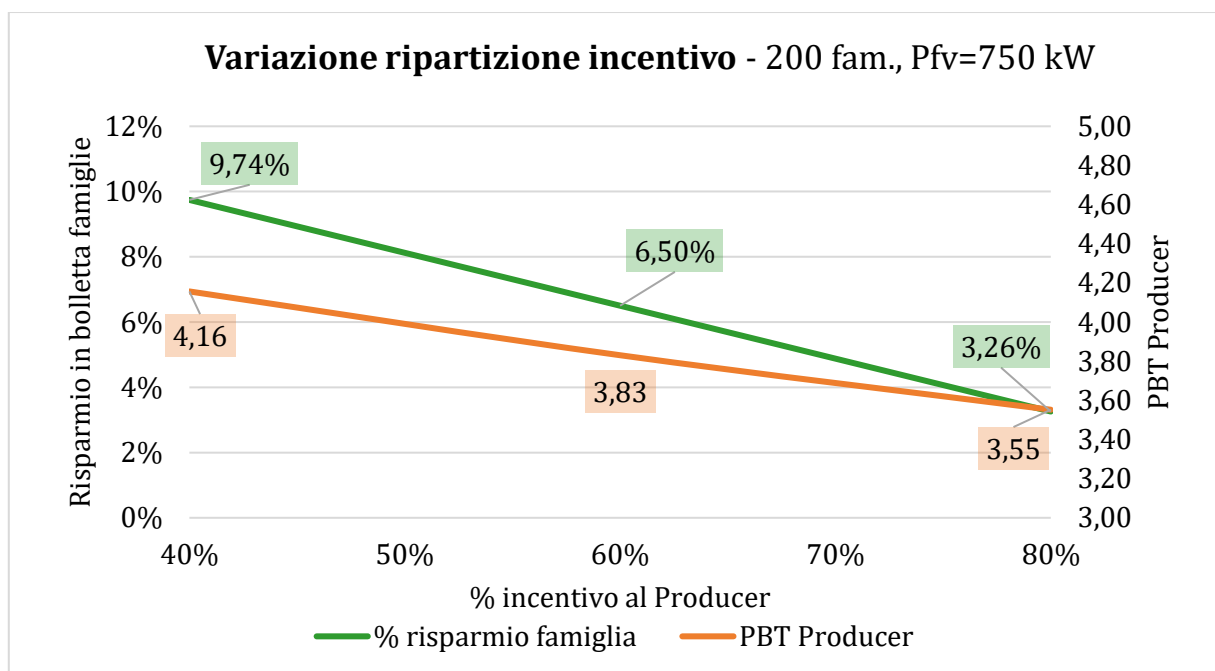


Figura 129 - Analisi di sensitività caso C1, variazione della ripartizione dell'incentivo

Sebbene si ottenga un valore migliore rispetto le configurazioni analizzate in precedenza, il caso C1 rimane non particolarmente vantaggioso per le famiglie, pertanto si preferisce scegliere una configurazione che prevede una ripartizione dell'incentivo per il 40% al producer ed al 60% per i consumers. In questo modo, l'importo investito per la realizzazione dell'impianto sarà ripagato alcuni mesi più tardi (comunque prima di 6 anni) ed i consumers saranno più propensi a collaborare secondo i principi sui quali è basata la comunità energetica rinnovabile. La percentuale di energia condivisa rimane invariata all'89,43% al variare del criterio di ripartizione dell'incentivo erogato dal GSE.

Nella Figura 130Figura 109 è stata riportata la variazione della percentuale del risparmio in bolletta per gli utenti residenziali (in arancione) e la percentuale di energia condivisa

all'interno della CER al variare del numero delle famiglie coinvolte, la potenza dell'impianto fotovoltaico (750 kW) e la percentuale di incentivo destinata al producer (40%) è rimasta invariata.

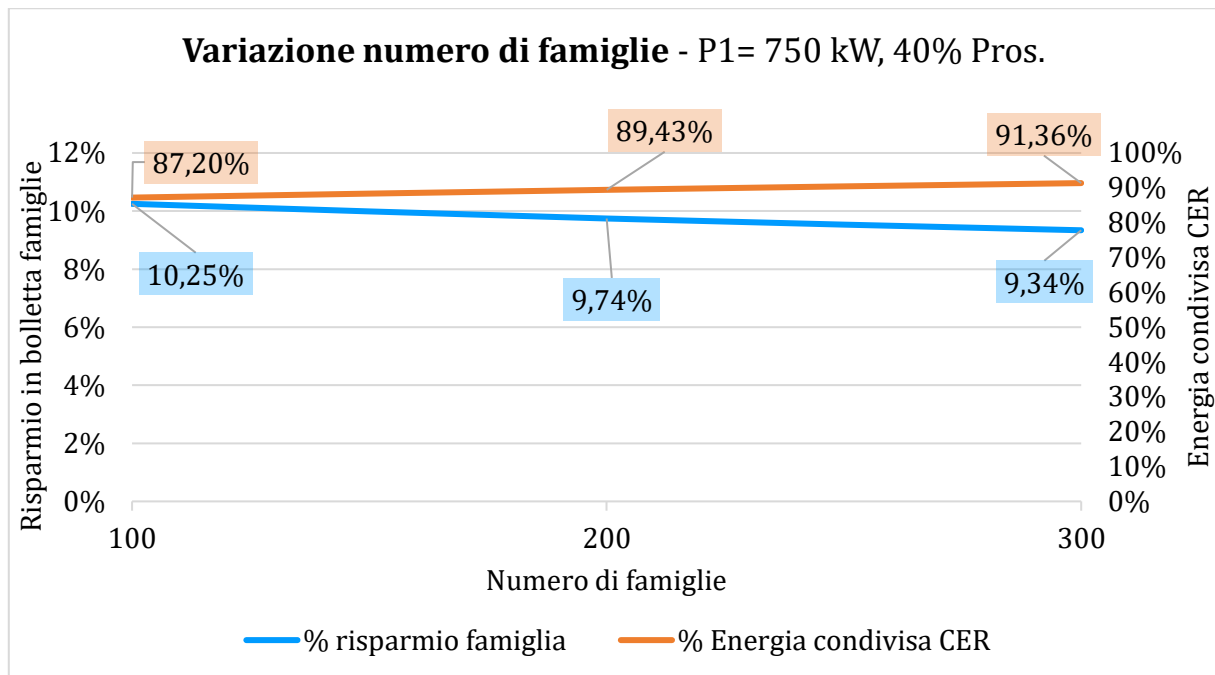


Figura 130 - Analisi di sensitività caso C1, variazione del numero di famiglie

La configurazione di CER con 100 consumers residenziali è l'unica che permette di ottenere una percentuale di energia condivisa superiore all'80% ed al contempo a massimizzare il risparmio economico per le famiglie, il PBT del producer si riduce a 4,16 anni.

In Figura 131Figura 94, invece, sono state considerate tre taglie diverse per l'impianto fotovoltaico a servizio della CER: da 500 kW, quella già descritta da 750 kW e da 1 000 kW che corrisponde alla taglia massima ammissibile in una CER. È stato monitorato il comportamento della percentuale di risparmio economico per la spesa di energia elettrica per ogni famiglia e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER, tenendo costanti il numero di famiglie, pari a 100, e il criterio di ripartizione dell'incentivo ricevuto, 40% producer e 60% consumers.

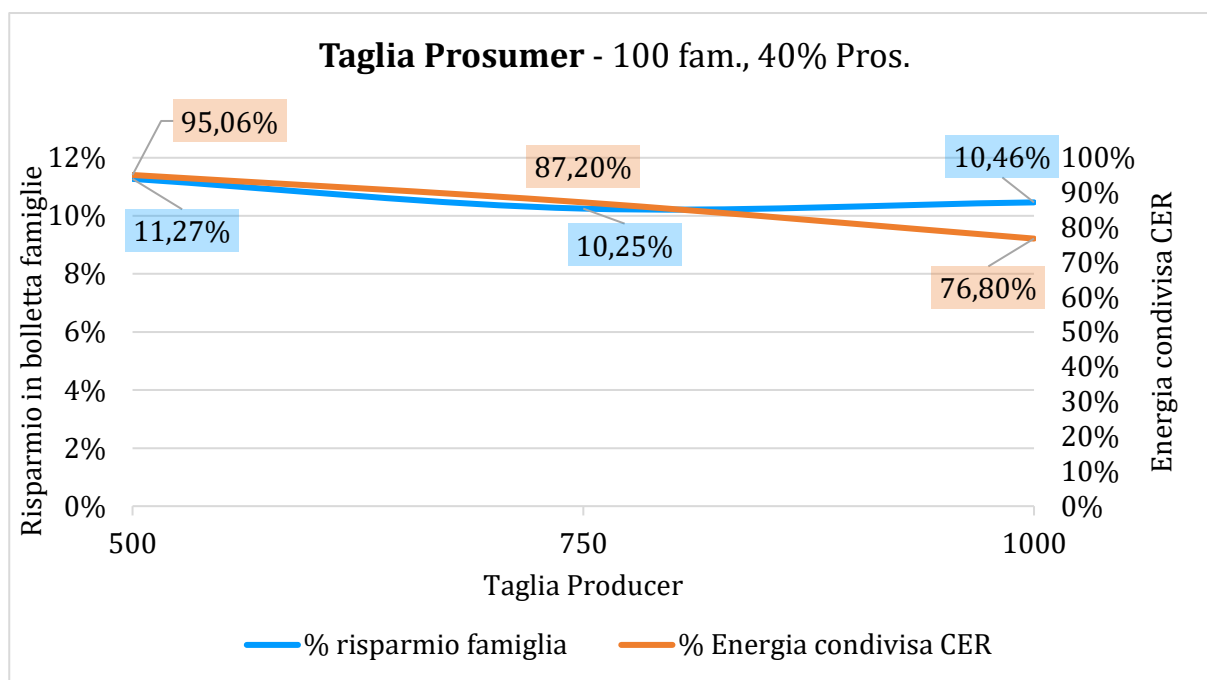


Figura 131 - Analisi di sensitività caso C1, variazione della taglia dell'impianto fotovoltaico

La configurazione con taglia dell'impianto fotovoltaico pari a 500 kW è quella che consente di massimizzare sia il risparmio economico per i nuclei familiari sia la quantità di energia rinnovabile condivisa dalla CER, il PBT aumenta a 4,49 anni.

Il corrispettivo erogato per il ritiro dedicato (RID) ammonta a 91 158 €/anno ed è allocata interamente al producer. Dall'incentivo erogato dal GSE (57 383,2 €), vengono detratte le spese di gestione (2000 €/anno) e la differenza (55 383,2 €/anno) viene ripartita per il 40% al produttore dell'energia (22 163,3 €/anno) e per il 60% ai consumers (33 219,9 €/anno). Quest'ultimo contributo viene suddiviso come descritto prima tra il consumer aziendale (28 469,6 €/anno) ed i consumers residenziali (4 750,35 €/anno), questi suddivideranno ulteriormente tale quota per il numero di famiglie coinvolte ottenendo un rimborso annuo di 47,5 € a famiglia, ovvero, l'11,27 % della spesa sostenuta in energia elettrica.

## CONCLUSIONI

La configurazione ideale per il caso C1 prevede la partecipazione di un producer con potenza installata pari a 500 kW, di un aggregato di consumers formato da 100 famiglie e una PMI. L'incentivo di 57 383,2 €, erogato dal GSE, è destinato per il 40 % al producer e per il 60% ai consumer. Prima di effettuare la ripartizione, vengono detratti 2000 € considerati come



tariffa annua destinata a costi di gestione della CER, l'incentivo da ripartire al netto di tali spese ammonta a 55 383,2 €.

In Figura 132 è stato riportato il Sankey dei flussi economici della comunità energetica analizzata nel caso C1. Le quantità sono espresse in euro e sono riferite ad un anno di esercizio, i flussi entranti sono l'incentivo emesso dal GSE per aver condiviso e autoconsumato all'interno della comunità e il RID, ovvero l'incasso dovuto dall'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.



Figura 132 - Diagramma Sankey caso C1, flussi economici annuali

Il caso C1 consente un risparmio di emissioni pari a:

$$\text{Risparmio di } CO_2 \text{ generato} = \text{Imnessa in rete annua} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} =$$

$$= 729 \, 263,8 \cdot 0,3089 = 225 \, 269,59 \, kg \, CO_2$$

di cui

$$\text{Risparmio di } CO_2 \text{ CER} = \text{Condivisa} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = 693 \, 224,09 \cdot 0,3089 = 214 \, 136,92 \, kg \, CO_2$$

sono stati risparmiati all'interno del perimetro della CER.

Dove

- $f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}}$  è il fattore di emissione, indica quanti kg di  $CO_2$  vengono emessi per generare un kWh di energia elettrica in Italia, includendo l'energia rinnovabile. [ 49 ]

Come proposto nel caso B1, considerando l'azienda come consumatore, l'impianto fotovoltaico a servizio della comunità e dando priorità di utilizzo dell'energia alle famiglie si ottiene un risparmio per le famiglie più proficuo. Inoltre, il PBT del caso C1 è inferiore di quello del Caso B1 poiché, anche se nel caso C1 si ottengono costi di investimento ridotti del 36% (675 000 € nel caso B1 e 500 000 € nel caso C1), si registra una diminuzione del 20% del guadagno del produttore, pari a circa 29 500 €/anno, considerando tutti i contributi che lo compongono (incentivo erogato dal GSE alla CER, RID ed autoconsumo se presente). La diminuzione del PBT è indice che i flussi di cassa positivi superano quelli negativi.

Nella variazione di taglia, ed in particolare nel passaggio da 500 kW a 750 kW si nota che l'andamento non cresce come normalmente dovrebbe ma diminuisce, ciò è dovuto al fatto che vi è una variazione della tariffa incentivante per gli impianti con taglia superiore a 600 kW. Nel tratto da 750 kW a 1000 kW l'andamento ritorna ad essere crescente, ma il risparmio ottenuto alla taglia massima rimane comunque inferiore a quello ottenibile con l'impianto da 500 kW.

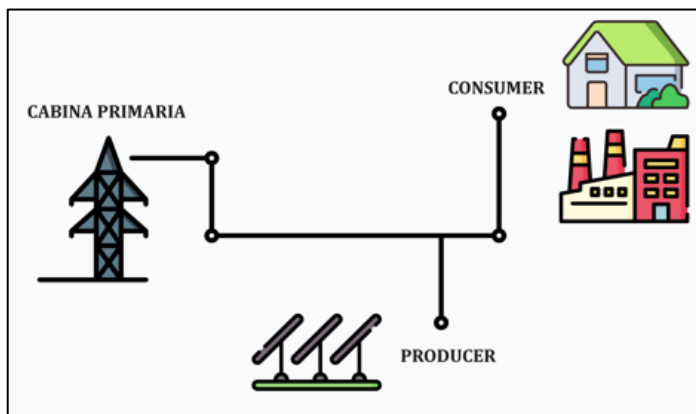
La situazione ottimale prevede il coinvolgimento di un numero inferiore di famiglie, pari a cento, e l'installazione di un impianto di taglia relativamente piccola, 500 kW. Se si volesse considerare una CER più estesa, con 300 famiglie ed un impianto di taglia pari a 1000 kW, la performance non diminuirebbe eccessivamente rispetto alla condizione ottimizzata.

In questa, come in altre analisi, si è messo in evidenza la variazione dell'incentivo al variare della taglia dell'impianto fotovoltaico installato nella CER, di seguito, nel caso studio successivo verrà approfondito questo aspetto.

### 3.3.2 Caso C2

#### DESCRIZIONE DELLA CONFIGURAZIONE

Il caso C2 prevede una configurazione di CER composta da un aggregato di 100 utenti residenziali ed un prosumer aziendale, in particolare è stata considerata l'azienda B, caratterizzata da consumi di energia elettrica pari a 2 949,2 MWh/a e da cinque impianti uguali tra di loro di taglia pari a 200 kW



ciascuno. Come accennato dalle conclusioni dello scenario precedente, questo, è un approfondimento del caso C1. In particolare, verrà presa come riferimento la configurazione ottimizzata, con l'impianto da 1000 kW al posto di quello da 500 kW, i parametri di riferimento principali sono stati riassunti in Tabella 8.

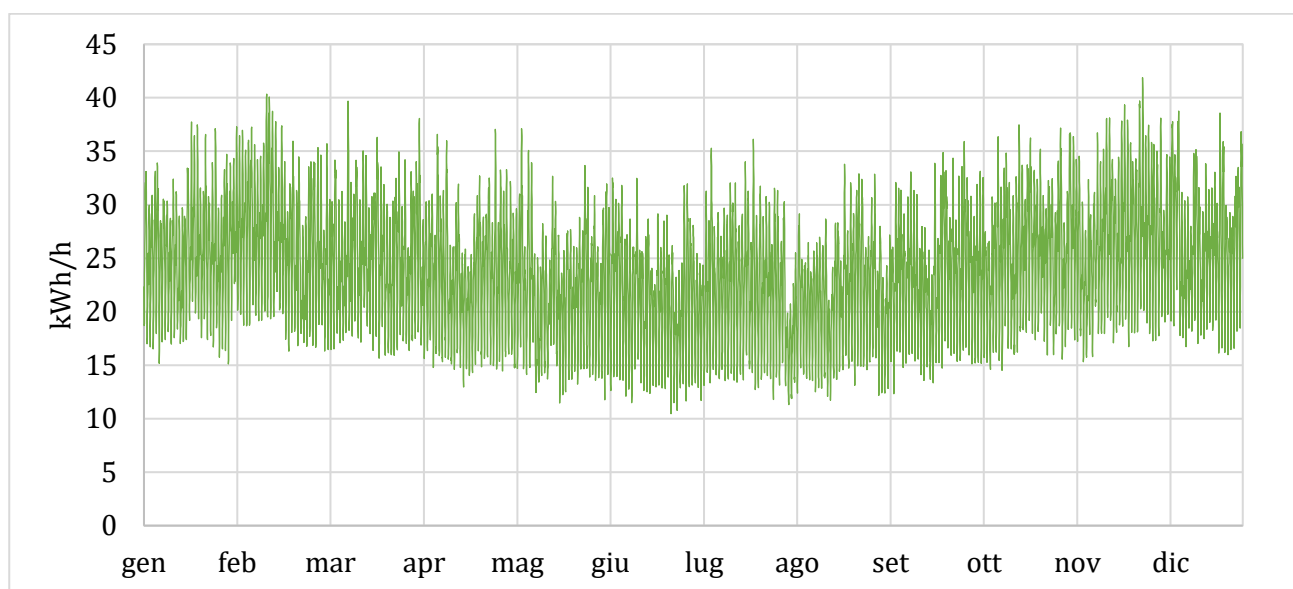
*Tabella 8 - Riassunto parametri Caso C1 considerato come riferimento*

| Caso C1                            |                          |
|------------------------------------|--------------------------|
| <b>Producer</b>                    | 1 impianto FV da 1000 kW |
| <b>Energia prodotta</b>            | 14 558 527,6 kWh/a       |
| <b>Energia condivisa</b>           | 76,80 %                  |
| <b>Incentivo GSE alla CER</b>      | 81 277 €                 |
| <b>PBT producer</b>                | 4,24 anni                |
| <b>Ritiro dedicato</b>             | 182 316 €                |
| <b>Incentivo GSE al produttore</b> | 31 729 €                 |
| <b>Costo d'investimento</b>        | 900 000 €                |

L'obiettivo di questo caso studio è quello di analizzare, effettuando le stesse analisi, punti di forza e limitazioni di una CER dal punto di vista economico a parità dei parametri energetici considerati. Infatti, si vuole indagare sulla variazione di incentivo riconosciuto dalla Bozza di Decreto alla CER a parità di potenza installata e di energia condivisa rispetto al caso C1.

## ANALISI ENERGETICA

I flussi energetici sono gli stessi considerati nel caso C1 ottimizzato pertanto, nella Figura 133 sono stati riportati i consumi riferiti ad un aggregato di 100 nuclei familiari.



*Figura 133 - Fabbisogno degli utenti residenziali caso C2*

Il fabbisogno annuo dei consumers residenziali ammonta a 210 695,76 kWh.

Utilizzando gli stessi criteri e la stessa procedura dei casi precedenti, sono stati dimensionati cinque impianti fotovoltaici ciascuno di taglia pari a 200 kW, ottenendo una potenza installata totale pari a 1 000 kW, che corrisponde ad una produzione complessiva di 1 458 527,6 kWh/anno, stessa quantità del Caso C1 considerato.

Anche in questo caso, la priorità “virtuale” di accesso all’energia rinnovabile immessa in rete è assegnata alle famiglie.

Il fattore annuo di energia condivisa ammonta a

$$\text{Fattore annuo di energia condivisa [\%]} = \frac{\text{Condivisa annua}}{\text{Immessa in rete annua}} \cdot 100 = 76,80\%$$

Dove l'energia condivisa annua, calcolata come descritto nel caso A1, vale

$$Condivisa_{annua\ caso\ C1} = 1\,120\,207,86 \text{ kWh/anno}$$

Di seguito, in Figura 134, è stato riportato l'andamento dei flussi energetici per un periodo dell'anno, l'energia condivisa è quella sottesa dalla curva in verde.

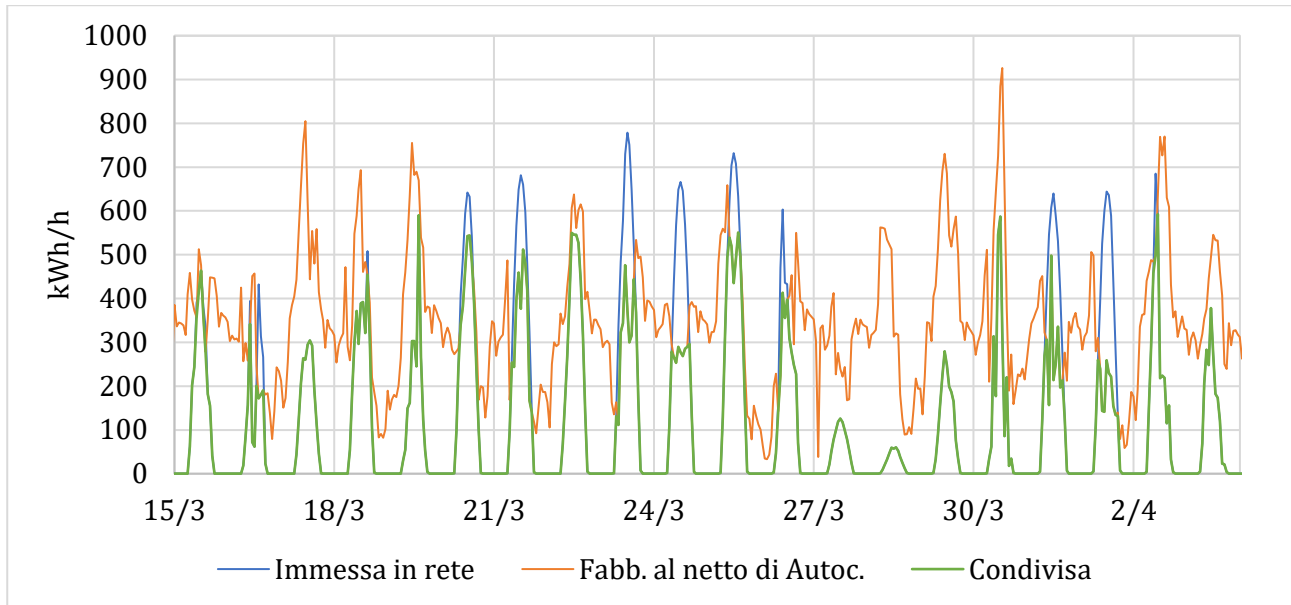


Figura 134 - Flussi energetici CER caso C2

## ANALISI ECONOMICA

Alla comunità energetica rinnovabile viene riconosciuto da parte del GSE un incentivo sulla base dell'energia prodotta ed immessa in rete dagli impianti presenti nella configurazione e successivamente consumata dai consumers (*Condivisa*).

### Calcolo dell'incentivo riconosciuto

La tariffa premio spettante alla CER è differente rispetto al caso C1 anche se l'energia immessa in rete e quella condivisa sono le stesse. Ciò è dovuto al differente premio riconosciuto per ogni kWh di energia condivisa all'interno della configurazione: nel seguente caso si considerano cinque impianti da 200 kW ciascuno per i quali è previsto il premio massimo.

Quindi, l'incentivo economico riconosciuto dal GSE, il cui andamento è riportato in Figura 135, viene calcolato come

$$Inc. \text{riconosc. GSE} = \sum_{ore \text{ in cui } condivisa > 0} Condivisa \cdot Inc. \text{previsto}_{Bozza} = 103\,681,1 \text{ €}$$

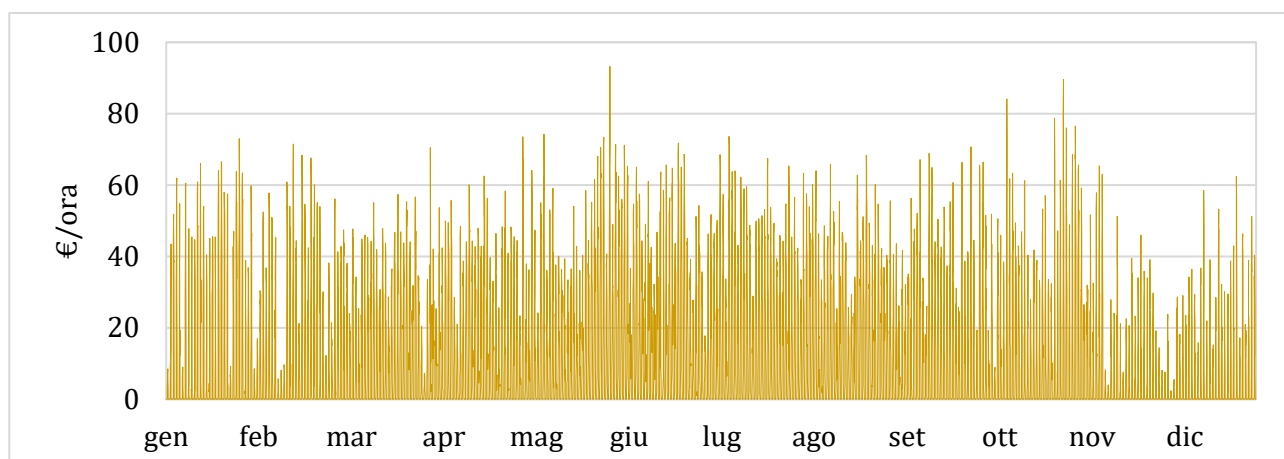


Figura 135 - Incentivo riconosciuto dal GSE alla CER, Caso C1

#### Ripartizione dell'incentivo ricevuto

Dalla quantità di denaro riconosciuta dal GSE vengono decurtati i costi di gestione della CER, considerati in maniera forfettaria pari a 2000 €/anno, la differenza viene ripartita tra i membri della CER. La quota di incentivo relativa al producer viene fissata pari al 40% (valore risultante del caso B1 ottimizzato) ed è calcolata come:

$$\begin{aligned} Incentivo_{PROD} &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{PRODUCER} \\ &= 101\,681,1 \cdot 0,4 = 40\,694,8 \text{ €} \end{aligned}$$

La quota di energia spettante ai consumer sarà quindi pari a:

$$\begin{aligned} Incentivo_{CONS} &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot (1 - Quota spettante_{PRODUCER}) \\ &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{CONSUMER} \\ &= 101\,681,1 \cdot 0,6 = 61\,986,4 \text{ €} \end{aligned}$$

Quest'ultima quantità viene ulteriormente ripartita tra i consumer della CER come descritto nel caso C1, ottenendo

$$Incentivo_{FAMIGLIE} = 5\,654,9 \text{ €}$$

$$Incentivo_{AZIENDA B} = 55\,331,6 \text{ €}$$

#### Flussi economici relativi al producer

Il PBT è stato calcolato tenendo conto dei flussi economici che coinvolgono il producer come descritto nel caso A1 e vale per la nuova configurazione individuata 5,16 anni.

#### ANALISI SENSITIVITA'

Nel seguente caso non è necessario svolgere l'analisi di sensitività in quanto l'obiettivo non è quello di ottimizzare la performance della configurazione studiando il comportamento di alcuni parametri al variare di altri, bensì è quello di paragonare due configurazioni con caratteristiche simili per trarre delle conclusioni dal confronto.

## CONCLUSIONI

È stata considerata nell'analisi una configurazione che prevede una potenza fotovoltaica installata di 1000 kW suddivisa in 5 impianti da 200 kW, sono stati mantenuti i rimanenti parametri uguali a quelli del caso C1, ovvero 100 famiglie, lo stesso consumer aziendale e la quota di incentivo assegnata ai producer pari al 40%.

Il caso B1 consente un risparmio di emissioni pari a:

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di } CO_2 \text{ generato} &= \text{En. ele. rinnovabile prodotta} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} \\ &= 1\,458\,527,6 \cdot 0,3089 = 450\,539,2 \text{ kg } CO_2 \end{aligned}$$

di cui

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di } CO_2 \text{ CER} &= \text{Condivisa} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = \\ &1\,120\,201,9 \cdot 0,3089 = 346\,030,4 \text{ kg } CO_2 \end{aligned}$$

sono stati risparmiati all'interno del perimetro della CER.

Dove

- $f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}}$  è il fattore di emissione, indica quanti kg di CO<sub>2</sub> vengono emessi per generare un kWh di energia elettrica in Italia, includendo l'energia rinnovabile. [ 49 ]

In Figura 136 è stato riportato il Sankey dei flussi economici della comunità energetica analizzata nel caso B2. Le quantità sono espresse in euro e sono riferite ad un anno di esercizio, i flussi entranti considerati sono l'incentivo emesso dal GSE per aver condiviso e autoconsumato all'interno della comunità, il RID, ovvero l'incasso dovuto dall'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici e l'importo equivalente risparmiato per mancato acquisto di energia elettrica dalla rete da parte del prosumer.

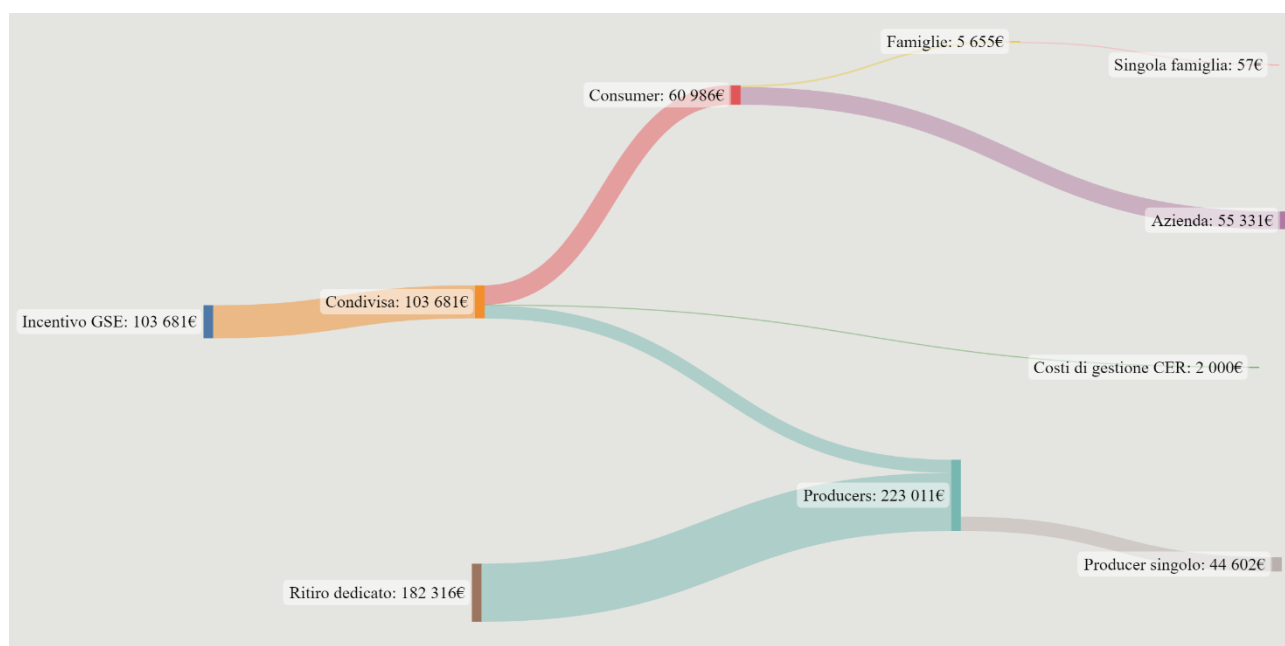


Figura 136 - Diagramma Sankey caso C2, flussi economici annuali

L'energia prodotta nel caso C1 e nel caso C2 è la stessa (1 458 527,55 kWh/a) e ne viene condivisa in entrambi i casi il 76,80% (1 120 201,86 kWh/a). Nonostante ciò, l'incentivo totale erogato dal GSE vale 81 277,11€ per il caso C1 e 103 681,14 per il caso C2: a parità di potenza installata e di energia condivisa, nel caso C2 si riceve il 21,6% di incentivo in più. Il risparmio economico per le famiglie passa dal 10,46% al 13,42% a parità di utenti coinvolti.

D'altra parte il PBT globale dei produttori (il quale è il medesimo per ogni producer) aumenta di quasi un anno (da 4,24 anni a 5,16 anni); questo accade a causa della variazione dei flussi di cassa: la quota relativa al ritiro dedicato rimane invariata, ma, sebbene l'incentivo ricevuto dal GSE è superiore del 22,03 % nel caso C2 ( che corrisponde a 8965,69€/anno), anche il costo d'investimento iniziale è superiore del 18,18% (200 000€) in quanto, come descritto in precedenza, impianti di taglia inferiore hanno un costo d'investimento specifico superiore rispetto ad impianti di grossa taglia.

Per determinare quale tra il caso C1 ed il C2 abbia performance migliori bisognerebbe contestualizzare la CER ed in particolare l'impianto fotovoltaico: se questo è di proprietà della CER e dei suoi membri si potrebbe pensare di accettare un tempo di ritorno maggiore a patto di avere un risparmio economico maggiore sulla spesa dell'energia elettrica dei nuclei familiari; nel caso in cui l'impianto FV fosse di un investitore esterno si dovrebbe indagare



sulla volontà di quest'ultimo di investire in più impianti di piccola taglia ed accettare il ritorno dell'investimento un anno dopo rispetto al tempo previsto dallo scenario del caso C1.

Ragionando in maniera oggettiva, ovvero guardando i flussi di cassa ed il bilancio economico, ci si propone di variare la percentuale di ripartizione dell'incentivo (54,2% ai producer) in modo da ottenere, per il caso C2, una percentuale di risparmio economico annuo per le famiglie uguale a quella del caso C1, pari al 10,25%. Anche effettuando questa manipolazione, si registra per il caso C2 un PBT dei producers ancora superiore rispetto al caso C1 di circa quattro mesi, ciò è indice del fatto che l'aumento delle spese del caso C2, legate al maggiore costo d'investimento, è superiore all'aumento dell'incentivo erogato da parte del GSE ricevuto dalla configurazione con i cinque impianti da 200 kW di potenza, considerando il PUN del 2022 riportato in Figura 137.

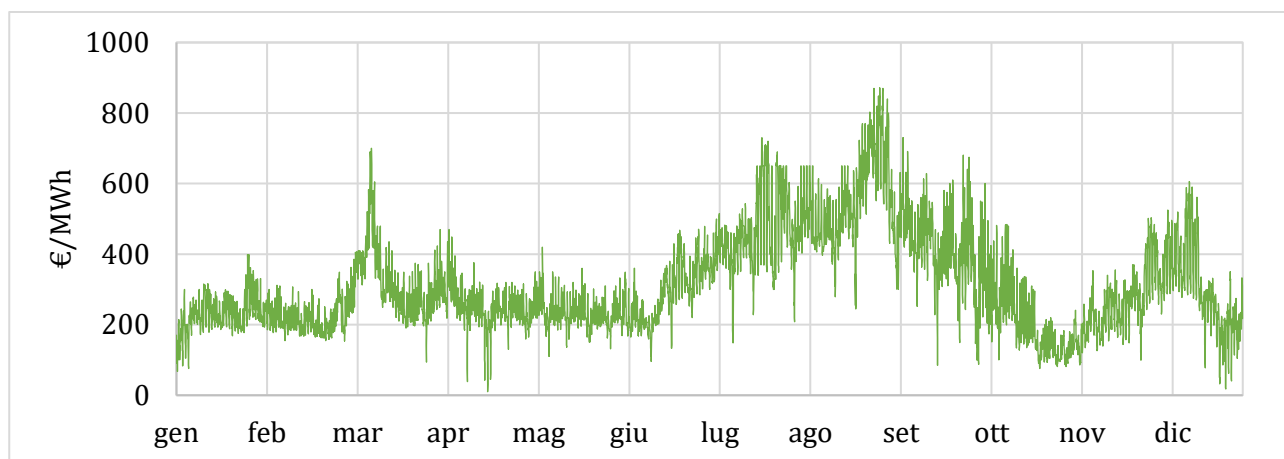


Figura 137- Prezzo Zonale – Area: Nord; Anno: 2022

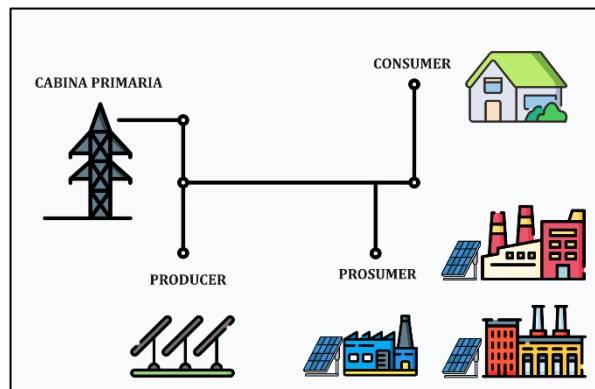
Il Prezzo zonale influenza in maniera proporzionale l'incentivo riconosciuto: se il PZ è maggiore di 180 l'incentivo è il minimo previsto, se è minore di 140 è il massimo, nell'area intermedia varia linearmente. Nel 2022 è stato minore di 180 per poche ore l'anno, mentre è stato maggiore di tale soglia per 7783 ore, ovvero per l'88,8% delle ore annue.

Pertanto, con i prezzi dell'energia elettrica ed il costo d'investimento specifico per gli impianti fotovoltaici considerati la situazione ottimale è quella del caso C1, il quale prevede un grande impianto fotovoltaico a servizio della comunità energetica rispetto ad avere molteplici impianti di taglia inferiore.

## 3.2 Caso D – Analisi di un caso reale

### DESCRIZIONE DELLA CONFIGURAZIONE

Nel seguente caso è stata considerata una configurazione complessa, composta da un aggregato di 200 consumers residenziali, un producer con impianto fotovoltaico da 600 kW e le tre utenze industriali descritte nel capitolo 2.1, di cui sono noti i flussi di energia elettrica ora per ora. Queste, essendo dotate di ulteriori impianti fotovoltaici di loro proprietà, saranno classificati all'interno della CER come prosumers.



Le analisi sono state svolte con lo scopo di indagare sui parametri monitorati nel caso di una configurazione più articolata rispetto a quelle esplorative sviluppate in precedenza. Verrà effettuata una trattazione simile a quelle precedenti, cercando però di adottare in partenza alcuni accorgimenti in modo da non incorrere nelle criticità individuate negli scenari già analizzati.

### ANALISI ENERGETICA

Come fatto per le analisi precedenti, i consumi degli utenti residenziali sono stati calcolati moltiplicando di un fattore duecento, il profilo medio tipologico riferito ad una famiglia tipologica della famiglia di Biella, al quale è stato effettuato il peak smoothing; l'andamento del risultato ottenuto è riportato in Figura 138 - Fabbisogno degli utenti residenziali caso D.

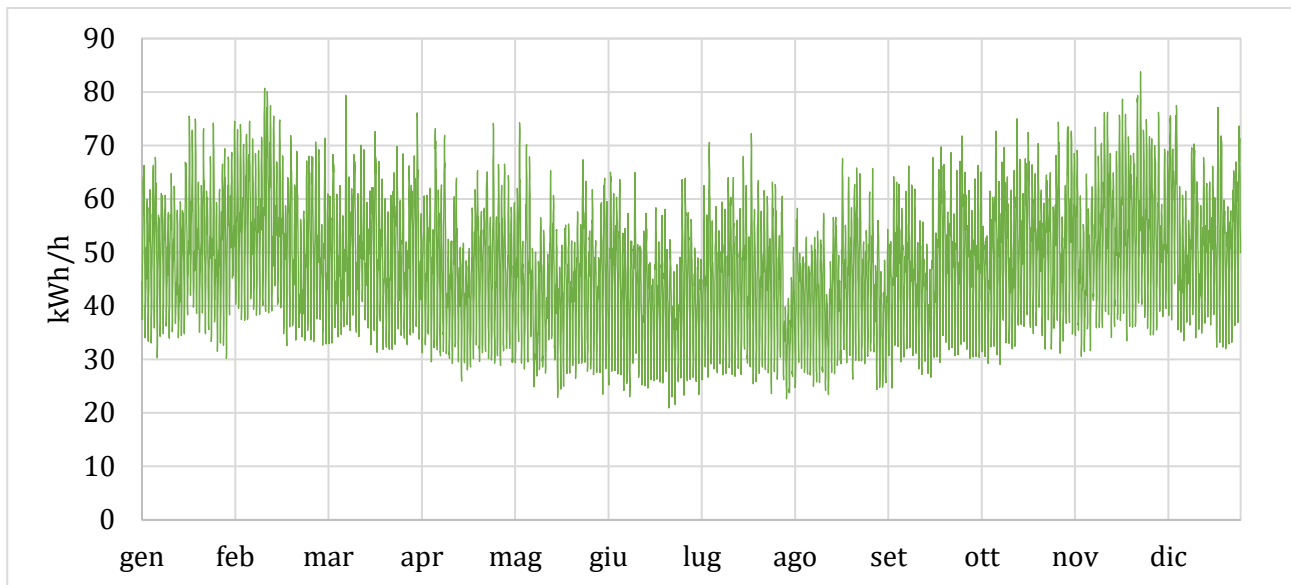


Figura 138 - Fabbisogno degli utenti residenziali caso D

Il fabbisogno annuo dei consumers residenziali ammonta a

- $Consumi_{FAMIGLIE} = 421\,391,5 \text{ kWh/a}$

Il fabbisogno dei prosumers aziendali è stato descritto nel capitolo 2.1, di seguito è stato riportato un sommario:

- $Consumi_{AZIENDA A} = 6\,061\,335,7 \text{ kWh/a}$
- $Consumi_{AZIENDA B} = 2\,949\,200,4 \text{ kWh/a}$
- $Consumi_{AZIENDA C} = 935\,697,4 \text{ kWh/a}$

Le produzioni relative agli impianti fotovoltaici di proprietà delle utenze industriali sono state in precedenza ampiamente descritte ed ammontano a

- $Produzione_{AZIENDA A} = 853\,239 \text{ kWh/a}$  con impianto da 585 kW
- $Produzione_{AZIENDA A} = 885\,326 \text{ kWh/a}$  con impianto da 607 kW
- $Produzione_{AZIENDA A} = 210\,023 \text{ kWh/a}$  con impianto da 144 kW

Utilizzando gli stessi criteri e la stessa procedura dei casi precedenti, è stato dimensionato l'impianto fotovoltaico di taglia pari a 600 kW relativo al producer, il quale produce immette a completa disposizione della CER

- $Produzione_{PRODUCER P1} = 875\,116,5 \text{ kWh/a}$

A partire da questi dati a diposizione sono stati calcolati

- La quantità di energia autoconsumata da ogni prosumer:

$$\text{Autoconsumo} = \text{Consumi pros.}$$

$$\text{se } \text{Produzione} \geq \text{Consumi pros.}$$

$$\text{Autoconsumo} = \text{Produzione}$$

$$\text{se } \text{Produzione} < \text{Consumi pros.}$$

In particolare, la sommatoria annua ammonta a

- $\text{Autoconsumo}_{\text{AZIENDA A}} = 813\,231,5 \text{ kWh/a}$
- $\text{Autoconsumo}_{\text{AZIENDA B}} = 800\,281,9 \text{ kWh/a}$
- $\text{Autoconsumo}_{\text{AZIENDA C}} = 193\,584,2 \text{ kWh/a}$

- Il fabbisogno quantità di energia al netto dell'auto consumo relativo ad ogni prosumer:

$$\text{Fabbisogno netto} = 0$$

$$\text{se } \text{Produzione} \geq \text{Consumi pros.}$$

$$\text{Fabbisogno netto} = \text{Consumi pros.} - \text{Produzione} \quad \text{se } \text{Produzione} < \text{Consumi pros.}$$

In particolare, la sommatoria annua ammonta a

- $\text{Fabbisogno netto}_{\text{AZIENDA A}} = 5\,248\,104,2 \text{ kWh/a}$
- $\text{Fabbisogno netto}_{\text{AZIENDA B}} = 2\,148\,918,5 \text{ kWh/a}$
- $\text{Fabbisogno netto}_{\text{AZIENDA C}} = 742\,113,2 \text{ kWh/a}$

- La quantità di energia immessa in rete da ogni prosumer:

$$\text{Immessa in rete} = \text{Produzione} - \text{Consumi pros.} \quad \text{se } \text{Produzione} > \text{Consumi pros.}$$

$$\text{Immessa in rete} = 0 \quad \text{se } \text{Produzione} \leq \text{Consumi pros.}$$

In particolare, la sommatoria annua ammonta a

- $\text{Immessa in rete}_{\text{AZIENDA A}} = 40\,007,1 \text{ kWh/a}$
- $\text{Immessa in rete}_{\text{AZIENDA B}} = 85\,044,3 \text{ kWh/a}$
- $\text{Immessa in rete}_{\text{AZIENDA C}} = 16\,443,8 \text{ kWh/a}$

L'energia immessa in rete dai prosumers e dal producer compone la quantità di energia rinnovabile fonte di incentivo a disposizione della cer

$$\begin{aligned} \text{Immessa in rete}_{\text{CER}} &= \text{Immessa in rete}_{\text{PROSUMERS}} + \text{Immessa in rete}_{\text{PRODUCER}} = \\ &= 141\,495,2 + 875\,116,5 = 1\,046\,611,8 \text{ kWh/a} \end{aligned}$$

Nelle ore in cui il fabbisogno di una delle tre aziende non viene soddisfatto dalla produzione fotovoltaica dell'impianto di proprio possesso, questa, agli occhi della CER diviene un ulteriore consumer, in quanto necessità di ulteriore energia elettrica nella specifica ora. Il fabbisogno della comunità energetica viene quindi definito come:

$$\begin{aligned}
 Fabbisogno_{netto_{CER}} &= \sum_{i=1}^{n \text{ aziende}} Fabbisogno_{netto_i} + \sum_{j=1}^{n \text{ famiglie}} Consumi_j \\
 &= 8\,139\,135,9 + 421\,391,5 = 8\,560\,527,4 \text{ kWh}
 \end{aligned}$$

Il regime regolatorio virtuale, non si esprime riguardo alla priorità di accesso all'energia immessa rinnovabile in rete tra i consumers che compongono la CER. Non è equo garantire l'accesso, ora per ora, in base al fabbisogno di ogni consumer in quanto il fabbisogno netto delle aziende rappresenta circa il 95% della domanda elettrica della comunità, inoltre per risolvere il problema emerso dalle analisi precedenti, in cui le risorse energetiche, e di conseguenza economiche, venivano allocate quasi totalmente all'utenza industriale, è stata assegnata "virtualmente" la priorità di consumo all'aggregato di famiglie. I prosumers avranno accesso alla rimanente parte di energia non consumata ora per ora dalle famiglie, le quali ne consumano solo una piccola parte pur avendo la priorità.

Il fattore annuo di energia condivisa ammonta a

$$Fattore_{annuo \text{ di energia condivisa } [\%]} = \frac{Condivisa_{annua}}{Immessa_{in \text{ rete annua}}} \cdot 100 = 81,32\%$$

Dove l'energia condivisa annua, calcolata come descritto nel caso A1, vale

$$Condivisa_{annua_{caso \ D}} = 826\,703,8 \text{ kWh/anno}$$

Di seguito, in Figura 139, è stato riportato l'andamento dei flussi energetici per un periodo dell'anno, l'energia condivisa è quella sottesa dalla curva in verde.

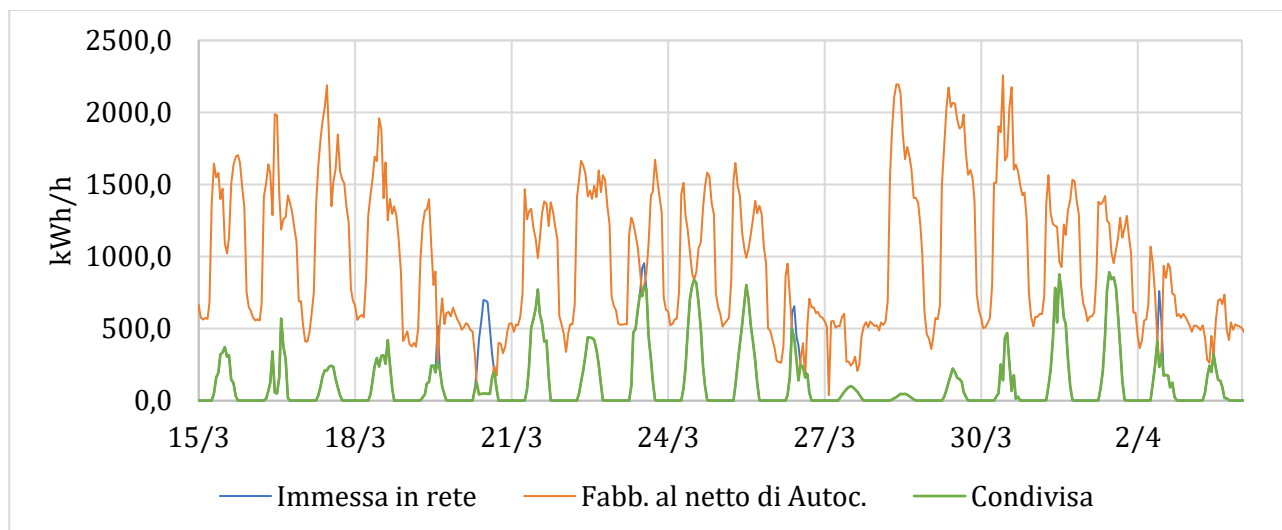


Figura 139 - Flussi energetici CER caso D

## ANALISI ECONOMICA

Alla comunità energetica rinnovabile viene riconosciuto da parte del GSE un incentivo sulla base dell'energia prodotta ed immessa in rete dagli impianti presenti nella configurazione e successivamente consumata dai consumers (*Condivisa*).

### Calcolo dell'incentivo riconosciuto

Come descritto ampiamente nelle analisi precedenti Figura, la tariffa incentivante riconosciuta è basata su tre fattori distinti: *La taglia dell'impianto con il quale è stata prodotta l'energia incentivata, il prezzo zonale orario ed un fattore correttivo per zona geografica*

La tariffa incentivante, il cui andamento è riportato in, è calcolata, ora per ora, come:

$$Incentivo\ previsto_{Bozza} = (INC_{taglia} + INC_{Pz} + INC_{luogo})$$

Esso rappresenta il premio economico, espresso in €/kWh, dato dalla somma dei tre contributi menzionati di sopra, in particolare, il primo termine è correlato alla taglia dell'impianto ed assume i tre valori relativi alle tre differenti fasce di potenza installata esplicitate nella bozza.

All'interno della Bozza di Decreto, non è ben definito il criterio con il quale viene erogato l'incentivo relativo all'energia fotovoltaica prodotta all'interno della CER e condivisa, qualora questa venisse prodotta da più impianti che ricadono in fasce incentivanti differenti. Nel

seguente studio, è stata effettuata una ri-allocazione dell'energia condivisa dai consumatori sui produttori della stessa, basata sulla quantità che ogni impianto ha prodotto ed immesso in rete ora per ora. In sintesi, viene effettuata una stima fittizia del contributo di energia condivisa legata ad ognuno degli impianti presenti nella configurazione, a partire da tale stima viene calcolato l'incentivo il quale tiene conto della taglia dell'impianto a cui ci si riferisce.

L'energia condivisa dall'intera comunità energetica rinnovabile viene ripartita tra i producer (ai fini del calcolo dell'incentivo riconosciuto), ora per ora, come segue:

$$\begin{aligned} \text{Condivisa}_{PROD\_x} &= \text{Immessa in rete } \%_{PROD\_x} \cdot \text{Condivisa} \\ &= \frac{\text{Immessa in rete}_{PROD\_x}}{\text{Immessa in rete}} \cdot \text{Condivisa} \end{aligned}$$

Dal prodotto di tale quantità, calcolata per ognuno dei quattro impianti di produzione elettrica, e la tariffa premio, viene determinata la quantità di denaro riconosciuta dal GSE

Infine, l'incentivo economico riconosciuto dal GSE, il cui andamento è riportato in Figura 128Figura 107 viene calcolato come

$$\text{Inc. riconosc. GSE} = \sum_{\text{ore in cui condivisa} > 0} \text{Condivisa} \cdot \text{Inc. previsto}_{Bozza} = 67\,402,8 \text{ €}$$

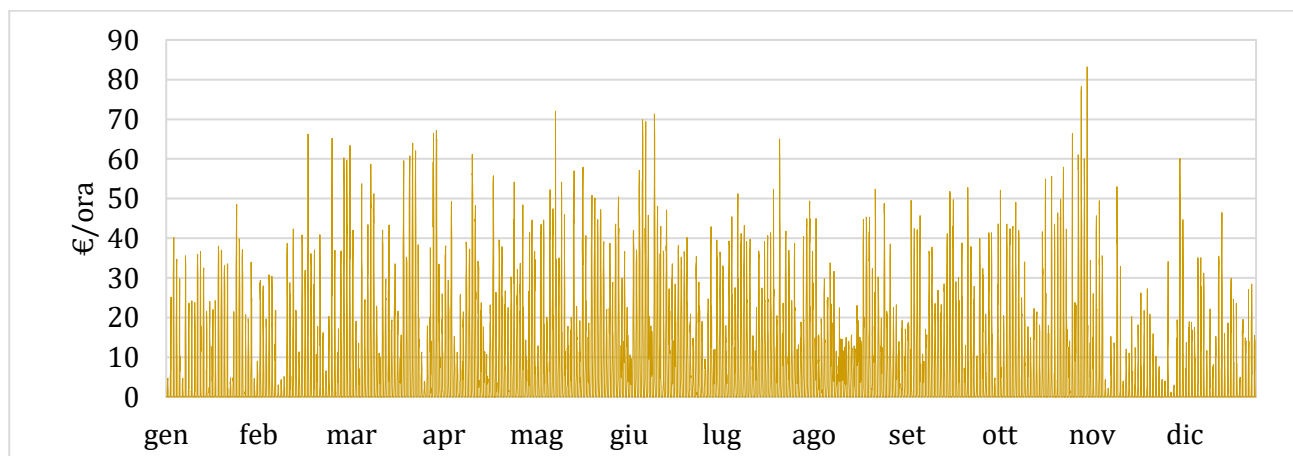


Figura 140 - Incentivo riconosciuto dal GSE alla CER, Caso D

#### Ripartizione dell'incentivo ricevuto

Dall'incentivo totale ricevuto vengono decurtati i costi di gestione della CER, considerati in maniera forfettaria pari a 2000 €/anno, la differenza viene ripartita tra i membri della CER.

La quota di incentivo relativa ai producer viene inizialmente posta in maniera arbitraria pari al 60% ed è calcolata come:

$$\begin{aligned}
Incentivo_{PROD} &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{PRODUCER} \\
&= 67\,402,8 \cdot 0,6 = 39\,245,7 \text{ €}
\end{aligned}$$

La quota di energia spettante ai consumer residenziali sarà quindi pari a:

$$\begin{aligned}
Incentivo_{CONS} &= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot (1 - Quota spettante_{PRODUCER}) \\
&= Inc. riconosciuto GSE_{netto} \cdot Quota spettante_{CONSUMER} \\
&= 69\,402,8 \cdot 0,4 = 26\,157,1 \text{ €}
\end{aligned}$$

Verrà effettuata di seguito un'analisi di sensitività per analizzare come variano i risultati ottenuti al variare della quota di suddivisione dell'incentivo tra producer e consumer.

#### *Flussi economici relativi ai producer*

L'incentivo riconosciuto ai produttori di energia verrà ripartito per ognuno dei quattro produttori sulla base dell'energia immessa in rete da ognuno di essi. Dal momento che la tariffa incentivante varia ora per ora a causa del contributo legato al prezzo zonale orario, la suddivisione deve essere effettuata combinando i flussi energetici e quelli economici a livello orario, pertanto viene calcolata come segue:

$$Incentivo_{PROD\ x} = \sum_{ore\ condivisa > 0} \frac{Immessa\ in\ rete_{PROD\ x}}{Immessa\ in\ rete} \cdot Incentivo_{Bozza} \cdot Quota\ spettante_{PRODUCER}$$

Di seguito sono stati riportati i valori di incentivo riconosciuto ai quattro produttori calcolati come descritto sopra descritto sopra:

- $Incentivo\ produzione_{AZIENDA\ A} = 384,0\ kWh/a$
- $Incentivo\ produzione_{AZIENDA\ B} = 2\,839,5\ kWh/a$
- $Incentivo\ produzione_{AZIENDA\ C} = 313,8\ kWh/a$
- $Incentivo\ produzione_{PRODUCER} = 35\,708,5\ kWh/a$

Il PBT, calcolato tenendo conto dei flussi economici che coinvolgono i prosumer come descritto nei casi precedenti: Per la configurazione individuata il tempo di ritorno globale medio vale 5.02 anni. Tale parametro sarà tenuto in considerazione dell'analisi di sensitività di seguito riportata.

#### *Flussi economici relativi ai consumers*

L'incentivo spettante ai consumers viene equamente suddiviso tra le famiglie coinvolte.



## ANALISI SENSITIVITA'

Nel seguente paragrafo è stata effettuata una valutazione della performance della configurazione come descritto in precedenza, ovvero monitorando i tre parametri chiave: PBT, percentuale di energia condivisa all'interno della CER e percentuale di risparmio in bolletta per i consumers residenziali.

Dapprima è stata variata la percentuale di ripartizione dell'incentivo tra il producer ed i consumers, tenendo invariati il numero di famiglie coinvolte (pari a 200 famiglie) e la potenza installata dell'impianto fotovoltaico relativo al producer (pari a 600 kW). Sull'asse delle ordinate della Figura 141 è presente la percentuale dell'incentivo erogata dal GSE destinata ai producer ed al variare di quest'ultima è stato riportato il risparmio percentuale per le famiglie relativo alla spesa per l'energia elettrica e il PBT per i producer.

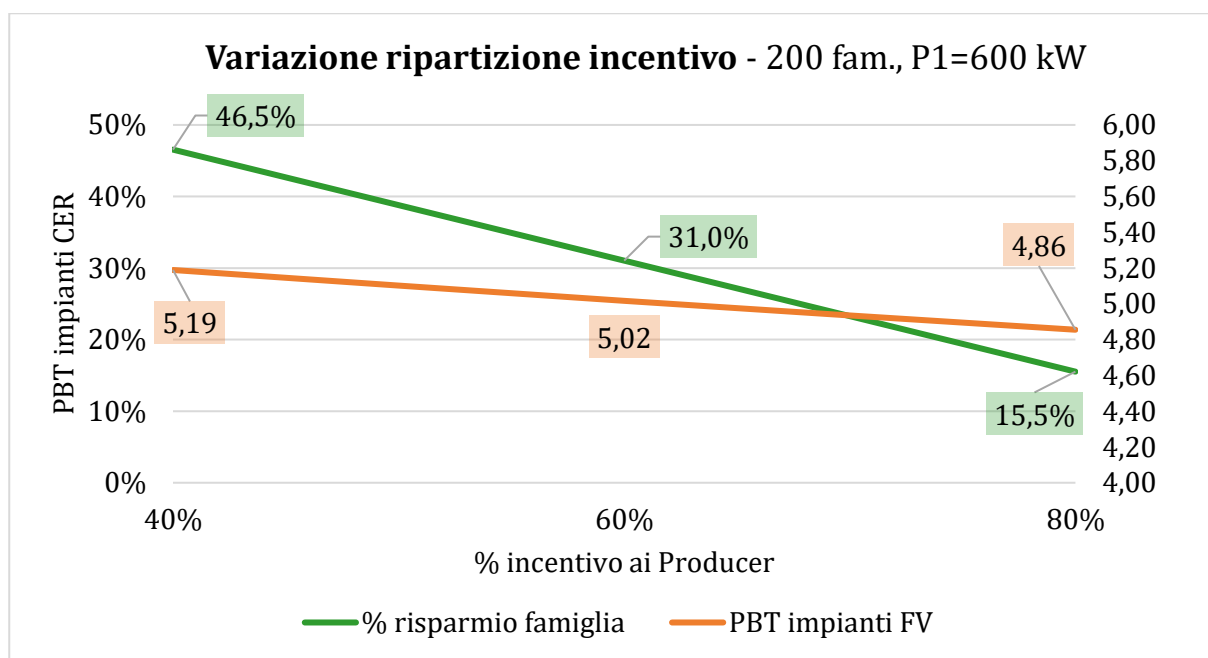


Figura 141 - Analisi di sensitività caso D, variazione della ripartizione dell'incentivo

Sebbene si ottenga un valore migliore rispetto le configurazioni analizzate in precedenza, e quindi il caso D risulti abbastanza vantaggioso per le famiglie, si preferisce scegliere una configurazione che prevede una ripartizione dell'incentivo per il 40% al producer ed al 60% per i consumers. In questo modo, l'importo investito per la realizzazione dell'impianto sarà ripagato alcuni mesi più tardi (comunque prima di 6 anni) ed il risparmio economico per le famiglie aumenta di circa il 15%, portando i consumers ad essere più propensi a collaborare secondo i principi sui quali è basata la comunità energetica rinnovabile. La percentuale di

energia condivisa rimane invariata all'81,32% al variare del criterio di ripartizione dell'incentivo erogato dal GSE.

Nella Figura 142 è stata riportata la variazione della percentuale del risparmio in bolletta per gli utenti residenziali (in arancione) e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER al variare del numero delle famiglie coinvolte, la potenza dell'impianto fotovoltaico (750 kW) e la percentuale di incentivo destinata al producer (40%) è rimasta invariata.

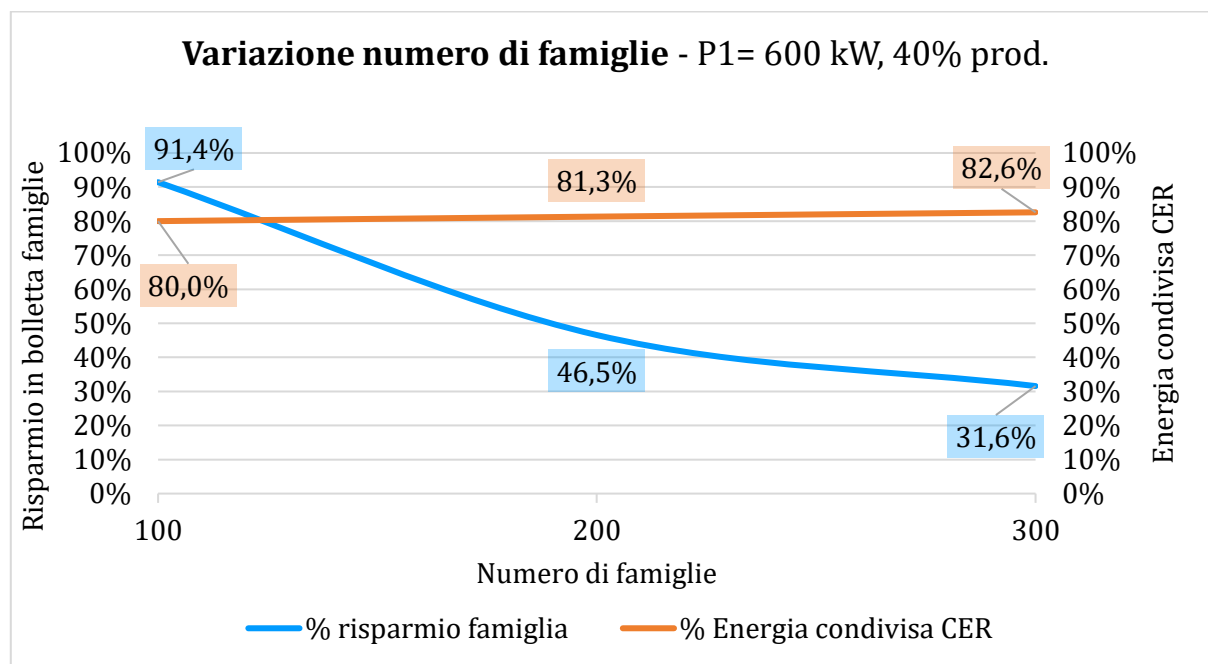


Figura 142 - Analisi di sensitività caso D, variazione del numero di famiglie

La configurazione di CER con 100 consumers residenziali è l'unica che permette di ottenere una percentuale di energia condivisa superiore all'80% ed al contempo a massimizzare il risparmio economico per le famiglie, il PBT del producer si riduce a 4,19 anni.

In Figura 143, invece, sono state considerate tre taglie diverse per l'impianto fotovoltaico a servizio della CER: da 400 kW, quella già descritta da 600 kW e da 800 kW. È stato monitorato il comportamento della percentuale di risparmio economico per la spesa di energia elettrica per ogni famiglia e la percentuale di energia condivisa all'interno della CER, tenendo costanti il numero di famiglie, pari a 100, e il criterio di ripartizione dell'incentivo ricevuto, 40% producer e 60% consumers.

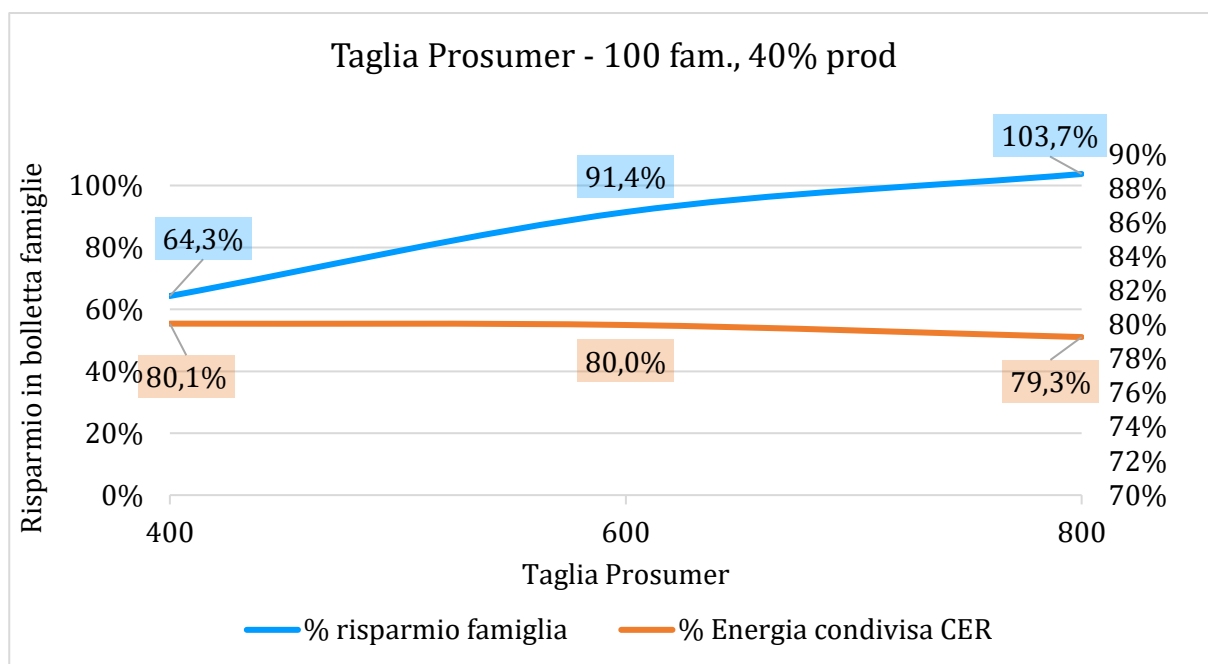


Figura 143 - Analisi di sensitività caso D, variazione della taglia dell'impianto fotovoltaico

La configurazione con taglia dell'impianto fotovoltaico pari a 600 kW è quella che consente di massimizzare sia il risparmio economico per i nuclei familiari tenendo la quantità di energia rinnovabile condivisa dalla CER pari ad almeno l'80%, il PBT diminuisce a 5,15 anni.

Il corrispettivo erogato per il ritiro dedicato (RID) ammonta a 127 076,5 €/anno ed è allocata interamente ai producer. Dall'incentivo erogato dal GSE (66 402,8 €), vengono detratte le spese di gestione (2000 €/anno) e la differenza (64 402,8 €/anno) viene ripartita per il 40% al produttore dell'energia (25 701,9 €/anno) e per il 60% ai consumers (38 522,7 €/anno).

Il primo contributo viene ulteriormente ripartito tra i produttori come segue:

- $Incentivo_{produzione_{AZIENDA A}} = 200,91 \text{ kWh/a}$
- $Incentivo_{produzione_{AZIENDA B}} = 1\,849,5 \text{ kWh/a}$
- $Incentivo_{produzione_{AZIENDA C}} = 188,5 \text{ kWh/a}$
- $Incentivo_{produzione_{PRODUCER}} = 23\,463,0 \text{ kWh/a}$

Il secondo contributo, ripartito tra le 100 famiglie coinvolte, genera un rimborso annuo di 385,23 € a famiglia, ovvero, il 91,42 % della spesa sostenuta in energia elettrica.

## CONCLUSIONI

La configurazione ideale per il caso D prevede la partecipazione dei tre prosumer descritti nel capitolo 2.1, di un producer con potenza installata pari a 600 kW, di un aggregato di consumers formato da 100 famiglie. L'incentivo di 66 224,6 €, erogato dal GSE, è destinato per il 40 % al producer e per il 60% ai consumer. Prima di effettuare la ripartizione, vengono detratti 2000 € considerati come tariffa annua destinata a costi di gestione della CER, l'incentivo da ripartire al netto di tali spese ammonta a 64 224,6 €.

In Figura 144 è stato riportato il Sankey dei flussi economici della comunità energetica analizzata nel caso D. Le quantità sono espresse in euro e sono riferite ad un anno di esercizio, i flussi entranti sono l'incentivo emesso dal GSE per aver condiviso e autoconsumato all'interno della comunità e il RID, ovvero l'incasso dovuto dall'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

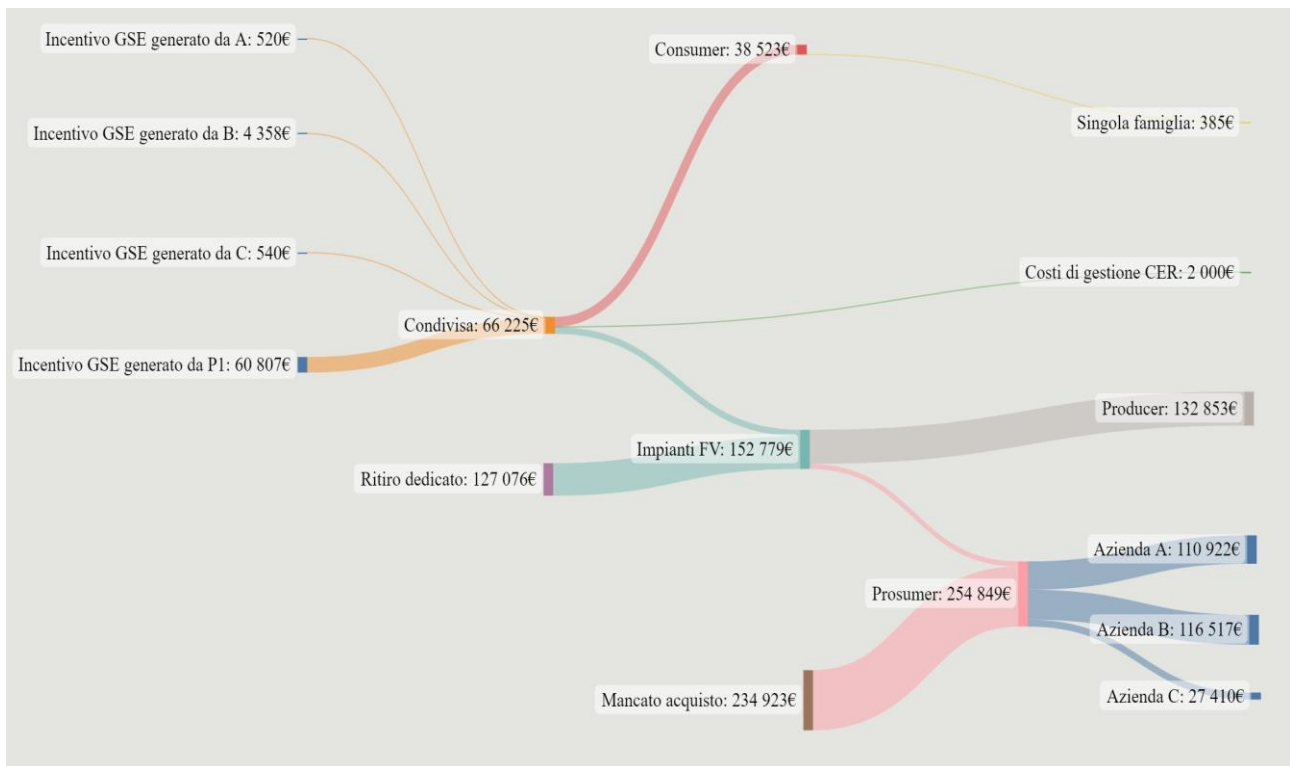


Figura 144 - Diagramma Sankey caso D, flussi economici annuali

Il caso D consente un risparmio di emissioni pari a:

$$\begin{aligned} \text{Risparmio di } CO_2 \text{ generato} &= \text{En. FV prodotta annua} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = \\ &= 2\,823\,709,3 \cdot 0,3089 = 872\,243,8 \text{ kg } CO_2 \end{aligned}$$

di cui

$$\text{Risparmio di } CO_2 \text{ CER} = \text{Condivisa} \cdot f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}} = 813\,184,46 \cdot 0,3089 = 251\,192,7 \text{ kg } CO_2$$

sono stati risparmiati all'interno del perimetro della CER mediante il meccanismo di condivisione dell'energia.

Dove

- $f_{\frac{kg \text{ } CO_2}{kWh \text{ el.}}}$  è il fattore di emissione, indica quanti kg di CO<sub>2</sub> vengono emessi per generare un kWh di energia elettrica in Italia, includendo l'energia rinnovabile. [ 49 ]

Da questa configurazione più complessa rispetto ai casi precedenti, in quanto riferita ad una situazione reale, si nota come si riesca a sfruttare a pieno l'energia immessa in rete dagli impianti di produzione fotovoltaica in presenza di membri con profili di consumo differenti traendo i vantaggi di ognuno di questi. I profili residenziali hanno un fabbisogno pressoché costante nel periodo settimanale, incluso durante il weekend, è caratterizzato però da valli nelle principali ore di produzione fotovoltaica (il caso A1 portava poco risparmio alle famiglie per questo motivo); garantendo un prelievo costante. Il fabbisogno residenziale rispetto a quello industriale è di piccola entità pur coinvolgendo un numero numeroso di famiglie, pertanto, il contributo relativo alla condivisione dell'energia rimane minimo pur dando la priorità a questa categoria di membri. I profili aziendali, invece, sono caratterizzati da fabbisogni consistenti, quindi, riescono ad assorbire l'energia rinnovabile immessa in rete che non consumano le famiglie. Il singolo profilo aziendale è caratterizzato da forti discontinuità (giorni di chiusura, ferie, ecc.) le quali generano instabilità nella comunità energetica rinnovabile, come emerso dal caso B1; ma considerando diverse aziende il fabbisogno al netto dell'autoconsumo è ben distribuito nelle ore annue, riducendo al minimo le instabilità di sistema.

Riguardo alla distribuzione economica è stata considerata una metodologia che permettesse di rispettare i diversi target descritti in precedenza (almeno 80% di energia condivisa nella CER, PBT minore di sei anni) e di incentivare in maniera sensibile gli utenti residenziali. Questo criterio di ripartizione può essere modificato e sostituito adottando una metodologia differente basata sul principio sul quale la CER viene fondata (cfr. capitolo 1.4).

## 4. Conclusioni: ottimizzazione della configurazione della CER

Nel presente lavoro di tesi sono state analizzate le Comunità Energetiche Rinnovabili con l'obiettivo di indagare sul meccanismo di condivisione dell'energia alla base di esse da un punto di vista tecnico-normativo, economico e gestionale, al fine di ottimizzarne la struttura ed individuare i criteri utili allo studio di fattibilità di nuove configurazioni.

L'analisi metodologica effettuata ha fornito un ausilio nel comprendere il comportamento di flussi economici ed energetici Step-by-Step.

Il lavoro è stato strutturato da una fase preliminare di studio, ricerca e manipolazione dei vettori di energia elettrica relativi ai consumi dei membri considerati; successivamente, sono state effettuate diverse simulazioni di configurazioni, adoperando i consumi sviluppati in precedenza; infine, partendo da scenari caratterizzati da una struttura elementare della CER fino ad indagare diverse versioni dello stesso scenario semplice, sono stati analizzati i risultati relativi ai casi studio trattati, in modo da capire a fondo alcuni aspetti particolari; oppure, complicando lo scenario di partenza per poter comprendere l'interazione tra i membri e i flussi energetici ed economici generati all'interno di configurazioni strutturate in maniera complessa. L'ultimo caso studio analizzato è caratterizzato dall'interazione tra consumers, producers e prosumers e rappresenta una configurazione riferibile ad un progetto reale e quindi non unicamente finalizzata allo studio teorico.

Gli obiettivi principali prefissati sono stati due:

- Massimizzare, ora per ora, la quantità di energia immessa in rete ed autoconsumata all'interno della CER, cercando di ottenere, dove possibile, almeno un fattore di autoconsumo pari all'80%;
- Effettuare una ripartizione adeguata a tutti i membri della configurazione, minimizzando il Pay Back Time dei possessori di impianti fotovoltaici, cercando di non superare la soglia dei sei anni, ed al contempo massimizzando la quantità di incentivo assegnato annualmente alle famiglie, in modo da incentivare i membri a credere nei principi secondo i quali la comunità è stata costituita.

Dal lavoro sono emersi diversi aspetti fondamentali, di seguito discussi, dei quali è necessario tenere conto in fase di studio di fattibilità di una nuova configurazione. Durante le analisi è stata data priorità all'ottimizzazione della performance energetica ed economica poiché

l'aspetto ambientale è una conseguenza di queste due e, anche qualora la performance energetica della CER non dovesse essere ottimizzata, il risparmio di emissioni di gas climalteranti sarà lo stesso ma allocato all'esterno della configurazione. I risultati ottenuti dipendono principalmente da due elementi di cui ogni Comunità Energetica Rinnovabile è caratterizzata: l'aspetto legato all'organizzazione strutturale e quello legato alla gestione della configurazione.

Dal punto di vista *organizzativo-strutturale* sono emersi dallo studio diversi risultati di cui tener conto in fase di studio di fattibilità. È emerso che una CER unicamente composta da membri residenziali è poco redditizia e performante in quanto il picco di produzione fotovoltaica non coincide con il picco di fabbisogno elettrico, presente invece nelle prime ore della giornata e nelle ore serali. È quindi fondamentale, per l'ottimizzazione della performance della CER, che vi sia una consistente domanda di energia elettrica nelle ore centrali della giornata, in modo che sia massimizzata sia la quantità di energia immessa in rete e condivisa dai consumatori sia la percentuale di fabbisogno energetico soddisfatto dall'autoproduzione della comunità. Le utenze di consumo con domanda elettrica consistente nelle ore centrali della giornata (come le utenze industriali considerate nello studio) permettono di consumare l'energia elettrica a disposizione della configurazione e quindi di migliorarne le performance.

D'altra parte, è emerso inoltre che, in presenza di un prosumer energivoro dotato di un impianto fotovoltaico sovrastimato, la performance della CER è pessima. Il fattore di autoconsumo è risultato inferiore del 50% e l'incentivo riconosciuto alle famiglie ammontava a pochi euro l'anno; la situazione migliora considerando molteplici prosumers i quali sono in grado di immettere e consumare energia elettrica in maniera continuativa. La configurazione ha raggiunto il massimo della performance considerando una CER caratterizzata da un carico base di energia fotovoltaica che garantisca un accesso costante sia alle famiglie sia alle aziende; a questo, si somma la quota di energia relativa agli impianti fotovoltaici di proprietà dei prosumers. In questo caso, come mostrato in Figura 145, si potrebbero raggiungere valori di energia condivisa superiori all'80% di quella immessa in rete dagli impianti FV, considerando la presenza di cento nuclei familiari; tempi di ritorno dell'investimento sempre inferiori a sei anni, considerando che il 60% dell'incentivo venga assegnato ai consumatori; una quantità di denaro percepita annualmente dalle famiglie che potrebbe superare la spesa annua sostenuta in energia elettrica.

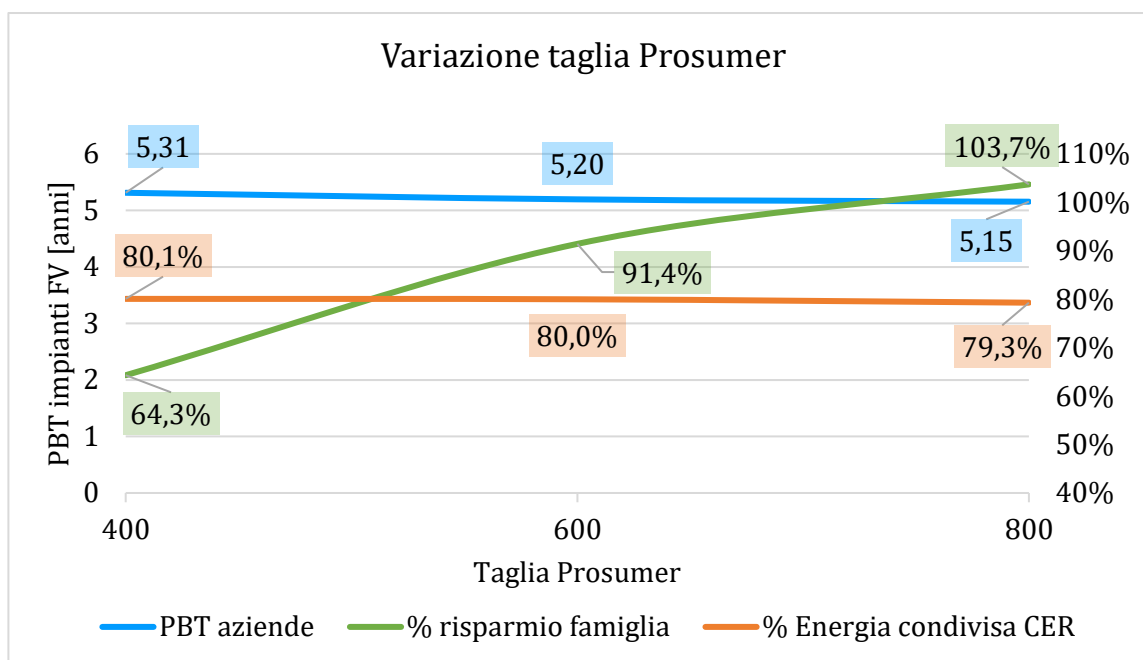


Figura 145 - Variazione dei parametri monitorati al variare della taglia del prosumer, caso D

Dal punto di vista della *gestione della configurazione*, sono emersi ulteriori risultati fondamentali. Un aspetto fondamentale di cui è stato tenuto conto nello studio effettuato è stata la corretta ripartizione dell'incentivo, in modo che nessuno dei membri sia svantaggiato dal punto di vista economico. Nelle analisi di sensibilità è stato sempre tenuto conto del criterio di ripartizione dell'incentivo erogato dal GSE, variando la percentuale di denaro da allocare ai produttori ed ai consumatori. In ogni analisi è emerso che questi ultimi sono solitamente sfavoriti, pertanto, a questi, è stato assegnato sempre il 60% della quota totale.

Nonostante ciò, in presenza di consumers aziendali, è risultato opportuno adottare un ulteriore criterio di ripartizione tra i consumatori, per evitare di ottenere una suddivisione impari, sbilanciata nei confronti dei membri particolarmente energivori. Questa problematica è stata risolta assegnando, nei flussi energetici orari, la priorità di consumo dell'energia rinnovabile immessa in rete dai producers all'aggregato di utenti residenziali. Tale procedura è effettuata in maniera "fittizia" secondo quanto previsto dal meccanismo di regolazione virtuale.

Nel diagramma Sankey, riportato in Figura 146, si nota come, mediante un'opportuna strategia di gestione dei flussi energetici ed economici all'interno della CER, ogni membro riceva una quota di incentivo proporzionale alla propria spesa annua sostenuta per l'acquisto di energia elettrica - nel caso di consumatori - e per l'acquisto dell'impianto fotovoltaico - nel caso del produttore.



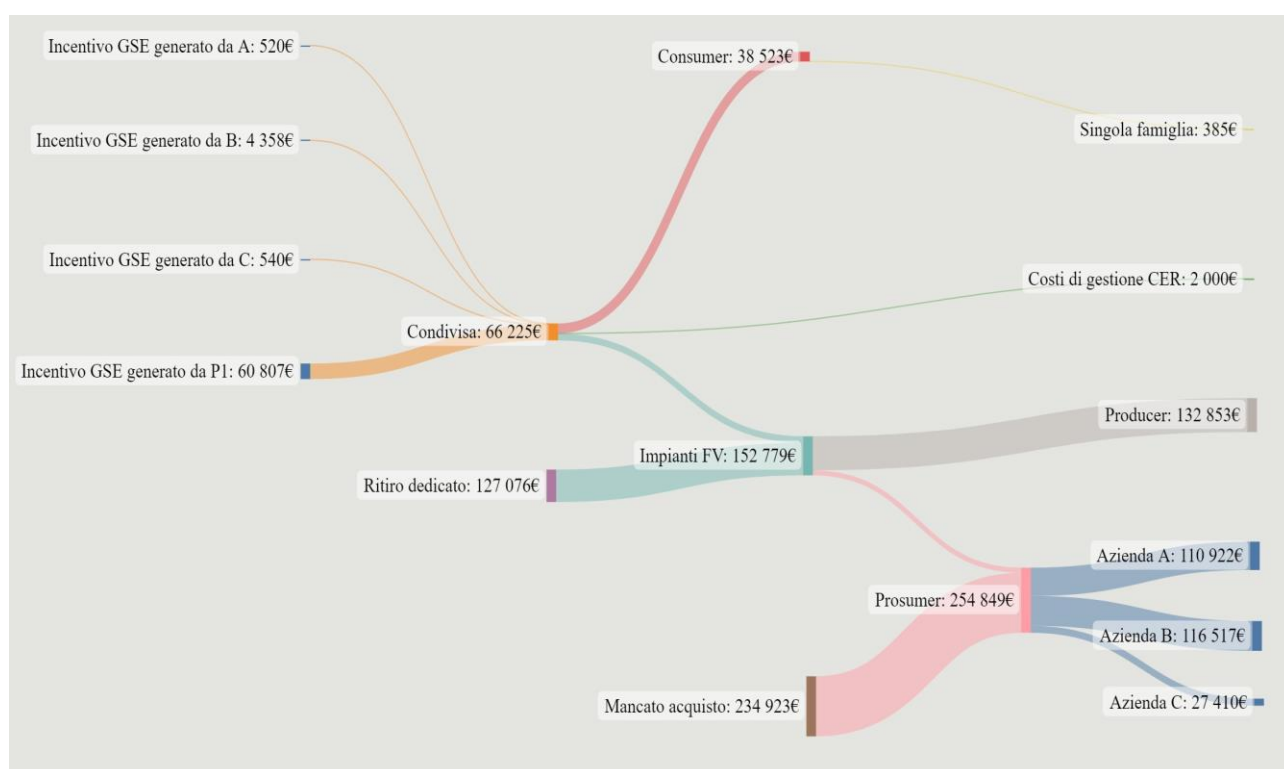


Figura 146 - Diagramma Sankey della configurazione ottimale (Caso D)

Come descritto in precedenza, all'interno delle analisi effettuate è stato considerato che il ritorno economico relativo all'incentivo erogato dal GSE, al netto dei costi di gestione, venga interamente ripartito tra i membri, in modo che nessuno di essi sia svantaggiato. L'allocazione dei proventi economici può essere differente in base al contesto in cui la CER viene istituita, ad esempio, in un contesto di povertà energetica degli utenti residenziali, le aziende potrebbero decidere di devolvere interamente la loro quota alle famiglie, guadagnando in credibilità ed immagine; invece, se la CER venisse istituita in un contesto sociale particolarmente agiato, i membri potrebbero decidere di accontentarsi di contribuire positivamente alla questione climatica e quindi di far parte della configurazione solo per avere la certezza di consumare l'energia fotovoltaica prodotta in loco, rinunciando alla ricompensa economica che potrebbe perciò essere investita in ulteriori iniziative etiche per il benessere della società.

È risultato inoltre fondamentale dimensionare opportunamente la taglia dell'impianto fotovoltaico, tenendo conto, oltre al fabbisogno elettrico da dover soddisfare, anche dell'eventuale incentivo economico riconosciuto dal GSE: è stato dimostrato che in corrispondenza della transizione tra una fascia incentivante e l'altra, convenga installare un

impianto di dimensioni leggermente minori per assicurarsi un incentivo più alto per l'intera comunità.

I risultati pervenuti da questo studio potrebbero essere stimoli di ulteriori lavori di ricerca, come ad esempio:

- Ripetere le analisi svolte sostituendo i consumi di energia elettrica degli utenti residenziali, simulati con Load Profile Generator, e la produzione di energia fotovoltaica, simulata con Polysun, con valori relativi a misurazioni reali;
- Indagare sull'implementazione di strategie di flessibilità energetica in configurazioni di CER composte da sole famiglie: l'andamento tipico di un profilo residenziale non è accoppiato in maniera ottimale al profilo di immissione in rete di un impianto fotovoltaico, in quanto il primo è caratterizzato da una richiesta minima di energia nelle ore in cui vi è l'offerta fotovoltaica massima. Potrebbero essere implementate strategie come il load shifting, combinato a tecnologie relative alla domotica e all'IoT, oppure considerare tecnologie di accumulo di energia elettrica, anche sotto altre forme di energia;
- Considerare all'interno della CER utenze del terzo settore, le quali potrebbero ottimizzare ulteriormente il fabbisogno soddisfatto dalla configurazione, in quanto il consumo è concentrato nelle ore centrali della giornata e minimo nelle ore notturne;
- Considerare altre fonti rinnovabili per la generazione di energia elettrica oltre al fotovoltaico: la biomassa ha una disponibilità costante in alcune aree geografiche, in altre, l'energia eolica ha dei rendimenti comparabili al solare FV; inoltre, negli ultimi anni si è registrata una riduzione dei costi di installazione, facendola diventare accessibile ed economicamente conveniente.

## 5. Fonti bibliografiche e sitografiche

- [ 1 ] Wagner (2020). EPS-SIF Energy Summer School 2019: Concluding remarks. EPJ Web of Conferences. 246. 00022.
- [ 2 ] BP Statistical Review of World Energy. Population data from World Bank.
- [ 3 ] BP Statistical Review of World Energy, 2022
- [ 4 ] Eurostat, Energy statistic- an overview: tables and figures, 2022
- [ 5 ] [https://www.treccani.it/enciclopedia/tecnologie-per-la-transizione-energetica\\_%28Enciclopedia-Italiana%29/](https://www.treccani.it/enciclopedia/tecnologie-per-la-transizione-energetica_%28Enciclopedia-Italiana%29/)
- [ 6 ] Our World in Data, 2022, <https://ourworldindata.org/grapher/years-of-fossil-fuel-reserves-eft?time=earliest..latest>
- [ 7 ] Council Science, <https://council.science/it/what-we-do/our-work-at-the-un/climate-change/history-icsu-and-climate-change/>
- [ 8 ] GSE, <https://www.gse.it/media/climate-clock-il-conto-alla-rovescia-parte-anche-in-italia>
- [ 9 ] Ufficio federale dello sviluppo internazionale ARE, <https://www.are.admin.ch/are/it/home/sviluppo-sostenibile/politica-sostenibilita/agenda2030/onu--le-pietre-miliari-dello-sviluppo-sostenibile/1987--rapporto-brundtland.html>
- [ 10 ] [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/educazione\\_ambientale/stoccolma.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/educazione_ambientale/stoccolma.pdf)
- [ 11 ] United Nations for Climate Change, Kyoto Protocol – Reference manual on accounting of emissions and assigned amount, [https://unfccc.int/resource/docs/publications/08\\_unfccc\\_kp\\_ref\\_manual.pdf](https://unfccc.int/resource/docs/publications/08_unfccc_kp_ref_manual.pdf)
- [ 12 ] <http://www.accordodiparigi.it/sdg.htm>
- [ 13 ] European Commission, Eu Science HUB, Reference Regulatory Framework. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework_en)
- [ 14 ] Global Energy Outlook 2023: Sowing the Seeds of an Energy Transition, Resources for the future, Marzo 2023, Daniel Raimi, Yuqi Zhu, Richard G. Newell, Brian C. Prest, and Aaron Bergman
- [ 15 ] Trevisan, Riccardo, Emilio Ghiani, and Fabrizio Pilo. 2023. "Renewable Energy Communities in Positive Energy Districts: A Governance and Realisation Framework in

Compliance with the Italian Regulation" *Smart Cities* 6, no. 1: 563-585.

<https://doi.org/10.3390/smartcities6010026>

- [ 16 ] Emekci, Seyda. (2022). From Smart Homes to Smart Cities: How Smart Homes Contribute to the Sustainable Development Goals. 10.4018/978-1-7998-7785-1.ch018.
- [ 17 ] <https://clusterscclombardia.it/2022/12/19/le-energy-community-come-propulsione-verso-le-smart-city/>
- [ 18 ] Christopher Groves, Karen Henwood, Nick Pidgeon, Catherine Cherry, Erin Roberts, Fiona Shirani, Gareth Thomas. The future is flexible? Exploring expert visions of energy system decarbonisation. *Futures*. Volume 130. 2021.  
<https://doi.org/10.1016/j.futures.2021.102753>
- [ 19 ] BABLE, Trading energetico peer to peer, <https://www.bable-smartcities.eu/it/esplora/soluzioni/soluzione/peer-to-peer-energy-trading.html>
- [ 20 ] ARERA, Documento per la consultazione 360/2022/R/EEL, Sistemi di Smart Metering di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione
- [ 21 ] ARERA, Smart metering di seconda generazione, Incontro con le associazioni dei consumatori 11 gennaio 2017
- [ 22 ] Webinar "Smart Metering e Chain2: la chiave di accesso alle comunità energetiche e alla ricarica dei veicoli elettrici", Stefano Rotini, luglio 2022
- [ 23 ] RSE. Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell'Energia. Ottobre 2020.  
<https://dossierse.it/17-2020-gli-schemi-di-autoconsumo-collettivo-e-le-comunita-dellenergia/>
- [ 24 ] <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto>
- [ 25 ] <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato>
- [ 26 ] Michele Gaspari, Arturo Lorenzoni, The governance for distributed energy resources in the Italian electricity market: A driver for innovation?, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 3, 2018, Pages 3623-3632, ISSN 1364-0321,  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.100>
- [ 27 ] ARERA, Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione, 2022,  
<https://www.arera.it/it/dati/eem51.htm>
- [ 28 ] MASE, Bozza di Decreto CER, 28 febbraio 2023. [https://ecquologia.com/wp-content/uploads/2023/02/CCF\\_000135\\_compressed.pdf](https://ecquologia.com/wp-content/uploads/2023/02/CCF_000135_compressed.pdf)
- [ 29 ] RSE, Dossier RSE, CER e Autoconsumo collettivo: alcune simulazioni numeriche alla luce della nuova regolazione. <https://dossierse.it/19-2023-cer-e-autoconsumo->

[collettivo-alcune-simulazioni-numeriche-alla-luce-della-nuova-egolazione/#:~:text=La%20bozz](#)

- [ 30 ] Webinar “Le CER come innovazione sociale. Potenzialità e strategie per promuovere un coinvolgimento efficace e un impatto sociale rilevante”, Fondazione compagnia di San Paolo, 19 maggio 2023
- [ 31 ] Ministero della transizione ecologica, X Commissione Industria al Senato, Strategia per il settore FER-E, 13 luglio 2021
- [ 32 ] Lacoste, B., Wolf, A., Witzig, A., & Märklin, A. (2010). Polysun. PV, wind and power-heat-cogeneration in one design tool.
- [ 33 ] Remund, J., Müller, S. C., Schilter, C., & Rihm, B. (2010, September). The use of Meteonorm weather generator for climate change studies. In *10th EMS annual meeting* (pp. EMS2010-417).
- [ 34 ] Pflugradt et al. (2022). LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles. *Journal of Open Source Software*, 7(71), 3574. <https://doi.org/10.21105/joss.03574>.
- [ 35 ] ISTAT, Annuario statistico italiano 2022, Capitolo 3
- [ 36 ] Giorgio Besagni, Marco Borgarello, The determinants of residential energy expenditure in Italy, *Energy*, Volume 165, Part A, 2018, Pages 369-386, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.108>
- [ 37 ] Palma, S. Semplici concetti di statistica utili da sapere. *Metodologia clinica applicata in orl*, 17.
- [ 38 ] ARERA, 2021, [https://www.arera.it/it/dati/consumi\\_bonus.htm](https://www.arera.it/it/dati/consumi_bonus.htm)
- [ 39 ] ARERA, Analisi dei consumi dei clienti domestici, [https://www.arera.it/it/dati/mr/mr\\_consumiele.htm](https://www.arera.it/it/dati/mr/mr_consumiele.htm)
- [ 40 ] Mair, J., Suomalainen, K., Eysers, D. M., & Jack, M. W. (2021). Sizing domestic batteries for load smoothing and peak shaving based on real-world demand data. *Energy and Buildings*, 247, 111109.
- [ 41 ] Slide del corso Impiego industriale dell'energia; Politecnico di Torino; A.A. 2022/23; Prof. Badami, Prof. Portoraro.
- [ 42 ] Yoshida, Y., Takahashi, A., Imai, J., & Funabiki, S. (2015). Power smoothing control methods using moving average and FIR filters in distributed generation systems. *Journal of the Japan Institute of Energy*, 94(9), 1051-1056.

- [ 43 ] Guiñón, J. L., Ortega, E., García-Antón, J., & Pérez-Herranz, V. (2007). Moving average and Savitzki-Golay smoothing filters using Mathcad. Papers ICEE, 2007, 1-4.
- [ 44 ] Cheng, F. (2012). The management of a utility-scale battery storage system for renewable energy applications.
- [ 45 ] Han, M., Johari, F., Huang, P., & Zhang, X. (2023). Generating hourly electricity demand data for large-scale single-family buildings by a decomposition-recombination method. *Energy and Built Environment*, 4(4), 418-431.
- [ 46 ] Jacoby, W. G. (2000). Loess:: a nonparametric, graphical tool for depicting relationships between variables. *Electoral studies*, 19(4), 577-613.
- [ 47 ] Muratori, Matteo. Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand - supplementary data. United States: N. p., 2017. Web. doi:10.7799/1363870.
- [ 48 ] Newsletter del GME, n. 174, ottobre 2023
- [ 49 ] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), Rapporti 386/2023, <https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/r386-2023.pdf>

## Ringraziamenti

*In primis, vorrei dedicare i risultati del mio percorso di studi ai miei genitori e alla mia famiglia. Siete il mio orgoglio e spero di portarvi felicità con questo traguardo.*

*A tutti i Professori e ai collaboratori conosciuti in questi anni universitari, un ringraziamento particolare per avermi trasmesso le competenze tecniche e la passione per il mondo dell'energia.*

*Ai miei colleghi e compagni di progetti di gruppo, grazie per il vostro contributo.*

*Ai miei coinquilini presenti e passati, grazie per tutte le esperienze e per avermi permesso di vivere in serenità questi anni a Torino.*

*Un ringraziamento particolare a Gioele Porro e a Valeria Pellerey per il vostro supporto, l'interesse e il tempo che avete dedicato per seguirmi in questo lavoro di tesi.*